



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA CENTROAMERICANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE GRADUACIÓN

**EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO
VERDE A PARTIR DE VERTIMIENTO DE ENERGÍA SOLAR Y EÓLICA EN HONDURAS**

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO

INGENIERO EN ENERGÍA

PRESENTADO POR:

21911146 MARÍA CELESTE PARADA ACOSTA

ASESOR METODOLÓGICO: PHD. HÉCTOR VILLATORO

ASESOR TEMÁTICO: ING. INDIRA OCHOA

CAMPUS SAN PEDRO SULA; SEPTIEMBRE, 2022

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a mi familia y amigos, por todo el tiempo que he estado ausente aun estando presente.

María Celeste Parada

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por la oportunidad que me ha dado de culminar con éxito este proyecto al igual que mis estudios.

A mis padres, María Elena Acosta y Julio César Parada, quienes han sacrificado todo por apoyarme durante toda mi vida.

A mi hermana, Odhalys Elena Parada por acompañarme en cada aventura.

Al Ing. Héctor Villatoro, a quien admiro y es mi ejemplo a seguir, y quien me motivó a ser una mejor estudiante y profesional.

A la Ing. Alicia Reyes, quien me apoyó durante toda mi carrera universitaria especialmente durante este proyecto.

A la Ing. Indira Ochoa, por el tiempo que dedicó en enseñarme acerca de hidrógeno.

RESUMEN EJECUTIVO

Honduras ha presentado dependencia a los combustibles fósiles y a las centrales hidroeléctricas de embalse en la generación de energía para estabilidad de la red eléctrica nacional. Debido a la intermitencia del recurso solar y eólico, las plantas renovables no pueden aportar estabilidad a la red eléctrica nacional. Las emisiones de dióxido de carbono aumentan año con año evitando el cumplimiento del objetivo de Honduras en la Contribución Nacional Determinada de reducción de emisiones de dióxido de carbono en el sector energía en un 9% para 2030. Las plantas renovables del país que utilizan el recurso variable solar y eólico poseen vertimiento de energía controlado por el Centro Nacional de Despacho. El vertimiento de energía se puede considerar como la energía no generada debido a limitaciones de potencia. Dicho vertimiento puede ser utilizado para la producción de hidrógeno verde el cual puede desplazar tecnologías convencionales de generación con combustibles fósiles, brindar estabilidad a la red eléctrica nacional, y contribuir al proceso de descarbonización del país. Se trataron los datos de vertimiento de energía, potencia y tiempo limitados que posee el Centro Nacional de Despacho de Honduras mediante curvas de generación acumulada para la visualización de la energía vertida aprovechada. Se utilizó el análisis costo-beneficio como criterio de decisión para el dimensionamiento de las plantas de hidrógeno. Dieciséis plantas de hidrógeno verde Power-to-Power fueron dimensionadas para inyección de energía eléctrica durante el periodo de la noche a la red eléctrica nacional. Se estimó su producción anual de hidrógeno mediante electrolizadores y su producción anual de energía eléctrica mediante celdas de combustible. El Energy Return on Investment de cada una de las plantas fue calculado para analizar el aprovechamiento de energía que poseen. Esta investigación puede ser utilizada como una guía para el tratamiento datos de vertimiento o generación de energía renovable que es útil para el dimensionamiento de plantas de hidrógeno verde Power-to-Power y el dimensionamiento mismo. Además, puede ser tomada en consideración para la expansión de generación de energía en el país y estrategias de descarbonización.

Palabras clave: celdas de combustible, costo-beneficio, curvas de generación acumulada, electrolizadores, Energy Return on Investment, hidrógeno verde, vertimiento de energía.

ABSTRACT

Honduras has presented dependence on fossil fuels and reservoir hydroelectric power plants for power generation and stability of the national electrical network. Due to the intermittency of solar and wind resources, renewable power plants cannot provide stability to the national electrical network. Carbon dioxide emissions increase year by year, preventing Honduras from meeting its National Determined Contribution target of reducing carbon dioxide emissions in the energy sector by 9% by 2030. Renewable plants in the country that use variable energy and wind resource has energy shedding controlled by the National Dispatch Center. Energy shedding can be considered as non-generated energy because of power limitations. This energy shedding can be used for green hydrogen production, which can displace conventional fossil fuel technologies, bring stability to the national electrical network, and contribute to the decarbonization process of the country. Energy shedding, limited time and power data held by the National Dispatch Center of Honduras were processed through cumulative energy generation curves to visualize the energy shedding that can be harnessed to produce hydrogen. A cost-benefit analysis was used as a decision criterion for the sizing of the hydrogen plants. Sixteen green hydrogen Power-to-Power plants were sized to inject electrical power into the national electrical network during the night period. Their annual hydrogen production by electrolyzers and annual energy production by fuel cells were estimated. The Energy Return on Investment of each plant was calculated to analyze their harnessed energy. This research can be used as a guide for the treatment of energy shedding and generation data that is useful for sizing green hydrogen Power-to-Power plants and the sizing itself. In addition, it can be taken into consideration for the expansion of power generation in the country and decarbonization strategies.

Keywords: cost-benefit green, cumulative energy generation curve, electrolyzers, Energy Return on Investment, energy shedding, fuel cells, green hydrogen.

ÍNDICE DE CONTENIDO

I.	Introducción.....	1
II.	Planteamiento del Problema	4
2.1	Precedentes del Problema.....	4
2.2	Definición del Problema.....	7
2.3	Justificación.....	9
2.4	Preguntas de Investigación.....	10
2.5	Objetivos.....	10
2.5.1	Objetivo General.....	10
2.5.2	Objetivos Específicos.....	10
III.	Marco Teórico.....	15
3.1	Estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia.....	15
3.1.1	Contexto nacional.....	20
3.2	Vertimiento de energía.....	22
3.2.1	Vertimiento de energía en honduras.....	23
3.3	Métodos de conversión de energía.....	24
3.3.1	Finalidad de la conversión de energía.....	25
3.3.2	Energía solar.....	26
3.3.3	Energía eólica.....	27
3.3.4	Energía química.....	29
3.4	Generalidades del hidrógeno.....	31
3.4.1	El hidrógeno como vector energético.....	32

3.4.2	Clasificación del hidrógeno según su obtención	33
3.5	Producción y Almacenamiento de hidrógeno	35
3.5.1	Conversión electroquímica	35
3.5.2	Electrólisis	36
3.5.4	Celdas de combustible	40
3.5.5	Almacenamiento de hidrógeno	42
3.6	Soluciones Power-to-X.....	43
3.6.1	Power-to-gas.....	43
3.6.2	Power-to-liquid	44
3.6.3	Power-to-power.....	45
3.7	Curva de generación de energía ordenada	46
3.8	Costo-beneficio	47
3.9	Energy return on investment.....	48
IV.	Metodología	49
4.1	Enfque.....	49
4.2	Variables de Investigación	49
4.2.1	Variables Dependientes	50
4.2.2	Variables Independientes.....	51
4.3	Técnicas e Instrumentos Aplicados.....	53
4.3.1	Microsoft Excel.....	53
4.3.2	Visual basic for application	53
4.3.3	GNU Octave	54
4.3.4	Análisis costo-beneficio	54

4.3.5	Energy return on investment (EROI).....	54
4.3.6	Microsoft Power BI.....	54
4.4	Población y muestra.....	55
4.6	Metodología de estudio.....	59
4.6.1	Recopilación de datos de vertimiento de energía.....	59
4.6.2	Determinación de fuentes de agua disponibles.....	60
4.6.3	Cálculo de consumo de agua de los electrolizadores.....	61
4.6.4	Dimensionamiento de los electrolizadores.....	64
4.6.5	Dimensionamiento de tanques de almacenamiento.....	74
4.6.6	Dimensionamiento de celdas de combustible.....	75
4.6.7	Cálculo del energy return on investment (EROI).....	76
4.7	Cronograma de actividades.....	77
V.	Resultados y Análisis.....	78
5.1	Fuentes de agua por utilizar.....	78
5.2	Consumo de agua de electrolizadores.....	80
5.3	Dimensionamiento de las plantas de hidrógeno.....	81
5.3.1	Generalidades del rectificador.....	82
5.3.2	Generalidades del electrolizador seleccionado.....	83
5.3.3	Generalidades de la celda de combustible seleccionada.....	84
5.3.4	Generalidades del tanque de almacenamiento de hidrógeno seleccionado.....	85
5.3.5	Generalidades de la bomba y compresor.....	86
5.3.6	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Cerro de Hula....	87
5.3.7	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Cinco Estrellas...	94

5.3.8	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Cohessa	98
5.3.9	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Chinchayote	102
5.3.10	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Choluteca Dos.	106
5.3.11	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Choluteca uno.	110
5.3.12	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Enerbasa	114
5.3.13	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Nacaome dos.	117
5.3.14	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Nacaome uno.	121
5.3.15	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Fotersa	126
5.3.16	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Helios	130
5.3.17	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Mecer	134
5.3.18	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Marcovia	138
5.3.19	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Prados Sur	142
5.3.20	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en San Marcos	146
5.3.21	Dimensionamiento de planta de hidrógeno power-to-power en Soposa	150
5.4	Análisis costo-beneficio de las plantas con precios a 2025	154
5.5	Cálculo del energy return on investment (EROI)	155
5.6	Análisis y discusión de resultados	155
VI.	Conclusiones	161
VII.	Recomendaciones	163
VIII.	Bibliografía	164
IX.	Anexos	170

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Línea de tiempo de sucesos más relevantes en materia de hidrógeno en América Latina.....	5
Ilustración 2 Demanda de hidrógeno en América Latina del año 2019.....	6
Ilustración 3 Capacidad instalada y generación de energía renovable y no renovable del año 2020 en Honduras.....	7
Ilustración 4 Emisiones de dióxido de carbono en Honduras 2018-2020.....	8
Ilustración 5 Diagrama conceptual: vertimiento de energía solar.....	12
Ilustración 6 Diagrama conceptual: vertimiento de energía eólica.....	13
Ilustración 7 Diagrama conceptual: producción de hidrógeno a partir de vertimiento de energía solar y eólica	14
Ilustración 8 Respuesta de máquinas en un sistema estable	16
Ilustración 9 Respuesta de máquinas en un sistema inestable	17
Ilustración 10 Curva característica típica potencia reactiva-voltaje	18
Ilustración 11 Capacidad instalada de capacidad instalada renovable y no renovable en Honduras noviembre 2021.....	20
Ilustración 12 Intensión de capacidad a adicionar por tipo de generación	21
Ilustración 13 Diferentes portadores de energía y cómo se utilizan.....	25
Ilustración 14 Cómo se satisface la demanda final de energía en los países del mundo.	25
Ilustración 15 Configuración común de parques fotovoltaicos en Honduras.....	26
Ilustración 16 Transformaciones de energía en un aerogenerador	28
Ilustración 17 Potencia de energía eólica instalada en Honduras 2011-2017.....	29
Ilustración 18 Clasificación del hidrógeno por emisiones de carbono.....	34

Ilustración 19 Producción de emisiones de dióxido de carbono según clasificación de hidrógeno	35
Ilustración 20 Principio de funcionamiento de un electrolizador de agua alcalina	39
Ilustración 21 Reacciones y temperaturas de operación de los tipos de celdas de combustible .	41
Ilustración 22 Densidad del hidrógeno versus temperatura a diferentes presiones de almacenamiento	42
Ilustración 23 Principio del concepto Power-To-Gas	44
Ilustración 24 Concepto Power To Power.....	45
Ilustración 25 Curva de generación y generación ordenada.....	46
Ilustración 26 Esquema metodológico de la investigación.....	49
Ilustración 27 Relación de variables independientes y dependientes	50
Ilustración 28 Mapa de ubicación geográfica de muestra de estudio.....	55
Ilustración 29 Mapa de muestra geográfica con mayor detalle – primera parte	56
Ilustración 30 Mapa de muestra geográfica con mayor detalle – segunda parte.....	57
Ilustración 31 Mapa de muestra geográfica con mayor detalle – tercera parte.....	58
Ilustración 32 Orden cronológico de realización de la metodología de estudio	59
Ilustración 33 Interfaz de mapa interactivo de limitaciones hidrográficas.....	60
Ilustración 34 Localización y medición de distancia de fuente de agua más cercana.....	61
Ilustración 35 Ejemplo de curva de generación de energía acumulada	65
Ilustración 36 Ejemplo de curva de generación de energía acumulada con ejes invertidos	66
Ilustración 37 Representación de suma de Riemann	69
Ilustración 38 Gráfico de curva aproximada con regresión polinomial y curva real.	70
Ilustración 39 Gráfico de optimización de potencia limitada.....	73
Ilustración 40 Entradas y salidas de energía en el sistema	76

Ilustración 41 Rectificador de puente de diodos de seis pulsos conectado a convertido reductor	83
Ilustración 42 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Cerro de Hula	87
Ilustración 43 Curva de energía vertida aprovechada – Cerro de Hula.....	88
Ilustración 44 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Cerro de Hula	92
Ilustración 45 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Cinco	94
Ilustración 46 Curva de energía vertida aprovechada – Cinco Estrellas.....	95
Ilustración 47 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Cinco Estrellas	96
Ilustración 48 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Cohessa.....	98
Ilustración 49 Curva de energía vertida aprovechada – Cohessa	99
Ilustración 50 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Cohessa.....	100
Ilustración 51 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Chinchayote	102
Ilustración 52 Curva de energía vertida aprovechada – Chinchayote.....	103
Ilustración 53 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Chinchayote.....	104
Ilustración 54 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Choluteca dos	106
Ilustración 55 Curva de energía vertida aprovechada – Choluteca dos.....	107
Ilustración 56 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Choluteca dos.....	108
Ilustración 57 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Choluteca uno	110
Ilustración 58 Curva de energía vertida aprovechada – Choluteca uno	111
Ilustración 59 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Choluteca uno	112

Ilustración 60 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Enerbasa.	114
Ilustración 61 Curva de energía vertida aprovechada – Enerbasa.....	115
Ilustración 62 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Enerbasa.....	116
Ilustración 63 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Nacaome dos	118
Ilustración 64 Curva de energía vertida aprovechada – Nacaome dos.....	119
Ilustración 65 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Nacaome dos.....	120
Ilustración 66 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Nacaome uno	122
Ilustración 67 Curva de energía vertida aprovechada – Nacaome uno	123
Ilustración 68 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Nacaome uno.....	124
Ilustración 69 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Fotersa.....	126
Ilustración 70 Curva de energía vertida aprovechada – Fotersa	127
Ilustración 71 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Fotersa	128
Ilustración 72 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Helios.....	130
Ilustración 73 Curva de energía vertida aprovechada – Helios	131
Ilustración 74 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Helios	132
Ilustración 75 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Mecer.....	134
Ilustración 76 Curva de energía vertida aprovechada – Mecer	135
Ilustración 77 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Mecer.....	136
Ilustración 78 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Marcovia.	138
Ilustración 79 Curva de energía vertida aprovechada – Marcovia	139
Ilustración 80 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Marcovia	140

Ilustración 81 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Prados Sur	142
Ilustración 82 Curva de energía vertida aprovechada - Prados Sur.....	143
Ilustración 83 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Prados Sur	144
Ilustración 84 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – San Marcos	146
Ilustración 85 Curva de energía vertida aprovechada – San Marcos	147
Ilustración 86 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - San Marcos.....	148
Ilustración 87 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Soposa.....	150
Ilustración 88 Curva de energía vertida aprovechada – Soposa	151
Ilustración 89 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Soposa	152
Ilustración 90 Participación en generación de hidrógeno de plantas dimensionadas.....	157

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Comparación de densidad de energía del hidrógeno en varias formas de almacenamiento y gasolina.....	32
Tabla 2 Formato para cálculo de datos de curva de generación ordenada	68
Tabla 3 Formato para cálculo de costo-beneficio para diferentes potencias (P_1 , P_2 , P_n).....	73
Tabla 4 Detalle de fuentes de agua por planta	79
Tabla 5 Información de días de vertimiento de las plantas no dimensionadas	82
Tabla 6 Especificaciones técnicas del electrolizador.....	84
Tabla 7 Especificaciones técnicas de la celda de combustible	85
Tabla 8 Especificaciones técnicas del tanque de almacenamiento	85
Tabla 9 Especificaciones técnicas de la bomba de agua.....	86
Tabla 10 Especificaciones técnicas del compresor	86
Tabla 11 Datos de entrada para dimensionamiento de plantas de hidrógeno	90
Tabla 12 Precio de venta de energía eléctrica de plantas renovables	91
Tabla 13 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Cerro de Hula	93
Tabla 14 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cerro de Hula.....	93
Tabla 15 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Cinco Estrellas	97
Tabla 16 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cinco Estrellas.....	97
Tabla 17 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Cohessa	101
Tabla 18 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cohessa	101
Tabla 19 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Chinchayote	105
Tabla 20 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Chinchayote.....	105
Tabla 21 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Choluteca dos	109

Tabla 22 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cholteca dos.....	109
Tabla 23 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Cholteca uno.....	113
Tabla 24 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cholteca uno	113
Tabla 25 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Enerbasa.....	117
Tabla 26 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Enerbasa.....	117
Tabla 27 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Nacaome dos	121
Tabla 28 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Nacaome dos.....	121
Tabla 29 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Nacaome uno.....	125
Tabla 30 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Nacaome uno	125
Tabla 31 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Fotersa	129
Tabla 32 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Fotersa.....	129
Tabla 33 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno – Helios	133
Tabla 34 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Helios	133
Tabla 35 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Mecer	137
Tabla 36 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Mecer	137
Tabla 37 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Marcovia.....	141
Tabla 38 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Marcovia	141
Tabla 39 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno – Prados Sur.....	145
Tabla 40 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Prados Sur	145
Tabla 41 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - San Marcos.....	149
Tabla 42 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - San Marcos	149
Tabla 43 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno – Soposa.....	153
Tabla 44 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Soposa.....	153

Tabla 45 Comparativa de costos 2022-2025	154
Tabla 46 Comparación de costo-beneficio de año 2022 y 2025	154
Tabla 47 Resultados de EROI por planta.....	155
Tabla 48 Generación de hidrógeno y energía eléctrica al año por planta	156
Tabla 50 Costos de hidrógeno y energía eléctrica por planta	158

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Reacción parcial del cátodo en un electrolizador de agua alcalina.....	38
Ecuación 2 Reacción parcial del ánodo en un electrolizador de agua alcalina.....	38
Ecuación 3 Reacción total de un electrolizador de agua alcalina.....	38
Ecuación 4 Reacción parcial del ánodo en una celda de combustible.....	40
Ecuación 5 Reacción parcial del cátodo en una celda de combustible.....	40
Ecuación 6 Costo-Beneficio.....	47
Ecuación 7 Energy return on investment.....	48
Ecuación 8 Masa molar.....	62
Ecuación 9 Cantidad de sustancia.....	62
Ecuación 10 Masa de una sustancia.....	62
Ecuación 11 Equivalencias según tipo de agua.....	63
Ecuación 12 Equivalencia de flujo de hidrógeno de condiciones normales a condiciones reales	63
Ecuación 13 Capacidad de almacenamiento del tanque de agua.....	64
Ecuación 14 Tiempo de llenado de un tanque.....	64
Ecuación 15 Frecuencia relativa.....	67
Ecuación 16 Forma de una ecuación polinomial.....	70
Ecuación 17 Masa de hidrógeno a almacenar al día.....	74
Ecuación 18 Potencia de celdas de combustible.....	75
Ecuación 19 EROI del sistema de producción de hidrógeno.....	76
Ecuación 20 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Cerro de Hula.....	88
Ecuación 21 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Cinco Estrellas.....	94
Ecuación 22 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Cohessa.....	99

Ecuación 23 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Chinchayote	103
Ecuación 24 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Choluteca dos.....	107
Ecuación 25 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Choluteca uno	111
Ecuación 26 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Enerbasa	114
Ecuación 27 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Nacaome dos.....	118
Ecuación 28 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Nacaome uno	122
Ecuación 29 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Fotersa.....	127
Ecuación 30 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Helios	130
Ecuación 31 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Mecer.....	135
Ecuación 32 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Marcovia	138
Ecuación 33 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Prados Sur.....	143
Ecuación 34 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de San Marcos	147
Ecuación 35 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Soposa.....	150

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Coordenadas de georreferencia de las plantas con vertimiento de energía en Honduras	170
Anexo 2 Ejemplo de informe diario de limitaciones a renovables por ODS	171
Anexo 3 Ficha técnica del electrolizador DQ500 de John Cockerill	172
Anexo 4 Código en VBA para obtener datos de potencia limitada horaria	173
Anexo 5 Código en GNU Octave para realizar una regresión polinomial	174
Anexo 6 Ficha técnica de la celda de combustible FCGen de Ballard	175
Anexo 7 Ficha técnica del tanque de almacenamiento MAHYTEC	176

LISTA DE SIGLAS Y GLOSARIO

CND	Centro Nacional de Despacho
SEP	Sistema eléctrico de potencia
ODS	Operador del Sistema
NDC	Contribución Nacional Determinada
SOEC	Celda de electrólisis de óxido sólido
PEMEC	Electrolizador de membrada de polímero electrolítica
SOFC	Celda de combustible de óxido sólido
MCFC	Celda de combustible de carbono fundido
PAFC	Celda de combustible de ácido fosfórico
PEMFC	Celda de combustible de membrana de electrolítica de polímero
MWh	Megawatt-hora
kWh	Kilowatt-hora
H₂	Gas compuesto por dos moléculas de hidrógeno
H₂O	Sustancia compuesta por dos moléculas de hidrógeno y una de oxígeno
O₂	Gas compuesto de dos moléculas de oxígeno
Vertimiento de energía	Energía no generada en una planta debido a limitaciones de potencia instalada

I. INTRODUCCIÓN

Todo país debe contar con un sistema eléctrico estable y seguro. Para ello es necesario contar con generación de energía eléctrica despachable para controlar el balance entre la carga eléctrica y la generación de energía. Honduras depende enteramente de la generación térmica e hidroeléctrica de embalses para brindar estabilidad a la red eléctrica nacional. El término “generación despachable” se refiere a la capacidad de flexibilizar la generación de energía de acuerdo con la demanda eléctrica. Actualmente (2022) la capacidad instalada de plantas térmicas es de 30% y 31.7 % para las centrales hidroeléctricas según datos de la (Empresa Nacional de Energía Eléctrica, 2022). Si éstas disminuyen su porcentaje de participación, la estabilidad de la red eléctrica nacional se vería amenazada.

Las energías renovables como solar y eólica no pueden brindar estabilidad a la red debido a que estas no poseen generación despachable. Es fundamental mencionar que las plantas de generación de energía que utilizan recurso renovable variable como es el solar y eólico, se ven afectadas con recortes de potencia debido a la variabilidad del recurso que utilizan o baja demanda nacional. Estos recortes de potencia que evitan la generación de energía a máxima capacidad de la planta son inevitables, debido a que son realizados para mantener la seguridad del sistema eléctrico nacional. La energía que no se generó debido a los recortes en potencia se denomina “vertimiento de energía” el cual puede ser aprovechado para producción de hidrógeno verde. En esta investigación, se pretende estimar el potencial de hidrógeno verde de Honduras a partir del vertimiento de energía solar y eólica.

Varios artículos evalúan la producción de hidrógeno verde en diferentes regiones del mundo. Huang & Liu (2020) evalúa el potencial de producción de hidrógeno verde con energía solar y eólica utilizando un modelamiento de medida de eficiencia basada en slacks (SBM por sus siglas en inglés) y un método de entropía. Gondal et al. (2018) evalúa el potencial de hidrógeno verde utilizando todo el potencial de energía de biomasa, energía solar, energía eólica, geotérmica, entre otras energías en Pakistán, utilizando un factor de conversión entre energía eléctrica e hidrógeno para la realización de cálculos. Thapa et al. (2021) calcula el potencial de hidrógeno verde en Nepal con excedentes de energía hidroeléctrica utilizando el consumo de energía por

kilogramo de hidrógeno de un electrolizador y el excedente de energía hidroeléctrica que le proveyó la Autoridad Eléctrica de Nepal. Mason et al. (2019) analiza el excedente de energía eólica de tres años obtenidos de la diferencia del suministro de energía y la demanda en Nueva Zelanda para la producción de hidrógeno verde con electrolizadores de capacidad instalada de 100-1,100 MW. Rosa & Mazzotti (2022) estiman el potencial de producción de hidrógeno con biomasa y captura de carbono en Europa mediante una cadena de suministro de bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS por sus siglas en inglés). Bhandari (2022) evalúa el potencial de producción de hidrógeno verde en Nigeria utilizando excedentes de energía solar y añadiendo capacidad instalada de energía solar para la producción de hidrógeno verde. Dicho hidrógeno está destinado para suplir la demanda de energía y transporte hasta 2040 utilizando técnicas de pronóstico de consumo de energía eléctrica y gasolina. Posso et al. (2022) estima la producción de hidrógeno verde en Paraguay con una contribución de 93.34% de la energía solar proveniente del occidente del país, para los usos finales de transporte y uso doméstico. Además, Ayodele & Munda (2019) estimaron el potencial y la viabilidad económica del hidrógeno verde generado a partir del recurso eólico estudiado en cinco de las nueve provincias de Sudáfrica.

Similar a los estudios de los artículos mencionados anteriormente, esta investigación también evalúa el potencial de generación hidrógeno de Honduras a partir de fuentes renovables, con la novedad de que se diseñó una planta de hidrógeno Power-to-Power para cada planta solar o eólica estudiada en esta investigación. De tal manera se pueden obtener resultados segmentados por plantas en el país identificando a los mayores productores.

Además, se utilizaron curvas de optimización para escoger el dimensionamiento de la planta de hidrógeno con el mayor beneficio económico. Se comparó el costo-beneficio de las plantas de hidrógeno del año 2022 y 2025 para analizar su factibilidad económica con el progreso de la madurez de la tecnología al transcurrir de los años. Se poseen datos más precisos utilizando los electrolizadores y celdas de combustible disponibles en el mercado para el cálculo del potencial de hidrógeno y energía eléctrica; ya que se toma en cuenta la eficiencia de cada uno de los dispositivos electroquímicos.

A su vez, se evaluó el Energy Return on Investment de cada una de las plantas de hidrógeno Power-to-Power dimensionadas en este estudio para analizar el aprovechamiento de energía de cada una de las plantas.

El resto de esta investigación está dividida en cinco capítulos. El primer capítulo se centra en el planteamiento del problema donde se define y justifica el problema, y se plantean los objetivos de investigación. El segundo capítulo presenta el marco teórico donde se definen todos los conceptos necesarios para comprender el hidrógeno como vector energético y los dispositivos para su obtención. El tercer capítulo expone la metodología utilizada para la elaboración de esta investigación detallada paso a paso, incluyendo la población muestra y otros datos relevantes como las variables de investigación. El cuarto capítulo muestra los resultados obtenidos aplicando la metodología de estudio y el análisis realizado a dichos resultados. El quinto capítulo presenta las conclusiones las cuales dan respuesta a los objetivos específicos planteados en la investigación y las recomendaciones realizadas para futuras investigaciones.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El hidrógeno es uno de los elementos más comunes y abundantes en el planeta Tierra, pero éste no se encuentra solo, se encuentra combinado con elementos como el oxígeno, carbono, entre otros que forman sustancias y compuestos comunes en el planeta tales como el agua e hidrocarburos.

En las últimas décadas el hidrógeno se ha presentado como una posible fuente de combustible y energía en el mundo, pero aún existe información que recopilar e investigación que realizar para poder incluir el hidrógeno dentro de la matriz energética de todos los países. Esto se debe a que el proceso de generación, la separación del hidrógeno de los otros elementos y almacenamiento tiende a ser complicado debido a la novedad del tema si se compara con otras tecnologías como la solar y eólica.

En el presente capítulo se detallarán los principales puntos del problema a resolver, los cuales cubren los precedentes del problema para obtener una mejor visión histórica de lo que acontece en cuanto a hidrógeno. Se define y justifica la problemática a tratar y, por último, se presentan las preguntas de investigación y objetivos a alcanzar.

2.1 PRECEDENTES DEL PROBLEMA

Según la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2020) el 54% de la energía eléctrica generada en el país durante el año 2020 proviene de fuentes renovables. Esto refleja un incremento en comparación con el año 2019 donde la energía renovable tuvo un porcentaje de participación del 47%.

Acorde con el porcentaje de generación renovable en 2019 la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2019) afirma que "esta participación es 10% menor con lo reportado durante el 2018, evidenciando así la dependencia del país hacia las hidroeléctricas que redujeron su participación en 5% en comparación al año anterior" (p. 53).

Con lo anteriormente expuesto, se puede observar que las hidroeléctricas proporcionan un porcentaje de estabilidad a la red eléctrica con las centrales bases del país en compensación de la intermitencia de las otras fuentes renovables. Actualmente Honduras no cuenta con otro tipo de tecnología renovable que proporcione estabilidad de energía a la red eléctrica de tal manera que se pueda desplazar la generación de energía térmica.

Por otro lado, aproximadamente desde 1998 el hidrógeno ha tomado protagonismo poco a poco en los países de Latinoamérica. La ilustración 1 muestra una línea de tiempo con los sucesos más relevantes en el área de hidrógeno.

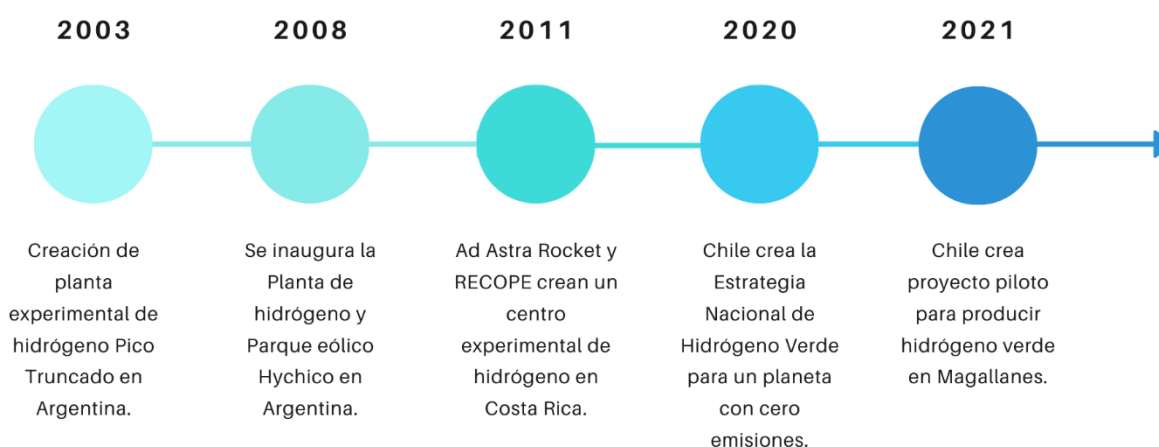


Ilustración 1 Línea de tiempo de sucesos más relevantes en materia de hidrógeno en América Latina.

Fuente: Elaboración propia con información de (Bolcich, 2018, p. 48), (Ministerio de Energía en Chile, 2020), (MINAE, 2021) y (ENEL, 2021).

El hidrógeno es utilizado para diversos procesos industriales, refinerías de petróleo, producción de amoníacos, entre otras aplicaciones.

Según la International Energy Agency (2020) el 90% de la demanda de hidrógeno América Latina en 2019 se concentró en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México.

Cuyos datos de demanda se muestran en la ilustración 2 donde especifica el consumo de hidrógeno y el área de utilización de éste.

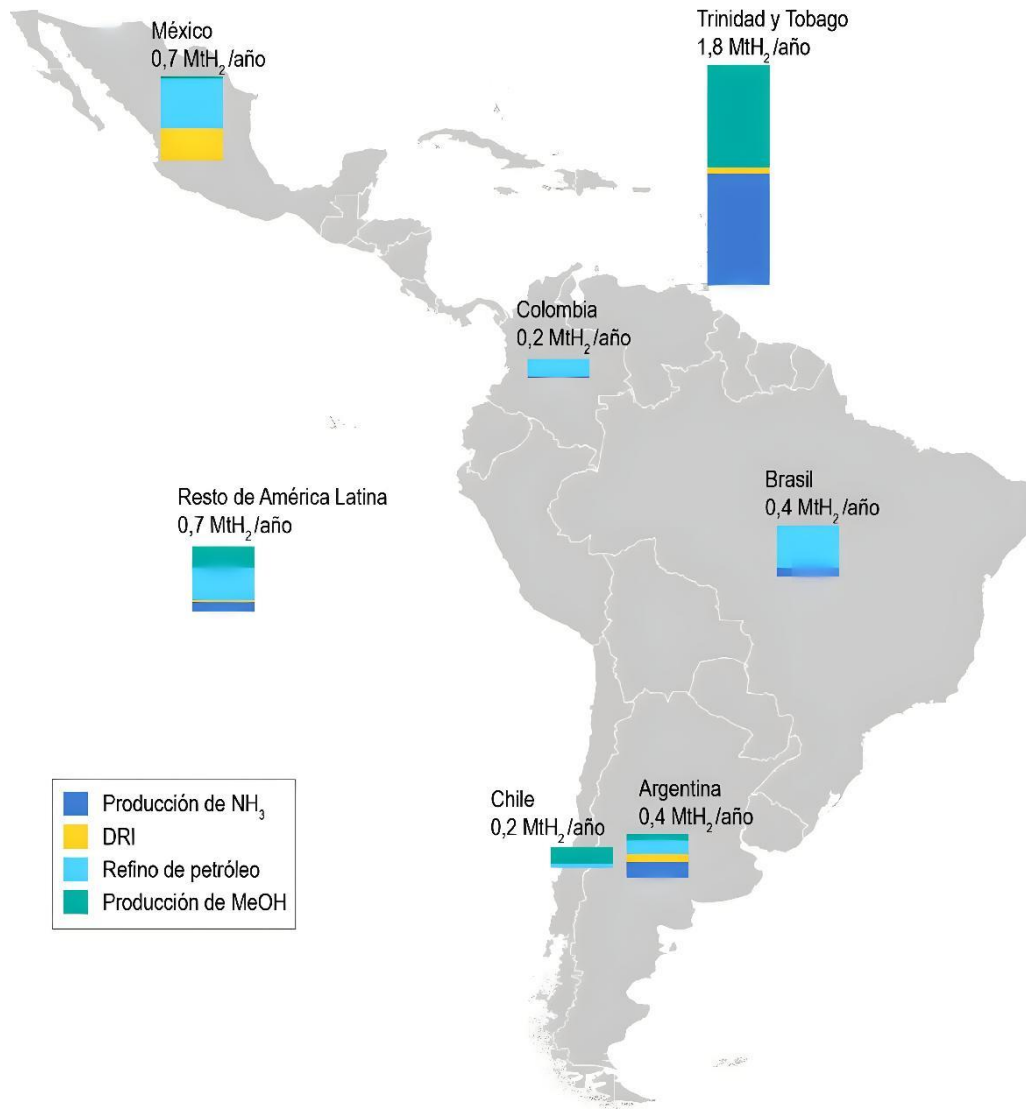


Ilustración 2 Demanda de hidrógeno en América Latina del año 2019.

Fuente: International Energy Agency (2020)

En los últimos años, aproximadamente desde el año 2000 al 2021, en América Latina, países como Chile, Argentina y Costa Rica han puesto en marcha diversos proyectos y estudios de potencial de producción de hidrógeno verde. Estos países tratan de aprovechar la riqueza de recursos naturales y la generación de energía a partir de fuentes renovables, en su mayoría solar y eólica,

que poseen. La mayor parte de estos países tienen como objetivo brindar estabilidad a la red, generar hidrógeno para consumo de industrias y contribuir al proceso de descarbonización del país como es el caso de Chile.

2.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

La matriz energética de Honduras está compuesta por más de un 50% de fuentes renovables, pero la intermitencia de éstas evita su incremento en la matriz del país. Esto se debe a que la generación de energía renovable depende del recurso energético primario usado y dichos recursos varían según las condiciones climatológicas y meteorológicas del sitio donde se realice el aprovechamiento.

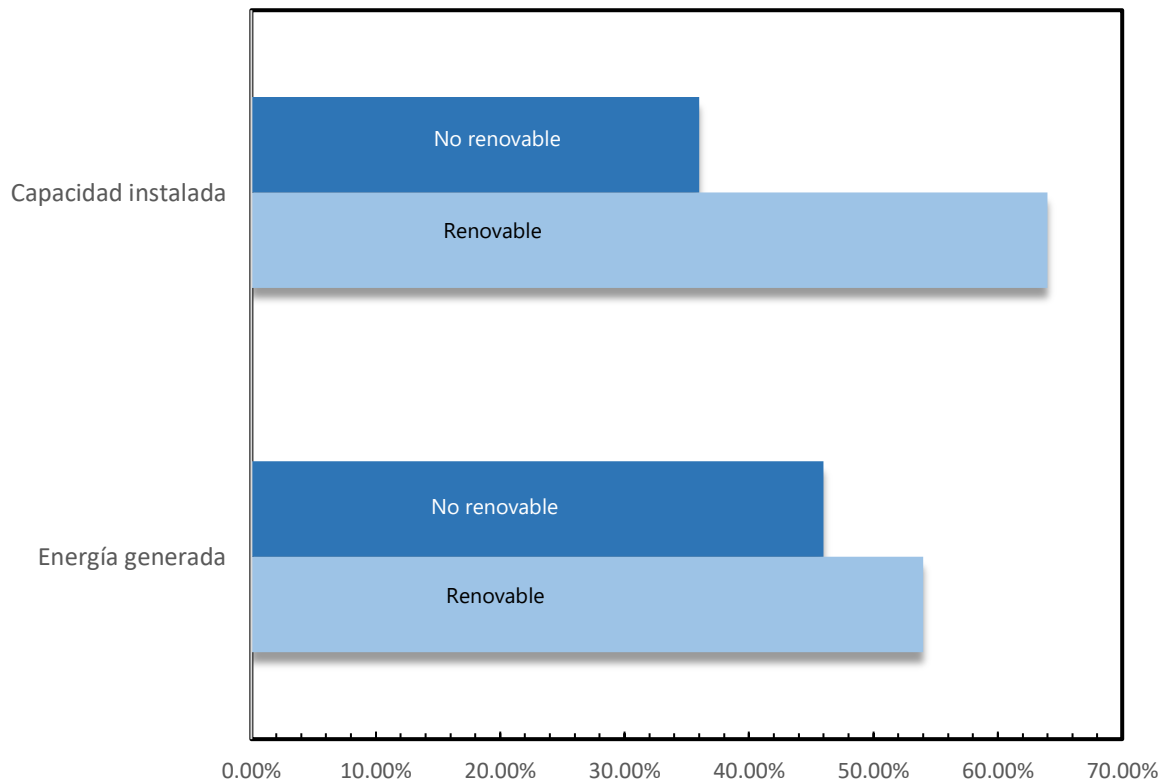


Ilustración 3 Capacidad instalada y generación de energía renovable y no renovable del año 2020 en Honduras.

Fuente: Elaboración propia con información de Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2020).

La ilustración 3 muestra una comparación de la capacidad instalada y generación de energía de fuentes renovables y no renovables en el país. Pese a que existe un mayor porcentaje de capacidad instalada renovable, la generación de energía de estas fuentes no lleva la delantera; demostrando así la intermitencia del recurso.

Las energías renovables son una amenaza a la estabilidad de frecuencia de los sistemas eléctricos porque éstas son no despachables, especialmente por la intermitencia del recurso energético primario.

Al ser despachable la energía térmica producida por combustibles fósiles puede estabilizar el sistema eléctrico. Por tanto, ésta permanece en la matriz energética de Honduras.

A su vez, las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera incrementan año con año. La ilustración 4 muestra las emisiones de dióxido de carbono en el sector generación de Honduras desde 2018 a 2020.

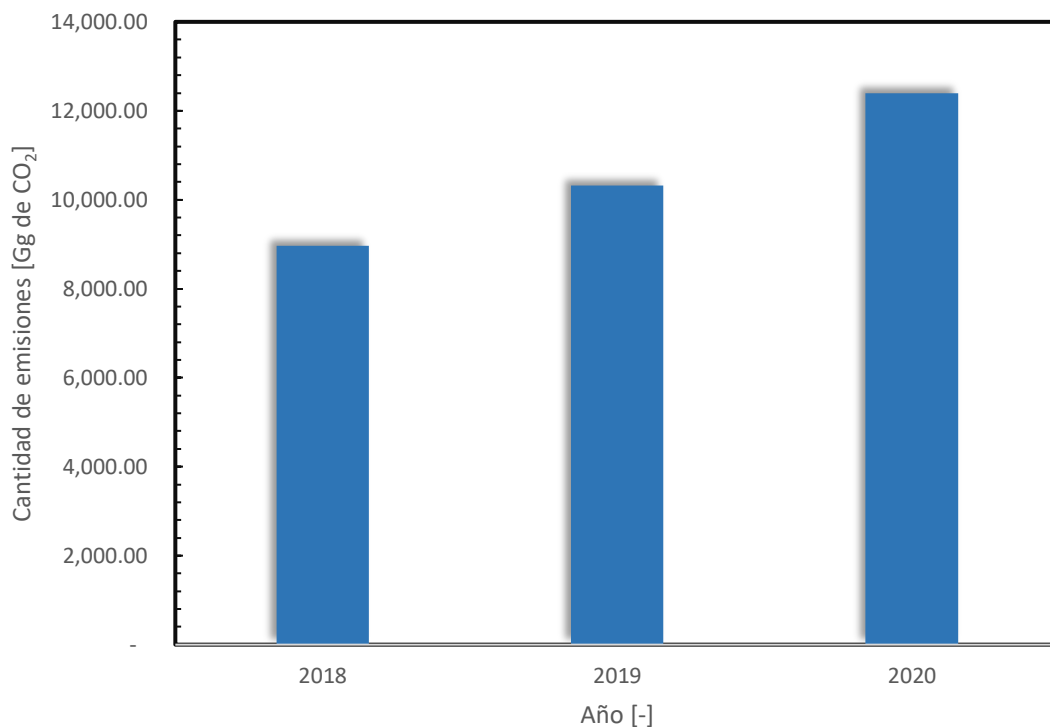


Ilustración 4 Emisiones de dióxido de carbono en Honduras 2018-2020.

Fuente: Elaboración propia con información de Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2018), Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2019) y Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2020).

Este aumento en las emisiones de dióxido de carbono provoca alteraciones negativas a la calidad del ambiente como su contribución al efecto invernadero que eventualmente perjudican la salud humana.

2.3 JUSTIFICACIÓN

Honduras es un país rico en recursos naturales y solo una parte de estos son aprovechados. Según Empresa Nacional de Energía Eléctrica (2021) en su Boletín Estadístico noviembre 2021, las plantas solares fotovoltaicas poseen una capacidad instalada de 510.8 MW representando un 18.1% del total de capacidad instalada y los parques eólicos poseen 235 MW de capacidad instalada en el país lo que representa 8.3% de la capacidad instalada del país.

La generación de energía de las plantas renovables en Honduras se encuentra limitada por el Centro Nacional de Despacho (CND) por distintas causas como la variabilidad de generación, baja demanda nacional, evitar sobrecargas de los transformadores de las subestaciones, entre otras. Esto provoca vertimientos de energía renovable en el sector generación. Se puede entender como vertimiento de energía a aquella energía que se deja de producir o la energía que se pierde debido a las causas anteriormente mencionadas.

Debido a que el vertimiento de energía es inevitable ya que el propósito de las limitaciones es mantener la operación segura y confiable del sistema eléctrico, se pueden optar por alternativas de uso de la energía vertida o pérdida. Una de estas posibles alternativas es la producción de hidrógeno verde en el país y evaluar esta alternativa es el objetivo de este trabajo de investigación.

La finalidad de este proyecto es determinar de manera indicativa el potencial que posee Honduras de producción y almacenamiento de hidrógeno verde. La producción de hidrógeno y su almacenamiento es un pilar para la estabilidad del sistema eléctrico y la transición energética. Esto permitiría aumentar el porcentaje de participación de las energías renovables en la matriz

energética de Honduras y la intermitencia no sería un problema primordial ya que el hidrógeno almacenado podría ser utilizado para subsanar la variabilidad del recurso renovable.

Además, contribuiría al proceso de reducción de emisiones al cual Honduras se ha comprometido ante la Contribución Nacional Determinada (por sus siglas en inglés NDC).

El Gobierno de la República de Honduras (2021) afirma que el objetivo del país es reducir en un 16% las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030 del cual 9% de la reducción se planea realizar en el sector energía.

2.4 PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN

- ¿Cuántos kilogramos de hidrógeno se pueden generar en un año en Honduras utilizando vertimiento de energía solar y eólica?
- ¿Cuál es el costo-beneficio de las plantas de hidrógeno Power-to-Power dimensionadas para el aprovechamiento del vertimiento de energía solar y eólica en Honduras?
- ¿Cuál es el Energy Return on Investment de las plantas de hidrógeno Power-to-Power dimensionadas para aprovechamiento del vertimiento de energía solar y eólica en Honduras?

2.5 OBJETIVOS

2.5.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un cálculo preliminar e indicativo del potencial de generación y almacenamiento de hidrógeno verde a partir de vertimiento de energía solar y eólica en Honduras para diversificar la matriz energética del país.

2.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Calcular los kilogramos de hidrógeno que se pueden generar en un año en Honduras utilizando vertimiento de energía solar y eólica.

- Calcular el costo-beneficio de las plantas de hidrógeno Power-to-Power dimensionadas para el aprovechamiento del vertimiento de energía solar y eólica en Honduras.
- Determinar el Energy Return on Investment de las plantas de hidrógeno Power-to-Power dimensionadas para aprovechamiento del vertimiento de energía solar y eólica en Honduras.

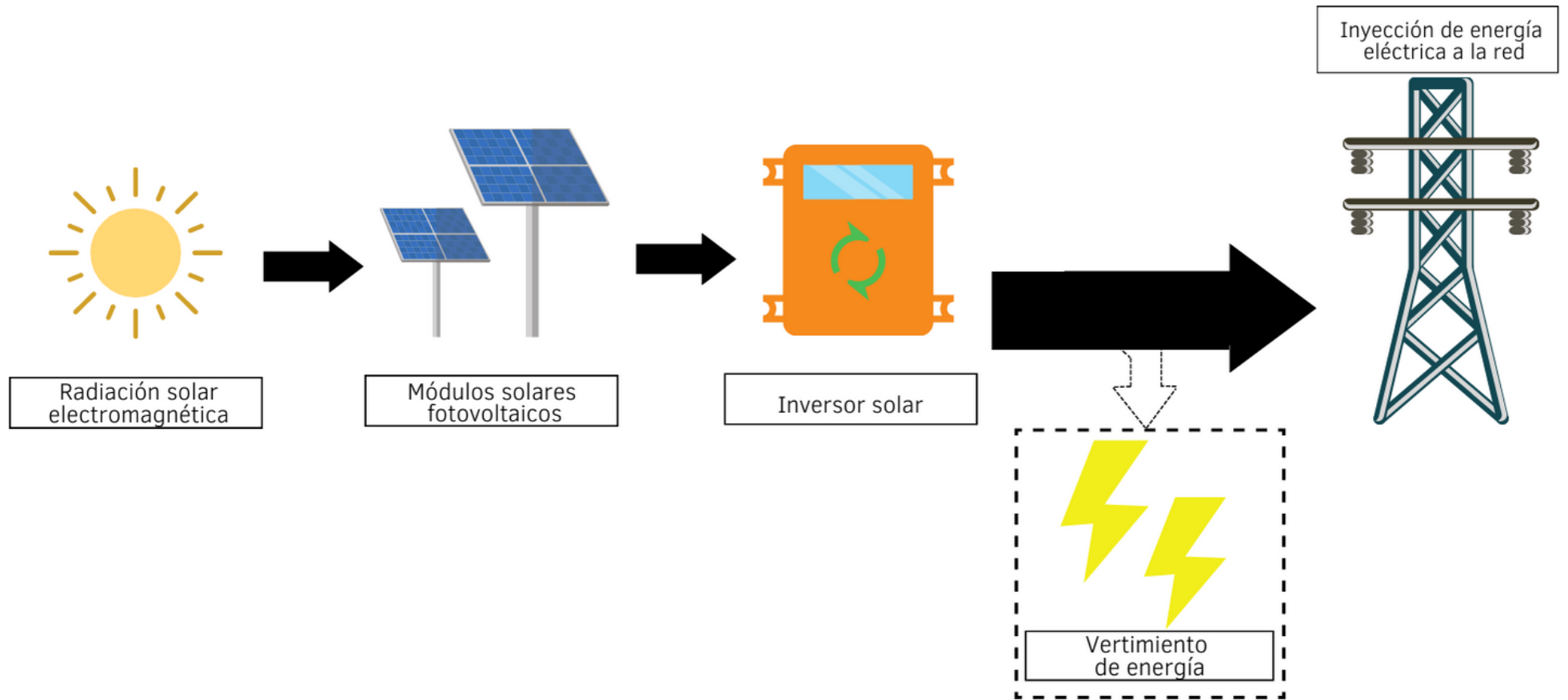


Ilustración 5 Diagrama conceptual: vertimiento de energía solar

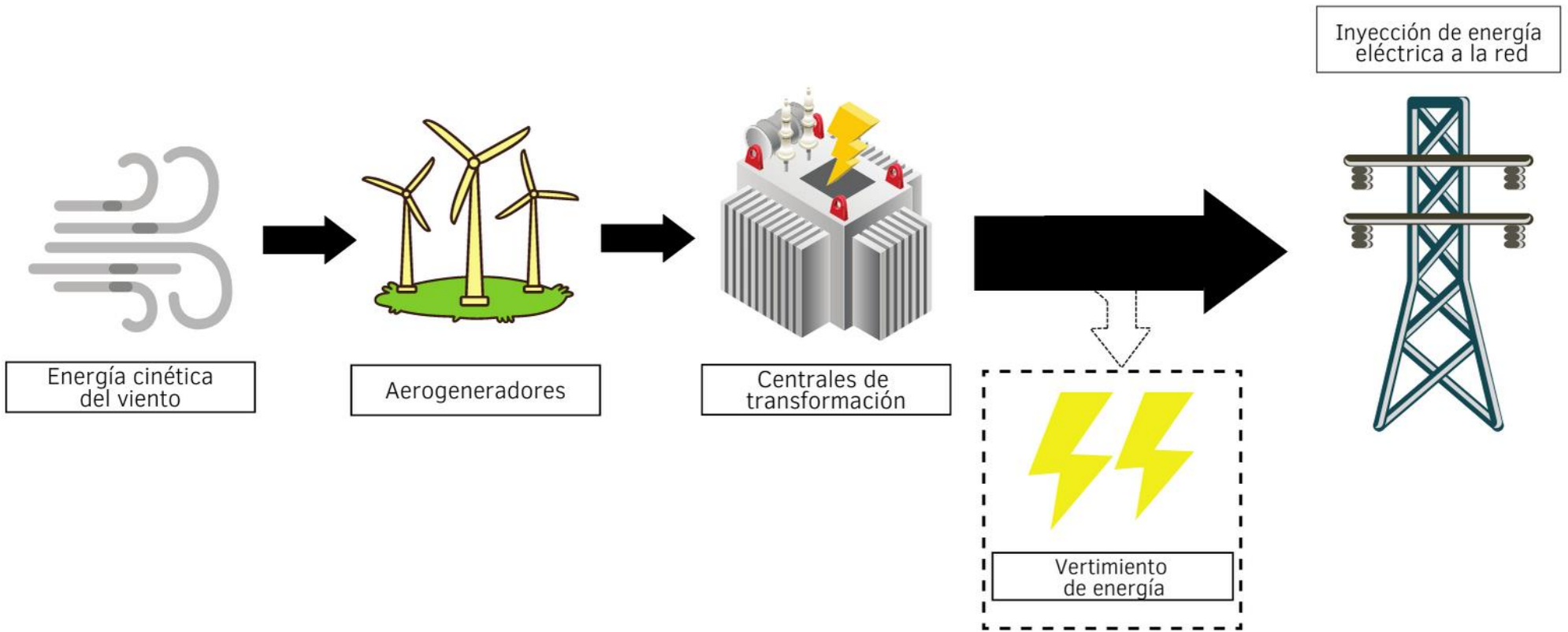


Ilustración 6 Diagrama conceptual: vertimiento de energía eólica

DIAGRAMA CONCEPTUAL DE ESTA INVESTIGACIÓN

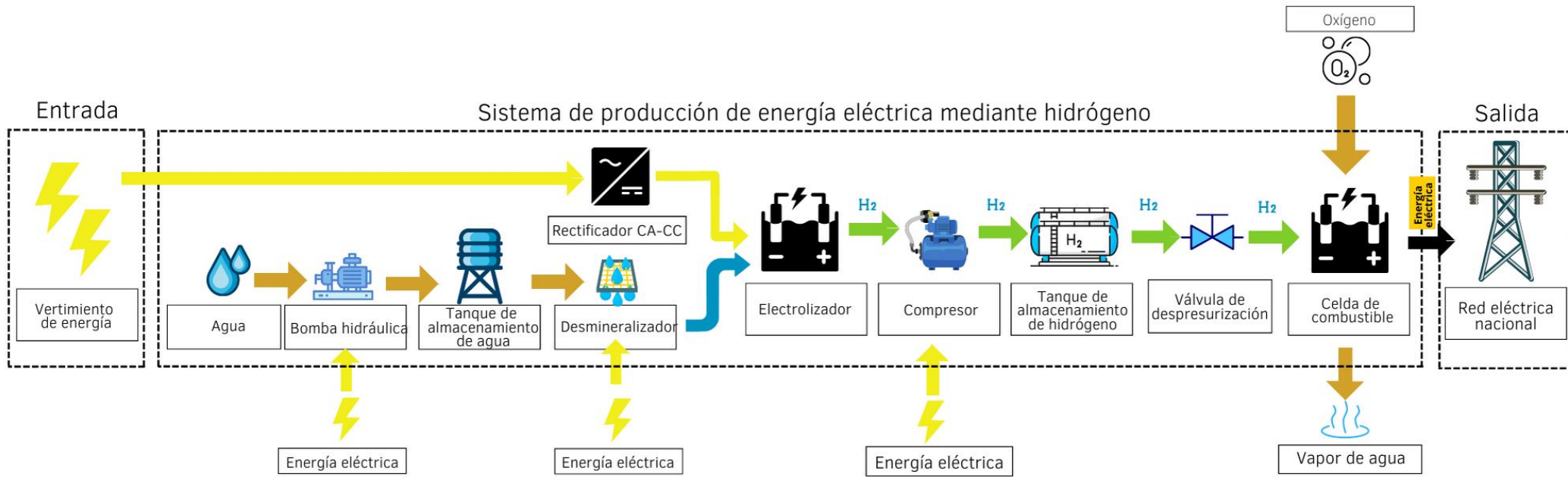


Ilustración 7 Diagrama conceptual: producción de hidrógeno a partir de vertimiento de energía solar y eólica

III. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presenta un desglose detallado de los temas y subtemas necesarios para comprender las bases y conceptos fundamentales para el desarrollo de esta investigación. Cada uno de éstos es expuesto de una manera clara, comprensible y detallada para lograr una mejor comprensión del tema.

3.1 ESTABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Se puede entender por estabilidad de un sistema eléctrico de potencia a la capacidad de mantener las condiciones necesarias para conservar un estado de operación que asegure el correcto funcionamiento del sistema. Es decir, permanecer en equilibrio y al presentarse alteraciones en el sistema, éste es capaz de volver a un estado estable.

Todo país debe contar con un sistema eléctrico de potencia estable, confiable y seguro. La estabilidad en el sistema eléctrico de potencia es indispensable para cada país porque esto permite mantener condiciones estables de funcionamiento en el sector energía.

Existen diferentes factores que pueden afectar la estabilidad del sistema eléctrico de potencia.

OLADE (2013) afirma que "debido al incremento de la generación eólica y solar en el mundo se ha vuelto necesario analizar la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia ante la entrada de una nueva generación" (p. 5).

Dicha estabilidad, según Hatziargyriou, et al. (2020) citado en Martins (2006), se puede clasificar de diversas formas. Una de ellas es de acuerdo con su naturaleza física. La estabilidad según su naturaleza física se refiere a la estabilidad del parámetro principal del que se espera se mantenga constante, sin interrupciones ni déficits. Se clasifica de la siguiente manera:

a. Estabilidad de ángulo

Según Kundur (1993) la estabilidad de ángulo es la "habilidad de máquinas síncronas interconectadas de un sistema de potencia de mantenerse en sincronismo" (p. 18).

Una máquina síncrona es una máquina que posee dos componentes principales, un rotor y un estator. Además de eso se le llama síncrona debido a que la velocidad que posee el rotor de la máquina está en sincronismo con la frecuencia eléctrica del sistema. En el contexto de esta investigación, sincronismo se refiere al estado en el que las máquinas y la red se encuentran en el mismo ángulo, velocidad o frecuencia.

Kundur (1993) afirma que una inestabilidad de ángulo puede suceder cuando "una máquina síncrona pierde el sincronismo con el resto del sistema, su rotor gira a una velocidad más alta o baja de que la requiere para generar voltaje a la frecuencia del sistema" (p. 22).

En la ilustración 8, se muestra un ejemplo gráfico de la respuesta de cuatro máquinas en un sistema. Se observa una representación de un estado estable del ángulo del rotor a través del tiempo con cada una de las máquinas. Esto se debe a que las separaciones entre las curvas A, B, C y D presentan una diferencia aproximada de 5%.

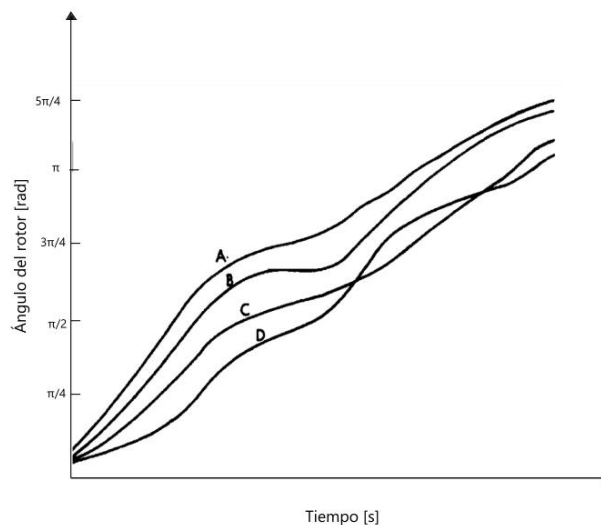


Ilustración 8 Respuesta de máquinas en un sistema estable

Fuente: Elaboración propia adaptado de Anderson & Fouad (2003)

En la ilustración 9, también se visualiza la respuesta del sistema de cuatro máquinas con la diferencia que ésta muestra un ejemplo gráfico de un sistema con inestabilidad del ángulo. Las curvas A, B, C y D que representan la estabilidad del ángulo tienen una separación muy notoria, aproximadamente de 45% en las máquinas B y C. Esto crea fluctuaciones en los parámetros de salida de las máquinas, provocando una inestabilidad de ángulo en el sistema eléctrico de potencia.

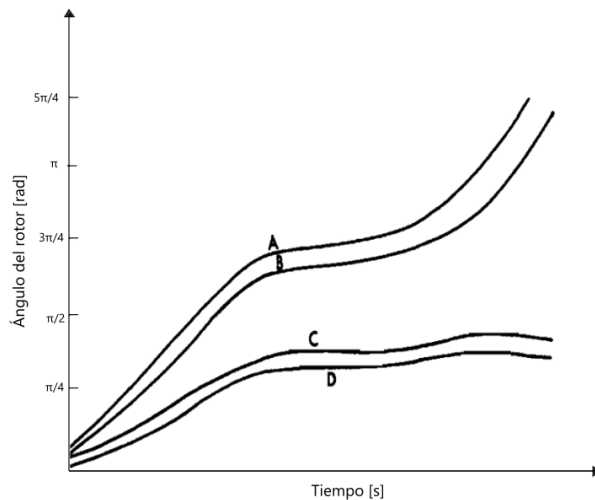


Ilustración 9 Respuesta de máquinas en un sistema inestable

Fuente: Elaboración propia adaptado de Anderson & Fouad (2003)

b. Estabilidad de voltaje

Kundur (1993) expresa que la "estabilidad de voltaje es la habilidad de un sistema de potencia de mantener voltajes constantes aceptables en todos los buses del sistema bajo condiciones normales de operación y después de estar sujeto a una perturbación" (p. 27).

El término "buses" es utilizado para referirse a los nodos o puntos donde se conectan los generadores, cargas y demás elementos del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).

Kundur (1993) comenta que el mayor factor que provoca una inestabilidad es la incapacidad del sistema de potencia de satisfacer la demanda de potencia reactiva. Esta

incapacidad es generada usualmente por la caída de voltaje que ocurre cuando la potencia activa y reactiva fluyen a través de reactancias inductivas asociadas con la red de transmisión.

Existen diversos criterios para determinar la estabilidad de voltaje, uno de los más utilizados se puede observar en las curvas de potencia reactiva y voltaje del bus. En la ilustración 10, se muestra un ejemplo de estas curvas para determinar la estabilidad del sistema.

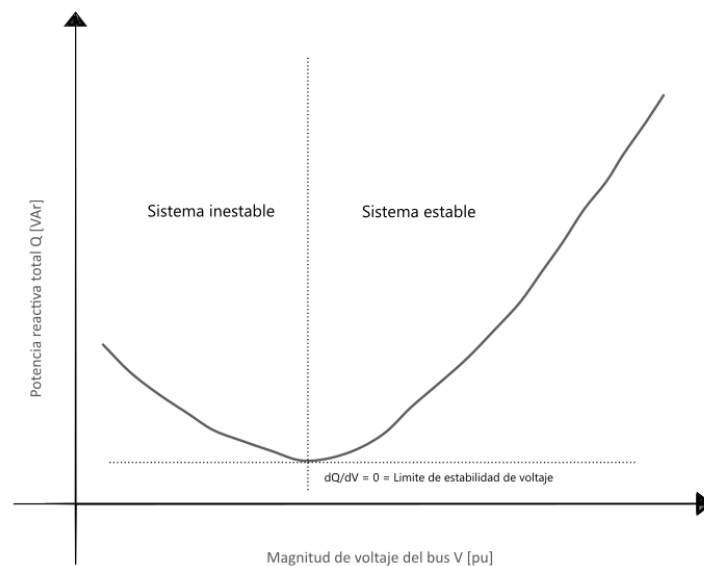


Ilustración 10 Curva característica típica potencia reactiva-voltaje

Fuente: Elaboración propia adaptado de Jaganathan & Saha (2004)

En la ilustración 10, se puede observar que el sistema es inestable cuando la magnitud del voltaje disminuye y la potencia reactiva aumenta que es el comportamiento de la primera parte de la gráfica. El sistema se vuelve estable cuando aumenta la magnitud del voltaje del bus y también aumenta la potencia reactiva total.

c. Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia es aquella capacidad de suministrar energía eléctrica a las cargas lo que éstas demanden por medio de los generadores.

OLADE (2013) define estabilidad de frecuencia como la "habilidad de balancear la potencia activa (generación, carga)" (p. 6).

Existen múltiples razones por las que se puede provocar la inestabilidad de frecuencia.

ENTSOE (2016) establece que una de estas razones son los desequilibrios entre la generación y la demanda, dichos desequilibrios se pueden producir por la desconexión imprevista de un generador o un grupo de generadores.

El término "desconexión imprevista" expresado anteriormente engloba toda aquella pérdida de generación que pueda ocurrir dentro de las plantas, desde fallos técnicos hasta la indisponibilidad del recurso energético primario usado en la planta. Este último es muy frecuente en plantas de generación renovable que contribuyen en cierta parte a la inestabilidad del sistema.

García-Cerrada et al. (2017) citado en Gómez (2018) afirma que la estabilidad de frecuencia está gobernada principalmente por:

- a. La inercia de las masas de los rotores de los grupos generadores.
- b. La regulación primaria de frecuencia de los generadores.
- c. El tamaño del sistema y el número de generadores cercanos.

A lo largo de los años se han intentado alcanzar objetivos medioambientales para reducción de emisiones y mejorar la calidad del medio ambiente. Por ello más generadores renovables se han integrado al sistema eléctrico, en especial las plantas solares fotovoltaicas y eólicas. Sin embargo, estas plantas son generadores asíncronos a la red y usualmente no tienen respuesta de inercia para controlar la estabilidad de frecuencia en la mayoría de los casos (Yan et al. 2015).

En orden de poseer estabilidad de frecuencia en el sistema eléctrico de potencia, es necesario contar con generación de energía despachable y así disminuir o aumentar la potencia cuando ésta sea requerida según la demanda que tenga el país.

El término "generación de energía despachable" se refiere a todas aquellas fuentes de energías que poseen una generación flexible, es decir, pueden generar dependiendo la demanda que

exista. Por tanto, esta energía se puede despachar cuando sea preciso o necesario, un ejemplo de estas fuentes despachables son las plantas de generación térmica que poseen dicha cualidad que las energías renovables (como eólica y solar) no.

3.1.1 CONTEXTO NACIONAL

En la ilustración 11 se muestra una gráfica que muestra la capacidad instalada de Honduras de energía renovable y no renovable hasta noviembre 2021. Se observa que la capacidad instalada en energía renovables es mayoritaria en la matriz.

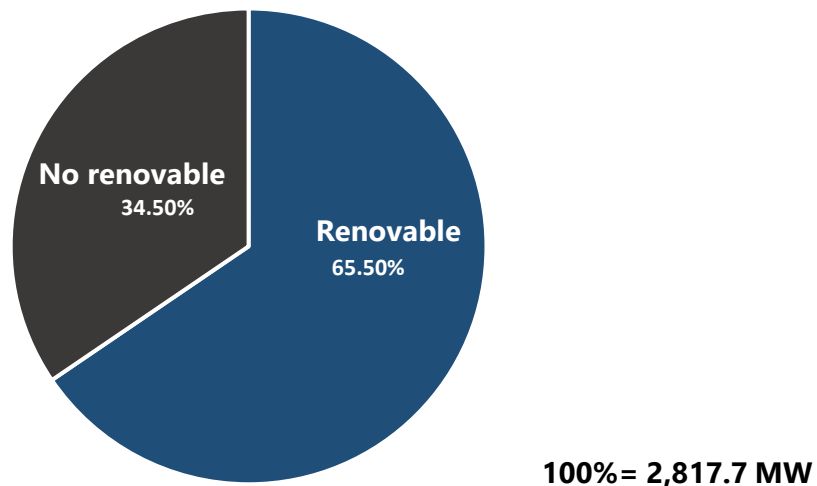


Ilustración 11 Capacidad instalada de capacidad instalada renovable y no renovable en Honduras noviembre 2021

Fuente: Elaboración propia con información de Empresa Nacional de Energía Eléctrica (2021).

Dentro de las energías no renovables, la energía térmica toma protagonismo con una capacidad instalada de 30.7% de la matriz de Honduras a noviembre 2021. Estos porcentajes de capacidad instalada de energía térmica ciertamente han disminuido con el avance de las energías renovables. Sin embargo, no se pueden eliminar totalmente de la matriz energética de Honduras ya que éstas en conjunto con las centrales hidroeléctricas de embalse, son las principales fuentes de energía que proporcionan la estabilidad de frecuencia al SEP.

Hasta la fecha, 2022, Honduras no posee otras energías alternativas despachables para contribuir a la estabilidad de frecuencia del SEP aparte de la generación térmica y de hidroeléctrica de embalse. Por tanto, las plantas de generación de energía térmica son una pieza clave para la estabilidad de frecuencia del SEP, aunque con ello también se depende del petróleo y sus derivados para la producción de energía, el cual es un recurso finito, y de su precio que ha presentado un aumento durante el año 2022.

Lo anteriormente expuesto se puede observar de manera clara en el Plan Indicativo de Expansión de Generación 2022-2031 en su primer borrador, donde ODS (2021) plantea cinco escenarios de expansión de generación, de los cuales afirma que el escenario cinco de expansión es el ganador. Éste muestra una mayor diversidad de tecnologías candidatas para la generación, donde se incluyen centrales térmicas, solares fotovoltaicas y eólicas.

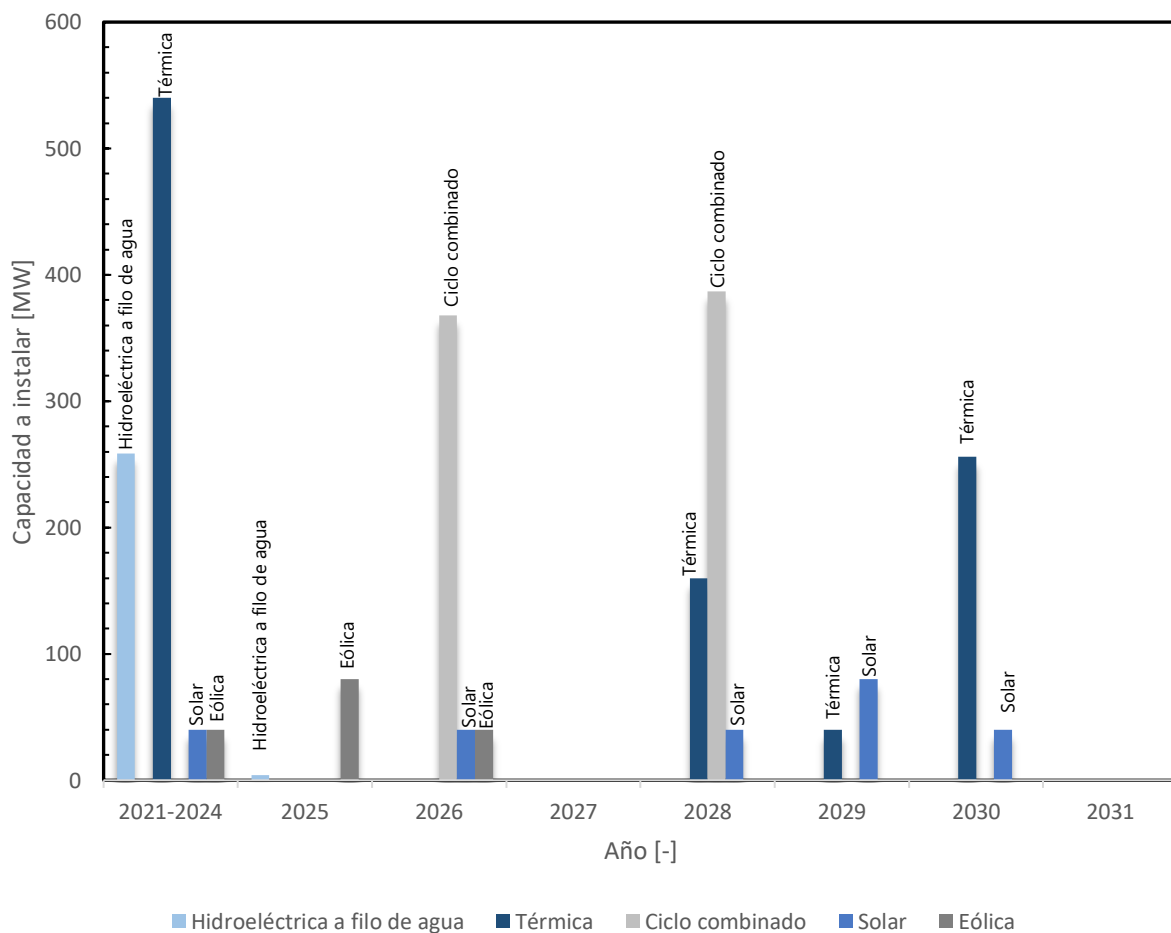


Ilustración 12 Intensión de capacidad a adicionar por tipo de generación

Fuente: Elaboración propia adaptado de ODS (2021).

En la ilustración 12 se puede observar que en los años 2027 y 2031 no se presentan adiciones. Por otra parte, la generación térmica es considerada notoriamente en los planes de expansión de generación hasta 2030 para asegurar a cabalidad el suministro de potencia firme y energía del sistema. No se considera ningún otro tipo de tecnología aparte de las convencionales para asegurar el suministro del sistema y la estabilidad de frecuencia de éste.

La introducción de hidrógeno a la matriz energética de Honduras ciertamente proporcionaría estabilidad de frecuencia al Sistema Eléctrico de Potencia del país, debido a que es un vector energético despachable que compensaría la generación inflexible de las energías renovables (a excepción de la hidroeléctrica de embalse).

Cabe resaltar que la determinación de la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico de potencia con la introducción del hidrógeno a la matriz energética hondureña no forma parte de los objetivos de investigación de este trabajo. Sin embargo, se consideró necesario resaltar los beneficios que la incorporación de dicho vector energético puede traer al Sistema Eléctrico de Potencia de Honduras.

3.2 VERTIMIENTO DE ENERGÍA

El término “vertimiento de energía” hace referencia a toda la energía que se deja de producir en plantas generadoras renovables, especialmente plantas solares y eólicas. En el caso de Honduras, el vertimiento se produce debido a limitaciones impuestas por el CND. Por tanto, esa energía se puede considerar como energía pérdida ya que no tiene ninguna aplicación o uso dentro del sistema eléctrico nacional o fuera de este.

De igual manera, se puede entender el concepto de vertimiento de energía como un recorte de la generación de energía renovable. Es decir, las centrales renovables no operan a su máxima capacidad ya que debido a limitaciones tuvieron que recortar su producción para mantener la estabilidad de la red eléctrica.

Una de las causas más comunes del vertimiento de energía en el mundo es la alta generación de energía eléctrica ante baja demanda de ésta. Ante esta causa se puede entender al vertimiento

de energía como el homólogo a los excedentes de energía en sistemas de energía de autoconsumo.

3.2.1 VERTIMIENTO DE ENERGÍA EN HONDURAS

Pese a lo dictado en el Artículo 9 del Decreto de Promoción a la generación de energía eléctrica con recursos renovables en Honduras (70-2007) sobre la obligación del despacho y recepción de toda la energía de los proyectos de generación renovable del país, las limitaciones pueden existir. Esto se debe a que el artículo, a su vez detalla las excepciones en las que no se podrá cumplir la obligación del despacho y recepción de energía a generadores renovables.

Las limitaciones definidas por el CND en la generación de energía por medio de fuentes renovables variables son con la finalidad de mantener la seguridad en el sistema eléctrico nacional, asegurando un servicio de calidad, confiable y seguro para el país.

A. Limitaciones de generación a renovables en Honduras

En Honduras existen diferentes causas para limitar la generación de energía renovable variable, las cuales son planteadas por el CND. En la guía para limitación de generación renovable variable ODS (2022a) explica cada una de las causas de las limitaciones a la generación renovable, en este apartado se muestran algunas de estas causas:

a. Baja demanda nacional

Esta causa ocurre cuando la demanda nacional es menor de la que se prevé. Por tanto, en vista de baja demanda nacional las plantas renovables producen más de la demanda que se debe suministrar y no resulta factible inyectar más energía al Sistema Interconectado Nacional (ODS 2022).

b. Evitar sobrecarga de los transformadores de la subestación El Progreso (T601 y T604)

Los transformadores T601 y T604 según un estudio de seguridad operativa deben mantener una potencia por debajo de los 105 MW cada uno. Por tanto, el valor de la potencia se debe estar

monitoreando y evitar que se introduzca más potencia a los transformadores de la subestación (ODS 2022).

c. Mantenimientos programados

Las limitaciones por mantenimientos programados se deben notificar con anticipación ya que estos mantenimientos en líneas de transmisión deben estar calendarizados. Cuando, por la naturaleza del trabajo el mantenimiento se debe realizar de día, esto obliga a las centrales renovables a limitarse de acuerdo a estudios de seguridad operativa nacionales y regionales (ODS 2022).

3.3 MÉTODOS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA

El planeta posee diferentes recursos energéticos primarios los cuales contienen diferentes tipos de energía; potencial, solar, térmica, cinética, entre otros. Éstas pueden ser transformadas de unas a otras para satisfacer las necesidades de los seres humanos como el calor o la energía eléctrica.

Existen diferentes métodos para convertir la energía de una forma a otra. A lo largo de los años los humanos han desarrollado la tecnología necesaria para aprovechar los recursos energéticos que poseen y convertirlos a principalmente a energía eléctrica que es uno de los puntos principales de esta investigación.

En la ilustración 13 se muestra los diferentes recursos energéticos primarios y cuál es el proceso que se les aplica para llegar a un punto común que en este caso es la generación de energía eléctrica. La presente investigación se enfoca en la utilización de la energía solar, eólica y energía química las cuales se detallarán en la sección 3.2.2, 3.3.3 y 3.4 de este capítulo.

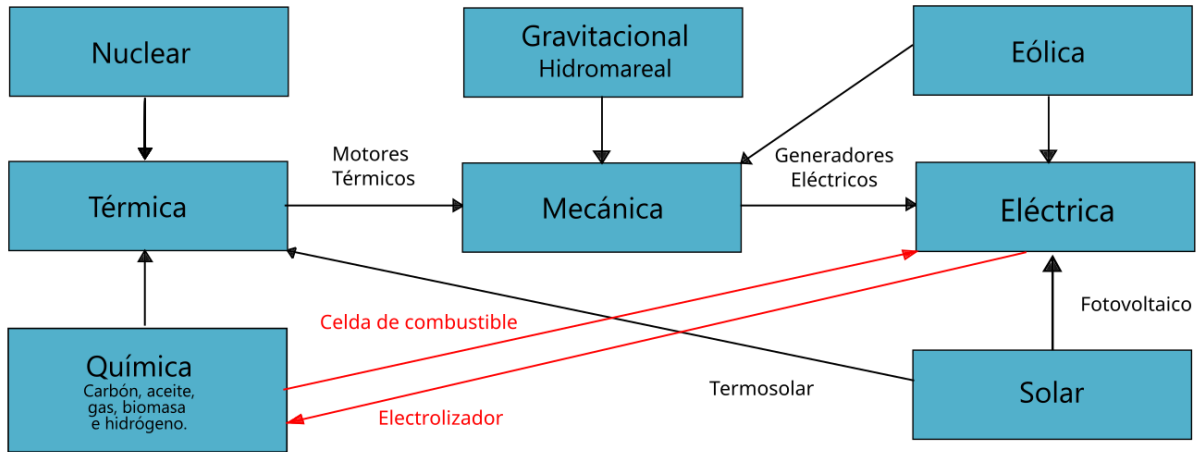


Ilustración 13 Diferentes portadores de energía y cómo se utilizan.

Fuente: Elaboración propia adaptado de Freris & Infield (2008) citado en Smets et al. (2016).

3.3.1 FINALIDAD DE LA CONVERSIÓN DE ENERGÍA

La conversión de los diversos tipos de energía disponibles tiene como finalidad la producción de energía eléctrica, mecánica, térmica, entre otras. La energía proveniente del Sol da origen a casi todos los tipos de energía renovable que se aprovechan en la actualidad. Por tanto, se puede tomar ésta como el primer punto de partida para satisfacer la demanda final de los usuarios y luego puede seguir diferentes caminos para dicha satisfacción. En la ilustración 14 se muestra cómo se puede satisfacer la demanda final desde diferentes métodos de conversión de energía.

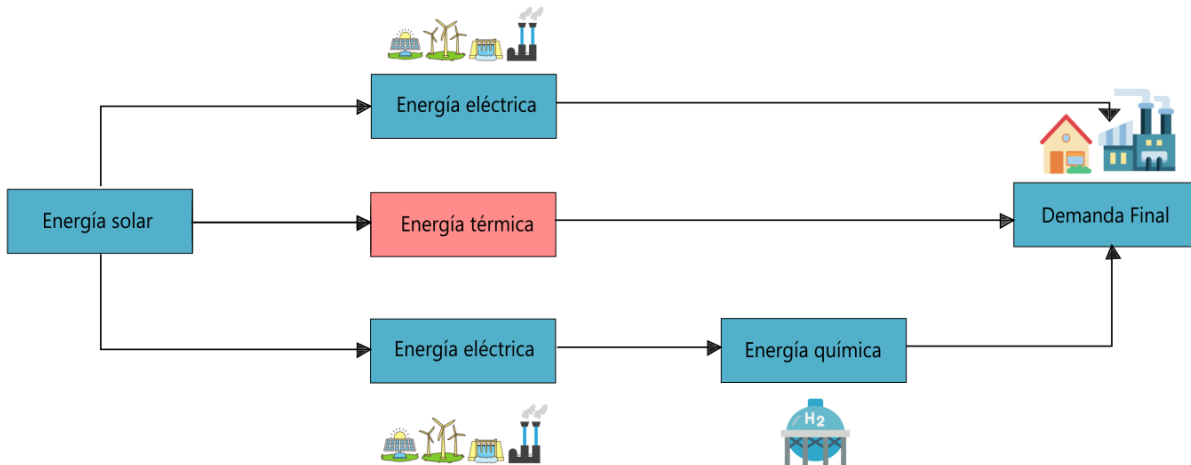


Ilustración 14 Cómo se satisface la demanda final de energía en los países del mundo.

Fuente: Elaboración propia inspirado en Conferencia “El rol del hidrógeno verde en la integración de las energías renovables” James Garzón Real (2020).

3.3.2 ENERGÍA SOLAR

Se puede definir energía solar al porcentaje de energía procedente del sol que llega a la superficie de la tierra en sus diversas formas. Una de las formas de aprovechamiento más destacadas y la que se estudiará en esta investigación es la energía solar fotovoltaica.

Carta et al. (2009) afirma que “la energía solar fotovoltaica se basa en la utilización de células solares o fotovoltaicas, fabricadas con materiales semiconductores cristalinos que, por efecto fotovoltaico, generan corriente eléctrica cuando sobre los mismos incide la radiación solar” (p. 262).

En Honduras, en el sector de generación de energía, existen parques solares fotovoltaicos que suministran energía a la red y en algunos casos a grandes consumidores. Para el primer caso mencionado, se encuentra usualmente la configuración (a excepción del sistema de almacenamiento) que se muestra en la ilustración 15.

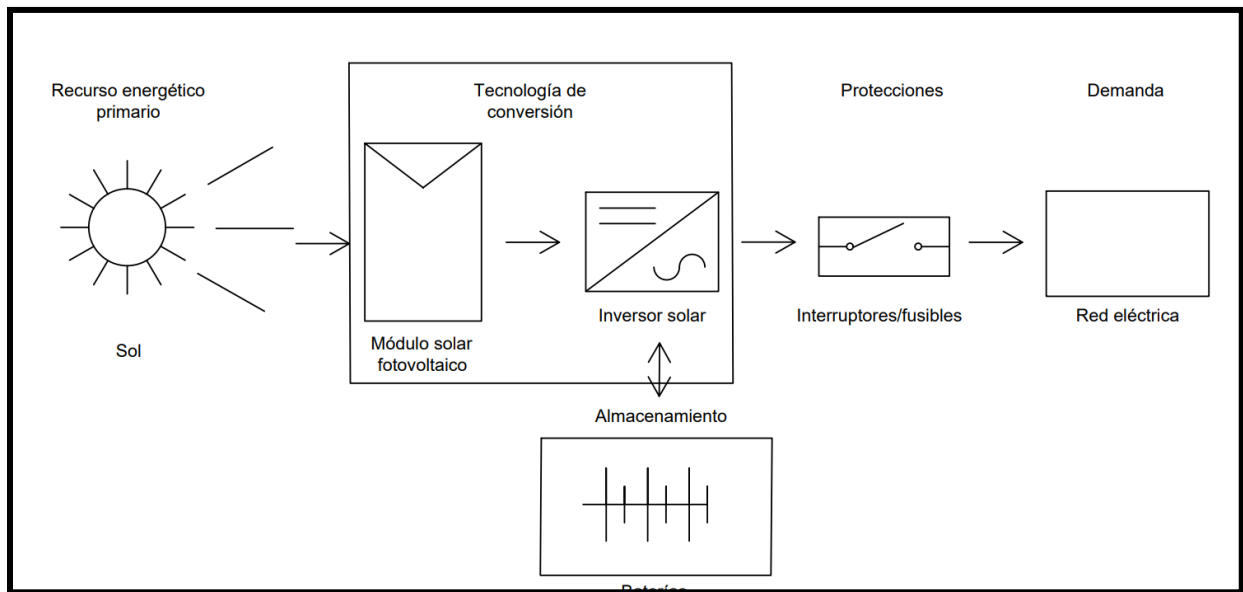


Ilustración 15 Configuración común de parques fotovoltaicos en Honduras.

Fuente: Elaboración propia

Los sistemas de almacenamiento pueden ser opcionales en las instalaciones solares fotovoltaicas. No son muy comunes en parques fotovoltaicos conectados a red ya que éstos aumentan el costo de inversión y son soluciones de estabilidad de energía a corto plazo.

A. Energía solar fotovoltaica en Honduras

La energía solar fotovoltaica en Honduras entró al país en el año 2015 con plantas conectadas a red con generación de energía para el SIN.

Según la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2019) se comenzó con una potencia instalada 409 MW y se presentaba un bajo factor de planta de su primer año. Se analizó que estos valores eran normales ya que las plantas solo operaron durante cinco meses.

El auge de la energía solar fotovoltaica en Honduras sucede tras la reforma del Decreto de Promoción a la generación de energía de energía eléctrica con recursos renovables en Honduras 138-2013. En dicha reforma, se incentiva a los primeros 300 MW instalados en plantas solares fotovoltaicas con \$0.03/kWh en venta de energía, además del 10% adicional al precio base de la energía que es parte de uno de los incentivos que el decreto 70-2007 les brinda.

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2019) afirma que “la capacidad instalada y el factor de planta de esta tecnología ha mostrado crecimiento durante el periodo 2016 – 2019 llegando a la actualidad a 510.8 MW y 25% respectivamente” (p. 12).

3.3.3 ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es la energía cinética que posee el viento del planeta.

Carta et al. (2009) define a la energía eólica como:

La energía cinética de una masa de aire en movimiento. Su origen se encuentra en la existencia sobre la Tierra de masas de aire a diferentes temperaturas” (p. 47).

El movimiento del viento se crea por esas diferencias de temperatura, el aire caliente asciende y el aire frío desciende. Una vez el aire caliente asciende, el vacío creado se ocupa por aire frío ya que éste desciende y eso produce el movimiento del aire.

La ilustración 16 muestra un diagrama de cómo un aerogenerador transforma la energía hasta llegar a energía eléctrica.

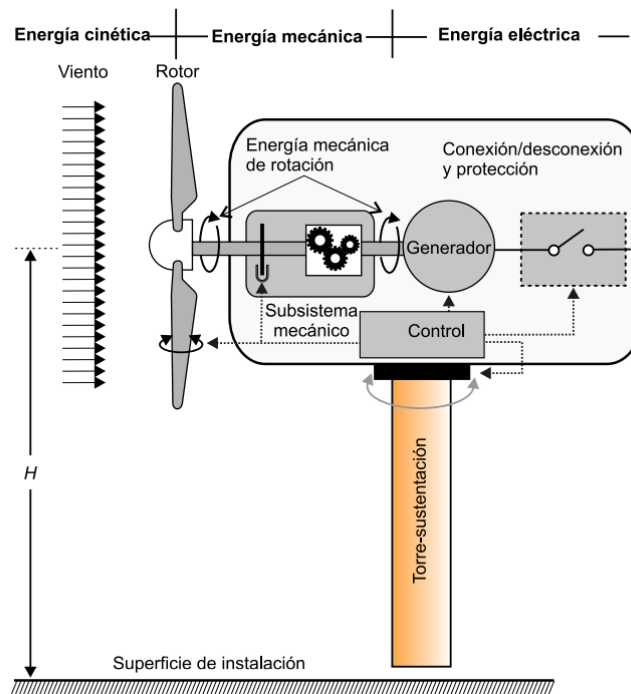


Ilustración 16 Transformaciones de energía en un aerogenerador

Fuente: Carta et al. (2009).

A. Energía eólica en Honduras

Honduras fue el primer país de Centroamérica en incorporar la energía eólica en su matriz energética en el año 2011 con la planta eólica Cerro de Hula con 102 MW de potencia instalada. Años después, en 2015, se inauguró la segunda etapa de la planta con 25 MW de potencia instalada. Además, se inauguraron los parques eólicos de San Marcos (50 MW) y Chinchayote (48.3 MW) en 2014 y 2017 respectivamente. Hasta la fecha, 2022, la potencia instalada total de energía eólica en Honduras es de 235 MW. En la ilustración 17 se muestra un gráfico donde se ilustra la capacidad instalada de energía eólica hasta el año 2017.

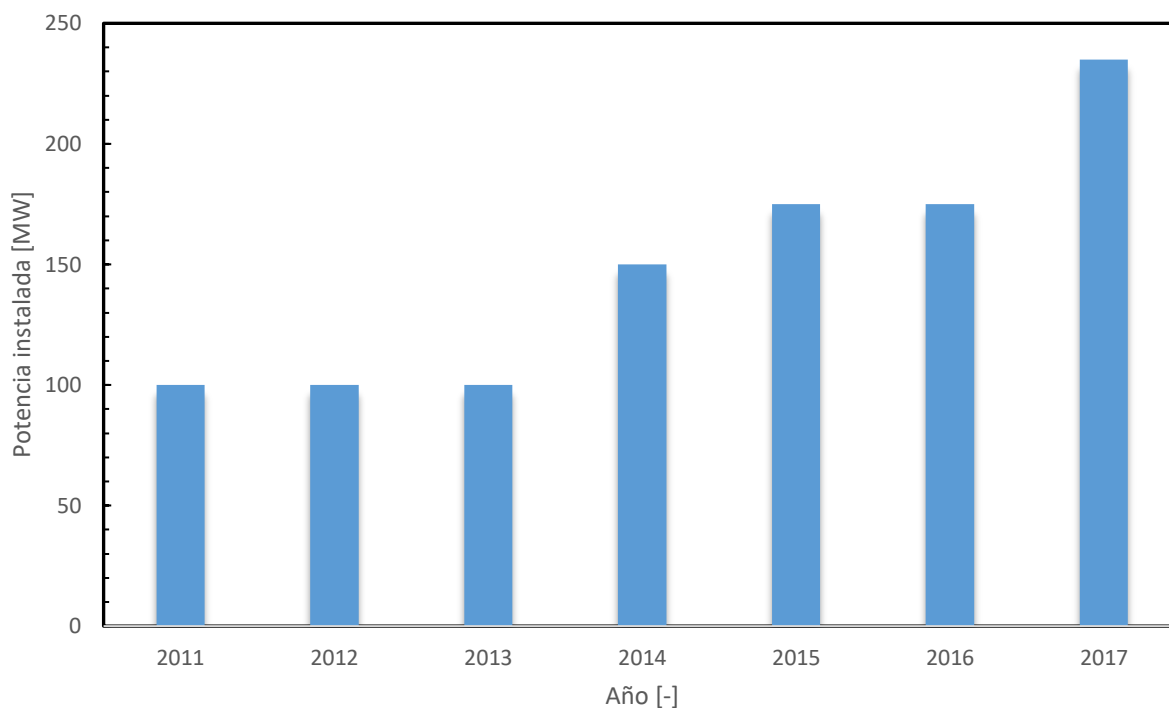


Ilustración 17 Potencia de energía eólica instalada en Honduras 2011-2017

Fuente: Elaboración propia adaptado de Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2019).

3.3.4 ENERGÍA QUÍMICA

Tara Energy (2022) expresa que:

La energía química es una forma de energía potencial o energía almacenada en un objeto en los enlaces químicos entre los átomos y las moléculas. La energía química es liberada o absorbida cuando estos enlaces son rotos o formados cuando se exponen a reactivos.

Cabe resaltar que también se puede aprovechar la energía química a partir de otras fuentes tales como el hidrógeno que es un vector energético cuyos estudios han sido realizados desde inicios de los años 2000 en América Latina.

A. *Energía química en Honduras*

El carbón, gas natural y los combustibles fósiles poseen energía química. En Honduras esta energía se utiliza para producir energía térmica y con ello producir energía eléctrica. Para la producción de energía eléctrica se utiliza principalmente:

a. *Fuel oil*

Según Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2020) el fuel oil es un subproducto del refinamiento del crudo. Éste se usa en el país mayormente para generación de energía eléctrica para satisfacer la demanda de la población e industrias. A su vez menciona que para el año 2020 la capacidad de almacenamiento del fuel oil fue de 1,174,865 barriles de los cuales el 56% es para la generación de energía y el resto es utilizado en algunos sectores como las industrias con uso de calderas y hornos.

b. *Coque de petróleo*

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2020) afirma que el coque de petróleo es "un subproducto generado durante el proceso de refinamiento de crudo. En este caso, el coque de petróleo es uno más de estos productos" (p. 54).

El coque de petróleo es utilizado principalmente en la generación de energía por su alto contenido en carbón.

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2020) en el balance energético nacional 2020 afirma que durante el 2020, se tuvo una oferta total de 1,541 kbep (315 kT). Toda la oferta disponible de coque de petróleo se utiliza para para centros de transformación en y además muestra que el 8% de la energía generada en el país durante 2020 proviene del uso de coque de petróleo.

c. Diésel

La Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (2020) afirma que el diésel es uno de los subproductos de mayor consumo en Honduras y el que posee mayor importación en cuanto a cantidad del subproducto. Durante el 2020, se importaron 5,997 kbbl de este producto. Para 2020 existía una capacidad de almacenamiento de 898,583 barriles de Diésel de los cuales el 4% pertenece a las generadoras de electricidad.

3.4 GENERALIDADES DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno es el primer elemento de la tabla periódica química cuya masa atómica es de 1.0079 u, lo cual lo convierte en el elemento más ligero de todos los conocidos en la tabla periódica química y además éste es un gas inodoro, incoloro e inflamable.

De acuerdo con Idriss (2004) citado en Subramani et al. (2015) "el hidrógeno tiene la liberación de energía de combustión más alta de cualquier otro material lo que lo convierte en el combustible ideal" (p. 7).

En la tabla 1 se muestra una comparación de la densidad de energía del hidrógeno en diferentes formas de almacenamiento con la gasolina; que es otro material o sustancia utilizada como combustible.

Tabla 1 Comparación de densidad de energía del hidrógeno en varias formas de almacenamiento y gasolina.

Sustancia	Densidad	Densidad de energía	
		MJ/kg	MJ/m ³
	[kg/m ³]		
Hidrógeno líquido	71.9	120	8,000
Gas de hidrógeno – 0.1MPa	0.090	120	10
Gas de hidrógeno – 20MPa	15.9	120	1,900
Gas de hidrógeno – 30MPa	22.5	120	2,700
Gasolina	750	44	32,000

Fuente: Elaboración propia con información de Sorensen (2005) citado en Subramani et al. (2015), y (U.S Department of Energy, 2021b)

De acuerdo con la tabla 1, el hidrógeno posee una mayor cantidad de energía por unidad de masa que la gasolina.

El U.S Department of Energy (2021) afirma que “la energía en 2.2 libras (1 kilogramo) de hidrógeno es aproximadamente igual que la energía en 1 galón de (6.2 libras, 2.8 kilogramos) de gasolina.”

Es el caso contrario si se compara con unidades volumétricas. El hidrógeno en cualquier forma de almacenamiento posee una menor cantidad de energía por unidad de volumen en comparación con la gasolina. Esto se debe a que posee la menor densidad que cualquier otra sustancia o elemento.

3.4.1 EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

El hidrógeno no es considerado como una fuente de energía primaria debido a que no es un recurso natural como tal y para producirlo, es necesario utilizar otros recursos primarios como el agua y otras fuentes de energía renovables o no renovables. Sin embargo, se considera como

un vector energético; esto se debe a que éste es un portador de energía (Linares Hurtado & Moratilla Soria 2007).

Se entiende como vector energético a todas aquellas formas de energía, sustancias u objetos que tienen la capacidad de portar energía y esta puede ser liberada posteriormente para su uso cuando sea necesario.

Fúnez Guerra & Reyes-Bozo (2019) sostiene que:

El hidrógeno es considerado como un vector energético, debido a que puede proporcionar gran capacidad de energía por unidad de masa, cuando es combinado en presencia de oxígeno, utilizando ciclos térmicos o procesos electroquímicos, con el objetivo de generar electricidad, calor y agua (p. 15).

3.4.2 CLASIFICACIÓN DEL HIDRÓGENO SEGÚN SU OBTENCIÓN

Cuando se habla de la generación de hidrógeno, éste se puede categorizar de acuerdo con el recurso energético primario que es utilizado para producirlo; el cual juega un papel importante en las emisiones de dióxido de carbono debido que es el mayor contribuyente al aumento del efecto invernadero. La clasificación del hidrógeno según su obtención es la siguiente:

a. Hidrógeno gris

El hidrógeno gris es aquel que es producido mediante combustibles fósiles y otros derivados del petróleo. No posee ningún método o tecnología para la captura del carbono y es producido de las plantas térmicas que utilizan los combustibles fósiles. Pese a que el hidrógeno gris es uno de los más producidos en la actualidad debido a la disponibilidad del recurso del que se obtiene y el precio de éste, de la clasificación es el que más emite dióxido de carbono a la atmósfera,

CertifHy Canada Inc (2020) menciona que, en 2020, el hidrógeno gris representaba el 95% del hidrógeno producido en el mundo.

b. Hidrógeno azul

El hidrógeno azul, es aquel hidrógeno producido a partir de fuentes no renovables, comúnmente de gas natural, pero produce una menor cantidad de emisiones en comparación con el hidrógeno gris ya que éste utiliza diversos métodos para la captura del carbono emitido en la producción de hidrógeno y así se evita que vayan hasta la atmósfera.

c. Hidrógeno verde

El hidrógeno verde se produce a partir de fuentes renovables de energía como solar y eólica.

Mark Jacobson en YCC TEAM (2022) expresa las múltiples ventajas del hidrógeno verde debido a su origen que tiene menos emisiones al ser producido por fuentes renovables diciendo "si se genera electricidad con energías renovables como solar o eólica, entonces todo el proceso de hidrógeno será más limpio. Por tanto, es llamado hidrógeno verde."

El hidrógeno verde muestra en grandes ventajas ante el hidrógeno gris como las bajas emisiones que la producción de éste posee y la promoción al uso de las energías renovables. Además, el único residuo de la producción de hidrógeno verde es vapor de agua lo que contribuye a la descarbonización del planeta. En la ilustración 18 se muestra la clasificación del hidrógeno según las emisiones de dióxido de carbono en la tierra.

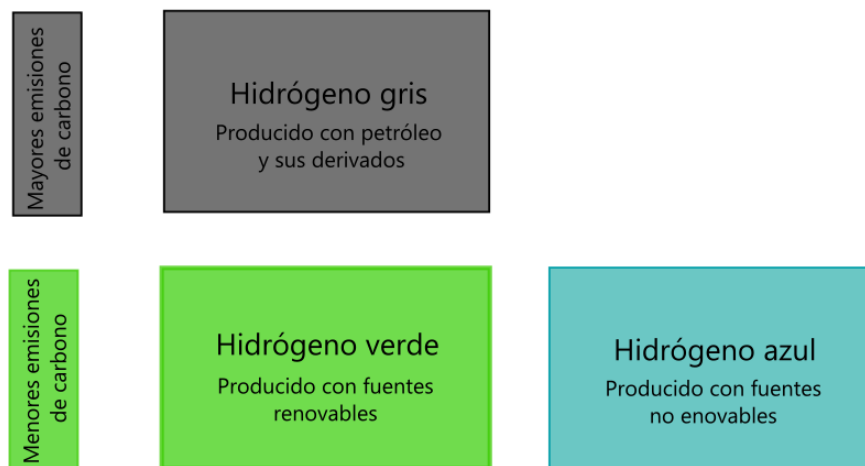


Ilustración 18 Clasificación del hidrógeno por emisiones de carbono

Fuente: Elaboración propia adaptado (CertifHy Canada Inc, 2020)

La ilustración 18 muestra que el hidrógeno gris es el mayor productor de emisiones de carbono a la atmósfera. En cambio, el gris y el azul producen una menor cantidad de emisiones en comparación con el hidrógeno verde ya que éstos se producen con energía renovables o poseen métodos de captura de carbono. Las emisiones de dióxido de carbono por la producción de cada uno de los tipos de hidrógeno se presentan en la ilustración 19.

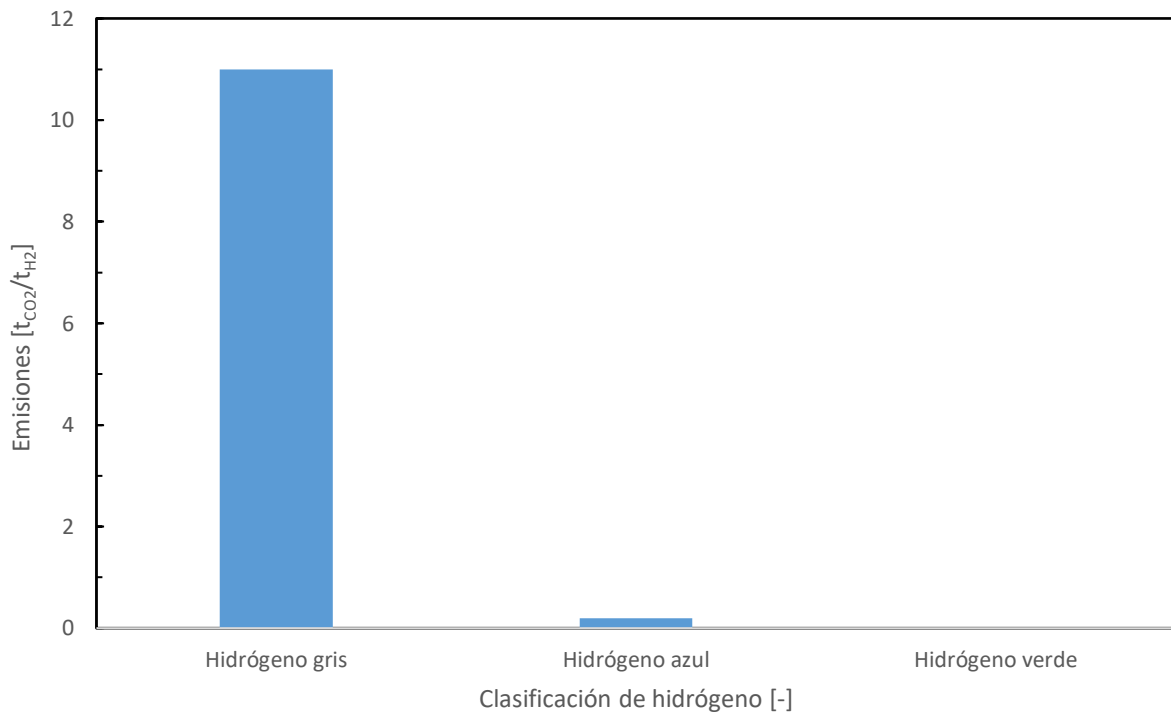


Ilustración 19 Producción de emisiones de dióxido de carbono según clasificación de hidrógeno

3.5 PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

3.5.1 CONVERSIÓN ELECTROQUÍMICA

La generación de hidrógeno proviene de una conversión electroquímica. Una conversión electroquímica se puede considerar como la conversión de energía química a energía eléctrica o viceversa. Existen múltiples aparatos para realizar la conversión electroquímica.

Según Sorensen (2004) los componentes principales de un dispositivo electroquímico son dos electrodos (estos electrodos corresponden a un ánodo y un cátodo) y una capa intermedia electrolítica. Dicha capa intermedia es capaz de transferir los iones positivos del ánodo al cátodo (o iones negativos en la dirección opuesta). A su vez, existe un circuito externo donde corresponde un flujo de electrones del ánodo al cátodo y de esa manera se provee la energía deseada.

Existen celdas electroquímicas para realizar conversiones electroquímicas las cuales se dividen en electrolizadores y las celdas de combustible, que convierten energía eléctrica a química y química a eléctrica respectivamente. Estos conceptos se clarifican de una mejor manera a lo largo de este apartado.

3.5.2 ELECTRÓLISIS

Burns (2011) expone que “la descomposición de un compuesto por medio de una corriente eléctrica recibe el nombre de electrólisis” (p. 525).

Es decir, la introducción de una corriente continua a una sustancia hace que los átomos que forman el compuesto se separen según su origen. Uno de los compuestos más populares con los que se realiza electrólisis es el agua (H_2O) donde se separan los átomos de oxígeno y los átomos de hidrógeno. La electrólisis del agua produce siempre hidrógeno y oxígeno en proporción de 2 a 1 en volumen.

Subramani et al. (2015) expone que la electrólisis es uno de los métodos más fáciles para la producción de hidrógeno. A su vez, mencionada que la electrólisis es una de las técnicas más puras para la producción de hidrógeno ya que contiene un 99.989% de pureza.

3.5.3 *Electrolizadores*

La tecnología utilizada para llevar a cabo el proceso de electrólisis son los electrolizadores. Esta tecnología permite la producción de hidrógeno por medio de dos electrodos (un ánodo y un cátodo) y un electrolito que los separa.

Un electrodo es un conductor eléctrico sólido que es utilizado para estar en contacto con un electrolito en el caso de las celdas de combustible y electrolizadores. Se entiende por electrolito o conductor iónico a un líquido que contiene iones libres que hacen que se comporten como un conductor eléctrico.

Usualmente estos electrodos están hechos de carbón poroso y contienen catalizadores. Dichos catalizadores son sustancias que aceleran las reacciones químicas sin cambiar las propiedades del compuesto.

“Los electrolizadores consisten en varias celdas electrolíticas arregladas en fila donde la energía eléctrica suministrada fuerza una reacción redox necesaria” (Dilico 2022).

El funcionamiento de los electrolizadores se basa en la aplicación de una corriente eléctrica en los electrodos. El agua entra por el compartimiento del ánodo del electrolizador, debido a que el ánodo es un electrodo que contiene catalizadores la separación del agua en el ánodo es acelerada produciendo iones de oxígeno, iones positivos de hidrógeno y electrones libres. Los iones positivos de hidrógeno que se produjeron se mueven a través del electrolito hacia el cátodo donde son reducidos a moléculas de hidrógeno (Dilico 2022).

Una vez realizado el proceso descrito anteriormente, el hidrógeno será liberado por el cátodo y el oxígeno por el ánodo.

Los electrolizadores se pueden clasificar de acuerdo con el electrolito que separa los electrodos, los más comunes son:

- Celda de electrólisis de óxido sólido (SOEC por sus siglas en inglés solid Oxide Electrolysis Cell)
- Electrolizador de agua alcalina (en inglés Alkaline Water Electrolyzer)
- Electrolizador de membrana de polímero electrolítica (PEM por sus siglas en inglés Polymer Electrolyte Membrane Electrolyzer)

El electrolizador de agua alcalina es uno de los más maduros comercialmente. Son los electrolizadores con la mayor potencia instalada en el mercado; es por ello por lo que se utilizan para esta investigación. Dichos detalles se profundizan en el capítulo 4.

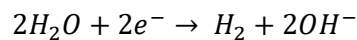
a. Alkaline Water Electrolyzer

El electrolizador de agua alcalina está compuesto por un ánodo y un cátodo que están sumergidos y separados por una solución alcalina. Un alcalino engloba a aquellos compuestos que son capaces de neutralizar los ácidos.

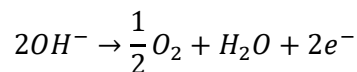
Zhang et al. (2020) afirman que:

En los electrolizadores de agua alcalina el electrolito es generalmente compuesto de 20%-30% de hidróxido de potasio (KOH). Las temperaturas de operación de estos electrolizadores están por debajo de los 100°C y trabajan a presión atmosférica. Este sistema es necesario un diafragma para separar el ánodo y el cátodo. Este diafragma conduce iones de hidróxido (OH⁻) a través de una solución de hidróxido de potasio que evita que se recombinen el hidrógeno y el oxígeno (p.3).

Existen reacciones parciales en los electrodos del electrolizador y estas se pueden apreciar en la ecuación 1 y 2.

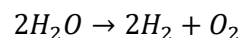


Ecuación 1 Reacción parcial del cátodo en un electrolizador de agua alcalina.



Ecuación 2 Reacción parcial del ánodo en un electrolizador de agua alcalina

Como resultado de ambas ecuaciones se produce una ecuación total en el electrolizador, la cual se muestra en la ecuación 3.



Ecuación 3 Reacción total de un electrolizador de agua alcalina

La reacción que ocurre en el electrolizador de agua alcalina se puede apreciar en la ecuación 3, pero es necesario conocer sus reacciones parciales. En la ecuación 1, se observa que dos moléculas de agua se disocian y surge hidrógeno en el cátodo por esa reacción mientras que en el ánodo surge oxígeno y se genera una molécula de agua. El resultado del proceso descrito anteriormente conlleva a que cuando una molécula de agua se disocia, otra molécula de agua se mueve al ánodo. El electrolito que tiene el electrolizador permite a los iones transportarse entre los electrodos y no se consume en la reacción química. Si bien es cierto el electrolito separa ambos electrodos, en el caso de un electrolizador de agua alcalina que tiene un electrolito como el hidróxido de potasio se considera necesario usar un separador o un diafragma (Keçebaş et al. 2019).

El principio de funcionamiento de un electrolizador de agua alcalina se encuentra detallado de una manera más sencilla en la ilustración 20.

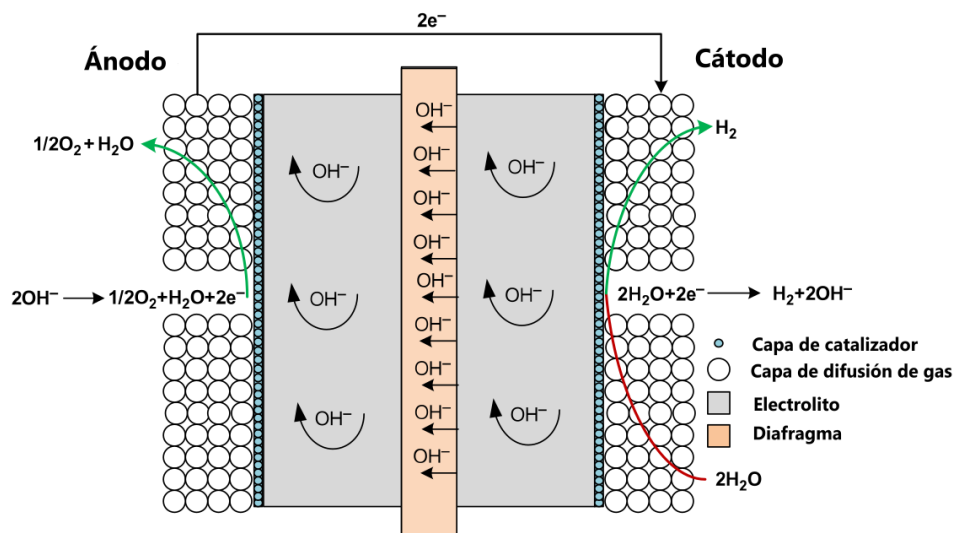


Ilustración 20 Principio de funcionamiento de un electrolizador de agua alcalina

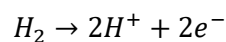
Fuente: Traducido por el autor, tomado de Keçebaş et al. (2019).

3.5.4 CELDAS DE COMBUSTIBLE

Barbir (2013) afirma que “una celda de combustible es un conversor de energía química de combustible a energía eléctrica” (p. 1).

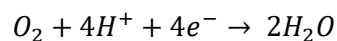
Una celda de combustible es similar a un electrolizador con la diferencia que el hidrógeno es producido en el cátodo mientras que en la celda de combustible el hidrógeno es consumido en el ánodo. En una celda de combustible, el hidrógeno entra por el compartimiento del ánodo y se introduce oxígeno al compartimiento del cátodo.

El hidrógeno introducido al compartimiento del ánodo se oxida por acción del ánodo. Por tanto, cada uno de los átomos de hidrógeno pierde un electrón convirtiéndose en iones de hidrógeno. La reacción parcial del ánodo se muestra en la ecuación 4.



Ecuación 4 Reacción parcial del ánodo en una celda de combustible

Los electrones del ánodo pasan a través de un cable conductor que une a los electrodos (ánodo y cátodo) y los iones de hidrógeno se mueven a través del electrolizador que separa ambos electrodos, hacia el cátodo. Éstos reaccionan con el oxígeno introducido en el compartimiento del cátodo y combinados forman agua que es el único subproducto producido en toda la reacción. La reacción parcial de cátodo se encuentra en la ecuación 5.



Ecuación 5 Reacción parcial del cátodo en una celda de combustible

Existen diferentes tipos de celdas de combustibles que al igual que los electrolizadores se agrupan por el tipo de electrolito que posee, las principales son:

- Celda de combustible de óxido sólido (SOFC por sus siglas en inglés Solid Oxide Fuel Cell)
- Celda de combustible de carbono fundido (MCFC por sus siglas en inglés Molten Carbon Fuel Cell)
- Celda de combustible de ácido fosfórico (PAFC por sus siglas en inglés Phosphoric Acid Fuel Cell)
- Celda de combustible de agua alcalina (en inglés Alkaline Water Fuel Cell)

- Celda de combustible de membrana de electrolítica de polímero (PEMFC por sus siglas en inglés Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell)

Las celdas de combustible más desarrolladas comercialmente son la celda de combustible de agua alcalina y la celda de combustible de membrana de electrolítica de polímero. En esta investigación se trabajó con la celda de combustible de membrana de electrolítica de polímero debido a su diversidad de potencias instaladas y su vida útil. Dichos detalles se profundizan en el capítulo 4.

a. *Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell*

La celda de combustible de membrana de electrolítica de polímero (PEMFCs) por sus siglas en inglés, usa como electrolito una membrana conductiva de polímero.

Barbir (2013) afirma que esta membrana “es una capa delgada menor a 50µm de materiales como el polímero de ácido perfluorosulfonado” (p. 8).

Las temperaturas de operación están entre los 60°C y los 80°C. La ilustración 21 muestra el funcionamiento de los tipos de celdas de combustibles y las reacciones que éstas tienen para una mejor comprensión de cada una de las celdas de combustible.

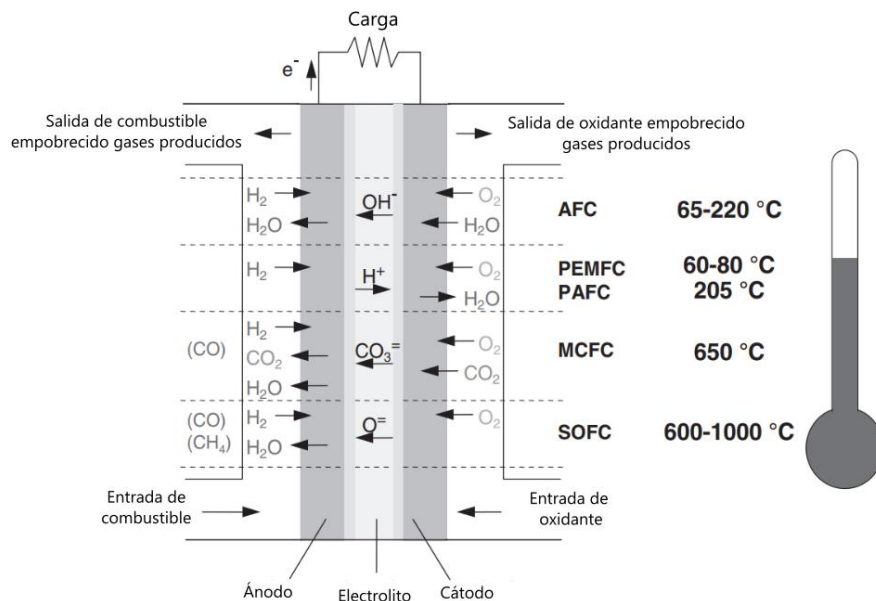


Ilustración 21 Reacciones y temperaturas de operación de los tipos de celdas de combustible

Fuente: Barbir (2013)

3.5.5 ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

El almacenamiento de hidrógeno es una parte fundamental para mantener la estabilidad de frecuencia del SEP ya que este almacenamiento proporciona estabilidad a las centrales de recurso renovable variable. Existen dos métodos por los cuales se puede almacenar hidrógeno: almacenamiento físico y almacenamiento basado en material. Esta investigación se centra en el almacenamiento físico del hidrógeno ya que será el utilizado para el dimensionamiento de las plantas.

A. Almacenamiento físico

Acorde con Stetson et al. (2016) "el método de almacenamiento físico del hidrógeno requiere de tanques o estructuras que contengan al hidrógeno mientras se altera la densidad con diversas variaciones en la presión" (p. 8).

La ilustración 22 muestra la habilidad de cambiar la densidad del hidrógeno en rangos de combinaciones de temperatura y presión.

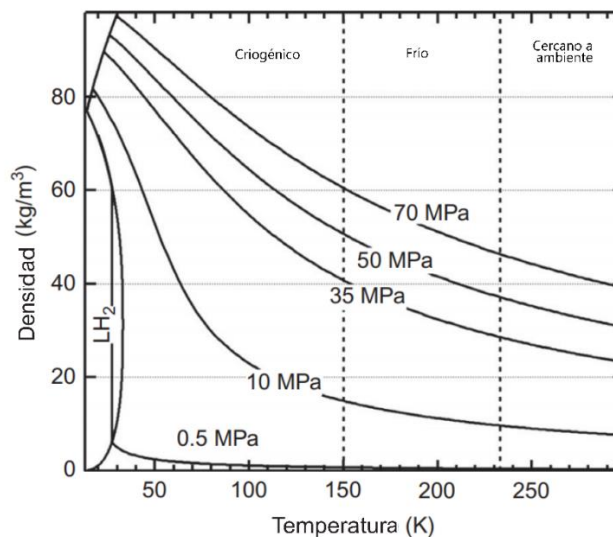


Ilustración 22 Densidad del hidrógeno versus temperatura a diferentes presiones de almacenamiento

Fuente: Traducido por el autor, tomado de Stetson et al. (2016)

a. Hidrógeno comprimido

Züttel (2004) menciona que la forma más común de almacenamiento de hidrógeno es en cilindros de gas de alta presión con un máximo de 20MPa. A su vez, afirma que se han desarrollado cilindros compuestos que son capaces de soportar hasta presiones de 80MPa así el hidrógeno puede alcanzar una densidad volumétrica de 36kg/m³.

b. Hidrógeno líquido

Züttel (2004) afirma que el hidrógeno líquido es almacenado en tanques criogénicos (un tanque criogénico se refiere un tanque que se encuentra aislado térmicamente para el almacenamiento de fluidos a bajas temperaturas) a una presión ambiente y a temperaturas de 21.2K. El hidrógeno líquido solo puede ser almacenado en sistemas abiertos debido a la baja temperatura crítica que posee la cual es 33K y esto es porque no existe una fase líquida sobre la temperatura crítica.

3.6 SOLUCIONES POWER-TO-X

El hidrógeno producido puede tener diferentes fines y éste se puede utilizar en diferentes vías y convertirse en otros portadores de energía. El concepto de soluciones Power-to-x engloba todas las diferentes utilidades que puede tener el hidrógeno como vector energético.

3.6.1 POWER-TO-GAS

En la solución Power to gas, el hidrógeno producido puede tener múltiples finalidades.

De acuerdo con Shell (2017) el hidrógeno generado puede ser inyectado en la red de tuberías de gas natural para reemplazar el gas natural de las redes y disminuir su dependencia.

Cabe resaltar que se puede inyectar un porcentaje de hidrógeno para obtener mezcla de gas natural e hidrógeno en la red de gas natural. A su vez, otra solución de power-to-gas es la metanización del hidrógeno con dióxido de carbono (CO_2) en presencia de biocatalizadores para formar metano (CH_4). Esta metanización del hidrógeno produce metano sintético o usualmente llamado syngas en inglés el cual se puede inyectar de manera parcial a la red de gas natural para obtener una mezcla de gas natural y metano sintético. En la ilustración 23 se puede observar un diagrama del principio del concepto de power-to-gas para una mejor comprensión.

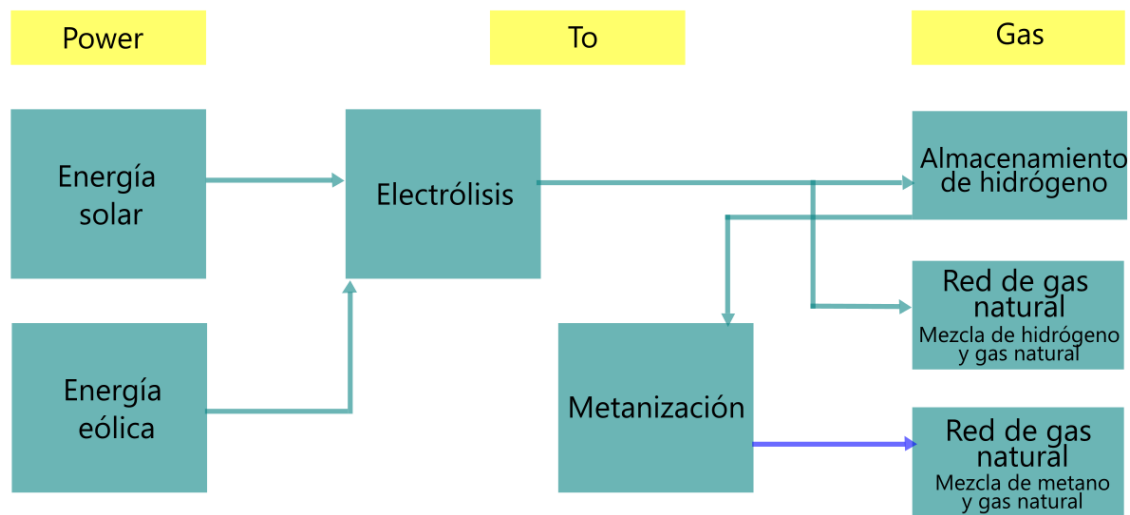


Ilustración 23 Principio del concepto Power-To-Gas

Fuente: Adaptado de Mazza et al. (2018) citado en Schiebahn et al. (2015)

3.6.2 POWER-TO-LIQUID

El concepto de Power-to-liquid encierra la conversión de energía a productos líquidos que sirven de combustible.

La International Renewable Energy Agency (2019) menciona que la solución de power-to-liquid se refiere a la generación de hidrógeno a partir de la electrólisis. El hidrógeno que es producido en la electrólisis se expone a dióxido de carbono para poder crear electro combustibles debido a que son producidos por una reacción electroquímica del agua.

Algunos ejemplos de combustibles líquidos creados mediante la reacción del hidrógeno y el dióxido de carbono son el crudo sintético, la gasolina, diésel y combustible de jet.

3.6.3 POWER-TO-POWER

El hidrógeno almacenado en energía química puede ser transportado a las áreas donde sea necesario. Cuando sea necesario se convierte el hidrógeno nuevamente en electricidad por medio de celdas de combustible o una turbina de gas para proporcionar estabilidad de energía a la red eléctrica de un país o región. En el caso de esta investigación, se enfoca en la transformación nuevamente a electricidad por celdas de combustible.

La solución Power-to-Power se centra en el almacenamiento de hidrógeno para este ser transformado a energía eléctrica que es inyectada a la red como una solución a la intermitencia de las energías renovables. La ilustración 24 muestra el principio del concepto de Power-to-Power.

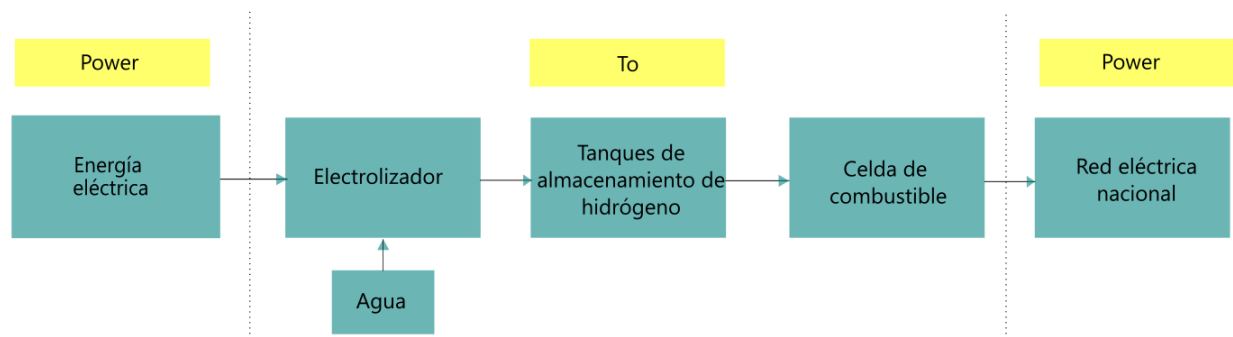


Ilustración 24 Concepto Power To Power

Fuente: Elaboración propia inspirado de Mazza et al. (2018) citado en Schiebahn et al. (2015)

Fuente: Traducido por el autor, tomado de International Renewable Energy Agency (2018) citado en International Renewable Energy Agency (2019).

Las soluciones Power-to-x brindan una eficiencia baja en sus procesos debido a las múltiples transformaciones de energía a las que se someten. En cada una de estas transformaciones se generan pérdidas de energía que disminuyen gradualmente la eficiencia.

Según datos de International Energy Agency (2015) la eficiencia desciende a aproximadamente un 29% en la solución Power-to-Power y dentro de un 21%-26% en la solución Power-to-Gas si su destino final es generación de energía eléctrica.

3.7 CURVA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ORDENADA

Para entender el concepto de curva de generación de energía ordenada es necesario definir el concepto de curva de generación.

La curva de generación se obtiene a partir de la potencia instalada de un parque de generación y el tiempo en el que se producirá energía. En dicha curva se encontrarán potencias mínimas, medias y máximas; el área bajo la curva de la gráfica representa la energía generada tal y como se muestra en el gráfico de la izquierda de la ilustración 25.

Según Facet (2014) la curva de generación de energía acumulada se obtiene sumando para cada rango de potencia generada las horas en las cuales dicha potencia se ha igualado o superado a lo largo del periodo estudiado tal y como se muestra el gráfico de la derecha en la ilustración 25.

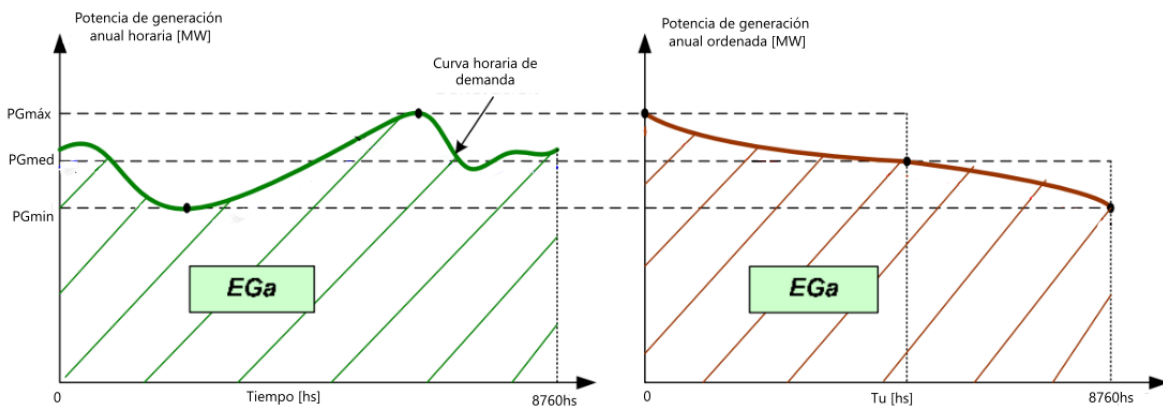


Ilustración 25 Curva de generación y generación ordenada

Fuente: Modificado de (Facet, 2014)

3.8 COSTO-BENEFICIO

Ortega Aguaza (2012) define el costo-beneficio como una metodología para evaluar los costos y beneficios que posee un proyecto a realizarse de cualquier índole. Esto tiene por objetivo determinar qué tan provechoso o deseable es el proyecto.

De tal manera, el costo-beneficio es una herramienta que determina la relación que los costos que puede tener un proyecto y el beneficio que tendrá la venta o la prestación de servicios de dicho proyecto. La ecuación 6 muestra la relación de costo-beneficio.

$$\text{Costo} - \text{beneficio} = \frac{B}{C}$$

Ecuación 6 Costo-Beneficio

Donde:

- Costo-beneficio: es la relación entre el beneficio de un bien/producto [-]
- B: beneficio [\$]
- C: costo [\$]

Para un análisis detallado de costo-beneficio es necesario tomar en cuenta los costos que, en el caso de proyecto, se tendrán durante toda la vida útil. Se incluyen costos de inversión, operación, mantenimiento y los costos de los diferentes insumos que sea necesarios para que se lleve a cabo el proyecto. A su vez, si son costos que se tendrán en un futuro dentro de la vida útil del proyecto es necesario tomar en cuenta la inflación económica.

El beneficio es todos aquellos ingresos obtenidos por la elaboración o puesta en marcha de un proyecto, por ejemplo, la cantidad monetaria obtenida de la venta de un bien o servicio.

Se puede obtener tres posibles resultados del análisis costo-beneficio:

- Si el resultado del costo-beneficio es mayor a uno, significa que el beneficio supera al costo; el proyecto es rentable económicamente.
- Si el resultado del costo-beneficio es menor a uno, significa que el costo supera al beneficio; el proyecto no es económicamente rentable.

- Si el resultado del costo-beneficio es igual a uno, significa que el valor del beneficio es igual al valor del costo.

3.9 ENERGY RETURN ON INVESTMENT

Se puede definir al energy return on investment (EROI en español retorno energético de la inversión) como la razón de la energía obtenida entre la energía neta utilizada para dicha obtención (Letcher, 2022).

En términos generales, el EROI se encuentra representado en la ecuación 7.

$$EROI = \frac{\text{Energía de salida}}{\text{Energía de entrada}}$$

Ecuación 7 Energy return on investment

Donde:

- EROI es la relación entre energía de salida y la energía de entrada [-]
- Energía de salida es la energía obtenida al final del proceso [MWh]
- Energía de entrada es la energía utilizada para extraer o aprovechar la energía de salida [MWh]

Por ejemplo, éste muestra la relación que existe entre la cantidad de energía para cultivar y procesar cultivos energéticos para biocombustibles y, la cantidad de energía obtenida en biocombustibles. De tal manera, se puede ver si es beneficioso utilizar cierta cantidad de energía para la obtención de otra.

Cabe resaltar que el Energy Return on Investment no es un valor para denotar la eficiencia de un proceso. La diferencia con la eficiencia es que el EROI se puede considerar como un análisis de la energía durante todo un proceso, este puede ser mayor a uno a diferencia de la eficiencia.

Si el EROI es mayor a uno, significa que la energía obtenida al final de un proceso (por ejemplo, la energía el biocombustible obtenido) es mayor que la energía utilizada para llevar a cabo ese proceso (por ejemplo, la energía utilizada para cultivar y procesar los cultivos energéticos).

IV. METODOLOGÍA

En este capítulo se muestra la metodología general utilizada para el desarrollo de esta investigación, la definición de las variables de investigación, las técnicas e instrumentos utilizados y una descripción detallada de la metodología de estudio empleada para la resolución del problema.

4.1 ENFQUE

Esta investigación se realizó con un enfoque cuantitativo, diseño transeccional y alcance exploratorio. El enfoque cuantitativo se debe a la recopilación de datos cuantificables de vertimiento de energía de las plantas de Honduras y el potencial de hidrógeno que éstas poseen.

Cuenta con un alcance exploratorio ya que hasta a la fecha (2022) no se presentan estudios sobre el potencial de generación de hidrógeno en el país. La ilustración 26 muestra el esquema metodológico de esta investigación.

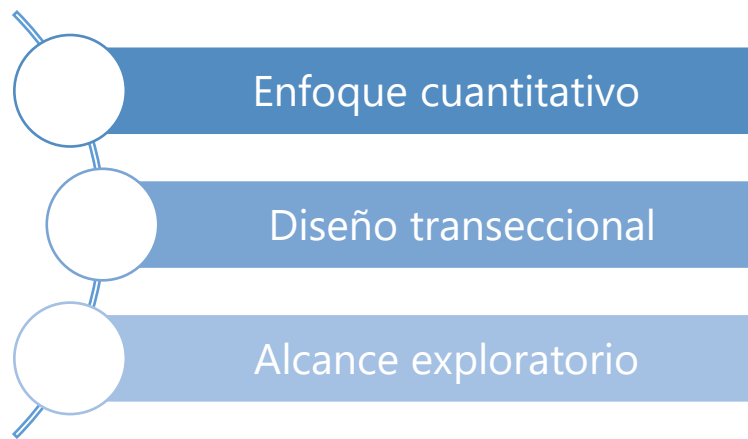


Ilustración 26 Esquema metodológico de la investigación

Fuente: Elaboración propia

4.2 VARIABLES DE INVESTIGACIÓN

En este apartado se definen las variables de investigación de este trabajo, clasificándolas en variables dependientes e independientes.

Según Hernández Sampieri (2014) (p. 105) una variable se puede definir como “una propiedad que puede fluctuar y cuya variación es susceptible de medirse u observarse”(p. 105).

La relación entre las variables independientes y las variables dependientes en esta investigación se aprecia en la ilustración 27.

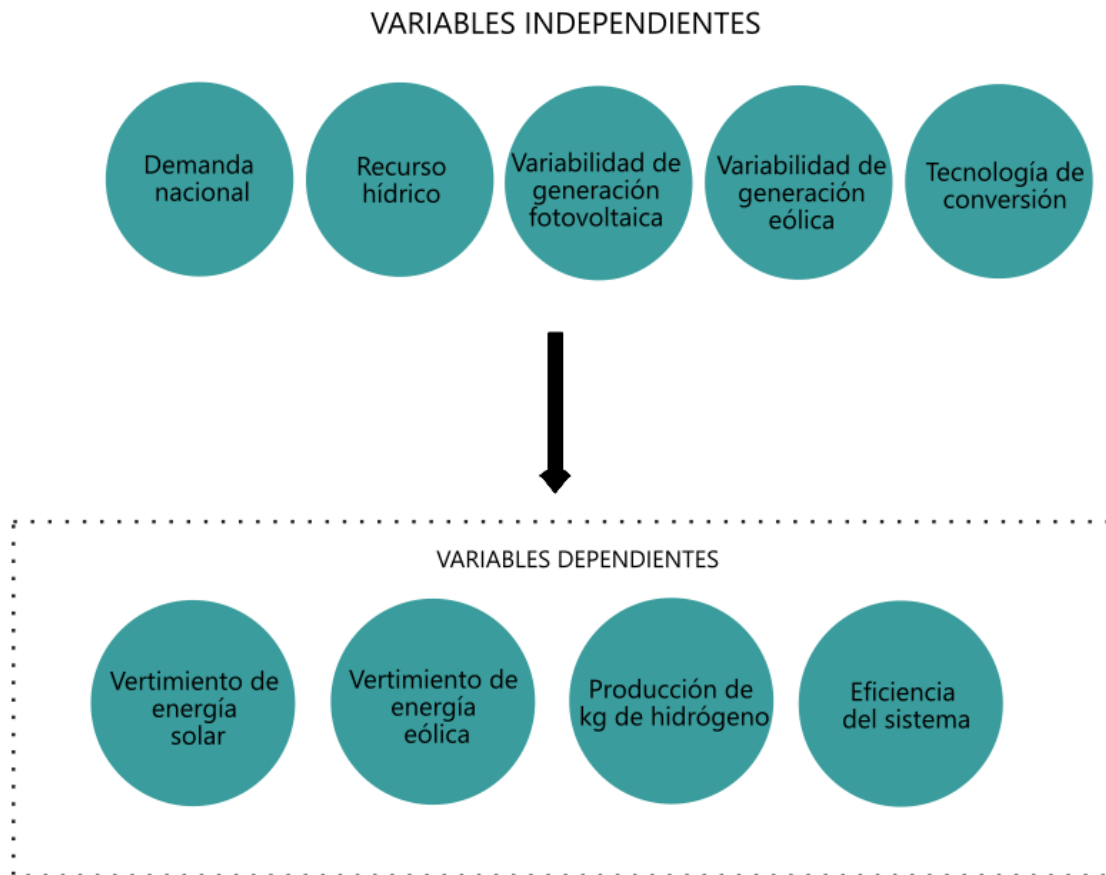


Ilustración 27 Relación de variables independientes y dependientes

Fuente: Elaboración propia

4.2.1 VARIABLES DEPENDIENTES

Las variables dependientes son aquellas que cambian debido a las variables independientes. Es decir, las alteraciones en las variables independientes afectan los valores de éstas. Dichas variables se presentan en este apartado.

a. Vertimiento de energía solar

El vertimiento de energía solar en Honduras se produce a partir de las limitaciones de potencia a las centrales de generación que utilizan recurso renovable variable. Dichas limitaciones son controladas por el CND para preservar la seguridad del sistema eléctrico nacional.

b. Vertimiento de energía eólica

Al igual que el vertimiento de energía solar, cuando se provoca el vertimiento de energía eólica se debe a limitaciones de potencia por un delimitado tiempo controlado por el CND

c. Producción de kilogramos de hidrógeno (H₂)

La producción de kilogramos de hidrógeno verde se da por un proceso de electrólisis mediante energía renovable (como solar y eólica). Dicha producción depende de la cantidad de agua y energía eléctrica disponible para realizar el proceso de generación del vector energético.

d. Eficiencia del sistema

La EU Energy Efficiency Directive (2015) (p. 2) define la eficiencia como "la relación entre la salida del desempeño, servicio, bienes o energía y la entrada de energía" (p. 2).

La eficiencia de los diferentes componentes de una planta de generación de energía posee un papel de gran importancia ya que de ello depende la cantidad de energía obtenida al final del proceso.

4.2.2 VARIABLES INDEPENDIENTES

Las variables independientes son aquellas cuyos valores o sucesos se estudian durante la investigación. Se pueden considerar como causas potenciales de variación de ciertos eventos.

a. Demanda nacional de energía eléctrica

La demanda nacional de energía eléctrica se refiere a la cantidad de energía eléctrica que necesitan los consumidores del sector industrial, comercial y residencial para realizar actividades que requieran el recurso, y satisfacer sus necesidades diarias.

La demanda nacional de energía puede variar siendo menor o mayor a la demanda prevista. En el caso que la demanda de energía sea menor a la prevista, la generación de energía debe disminuir debido a que no es técnicamente factible inyectar más energía eléctrica de la necesaria al sistema eléctrico nacional.

b. Recurso hídrico

El recurso hídrico del país se puede definir como todas las fuentes de agua disponibles para uso y consumo humano en sus necesidades y actividades diarias. El recurso hídrico es fundamental para el proceso de electrólisis en la producción de hidrógeno siendo uno de los recursos energéticos primarios principales para la generación del vector energético.

c. Variabilidad de generación fotovoltaica y eólica

La variabilidad de generación fotovoltaica y eólica amenaza con la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico de potencia. Es por ello, por lo que en el país se ve en la necesidad de utilizar las unidades de generación despachables tales como la energía térmica e hidroeléctrica de embalse. Esta variabilidad depende del recurso energético primario y su intermitencia de acuerdo con las condiciones climatológicas y meteorológicas de Honduras.

Cuando se da el caso, se limita a la generación fotovoltaica y eólica para darle paso a otras unidades despachables para recuperar el margen de generación requerido.

d. Tecnología de conversión

La tecnología de conversión se refiere a aquellos dispositivos utilizados en la conversión de una forma de energía a otra. La tecnología de conversión es un factor importante en los sistemas de generación de energía ya que definen la capacidad de generación de energía eléctrica y la eficiencia de todos los procesos debido a limitaciones técnicas que pueden poseer.

En esta investigación la tecnología de conversión se centra en los electrolizadores, celdas de combustible y tanques de almacenamiento.

4.3 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS APLICADOS

4.3.1 MICROSOFT EXCEL

Según Microsoft 365 (2022) el software Microsoft Excel es una herramienta capaz de crear hojas de cálculo, realizar cálculos con fórmulas modernas, aprender patrones y posee una visión más completa de los datos debido a los múltiples gráficos disponibles.

En esta investigación se utilizó Microsoft Excel para la recopilación de datos de energía vertida y, potencia y tiempo limitados de cada una de las plantas que generan vertimiento de energía en Honduras. Luego, se utilizó el software para la construcción de las curvas de generación de energía ordenada por planta utilizando las fórmulas que brinda Microsoft Excel y la herramienta de Visual Basic For Application (VBA).

El término VBA se explica en el apartado 4.3.2

Por último, se utilizó el software para realizar el análisis costo-beneficio de todos los escenarios posibles para cada una de las plantas. La implementación de este análisis se explica de una manera más amplia en el apartado 4.6.4.

4.3.2 VISUAL BASIC FOR APPLICATION

Microsoft 365 (2019) afirma que Visual Basic for Application (VBA) en Microsoft Excel es un lenguaje de programación que está orientado a la creación de códigos que simplifican la creación de tareas y la automatización.

En esta investigación se utilizó VBA para programar un código que ordena los datos de potencia limitada obtenidos de los informes de limitaciones de renovables del CND. Se ordenaron las potencias limitadas en rangos de tiempo de una hora de acuerdo con el tiempo de limitación encontrado en los informes de limitaciones de renovables. Los cuales se utilizaron para la construcción de las curvas de generación de energía ordenada. Esta metodología se explica más adelante en el apartado 4.6.

4.3.3 GNU OCTAVE

Según (GNU Octave, 2022) GNU Octave es un software y un lenguaje de programación poderoso orientado al análisis matemático.

Se utilizó el software para generar una regresión polinomial para el cálculo de energía vertida aprovechada por cada una de las potencias a analizadas cuya metodología se explica más adelante en el apartado 4.6.

4.3.4 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO

Se puede considerar el costo-beneficio como una herramienta financiera que relaciona el costo del bien o producto a evaluar con el beneficio que se puede obtener por éste en un determinado periodo de tiempo. Dicha herramienta se encuentra representada en la ecuación 6.

En donde los costos considerados serán todos aquellos durante la vida útil de la planta de hidrógeno incluyendo: costo de inversión, operación y mantenimiento y costo de servicios auxiliares (como agua y energía eléctrica). El beneficio se obtendrá de la cantidad de energía eléctrica a partir de hidrógeno que se venderá.

4.3.5 ENERGY RETURN ON INVESTMENT (EROI)

El EROI muestra la cantidad de energía utilizada para extraer o aprovechar cierto recurso y la relaciona con la energía extraída, de esta manera se puede observar si el uso de energía para la extracción de otra es factible. Éste se calculará por medio de la ecuación 7.

Se analizará el EROI para conocer si la cantidad de energía obtenida al final del proceso Power-to-Power es mayor o menor a la cantidad de energía utilizada para obtenerla.

4.3.6 MICROSOFT POWER BI

Según Microsoft 365 (2021) comenta que Power BI es una herramienta que brinda la posibilidad de visualizar fácilmente datos y automatizar un gran volumen de trabajo de preparación e informes.

En esta investigación se utilizó Power BI para la creación de un mapa donde se visualice la ubicación de la muestra de plantas renovables estudiadas en esta investigación y la ubicación de las plantas de hidrógeno a dimensionar.

4.4 POBLACIÓN Y MUESTRA

Esta investigación se enfoca en veinte plantas con uso de recurso renovable variable en Honduras ubicadas en su mayoría en la zona Sur del país. La ubicación de cada una de ellas se muestra de la ilustración 28 a la ilustración 31.



Ilustración 28 Mapa de ubicación geográfica de muestra de estudio

Fuente: Elaboración propia

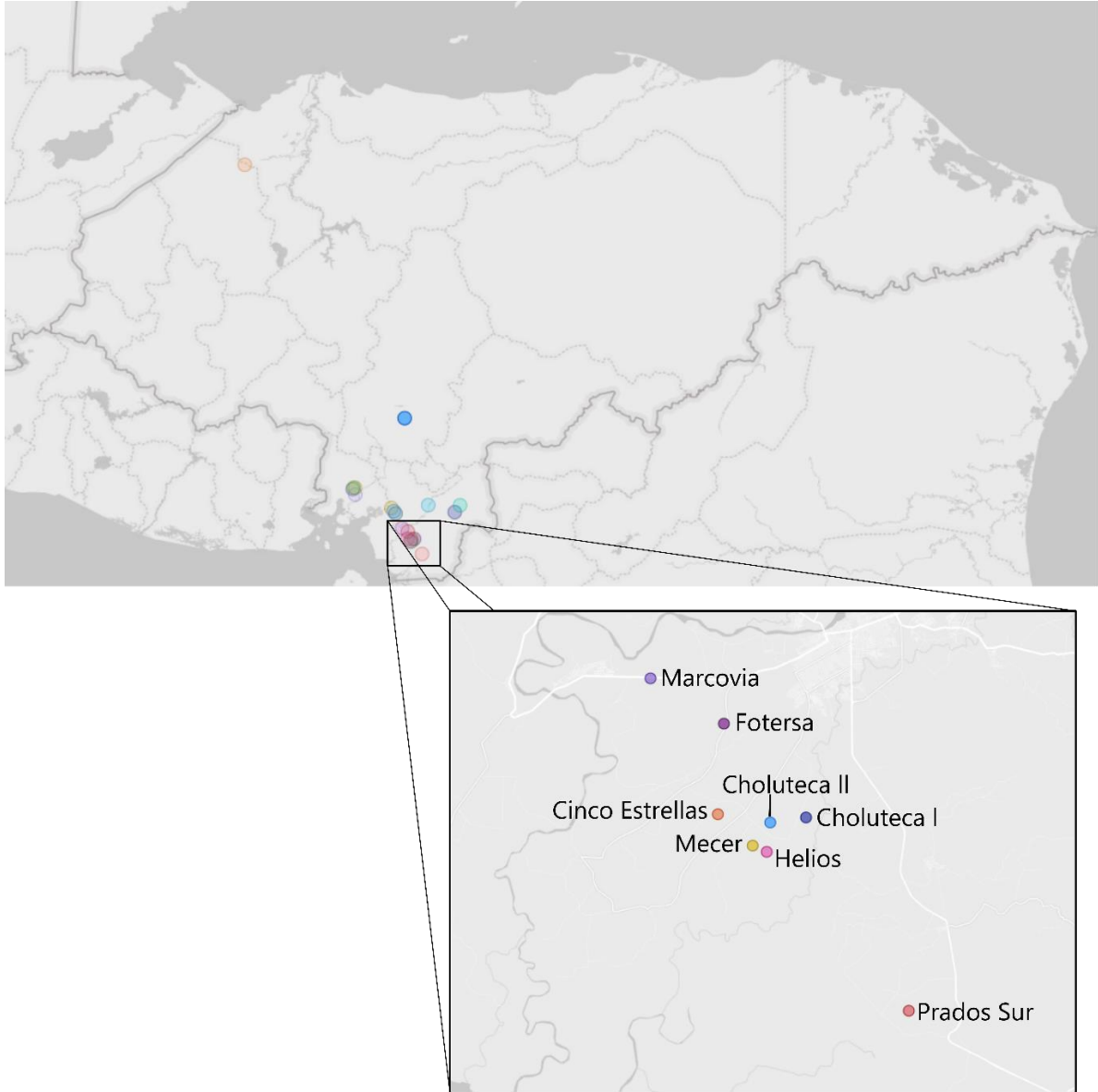


Ilustración 29 Mapa de muestra geográfica con mayor detalle – primera parte

Fuente: Elaboración propia

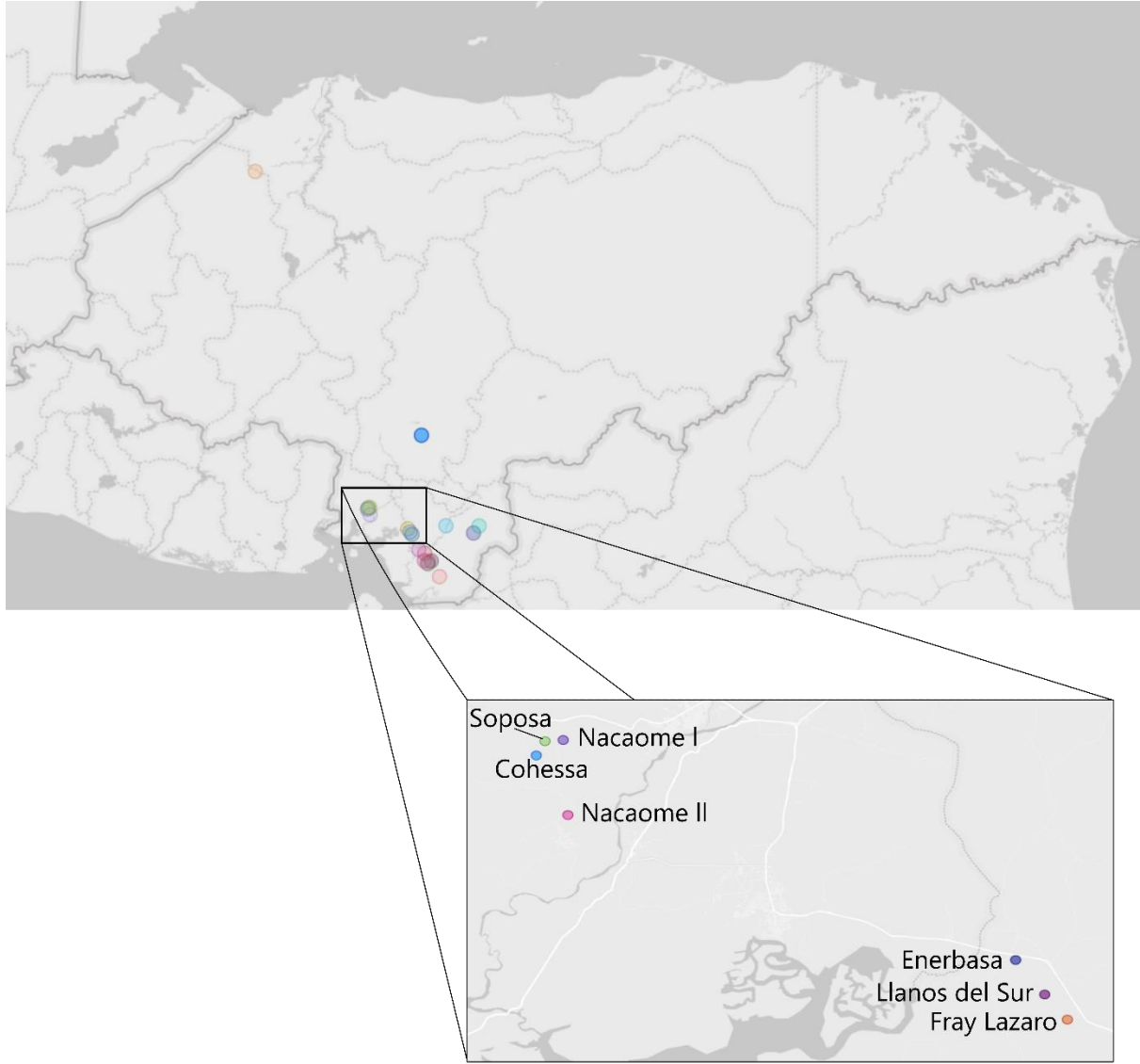


Ilustración 30 Mapa de muestra geográfica con mayor detalle – segunda parte

Fuente: Elaboración propia

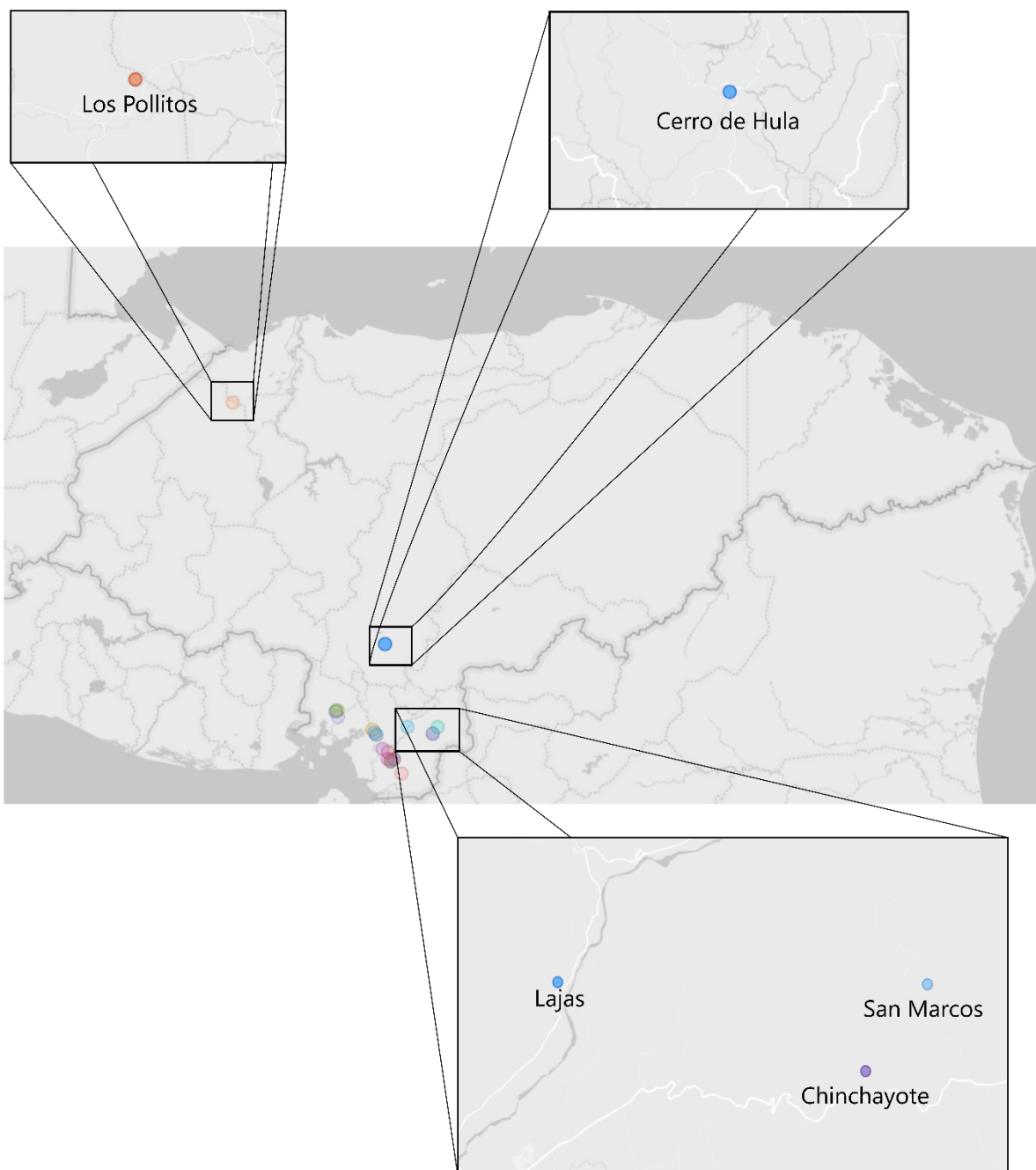


Ilustración 31 Mapa de muestra geográfica con mayor detalle – tercera parte

Fuente: Elaboración propia

Los coordenadas de georreferencia para la elaboración de los mapas de identificación de la muestra se encuentran en el anexo 1.

4.6 METODOLOGÍA DE ESTUDIO

En este apartado se presenta la metodología realizada para esta investigación. La ilustración 32 muestra el orden cronológico de la resolución del problema mediante el dimensionamiento de plantas de hidrógeno Power-to-Power y las distintas actividades que se realizaron para cumplir los objetivos de investigación.

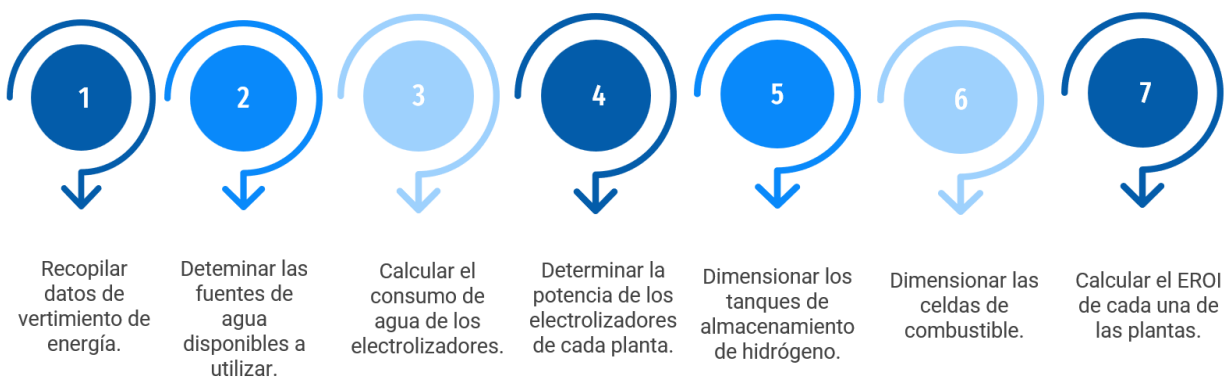


Ilustración 32 Orden cronológico de realización de la metodología de estudio

Fuente: Elaboración propia

4.6.1 RECOPIACIÓN DE DATOS DE VERTIMIENTO DE ENERGÍA

Los datos de vertimiento de energía se recopilaron de la página oficial de ODS (2022b) de los informes diarios de la operación del sistema en el apartado de limitaciones renovables del Operador del Sistema. Dichos informes poseen datos de vertimiento de energía [MWh], potencia limitada [MW] y tiempo de limitación [h] para veinte plantas que utilizan recurso renovable variable solar y eólico en Honduras.

Se recopilaron datos diarios desde el primero de enero del año 2020 hasta el treinta de junio del año 2022 de cada una de las plantas de la muestra. Los datos recopilados se utilizaron para el dimensionamiento de plantas de generación y almacenamiento de hidrógeno verde para cada una de las centrales renovables que poseen vertimiento de energía y limitación de potencia. Los datos se recopilaron en Excel para tener un mejor control y uso de éstos.

Cabe resaltar que para el dimensionamiento de la planta de hidrógeno no se tomaron en cuenta los días en los que no existieron vertimiento (cuando hay una potencia limitada igual a cero en el día) ya que no se dimensionaran aquellas plantas que no poseen vertimiento de energía.

En el anexo 2 se encuentra un ejemplo de los informes diarios de limitación de renovables elaborados por el Operador del Sistema.

4.6.2 DETERMINACIÓN DE FUENTES DE AGUA DISPONIBLES

Debido a que se utilizará el proceso de electrólisis, es necesario el uso de agua para la producción de hidrógeno verde. Por tanto, se debe poseer un suministro de agua para cada una de las plantas de hidrógeno a dimensionar.

Se utilizó un mapa interactivo de delimitaciones hidrográficas para encontrar las fuentes de agua más cercanas a las plantas a dimensionar elaborado por la Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas del Gobierno de Honduras en colaboración con la U.S Agency for International Development (USAID) y la Agencia Suiza para el Desarrollo y la Cooperación (COSUDE).

La interfaz del mapa y sus herramientas se presentan en la ilustración 33.

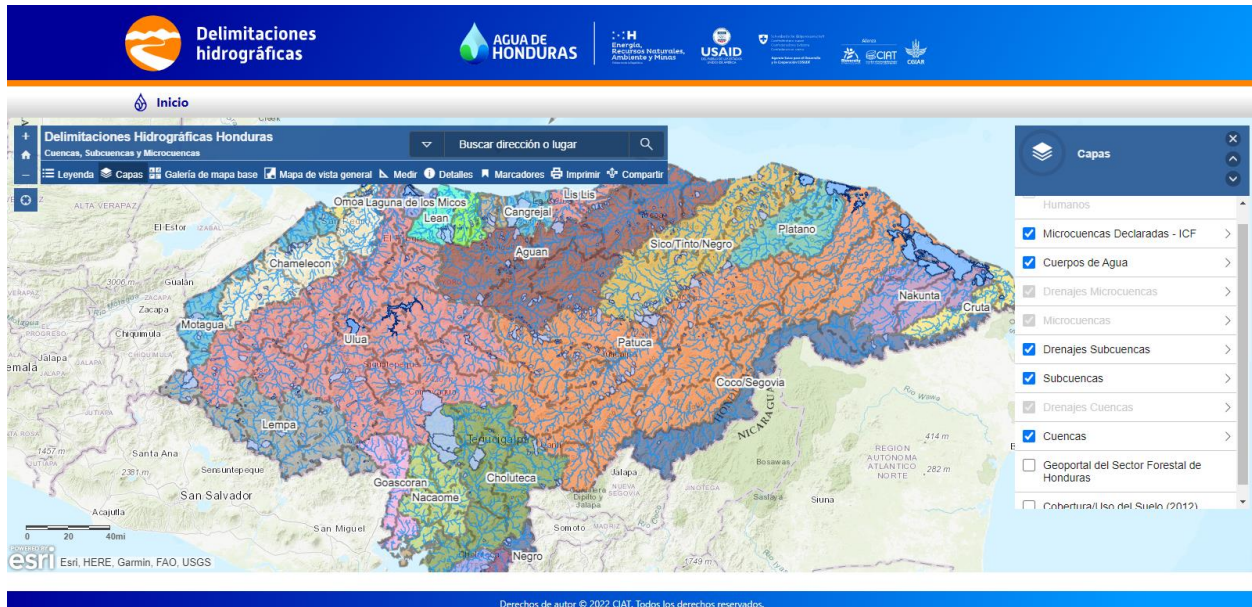


Ilustración 33 Interfaz de mapa interactivo de limitaciones hidrográficas

Fuente: Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas (2022)

El mapa cuenta con herramientas de medición que se utilizaron para encontrar la cuenca de agua más cercana a la planta. La cual se localizó ingresando su latitud y longitud dentro del mapa interactivo. Dicha actividad descrita anteriormente se muestra en la [ilustración 34](#).

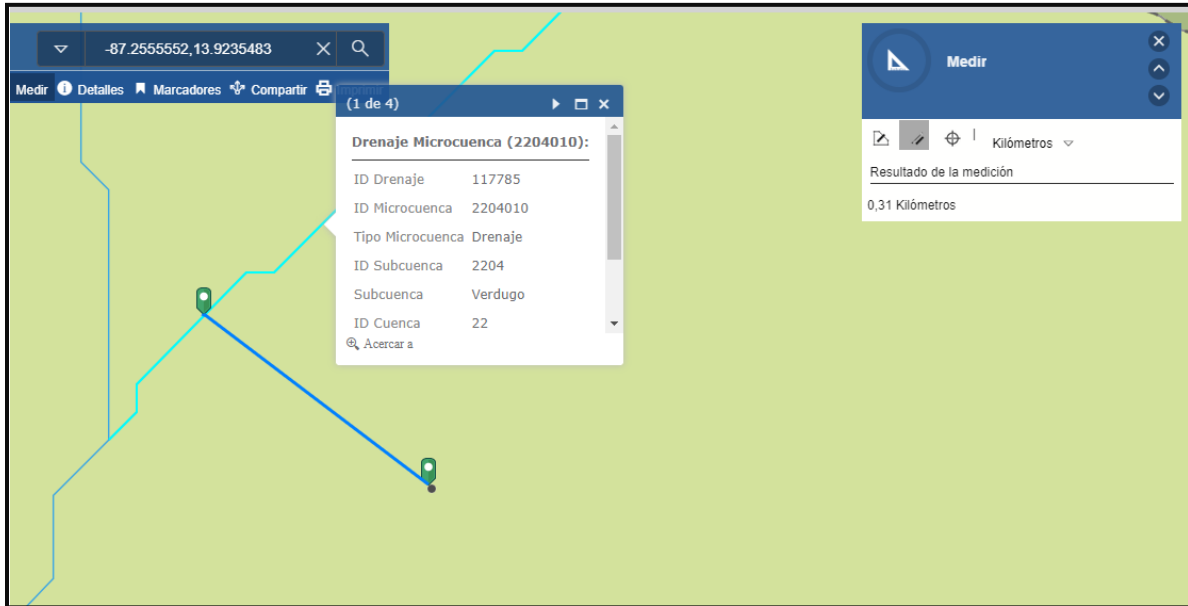


Ilustración 34 Localización y medición de distancia de fuente de agua más cercana

Fuente: Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas (2022)

Las coordenadas de georreferencia de cada uno de los parques fueron obtenidas de Google Earth y estas se muestran en el anexo 1.

Cabe resaltar que será necesario la utilización de una bomba de agua para el transporte del agua desde la fuente al punto de utilización que es el electrolizador.

4.6.3 CÁLCULO DE CONSUMO DE AGUA DE LOS ELECTROLIZADORES

Es importante mencionar que la selección de electrolizadores se realizó de acuerdo a la disponibilidad comercial de éstos en el mercado, siendo los electrolizadores de agua alcalina uno de los que más se encuentran comercialmente disponibles.

El consumo de agua de los electrolizadores se calculó a partir de la ecuación estequiométrica de la reacción total del electrolizador de agua alcalina presentada en la ecuación 3.

Primero, se despejó en la ecuación 8 la cantidad de sustancia a fin de encontrar la cantidad de moles de agua que existen en una cantidad de masa de agua definida (un kilogramo) dando como resultado la ecuación 9.

Se utilizó un kilogramo con la finalidad de obtener un factor de conversión de kilogramos de agua necesarios para producir kilogramos de hidrógeno.

$$Masa\ molar = \frac{masa}{cantidad\ de\ sustancia}$$

Ecuación 8 Masa molar

Donde:

- Masa molar [g/mol]
- Masa [g]
- Cantidad de sustancia [mol]

$$Cantidad\ de\ sustancia = \frac{masa}{Masa\ molar}$$

Ecuación 9 Cantidad de sustancia

Donde:

- Cantidad de sustancia [mol]
- Masa [g]
- Masa molar [g/mol]

Una vez encontrada la cantidad de sustancia [mol] en un kilogramo de agua con la ecuación 9, se utilizó la ecuación 3 para calcular la cantidad de moles de hidrógeno en un mol de agua (la ecuación 3 muestra que existen dos moles de hidrógeno en dos moles de agua). Con dicha relación definida se obtuvo la cantidad de moles de hidrógeno en un kilogramo de agua.

Con todos los datos anteriores definidos, se puede despejar la ecuación 8 para obtener la masa de hidrógeno [g] que se puede obtener de un kilogramo de agua (teóricamente). Se obtiene como resultado la ecuación 10.

$$Masa = Masa\ molar \times cantidad\ de\ sustancia$$

Ecuación 10 Masa de una sustancia

Donde:

- Masa [g]
- Masa molar [g/mol]
- Cantidad de sustancia [mol]

Pese a obtener el consumo de agua teórico para la producción de una unidad de masa de hidrógeno, el proceso de electrolisis requiere de agua desmineralizada y para ello se necesita un pretratamiento en este caso ofrecido por el proveedor de electrolizadores.

Ese pretratamiento provoca una pérdida del agua de entrada de aproximadamente 50% según (Lampert et al., 2016) citado en (Blanco, 2021).

Además, depende si esta es agua pura, de la llave o agua de mar como se puede observar en la equivalencia de la ecuación 11.

$$1 \text{ lt de agua pura} = 1.43 \text{ lt de agua de la llave} = 3.33 \text{ lt de agua de mar}$$

Ecuación 11 Equivalencias según tipo de agua

Fuente: HDF (2022)

En esta investigación se trabajó con un electrolizador de agua alcalina DQ 500 de John Cockerill cuya ficha técnica se presenta en el anexo 3.

La ficha técnica del electrolizador posee datos de generación de hidrógeno en Nm³ que se refiere a condiciones normales de temperatura y presión (0°C y 1atm).

De no obtener dichas condiciones, el electrolizador se adapta a las condiciones del ambiente. La ficha técnica presenta un equivalente de condiciones normales a ambiente en cuanto a la producción de hidrógeno. Dicho equivalente para mayor facilidad en los cálculos se puede traducir a la equivalencia mostrada en la ecuación 12.

$$11.2359 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} = \frac{1\text{kg}}{\text{h}}$$

Ecuación 12 Equivalencia de flujo de hidrógeno de condiciones normales a condiciones reales

El agua que se utilizará para los electrolizadores se almacenará en un tanque de almacenamiento para que se pueda disponer del recurso en caso de fallos del sistema de suministro y para poder tener un mejor control de la fuente de agua para el proceso de electrólisis.

La capacidad del tanque de almacenamiento será igual al consumo de agua diario que se posea para producción de hidrógeno. Esto se puede observar en la ecuación 13.

$$\text{Capacidad} = \text{Consumo de agua} \cdot \text{Hidrógeno producido}$$

Ecuación 13 Capacidad de almacenamiento del tanque de agua

Donde:

- Capacidad, es la capacidad de almacenamiento del tanque de agua [kg]
- Consumo de agua, es el consumo de agua para la producción de un kilogramo de hidrógeno [kg H₂O]
- Hidrógeno producido es la cantidad promedio de hidrógeno generado en un día [kg H₂].

También será necesario calcular el tiempo de llenado del tanque para una estimación del consumo de energía eléctrica de la bomba, este se puede calcular por medio de la ecuación 14.

$$t_{\text{llenado}} = \frac{\text{Capacidad del tanque}}{\text{Flujo de salida}}$$

Ecuación 14 Tiempo de llenado de un tanque

Donde:

- t_{llenado} es el tiempo de llenado del tanque [h]
- Capacidad del tanque [kg]
- Flujo de salida es el flujo de salida de la bomba de agua para llenar el tanque [kg/h]

4.6.4 DIMENSIONAMIENTO DE LOS ELECTROLIZADORES

Es importante destacar que es necesario suministrar corriente eléctrica directa a los electrolizadores para que cumplan el proceso de electrólisis. Por tanto, es necesaria la instalación de un rectificador para convertir la corriente alterna de la fuente de alimentación a corriente directa. Las características de éste dependen de los voltajes de salida que posea la fuente de alimentación (en el caso de esta investigación el voltaje de los inversores de las plantas

renovables); a su vez el voltaje de salida de la fuente de alimentación es el voltaje de entrada del rectificador. Dichos datos no se poseen, por tanto, se encuentra en una de las limitantes de esta investigación.

Se pretende realizar un análisis de costo-beneficio seleccionando la potencia de electrolizadores que arroje el mayor valor costo-beneficio. Lo anteriormente descrito conlleva una serie de pasos que se describen a continuación.

Primero, se creó una curva de generación ordenada con los datos de potencia limitada (en el eje y) y tiempo limitado (en el eje x) dando como resultado curvas con el comportamiento mostrado de la ilustración 35.

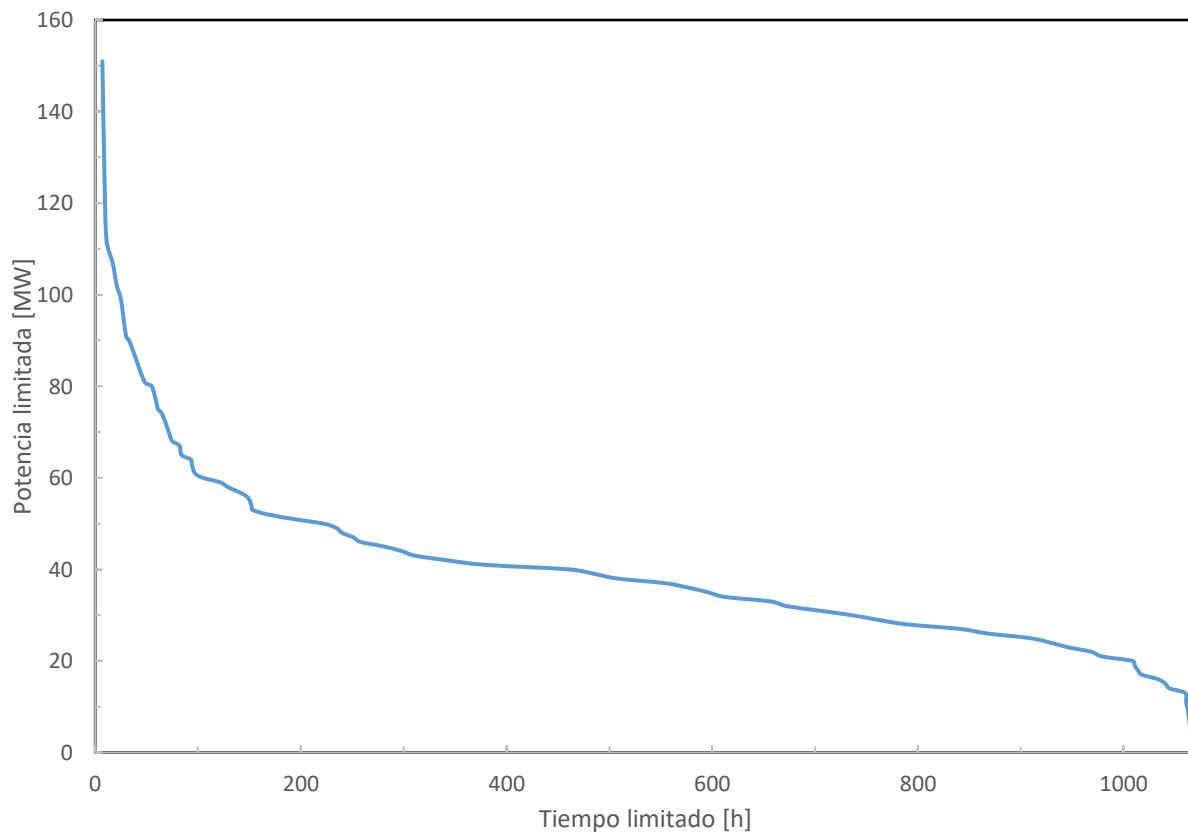


Ilustración 35 Ejemplo de curva de generación de energía acumulada

Fuente: Elaboración propia

Una curva de generación de energía acumulada convencional se grafica el tiempo en el eje x y la potencia en el eje y como muestra la ilustración 35 pero, en esta investigación se decidió invertir

los ejes para facilitar el cálculo de la energía vertida aprovechada por cada una de las posibles potencias a instalar dando como resultado una curva con el comportamiento de la ilustración 36.

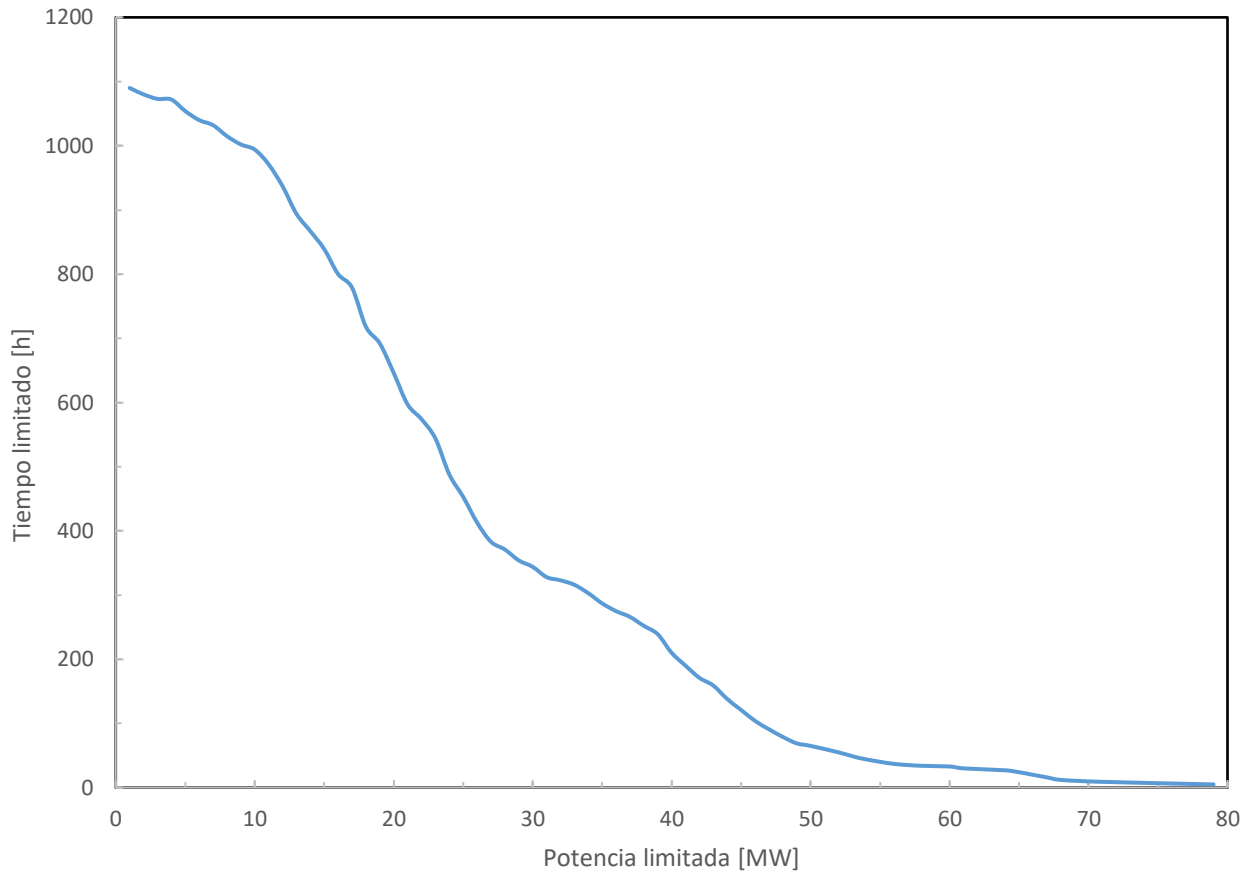


Ilustración 36 Ejemplo de curva de generación de energía acumulada con ejes invertidos

Fuente: Elaboración propia

Los datos extraídos de los reportes de limitaciones de renovables del CND solo proporcionan el dato de la cantidad de tiempo limitado al día, cada dato independiente a los demás. Es decir, no presentan de manera horaria.

Para la construcción de la curva, es necesario que los datos se presenten de manera horaria, es decir, que estos datos tengan una continuidad (por ejemplo, a la hora que acaba la primera limitación de potencia prosigue la segunda limitación de potencia, de esa manera se poseen datos horarios de potencia limitada.)

Por ello, se contabilizó la cantidad de horas que duró cada potencia limitada y se realizó un código en VBA de Excel para ordenar los datos de potencia limitada de manera horaria en intervalos de tiempo de una hora para la realización de la curva de generación de energía acumulada. El código realizado en VBA se presenta en el anexo 4.

Una vez obtenidos los datos de potencia limitada horaria, se contabilizaron las ocurrencias de cada una de las potencias (frecuencia absoluta) para posteriormente encontrar la frecuencia relativa de cada una de ellas con la ecuación 15.

$$Frecuencia\ relativa = \frac{Frecuencia\ absoluta\ de\ una\ determinada\ potencia}{Número\ total\ de\ valores\ de\ la\ muestra}$$

Ecuación 15 Frecuencia relativa

Donde:

- Frecuencia relativa es medida en [%]
- Frecuencia absoluta en esta investigación es la cantidad de veces que se repita una determinada potencia en el periodo de estudio (se utilizó la fórmula contar.si de Microsoft Excel para determinarla).
- Número total de valores de la muestra es la cantidad total de potencias registradas en intervalos de una hora en el periodo de estudio.

Seguidamente se obtuvo una frecuencia relativa acumulada la cual es una sumatoria de las frecuencias relativas de la potencia a analizar con la anterior (esta sumatoria se empieza de la potencia menor a la potencia mayor). Sin embargo, para obtener el comportamiento deseado como se muestra en la ilustración 38, se realizó el cálculo de frecuencia relativa acumulada con la sumatoria empezando de la potencia mayor a la potencia menor.

Luego se convirtió este porcentaje a su equivalente de las horas totales transcurridas en el periodo de estudio (por ejemplo, la frecuencia relativa de 100% representa a la totalidad de horas en las que existió vertimiento en la muestra). Obteniendo un formato con todos los datos anteriormente expuestos como el de la tabla 2.

Tabla 2 Formato para cálculo de datos de curva de generación ordenada

<i>Hora [h]</i>	<i>Potencia limitada [MW]</i>	<i>Frecuencia absoluta [-]</i>	<i>Frecuencia relativa</i>	<i>Frecuencia relativa acumulada</i>	<i>Tiempo limitado [h]</i>
<i>1</i>					
<i>2</i>					
<i>n</i>					

Fuente: Elaboración propia

Por último, se graficó Tiempo limitado [h] versus Potencia limitada [MW] para obtener la curva de generación de energía ordenada. Se realizó esta curva con el fin de obtener la cantidad de energía vertida aprovechada para cada una de las potencias de electrolizadores a analizar.

Para encontrar dicha energía vertida aprovechada se realizó una suma de Riemann para aproximar el área bajo la curva para cada una de las potencias a analizar. Dibujando pequeños rectángulos con un grosor de 0.1 MW y encontrando el área de éstos para obtener una aproximación más detallada de la energía vertida aprovechada.

En la ilustración 37 se muestra una representación de la división de los rectángulos para el cálculo de la energía vertida aprovechada. La energía aprovechada en cada una de las posibles potencias es la suma del área de los diferenciales (en este caso de 0.1 MW) anteriores a la potencia a analizar hasta cero (por ejemplo, si se calcula la energía vertida aprovechada con una potencia de 10 MW se suman los diferenciales de 0.1 MW anteriores a 10 MW hasta 0 MW).

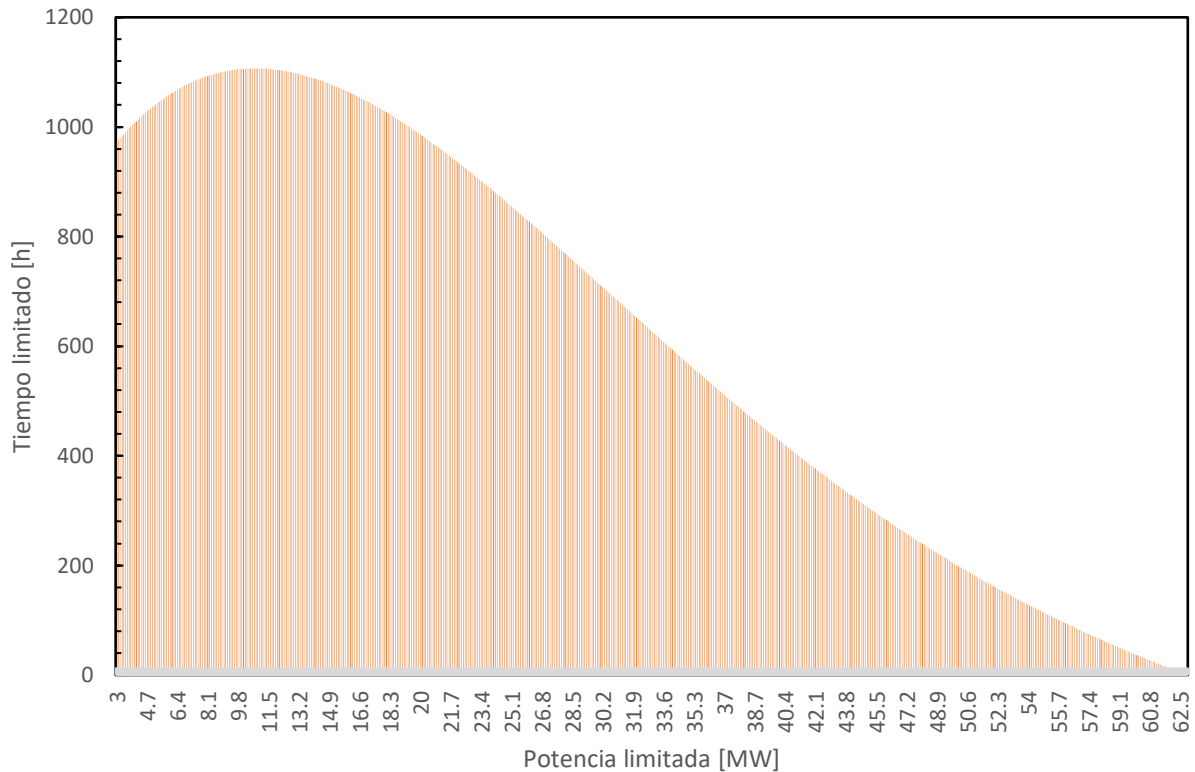


Ilustración 37 Representación de suma de Riemann

Fuente: Elaboración propia

Debido a que se quiere realizar un diferencial de 0.1 MW para el grosor de los rectángulos de la suma de Riemann y los datos de tiempo limitado obtenidos de la curva acumulada de generación de energía no poseen tal precisión, es necesario realizar una regresión polinomial donde en la ecuación resultante: "y" es el tiempo limitado y "x" es la potencia limitada.

De esa manera, se puede encontrar el tiempo limitado para cualquier potencia limitada que se desee analizar.

En esta investigación, se realizó dicho proceso en GNU Octave. El código utilizado se encuentra en el anexo 5 y el ejemplo de la curva de generación acumulada y la curva aproximada se encuentra en la ilustración 38.

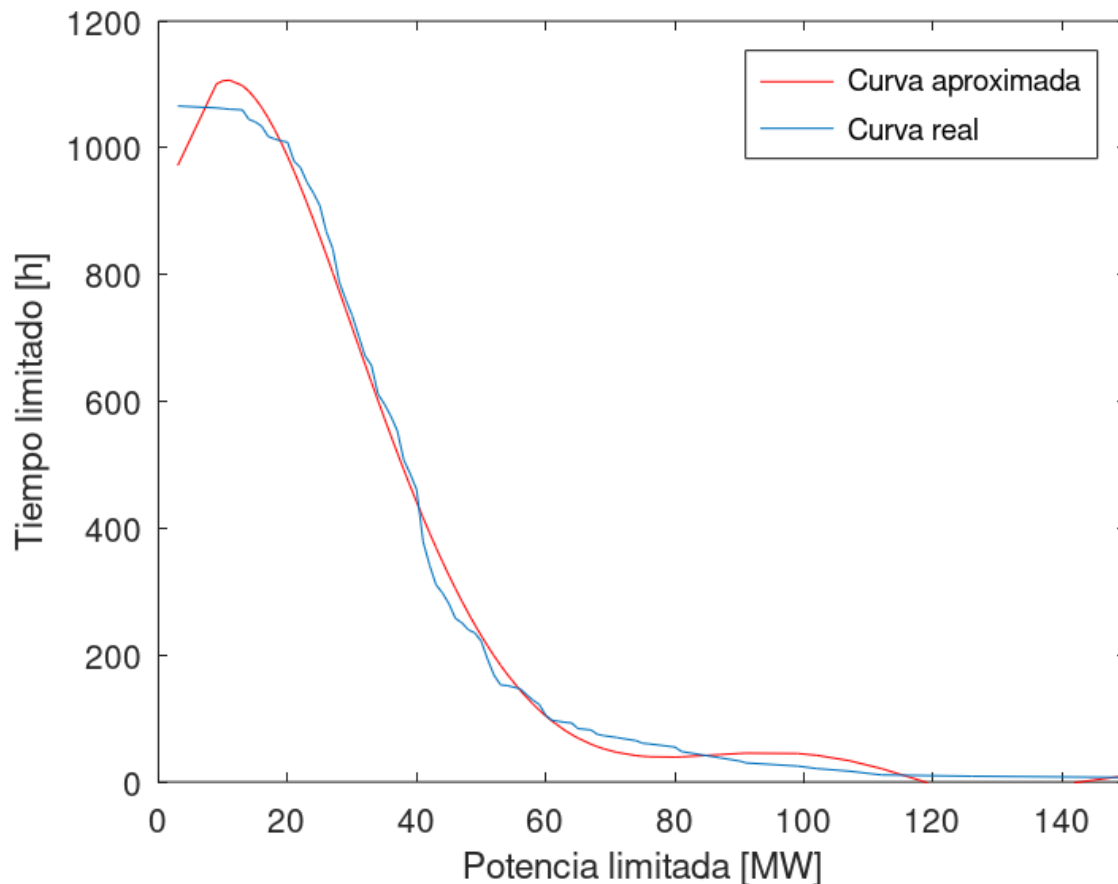


Ilustración 38 Gráfico de curva aproximada con regresión polinomial y curva real.

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenidos los datos de tiempo limitados para cada potencia limitada necesarios, se puede calcular la energía vertida aprovechada para cada una de las potencias que se deseen analizar (para esta investigación se utilizarán múltiplos de las capacidades comerciales de electrolizadores). Cabe resaltar que dicha energía vertida aprovechada es obtenida de toda la muestra de datos que se posee.

Se obtendrá una ecuación resultante polinomial de la forma observada en la ecuación 16.

$$y = a_0x^n \pm a_1x^{n-1} \pm a_2x^{n-2} \pm a_3x^{n-3} \pm a_4x^{n-4} \dots a_nx + b$$

Ecuación 16 Forma de una ecuación polinomial

El grado de la regresión polinomial se define acorde al comportamiento de la curva real de generación de energía acumulada, buscando el grado que mejor se adapte a ella.

Cuando se determina la energía vertida aprovechada para cada una de las potencias limitadas múltiplos de las potencias de electrolizadores disponibles en el mercado, se puede calcular los kilogramos de hidrógeno que se producirán en cada uno de los casos a analizar.

Es importante mencionar que la cantidad de hidrógeno producido depende del tipo de electrolizador que se utiliza. El consumo de energía para la producción de un kilogramo de hidrógeno se presenta en la ficha técnica del electrolizador en el anexo 3.

Los kilogramos de hidrógeno producidos con el electrolizador serán necesarios para el dimensionamiento del tanque de almacenamiento de hidrógeno. Este dimensionamiento se explica en la sección 4.6.5.

Dichos kilogramos de hidrógeno se pueden traducir a energía eléctrica por medio de las celdas de combustible. El consumo de hidrógeno para la producción de 1 MWh de energía eléctrica se puede observar en la ficha técnica de la celda de combustible FCGen de Ballard que se encuentra en el anexo 6.

El dimensionamiento de la celda de combustible se explica más adelante en este capítulo en la sección 4.6.6.

La producción de energía eléctrica de la planta de hidrógeno ocurrirá cuando la planta renovable tenga una menor producción o una producción nula. Esto sucede en horas del periodo nocturno (aproximadamente de 6:00 PM a 6:00 AM); es por ello por lo que la inyección de energía eléctrica producida mediante hidrógeno sucederá durante la noche.

Debido a que las plantas de generación mediante recurso renovable variable estudiadas en esta investigación no tienen o disminuyen su generación en la jornada nocturna, se encontrarán con el beneficio de continuar su producción de energía eléctrica durante la noche con el hidrógeno almacenado en los periodos de vertimiento del día.

Dicho beneficio es pieza clave para el dimensionamiento de las plantas de hidrógeno. El beneficio que tendrán será de la venta de energía eléctrica producida durante el periodo de la noche con el almacenamiento de hidrógeno. El precio de venta de dicha energía se asume que es igual al precio de venta que posee cada planta solar o eólica en su contrato de venta de energía.

Por ejemplo, si venden el kWh de energía solar a 0.15\$, se puede entender que ese precio será el precio de venta del kWh generado en la noche con hidrógeno. De esa manera, se respeta el precio establecido en cada uno de los contratos.

Se calcularon los costos para cada uno de los casos. Es necesario mencionar que los costos analizados son del electrolizador, celda de combustible, tanque de almacenamiento de agua e hidrógeno, y otros dispositivos necesarios para el funcionamiento de la planta.

Dichos costos se desglosan en costos de capital, operación y mantenimiento, costo de consumo de energía (este costo aplica para el compresor, descompresor, bomba y desmineralizador ya que se asume que tendrán una fuente de alimentación externa al vertimiento) y costo de la cantidad de agua a utilizar para la producción de hidrógeno. Una vez calculados los beneficios y los costos, es posible calcular el costo-beneficio de cada uno de los casos estudiados por medio de la ecuación 6.

Es importante mencionar que se utilizará el valor de 1.5% de inflación anual, como se describe en la gaceta en el decreto 404-2013 en su cláusula sexta, para evaluar los costos de operación y mantenimiento, tarifa de consumo de energía y agua que se utilizará.

Se escogerá la combinación de potencia de electrolizadores, celdas de combustible y capacidad de almacenamiento de tanque que posea el mayor costo-beneficio. De esa manera, se realiza una comparación de todas las combinaciones que se están analizando para escoger la que tenga un mayor beneficio económico.

La combinación de elementos con el mayor costo-beneficio se identificó por medio de una gráfica de optimización cuyo comportamiento se puede mostrar mediante el ejemplo de la ilustración 39. El punto de interés es el pico de la gráfica.

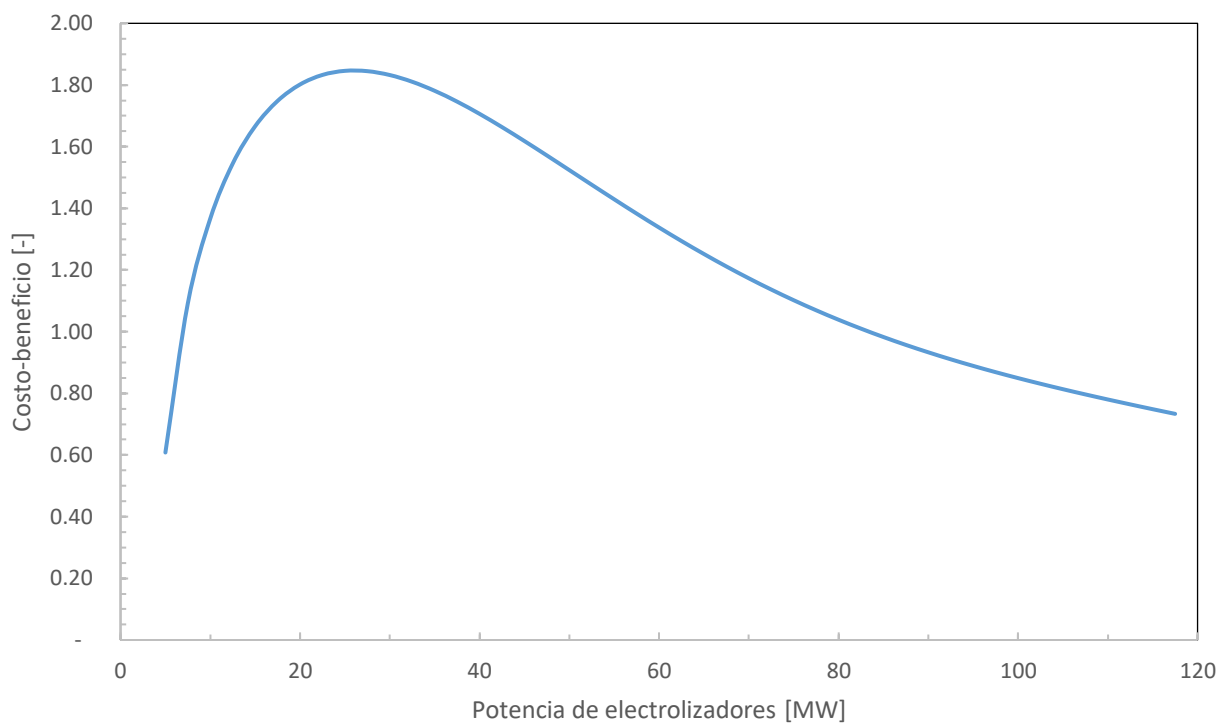


Ilustración 39 Gráfico de optimización de potencia limitada

El formato utilizado para el cálculo del costo-beneficio se observa en la tabla 3.

Tabla 3 Formato para cálculo de costo-beneficio para diferentes potencias (P_1 , P_2 , P_n)

	P_1	P_2	P_n
Potencia del electrolizador [MW]			
Tiempo de trabajo del electrolizador [h]			
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)			
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)			
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)			
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)			
Potencia para instalar celda de combustible [MW]			
Capacidad de tanque de almacenamiento de hidrógeno [kg]			
Capacidad de tanque de almacenamiento de de agua [kg]			
Consumo de energía del compresor durante vida útil [MWh]			
Consumo de energía del descompresor durante vida útil [MWh]			
Consumo de energía de la bomba durante vida útil [MWh]			
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]			
Consumo de energía de desmineralizador durante vida útil [MWh]			
Beneficio [\$]			
Costo [\$]			
Costo-beneficio [-]			

Fuente: Elaboración propia

4.6.5 DIMENSIONAMIENTO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Para el dimensionamiento de los tanques de almacenamiento de hidrógeno es necesario calcular la cantidad de hidrógeno que se va a producir diariamente en cada una de las plantas con los electrolizadores. Esto se puede calcular acorde con la ecuación 17.

$$m_{H_2s} = \int_0^t m_{H_2} \cdot dt$$

Ecuación 17 Masa de hidrógeno a almacenar al día

Fuente: (Dahbi et al., 2017)

Donde:

- m_{H_2s} es la masa de hidrógeno a almacenar al día en el tanque [kg]
- m_{H_2} es la masa de hidrógeno por unidad de tiempo encontrada en la ficha técnica del electrolizador [kg/h]
- t es la duración en tiempo de operación del electrolizador [h]

Debido a que cuando se determinó la potencia de los electrolizadores, se calculó la generación de hidrógeno durante su vida útil; es posible calcular una producción promedio de hidrógeno diaria.

Ya que se conoce la masa de hidrógeno a almacenar al día, la ecuación 17 es útil para calcular el tiempo de operación del electrolizador, despejando para el tiempo t se puede obtener dicho valor.

A su vez, es necesario conocer la presión de salida del hidrógeno que ofrece el electrolizador. En el caso de esta investigación la presión de salida es de 30 bar, la cual se puede observar en la ficha técnica del electrolizador en el anexo 3.

Es recomendable que se almacene el hidrógeno a altas presiones (300-700 bar) ya a pesar de que el hidrógeno posee un alto nivel de energía por unidad de masa, tiene poca energía por unidad de volumen.

Es por ello que Crozzoli et al. (2020) (p. 19) menciona que "uno de los factores más importantes en el almacenamiento de hidrógeno es lograr contener la mayor cantidad de masa

de hidrógeno en el menor volumen posible, es decir, incrementando la densidad volumétrica” (p. 19).

Dicha densidad volumétrica incrementa con el aumento de presión como se observa en la tabla 1. Además, Crozzoli et al. (2020) menciona que la densidad energética del hidrógeno es relativamente baja cuando no se almacena en alta presión y el almacenamiento a alta presión aumenta dicha densidad energética.

Si se utilizan compresores para aumentar la presión será necesario analizar los comercialmente disponibles para manipulación de hidrógeno, cuyo caudal de entrada sea aproximado al de electrolizador a utilizar y su presión de salida esté dentro del rango de almacenamiento de los tanques.

4.6.6 DIMENSIONAMIENTO DE CELDAS DE COMBUSTIBLE

La celda de combustible es el último de los componentes en una planta de hidrógeno para producción de energía eléctrica (Power-to-Power). Con la metodología que se está siguiendo, el dimensionamiento de ésta dependerá del promedio de energía generada diariamente de la planta de hidrógeno, el cálculo de dicha energía generada se expuso en la sección 4.6.4.

Su buscará una potencia de celdas de combustible que puedan producir el promedio energía diario calculado durante un periodo de trabajo de dos horas que representa el pico de consumo de energía en el periodo de la noche. Se puede utilizar la ecuación 18 para este cálculo.

$$P_{fc} = \frac{E_{promedio}}{t}$$

Ecuación 18 Potencia de celdas de combustible

Donde:

- P_{fc} es la potencia de las celdas de combustible [MW]
- $E_{promedio}$ es la cantidad de energía promedio diaria que debe producir la celda de combustible [MWh]
- t es el tiempo de trabajo de la celda de combustible, [h].

4.6.7 CÁLCULO DEL ENERGY RETURN ON INVESTMENT (EROI)

Se calculó el EROI de cada una de las plantas para analizar la relación entre la energía utilizada para la obtención de hidrógeno verde y la energía obtenida de dicho proceso. Con dicho parámetro es posible analizar la factibilidad de la producción de hidrógeno verde ya que se realiza una comparación de la energía utilizada y la energía obtenida.

La ilustración 40 muestra las entradas y salidas de energía en el proceso de estudio.

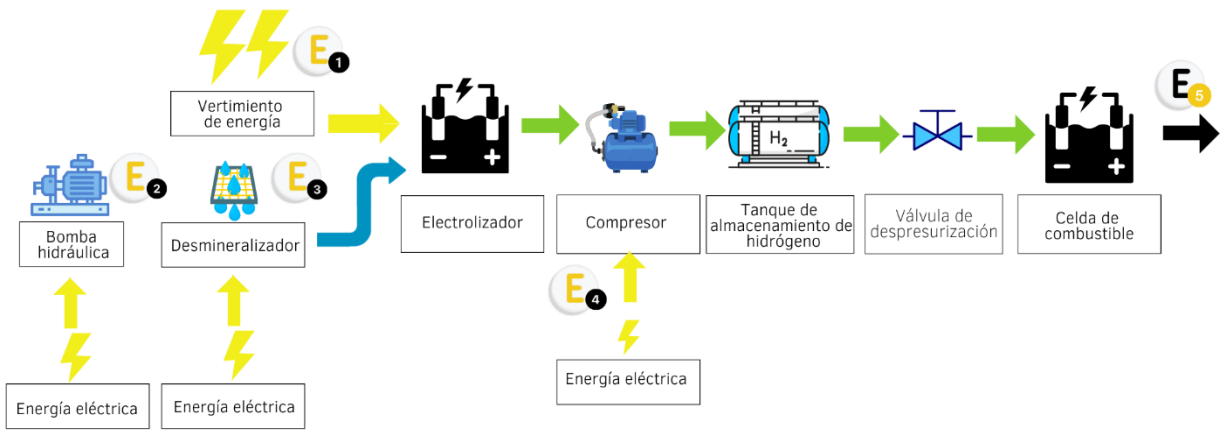


Ilustración 40 Entradas y salidas de energía en el sistema

Fuente: Elaboración propia

Con el apoyo de la ilustración 40, se puede calcular el EROI con la ecuación 19.

$$EROI = \frac{E_5}{E_1 + E_2 + E_3 + E_4}$$

Ecuación 19 EROI del sistema de producción de hidrógeno

La energía utilizada para la bomba hidráulica, el desmineralizador, el compresor y descompresor es tomada de una fuente externa de alimentación para su funcionamiento para aprovechar todo el vertimiento de energía en el electrolizador.

4.7 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

Desarrollo de actividades del proyecto	Semana									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Elaboración de introducción y resumen ejecutivo.										
Redacción del planteamiento del problema a resolver.										
Revisión de literatura y redacción del marco teórico.										
Elaboración de metodología del problema a resolver.										
Obtención de resultados y discusión de dichos resultados.										
Revisión de consistencia entre marco teórico, metodología y resultados.										
Redacción de conclusiones y recomendaciones.										
Presentación para pre-defensa y artículo científico.										
Pre-defensa.										

V. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se expondrán los resultados de la investigación utilizando la metodología explicada en el capítulo cuatro. A su vez, se presentará el análisis y comparativa de los resultados obtenidos.

5.1 FUENTES DE AGUA POR UTILIZAR

Haciendo uso de la herramienta de delimitaciones hidrográficas presentada en el apartado 4.6.2, se definieron las fuentes donde se obtendrá el recurso de agua para el proceso de electrólisis. Se escogió la fuente de agua más cercana a cada una de las plantas a analizar evitando aquellas declaradas por el Instituto de Conservación Forestal (ICF).

La tabla 4 muestra los resultados de las fuentes de agua a utilizar para cada una de las plantas con los detalles de éstas.

Tabla 4 Detalle de fuentes de agua por planta

<i>Planta</i>	<i>Cuenca</i>	<i>ID Cuenca</i>	<i>Subcuenca</i>	<i>ID Subcuenca</i>	<i>ID Microcuenca</i>	<i>ID Drenaje</i>	<i>Distancia del parque [km]</i>
Cerro de hula	Nacaome	22	Verdugo	2204	2204010	117785	0.31
Cinco Estrellas	Sampile	21	Sampile-Esteros	2101	2101027	128139	0.57
Cohessa	Goascorán	23	Golfo Goascorán	2305	2305006	125000	0.08
Chincayote	Coco/Segovia	18	Comali	1801	1801017	126612	0.9
Choluteca dos	Sampile	21	Sampile-Esteros	2101	2101021	128115	0.33
Choluteca uno	Sampile	21	Sampile-Esteros	2101	2101016	128175	0.33
Enerbasa	Choluteca	19	Choluteca Esteros	1901	1901008	126434	0.53
Fray Lazaro	Choluteca	19	Choluteca Esteros	1901	1901012	126734	0.1
Nacaome dos	Goascorán	23	Golfo Goascorán	2305	2305011	125340	0.35
Nacaome uno	Goascorán	23	Golfo Goascorán	2305	2305005	124749	0.49
Fotersa	Sampile	21	Sampile-Esteros	2101	2101019	127989	0.5
Helios	Sampile	21	Sampile-Esteros	2101	2101029	128315	0.17
Lajas	Choluteca	19	Choluteca baja	1903	1903043	126109	0.08
Llanos del sur	Choluteca	19	Choluteca Esteros	1901	1901012	126591	0.15
Mecer	Sampile	21	Sampile-Esteros	2101	2101029	128315	0.09
Marcovia	Choluteca	19	Choluteca Esteros	1901	1901024	127802	0.34
Los pollitos	Chamelecon	4	Chamelecon Media	402	405036	28565	0.18
Prados sur	Sampile	21	Sampile-Esteros	2101	2101043	128771	0.02
San Marcos	Choluteca	19	Choluteca Baja	1903	1903038	125977	1.15
Soposa	Goascorán	23	Golfo Goascorán	2305	2305006	124700	0.38

Fuente: Elaboración propia con datos de Agua de Honduras

5.2 CONSUMO DE AGUA DE ELECTROLIZADORES

Utilizando la ecuación 13 y teniendo la masa molar del agua de 18.02 [g/mol] se puede calcular la cantidad de sustancia que hay en mil gramos (un kilogramo) de agua.

$$18.02 \left[\frac{g}{mol} \right] = \frac{1,000[g]}{\text{cantidad de sustancia}}$$

$$\text{Cantidad de sustancia} = \frac{1,000g}{18.02 g/mol}$$

$$\text{Cantidad de sustancia} = 55.51 \text{ mol de } H_2O$$

En base a la ecuación 3, se puede observar que hay 55.51 mol de hidrógeno (H_2) en 1000 gramos (un kilogramo) de agua.

Utilizando la ecuación 14 y teniendo la masa molar del hidrógeno (H_2) de 2.02 [g/mol] se determina la masa de hidrógeno que hay en un kilogramo de agua.

$$\text{Masa} = 2.02 \left[\frac{g}{mol} \right] \times 55.52[\text{mol de } H_2]$$

$$\text{Masa} = 111.89 \text{ [g de } H_2]$$

Por tanto, en un kilogramo de agua hay 111.89 [g de H_2] o 0.1119 [kg de H_2]. Con ello se puede deducir que teóricamente, se necesitan 8.94 [kg de H_2O] para obtener un kilogramo de hidrógeno.

El electrolizador consume agua desmineralizada y en dicho proceso existe una pérdida de aproximadamente del 50% del recurso como fue expuesto en la sección 4.6.3. Es por ello, que para obtener 8.9377 [kg de H_2O desmineralizada] se necesitan 17.8754 [kg de H_2O pura]

Debido a que se dispone de agua de la llave y no agua pura, se utiliza la equivalencia de la ecuación 15 para calcular la cantidad de agua de la llave necesaria para producir un kilogramo de hidrógeno.

$$\text{Consumo de agua de la llave} = 17.8754 \text{ [kg de } H_2O] \cdot 1.43$$

$$\text{Consumo de agua de la llave} = 25.5618 \text{ [kg de } H_2O \text{ de la llave]}$$

Por tanto, el consumo de agua de la llave para la producción de un kilogramo de hidrógeno es de 25.5615 kg. Sin embargo, cabe resaltar que dicho consumo depende del electrolizador a utilizar y varía según las especificaciones del fabricante.

El electrolizador escogido para el dimensionamiento de los parques tiene consumo 10.33 [kg de H_2O desmineralizada] para producir un kilogramo de hidrógeno según lo muestra su ficha técnica presentada en el anexo 3 (se utilizó la equivalencia de la ecuación 16 para trabajar con condiciones de ambiente).

Conociendo la equivalencia de agua pura a agua de la llave y las pérdidas en el proceso de desmineralización, el electrolizador DQ 500 de agua alcalina de John Cockerill tiene un consumo de 29.5438 [kg de H_2O de la llave] para producir un kilogramo de hidrógeno (H_2).

5.3 DIMENSIONAMIENTO DE LAS PLANTAS DE HIDRÓGENO

Este apartado contiene tres subdivisiones, donde la primera se define las características de los componentes principales de la planta de hidrógeno. La segunda muestra el dimensionamiento de la planta de hidrógeno Power-to-Power para cada una de las plantas que utilizan recurso renovable variable cuya potencia es limitada por el CND. Finalmente, en la última sección se presenta el cálculo del EROI de cada una de las plantas dimensionadas.

Es necesario mencionar que se recopilieron 912 datos de vertimiento de energía, potencia limitada y tiempo de limitación de cada una de las 20 plantas de la muestra de este estudio. Dichos datos representan la cantidad de días de la muestra que se tomó del primero de enero de 2020 al treinta de junio de 2022.

Para el análisis no se tomaron en cuenta los días en los que no existió vertimiento ya que dichos datos no contribuyen en el análisis de vertimiento de energía aprovechada.

En la elaboración de las curvas de generación de energía acumulada se pudo identificar que las plantas Fray Lazaro, Lajas, Los Pollitos y Llanos del Sur no poseen vertimiento de energía o la muestra de vertimiento es muy pequeña para la construcción de las curvas de generación de energía acumulada.

La tabla 5 presenta los datos de los días en los que existió vertimiento dentro de la muestra utilizada para esta investigación de las cuatro plantas mencionadas anteriormente.

Tabla 5 Información de días de vertimiento de las plantas no dimensionadas

Planta	No. de días de la muestra	No. de días de vertimiento	Porcentaje de días de vertimiento [%]
Fray Lazaro	912	0	0
Lajas	912	49	5.37
Los Pollitos	912	5	0.54
Llanos del Sur	912	188	20.61

Fuente: Elaboración propia con datos de ODS (2022b).

Por tanto, no se realizó un dimensionamiento para estas plantas ya que no poseen el recurso de vertimiento de energía necesario para producción de hidrógeno.

5.3.1 GENERALIDADES DEL RECTIFICADOR

Crozzoli et al. (2020) diseña un rectificador para que la corriente proveniente de la fuente de alimentación de corriente alterna sea compatible con la entrada del electrolizador que utiliza corriente directa; donde utilizaron la combinación de un rectificador de puente de diodos de seis pulsos el cual está conectado a un convertidor reductor como se muestra la ilustración 43.

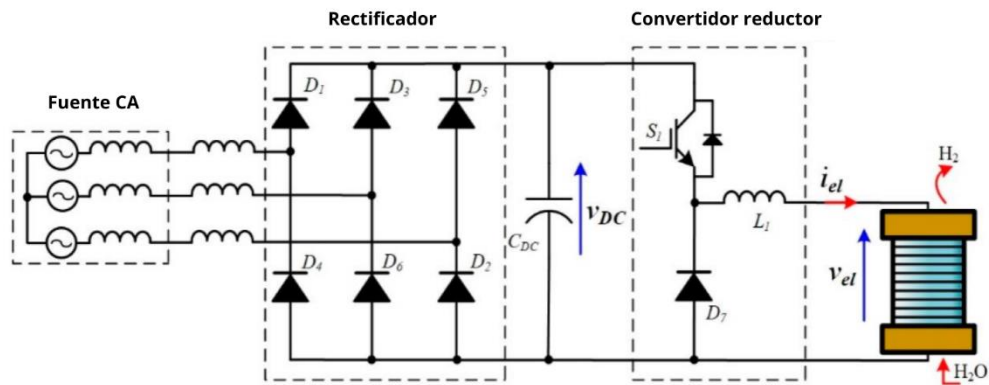


Ilustración 41 Rectificador de puente de diodos de seis pulsos conectado a convertidor reductor

Fuente: Traducido de Crozzoli et al. (2020)

5.3.2 GENERALIDADES DEL ELECTROLIZADOR SELECCIONADO

Se seleccionó el modelo de electrolizador DQ 500 de John Cockerill ya que es uno de los electrolizadores de mayor potencia disponibles en el mercado y por su prolongada vida útil. Es un electrolizador de agua alcalina que posee una solución de 30% de hidróxido de potasio (KOH). La ficha técnica del electrolizador se encuentra en el anexo 3.

Las principales especificaciones técnicas del electrolizador se presentan en la tabla 6.

Tabla 6 Especificaciones técnicas del electrolizador

Modelo de electrolizador [-]	DQ 500
Potencia de electrolizador [MW]	2.5
Flujo nominal de hidrógeno [kg/day]	1068
Presión entregada [bar]	30
Densidad del hidrógeno [kg/m³]	0.08904
Pureza del hidrógeno [%]	99.999
Consumo de energía [kWh/kg H₂]	48.31
Conductividad del agua [μS/cm]	<1
Consumo de agua desmineralizada [kg/ kg H₂]	10.33
Vida útil esperada [años]	20

Fuente: Elaboración propia con información de la ficha técnica del electrolizador DQ 500

5.3.3 GENERALIDADES DE LA CELDA DE COMBUSTIBLE SELECCIONADA

La celda de combustible seleccionada para el dimensionamiento de las plantas es la celda de combustible FCGen de Ballard. FCGen es una celda de combustible de membrana electrolítica de polímero (PEM).

Se seleccionó esta celda de combustible debido a que se puede escalar en bloques de celdas de 60 kW y con dicho múltiplo de potencia se puede realizar un arreglo que iguale o esté lo más cerca posible a la potencia de la celda de combustible necesaria que se calculó en cada planta. Además, éstas poseen una vida útil prolongada. La ficha técnica de la celda de combustible se encuentra en el anexo 6.

Las principales especificaciones técnicas de la celda de combustible se presentan en la tabla 7.

Tabla 7 Especificaciones técnicas de la celda de combustible

Modelo de celda de combustible [-]	ClearGen PEMFC
Potencia de celda de combustible [MW]	0.005
Pureza del hidrógeno [%]	98
Consumo de hidrógeno [kg/hr]	0..2889
Presión de entrada del hidrógeno [bar]	5

Fuente: Elaboración propia con información de la ficha técnica de la celda de combustible FCGen.

La ficha técnica de la celda de combustible FCGen menciona que se puede utilizar un máximo de doce celdas en paralelo para obtener una salida de 60 kW. Por tanto, se utilizaron bloques de 60 kW (o menos cuando fue necesario) para alcanzar la potencia de celdas de combustible necesaria para cada planta.

5.3.4 GENERALIDADES DEL TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO SELECCIONADO

Se seleccionaron tanques MAHYTEC tipo 4 para el almacenamiento de hidrógeno.

Los tanques de almacenamiento tipo 4 son tanques especializados para almacenamiento de hidrógeno que están elaborados con fibra de carbón y con un revestimiento interior de plástico de polietileno (NPROXX, 2021).

Se seleccionaron estos tanques debido a que almacenan hidrógeno a altas presiones para aumentar la densidad energética. Algunas especificaciones técnicas de los tanques se muestran en la tabla 8. La ficha técnica de los tanques se encuentra en el anexo 7.

Tabla 8 Especificaciones técnicas del tanque de almacenamiento

Modelo de tanque [-]	Tanque MAHYTEC
Presión de almacenamiento [bar]	500
Temperatura de uso [°C]	-40 a 60
Masa de hidrógeno almacenada a 500bar [kg]	9.5

Fuente: Elaboración propia con información de ficha técnica de MAHYTEC

5.3.5 GENERALIDADES DE LA BOMBA Y COMPRESOR

Se utilizó para el dimensionamiento una bomba para agua Truper Expert Boap-1 10070. Sus especificaciones se encuentran en la tabla 9.

Tabla 9 Especificaciones técnicas de la bomba de agua

Modelo de la bomba [-]	Truper Expert
Potencia [hp]	1
Flujo máximo [L/min]	50
Profundidad máxima de succión [m]	50

Fuente: Elaboración propia con información del Instructivo Truper para bombas de agua

Seleccionó esta bomba debido a su flujo máximo ya que se necesita llenar el tanque de almacenamiento de agua en el periodo de la noche. Por tanto, se necesita un tiempo de llenado menor a aproximadamente doce horas. Dimensionando de esa manera, el recurso del agua está disponible para cuando el electrolizador opere durante el periodo del día.

Se utilizaron compresores tipo diafragma para el dimensionamiento de cada una de las plantas.

Crozzoli et al. (2020) los compresores de tipo diafragma posee una triple membrana que hace que el hidrógeno proveniente del electrolizador no entre en contacto con el aceite que tiene el compresor, así se mantiene la pureza que contiene el hidrógeno.

Se escogió el compresor PDC-5 de PDC Machines, el cual se presenta en Crozzoli et al. (2020). Sus especificaciones se encuentran en la tabla 10.

Tabla 10 Especificaciones técnicas del compresor

Modelo del compresor [-]	PDC-4
Potencia [kW]	55
Presión de salida [bar]	200-500
Capacidad máxima [kg/h]	50.58

Fuente: Elaboración propia adaptado de Crozzoli et al. (2020)

Se seleccionó este compresor debido a su flujo máximo de hidrógeno ya que este flujo debe ser igual o superior al flujo de salida de hidrógeno del electrolizador. Además, las presiones de salida del compresor están dentro del rango de presión de almacenamiento del tanque.

5.3.6 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN CERRO DE HULA

Se realizó la curva de generación de energía acumulada a partir del vertimiento de energía de la planta eólica Cerro de Hula para determinar cuanta energía vertida se puede aprovechar con diferentes potencias instaladas de electrolizadores. Dicha curva y curva aproximada con una regresión polinomial se muestran en la ilustración 42.

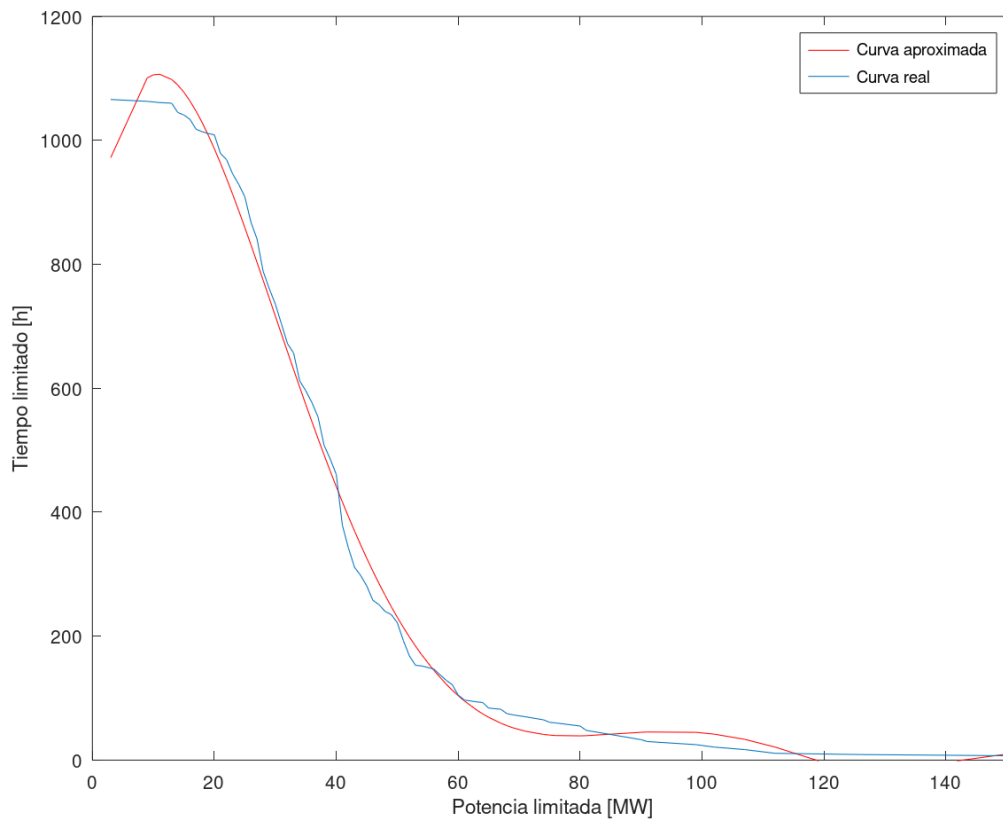


Ilustración 42 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Cerro de Hula

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

Una ecuación polinomial de grado seis se adaptó de mejor manera a la curva de generación de energía acumulada, ésta se muestra en la ecuación 20.

$$y = -5.0844 \cdot 10^{-9}x^6 + 3.0393 \cdot 10^{-6}x^5 - 6.9662 \cdot 10^{-4}x^4 + 7.5880 \cdot 10^{-2}x^3 - 3.8228x^2 + 59.182x + 827.05$$

Ecuación 20 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Cerro de Hula

Una vez obtenida la ecuación, se realizó el cálculo de energía vertida para cada una de las potencias de electrolizador múltiplo de 2.5 MW para realizar el análisis costo-beneficio para la selección de los elementos de la planta.

La Ilustración 43 muestra una curva de energía vertida aprovechada. Dicha curva, muestra como la cantidad de energía vertida aprovechada aumenta cuando la potencia de electrolizadores aumenta.

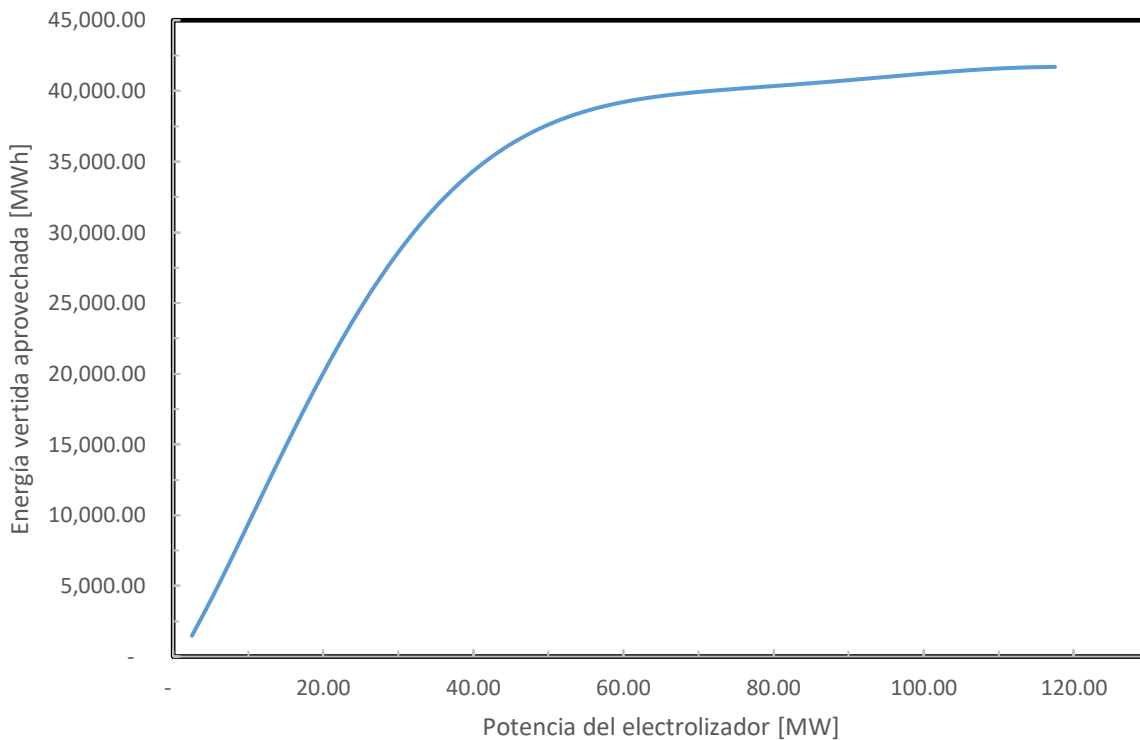


Ilustración 43 Curva de energía vertida aprovechada – Cerro de Hula

Fuente: Elaboración propia

De la ilustración 43 se puede observar que cuando la curva llega a un punto de inflexión, la energía vertida aprovechada permanece constante o su aumento es menor si se compara con el aumento presentado antes del punto de inflexión de la gráfica.

Se usaron los parámetros de entrada mostrados en la tabla 11.

Tabla 11 Datos de entrada para dimensionamiento de plantas de hidrógeno

Consumos de electrolizador/celda de combustible			Fuente
Consumo de energía por kg de H ₂	0.04831	MWh/kg H ₂	Ficha técnica
Consumo de agua del electrolizador	29.54	kg H ₂ O/kgH ₂	Ficha técnica
Consumo de hidrógeno de la celda de combustible	72.23	kg H ₂ /MWh	Ficha técnica
Horas de trabajo de la celda de combustible	12	h	
Costos de inversión & Costos específicos de capital			
Costo específico de capital del electrolizador	1,000,000.00	\$/MW	(Mahsa et al., 2020)
Costo específico de capital de la celda de combustible	3,000,000.00	\$/MW	(Mahsa et al., 2020)
Costo específico de capital de almacenamiento	455	\$/kg H ₂	(Mahsa et al., 2020)
Costo de inversión de la bomba	104.74	\$	
Costo específico de capital del compresor	2,500,000.00	\$/MW	Crozzoli et al. (2020)
Costo específico de capital del tanque de agua	0.038212	\$/kg H ₂ O	Crozzoli et al. (2020)
Costos durante vida útil & Venta de energía durante vida útil			
Costo de O&M del electrolizador	2%	Del costo de capital	(Chun-Ha et al., 2009)
Costo de O&M de la celda de combustible	2.5%	Del costo de capital	(Chun-Ha et al., 2009)
Costo del agua	0.00033	\$/kg	Campoverde (2020)
Precio de venta de energía	Según planta, ver tabla 10.	\$/MWh	Decreto no. 376-2013
Precio de compra de energía	Según planta, ver tabla 10	\$/MWh	
Inflación	1.50%		Decreto no. 404-2013
Caudal de la bomba	50	kg/min	Ficha técnica
Consumos específicos de energía & Potencia de unidades			
Consumo específico de energía del compresor	0.00112	MWh/kg H ₂	Crozzoli et al. (2020)
Consumo de energía del desmineralizador	0.000002	MWh/kg H ₂ O	(Loyo Gómez, 2018)
Potencia de las unidades compresoras	0.055	MW	Crozzoli et al. (2020)
Potencia de la bomba	0.000746	MW	Ficha técnica

El precio de venta de la energía que posee cada una de las plantas de la muestra se presenta en la tabla 12.

Tabla 12 Precio de venta de energía eléctrica de plantas renovables

<i>Planta</i>	<i>No. de contrato</i>	<i>Precio de venta de energía [\$/kWh]</i>
Cerro de Hula	136-2012	0.12445
Cinco Estrellas	010-2014	0.15445
Cohessa	014-2014	0.15445
Chincayote	136-2012	0.12445
Choluteca dos	008-2014	0.15445
Choluteca uno	007-2014	0.15445
Enerbasa	009-2014	0.15445
Nacaome dos	003-2014	0.15445
Nacaome uno	002-2014	0.15445
Fotersa	015-2014	0.15445
Helios	032-2014	0.15445
Mecer	031-2014	0.15445
Marcovia	006-2014	0.15445
Prados sur	022-2014	0.15445
San Marcos	131-2012	0.12445
Soposa	013-2014	0.15445

Fuente: Elaboración propia con datos del Decreto no. 404-2013

Con los datos de entrada mostrados en la tabla 11, se realizó el dimensionamiento de la planta de Cerra de Hula según la metodología explicada en el apartado 4.6.

El dimensionamiento que obtuvo el mayor costo-beneficio se identificó según la gráfica de optimización de la potencia de los electrolizadores, ésta se muestra en la ilustración 44.

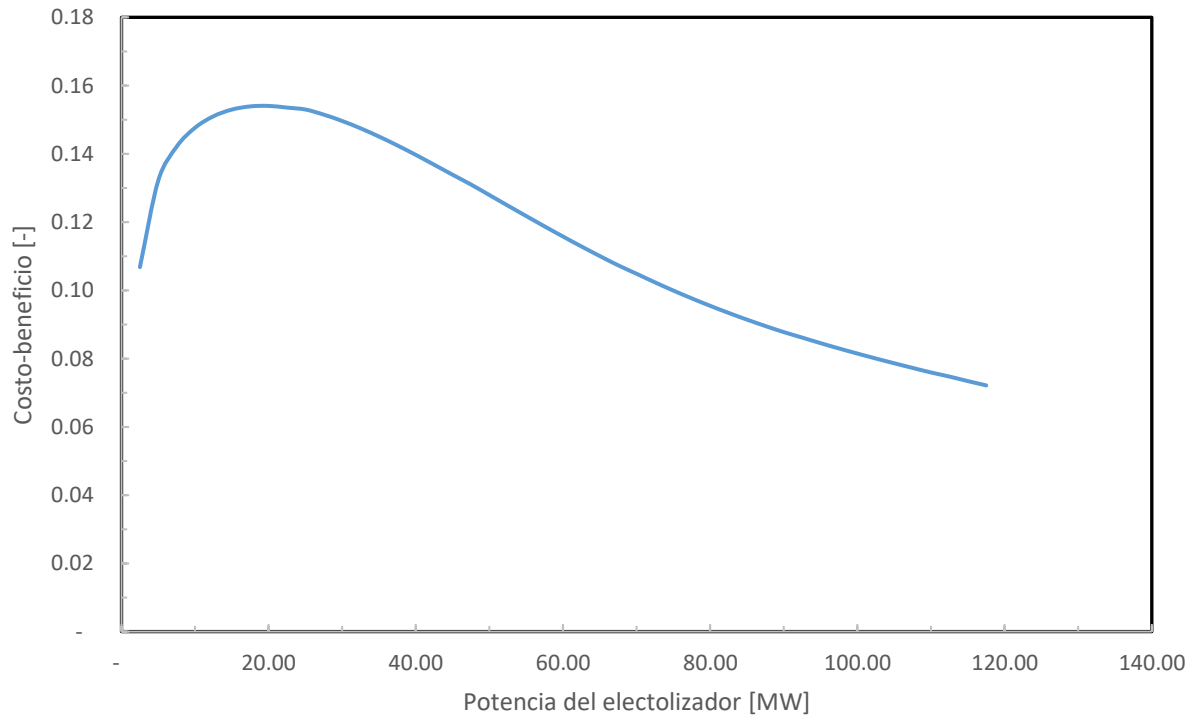


Ilustración 44 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Cerro de Hula

Fuente: Elaboración propia

El gráfico de la ilustración 44 muestra que la potencia de electrolizadores con el mayor costo-beneficio es de 20 MW. Los resultados del dimensionamiento se muestran en la tabla 13.

Tabla 13 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Cerro de Hula

Potencia del electrolizador [MW]	20.00
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	160,336.85
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	3,318,916.48
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	98,040,792.69
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	45,949.28
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.52
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	454.65
Potencia de compresor [MW]	0.44
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.28
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	196.08
Consumo de energía de compresor [MWh]	3,717.19
Consumo de energía de la bomba [MWh]	12.19
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	4.48
Capacidad de almacenamiento del tanque de agua [kg]	13,430.25
Beneficio [\$]	5,718,387.86
Costo [\$]	37,352,960.44
Costo-beneficio [-]	0.1540

Fuente: Elaboración propia

La cantidad de elementos principales necesarios en la planta se muestra en la tabla 14.

Tabla 14 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cerro de Hula

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	8	20 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	48	456 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	104 (ocho bloques de 60 kW y un bloque de 40 kW)	0.52 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.7 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN CINCO ESTRELLAS

Se realizó una curva de generación acumulada para el vertimiento de energía de la planta solar Cinco Estrellas, los resultados de esta curva y de la curva aproximada con regresión polinomial se encuentren en la ilustración 45.

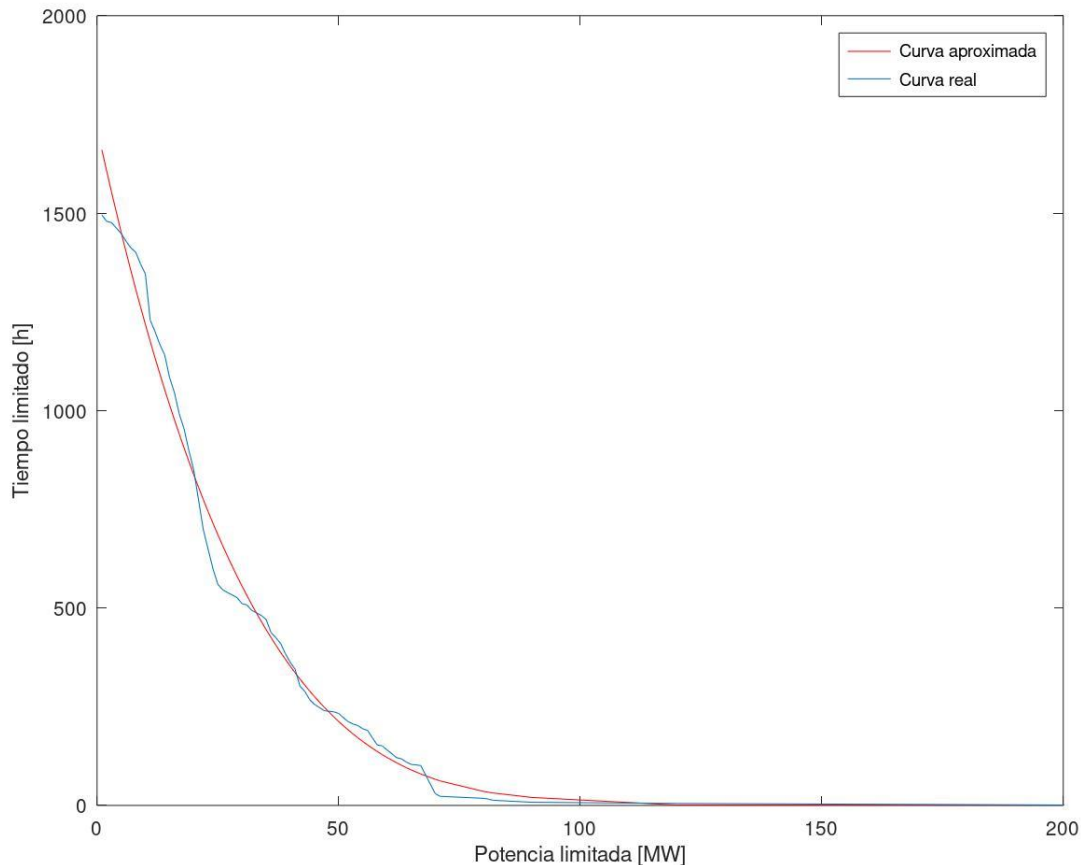


Ilustración 45 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Cinco Estrellas

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

El resultado de la curva aproximada con regresión polinomial fue una ecuación de grado cuatro la cual se muestra en la ecuación 21.

$$y = 7.3794 \cdot 10^{-6}x^4 - 3.7594 \cdot 10^{-3}x^3 + 0.69545x^2 - 56.360x + 1,715.9$$

Ecuación 21 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Cinco Estrellas

Una vez obtenida la ecuación, se puede estimar la cantidad de energía vertida aprovechada para cada una de las potencias de electrolizadores a analizar. Los parámetros de entrada utilizados son los de la tabla 11.

La ilustración 46 muestra una curva de energía vertida aprovechada. Dicha curva muestra como la energía vertida aprovechada aumenta con el aumento de la potencia del electrolizador.

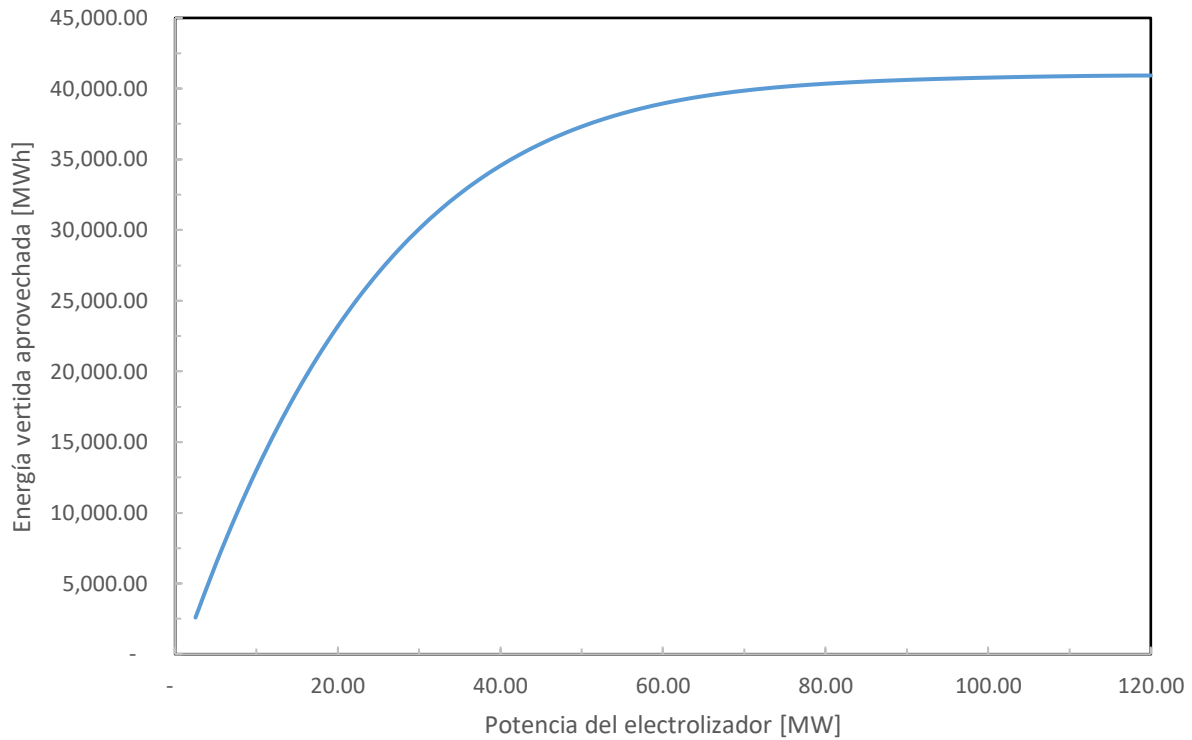


Ilustración 46 Curva de energía vertida aprovechada – Cinco Estrellas

Fuente: Elaboración propia

Sin embargo, cuando la curva llega al punto de inflexión el aumento de la energía vertida aprovechada es menor cuando aumenta la potencia de los electrolizadores.

La identificación de la potencia de electrolizadores con mayor de costo-beneficio se puede obtener de la gráfica que se muestra en la ilustración 47.

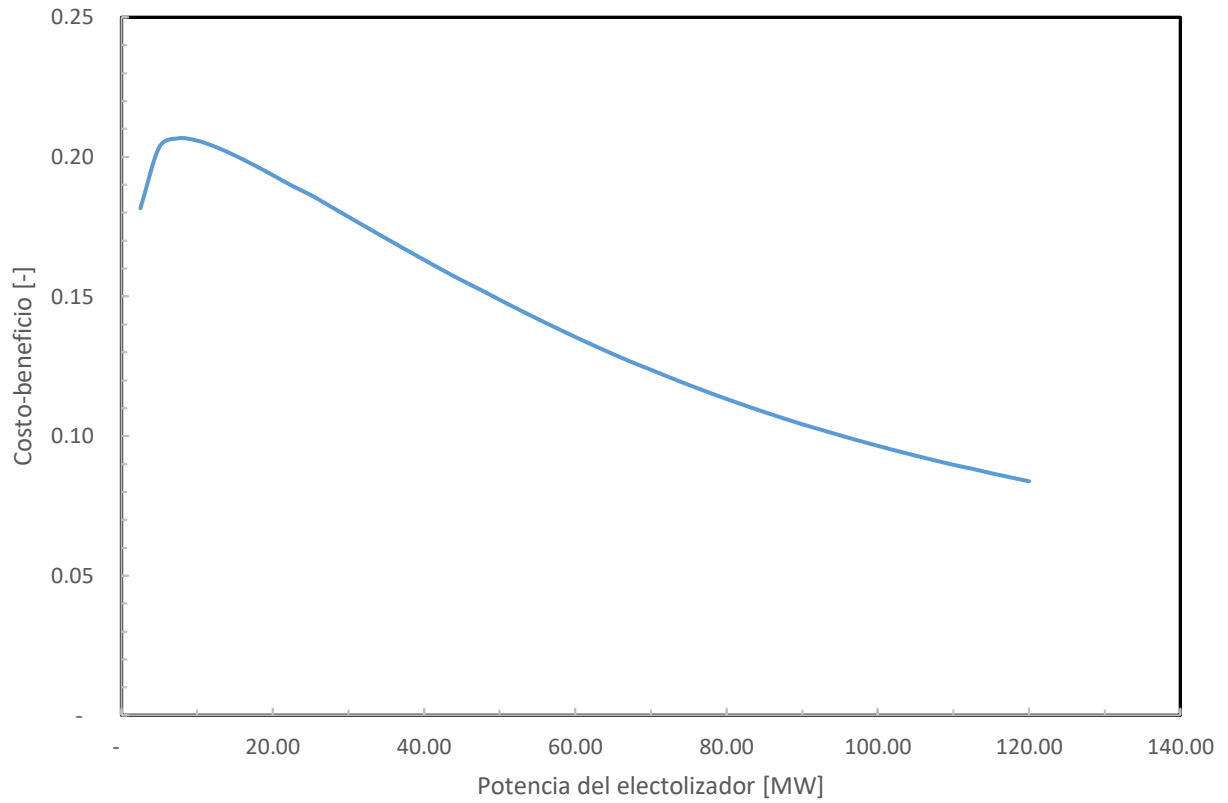


Ilustración 47 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Cinco Estrellas

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 47 muestra que la potencia de electrolizadores que posee un mayor costo-beneficio es 7.5 MW. Los resultados del dimensionamiento se muestran en la tabla 15.

Tabla 15 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Cinco Estrellas

Potencia del electrolizador [MW]	7.50
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	78,726.87
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,629,618.57
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	48,138,932.45
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	22,561.52
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.26
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	223.24
Potencia de compresor [MW]	0.17
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.67
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	96.28
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,825.17
Consumo de energía de la bomba [MWh]	5.99
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	2.20
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	6,594.37
Beneficio [\$]	3,484,626.71
Costo [\$]	16,975,145.18
Costo-beneficio [-]	0.2067

Fuente: Elaboración propia

La distribución de los principales elementos de la planta se encuentra en la tabla 16.

Tabla 16 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cinco Estrellas

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	3	7.5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	24	228 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	52 (cuatro bloques de 60 kW y un bloque de 20 kW)	0.26 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.8 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN COHESA

El resultado de la elaboración de la curva de generación acumulada para representar los datos de vertimiento de energía se encuentra en la ilustración 48. Además, se muestra la curva aproximada realizada con regresión polinomial.

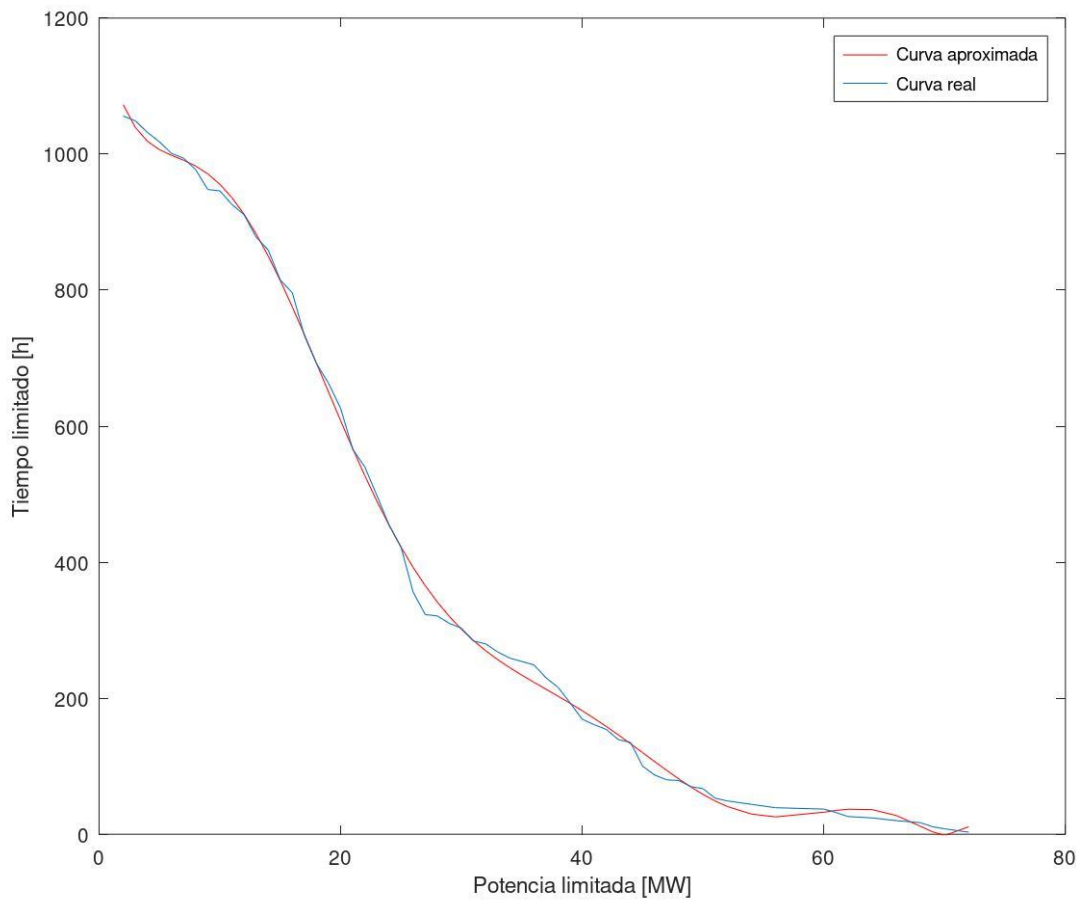


Ilustración 48 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Cohessa

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

Como resultado de la regresión polinomial, se obtuvo una ecuación de grado nuevo ya que es la que mejor se adaptaba al comportamiento de la curva real. La ecuación 22 muestra el resultado de la regresión polinomial.

$$y = 1.1541 \cdot 10^{-11}x^9 - 2.6908 \cdot 10^{-9}x^8 + 1.7872 \cdot 10^{-7}x^7 + 4.8513 \cdot 10^{-6}x^6 - 1.2352 \cdot 10^{-3}x^5 + 6.6264 \cdot 10^{-2}x^4 - 1.6141 \cdot 10^{-2}x^3 + 17.756x^2 - 95.617x + 1204.8$$

Ecuación 22 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Cohessa

Con dicha ecuación se calculó la energía aprovechada por cada una de las potencias analizadas de electrolizadores. La ilustración 49 muestra la curva de energía vertida aprovechada donde se aprecia como la energía vertida aprovechada aumenta con el aumento de la potencia del electrolizador. Pero al llegar al punto de inflexión, el aumento no es tan notorio como lo era antes de la inflexión de la curva.

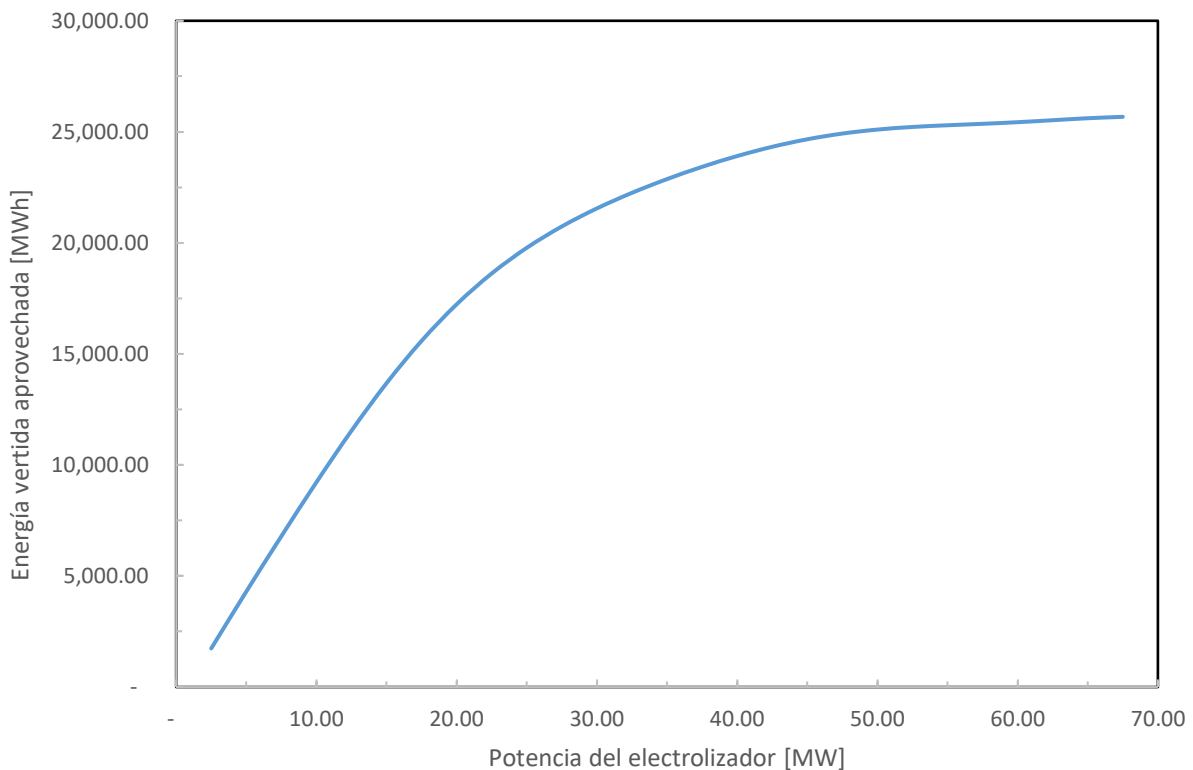


Ilustración 49 Curva de energía vertida aprovechada – Cohessa

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenidos dichos datos, se realizó el análisis de costo-beneficio para definir el dimensionamiento de la planta.

El dimensionamiento con el mayor costo-beneficio se identificó gracias a la curva de optimización mostrada en la ilustración 50.

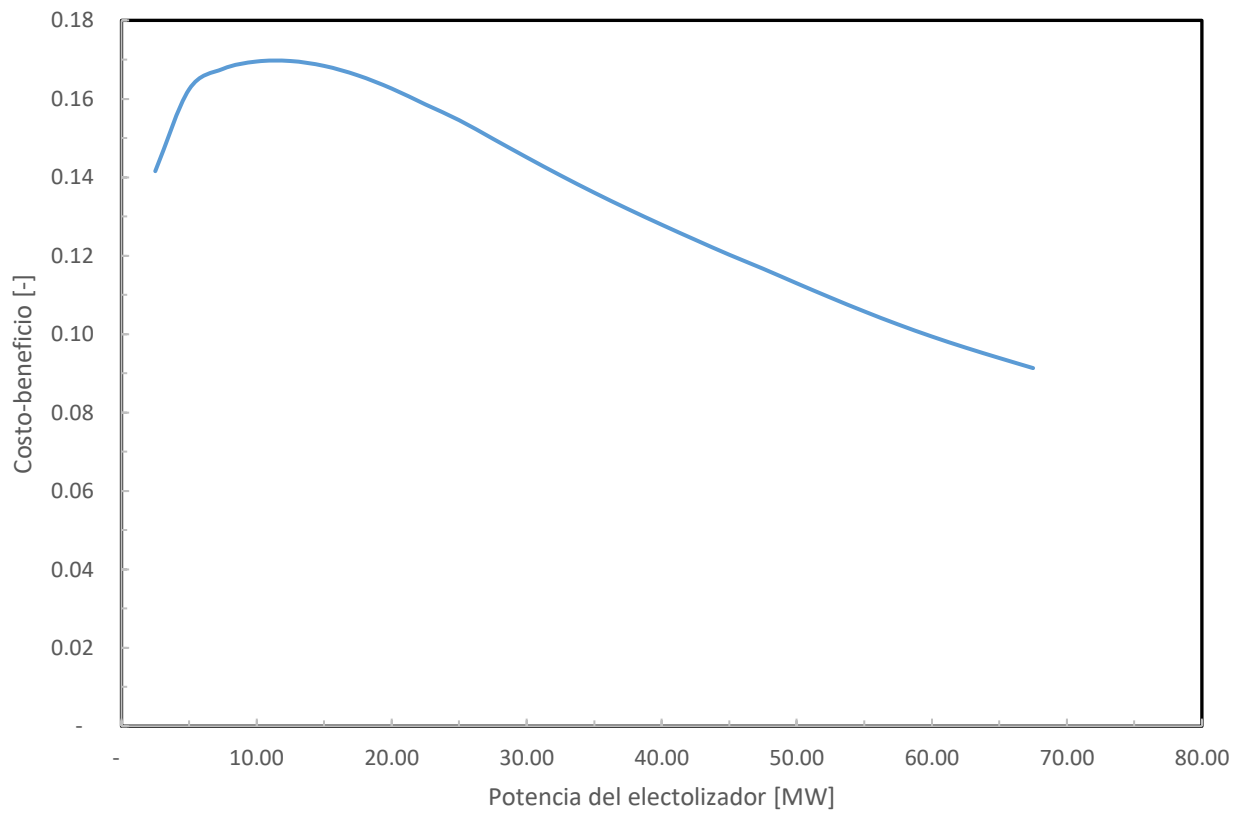


Ilustración 50 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Cohessa

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 50 muestra que se obtiene un mayor costo-beneficio al instalar una potencia de electrolizadores de 12.5 MW. Los resultados del dimensionamiento se muestran en la tabla 17.

Tabla 17 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Cohessa

Potencia del electrolizador [MW]	12.50
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	92,324.82
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,911,091.19
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	56,453,633.62
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	26,458.41
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.30
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	261.79
Potencia de compresor [MW]	0.28
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.18
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	112.91
Consumo de energía de compresor [MWh]	2,140.42
Consumo de energía de la bomba [MWh]	7.02
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	2.58
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	7,733.37
Beneficio [\$]	4,086,501.92
Costo [\$]	24,222,355.64
Costo-beneficio [-]	0.1696

Fuente: Elaboración propia

La distribución de los elementos principales de la planta se encuentra en la tabla 18.

Tabla 18 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cohessa

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	5	12.5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5kg H ₂	28	266 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	60 (cinco bloques de 60 kW)	0.30 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.9 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN CHINCHAYOTE

Con los datos de potencia y tiempo limitados de la muestra de la planta eólica Chinchayote, se realizó la curva de generación de energía acumulada de la planta y su curva aproximada mediante regresión polinomial. Este resultado se encuentra en la ilustración 51.

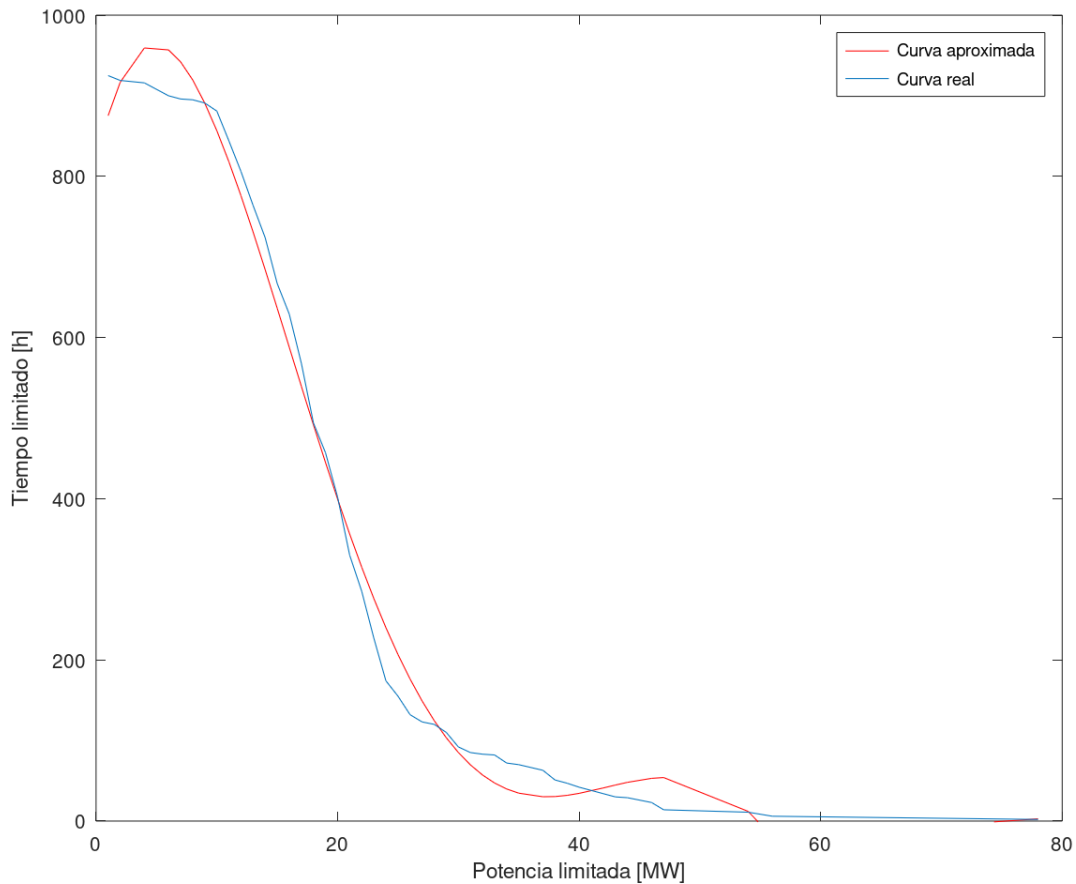


Ilustración 51 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Chinchayote

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

La regresión polinomial realizada dio como resultado una ecuación de grado seis, ésta se puede observar en la ecuación 23.

$$y = 1.2277 \cdot 10^{-7}x^6 - 2.0361 \cdot 10^{-6}x^5 - 2.7489 \cdot 10^{-3}x^4 + 0.26534x^3 - 8.5214x^2 + 65.280x + 818.24$$

Ecuación 23 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Chinchayote

Con dicha ecuación fue posible analizar la energía vertida que se iba a aprovechar con diferentes potencias.

La ilustración 52 muestra una curva de energía vertida aprovechada; la cual presenta un incremento de energía vertida aprovechada con el aumento de la potencia del electrolizador. Este comportamiento continúa hasta el punto de inflexión de la curva donde el aumento de la energía vertida aprovechada menor con respecto al aumento de la potencia del electrolizador.

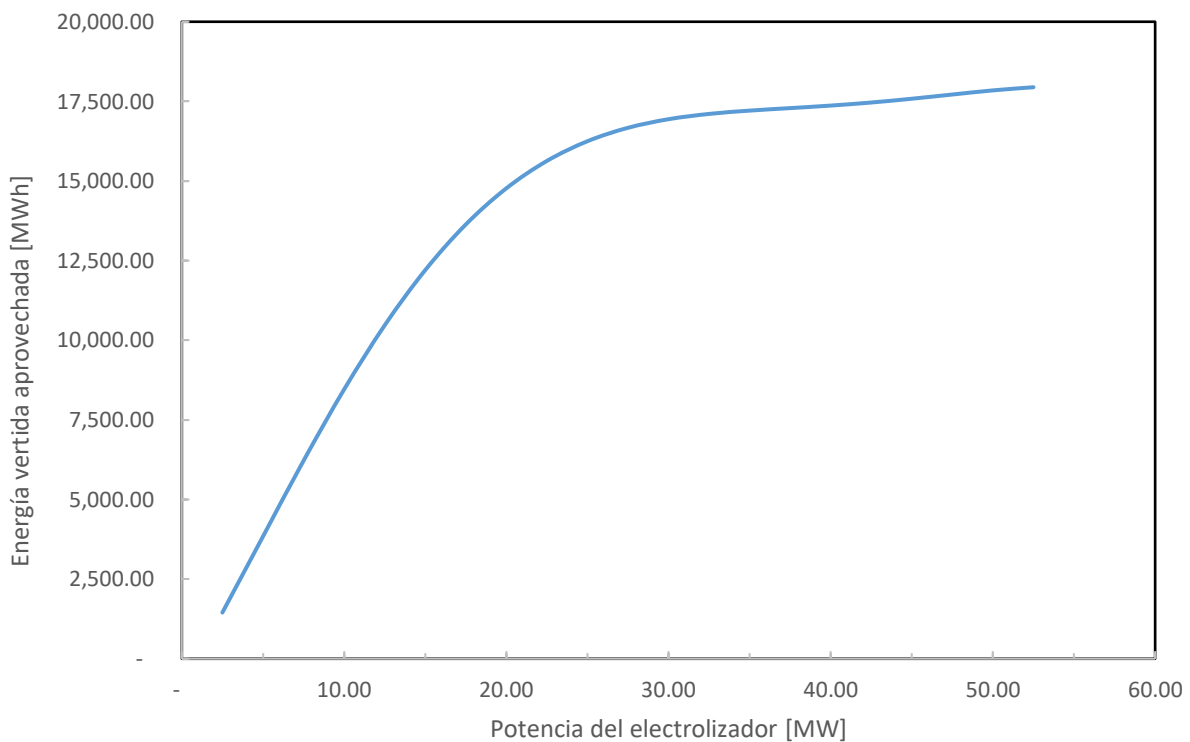


Ilustración 52 Curva de energía vertida aprovechada – Chinchayote

Fuente: Elaboración propia

Con los datos de vertimiento de energía aprovechada se realizó el análisis costo-beneficio. Los parámetros de entrada utilizados son los de la tabla 11.

La gráfica de optimización de potencia de los electrolizadores permitió identificar la potencia con el mayor costo-beneficio. Esta se observa en la ilustración 53.

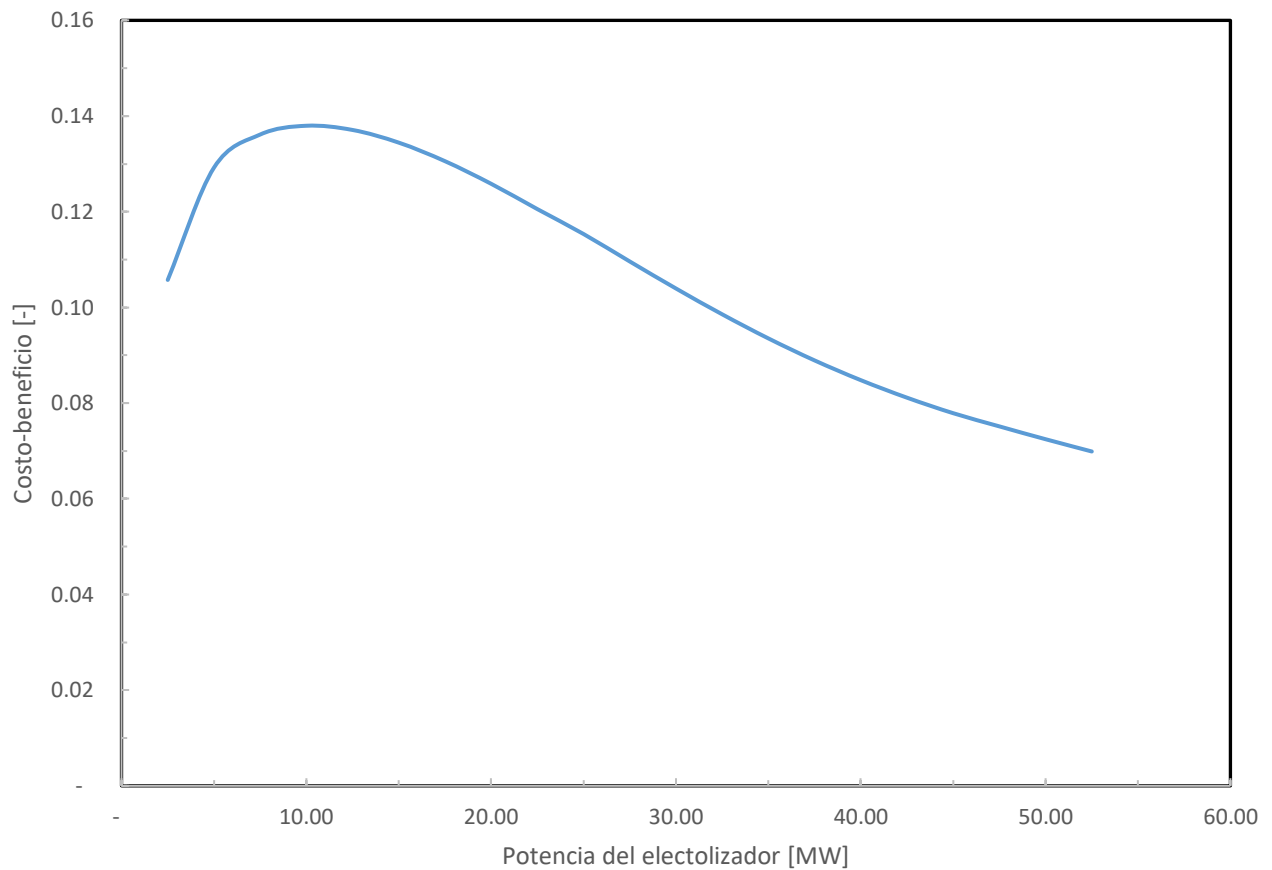


Ilustración 53 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Chinchayote

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 53 muestra que se obtiene un mayor costo-beneficio con una potencia de electrolizadores de 10 MW.

Los resultados para el dimensionamiento con una potencia de electrolizadores de 10 MW se presentan en la tabla 19.

Tabla 19 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Chinchayote

Potencia del electrolizador [MW]	10.00
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	67,620.99
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,399,730.62
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	41,348,042.58
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	19,378.80
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.22
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	191.74
Potencia de compresor [MW]	0.22
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.08
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	82.70
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,567.70
Consumo de energía de la bomba [MWh]	5.14
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	1.89
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	5,664.12
Beneficio [\$]	2,411,691.48
Costo [\$]	17,576,547.32
Costo-beneficio [-]	0.1380

Fuente: Elaboración propia

La cantidad de elementos principales necesarios para la planta de hidrógeno se presentan en la tabla 20.

Tabla 20 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Chinchayote

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	4	10 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	21	199.5 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	44 (tres bloques de 60 kW y un bloque de 40 kW)	0.22 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.10 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN CHOLUTECA DOS

El resultado de la curva de generación de energía acumulada y la curva aproximada con regresión polinomial realizadas para apreciar el vertimiento de energía de la planta solar Choluteca Dos se encuentra en la ilustración 54.

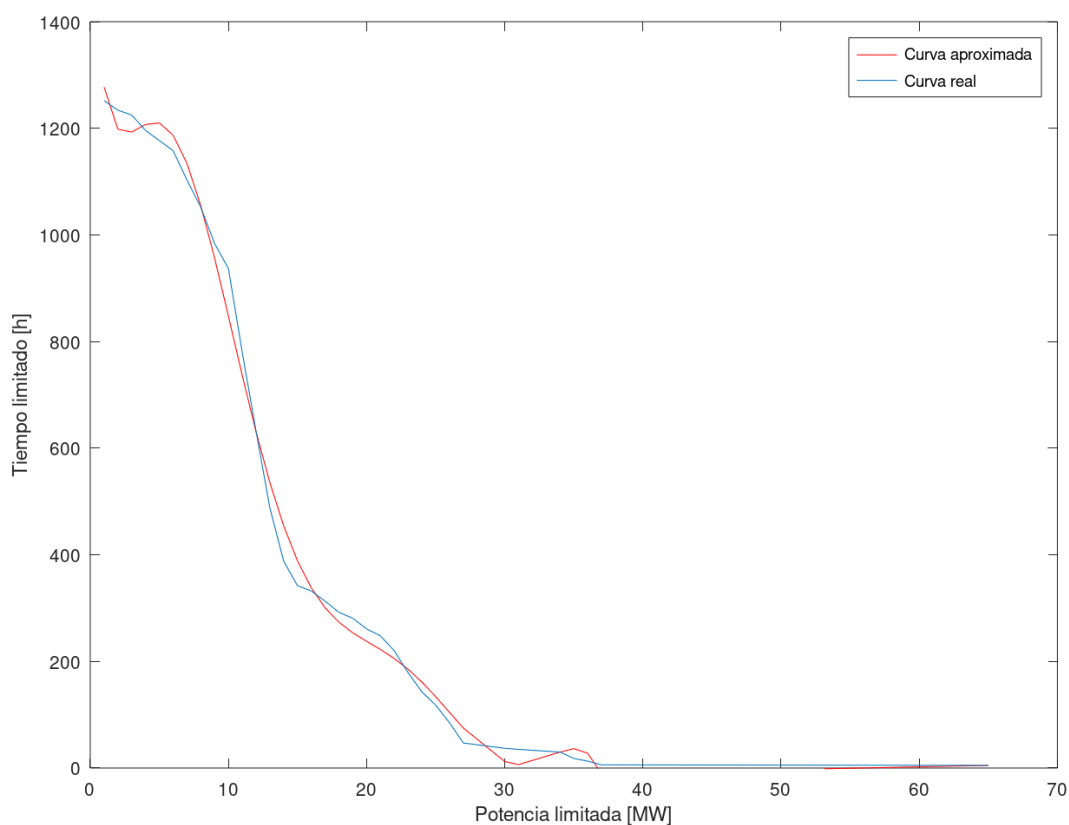


Ilustración 54 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Choluteca dos

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

La regresión polinomial realizada nos permitió encontrar una ecuación de grado nueve para estimar la cantidad de energía vertida aprovechada para cada una de las potencias a analizar. Ésta se presenta en la ecuación 24.

$$y = -1.3497 \cdot 10^{-9}x^9 + 4.0278 \times 10^{-7}x^8 - 4.7922 \cdot 10^{-5}x^7 + 2.9752 \cdot 10^{-3}x^6 - 0.10538x^5 + 2.1650x^4 - 24.748x^3 + 139.8x^2 - 354.62x + 1,514.9$$

Ecuación 24 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Choluteca dos

La ilustración 55 muestra una curva que representa el aumento de energía vertida aprovechada con respecto a la potencia. Se observa que la energía aprovechada aumenta con el aumento de la potencia del electrolizador, dicho comportamiento se mantiene hasta el punto de inflexión de la curva donde el aumento de energía es cada vez menor respecto al aumento de la potencia del electrolizador.

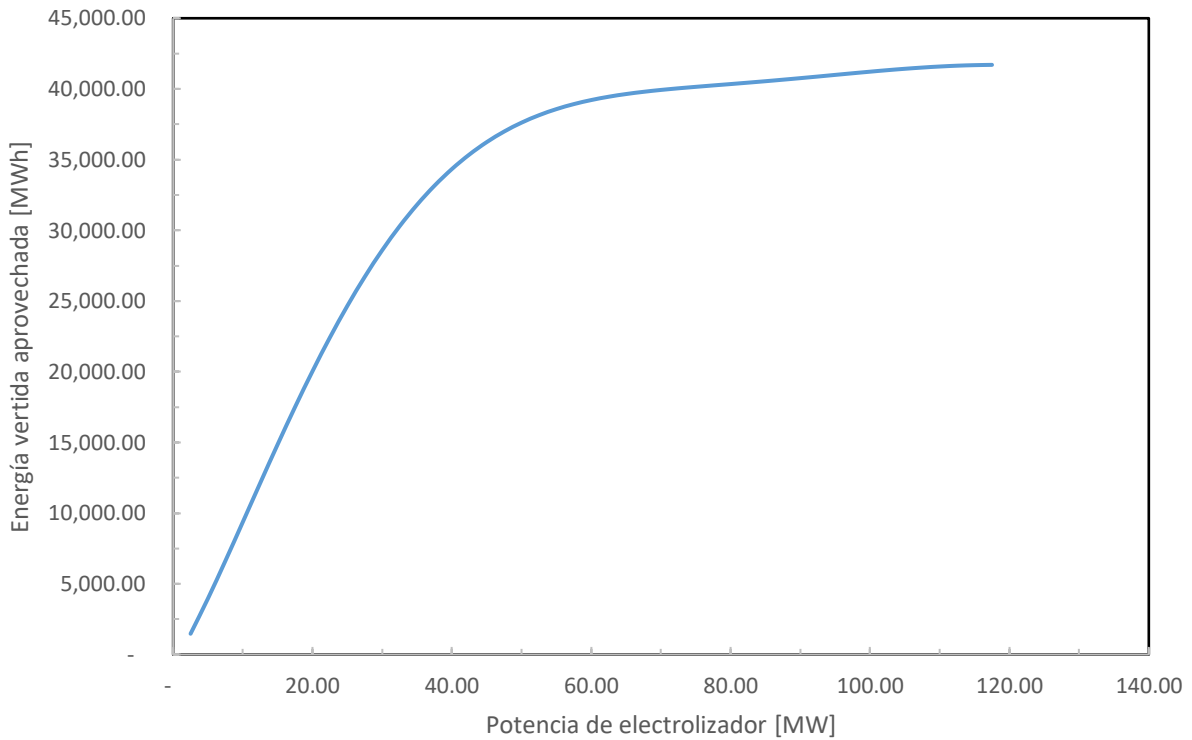


Ilustración 55 Curva de energía vertida aprovechada – Choluteca dos

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenida la energía vertida aprovechada para cada una de las potencias a analizar se realizó el análisis de costo-beneficio con los parámetros de entrada de la tabla 11.

Para tomar la decisión del dimensionamiento se tomó la combinación de elementos que obtuviera el mayor costo-beneficio, ésta se identificó por medio de la gráfica de optimización de potencia del electrolizador la cual se presenta en la ilustración 56.

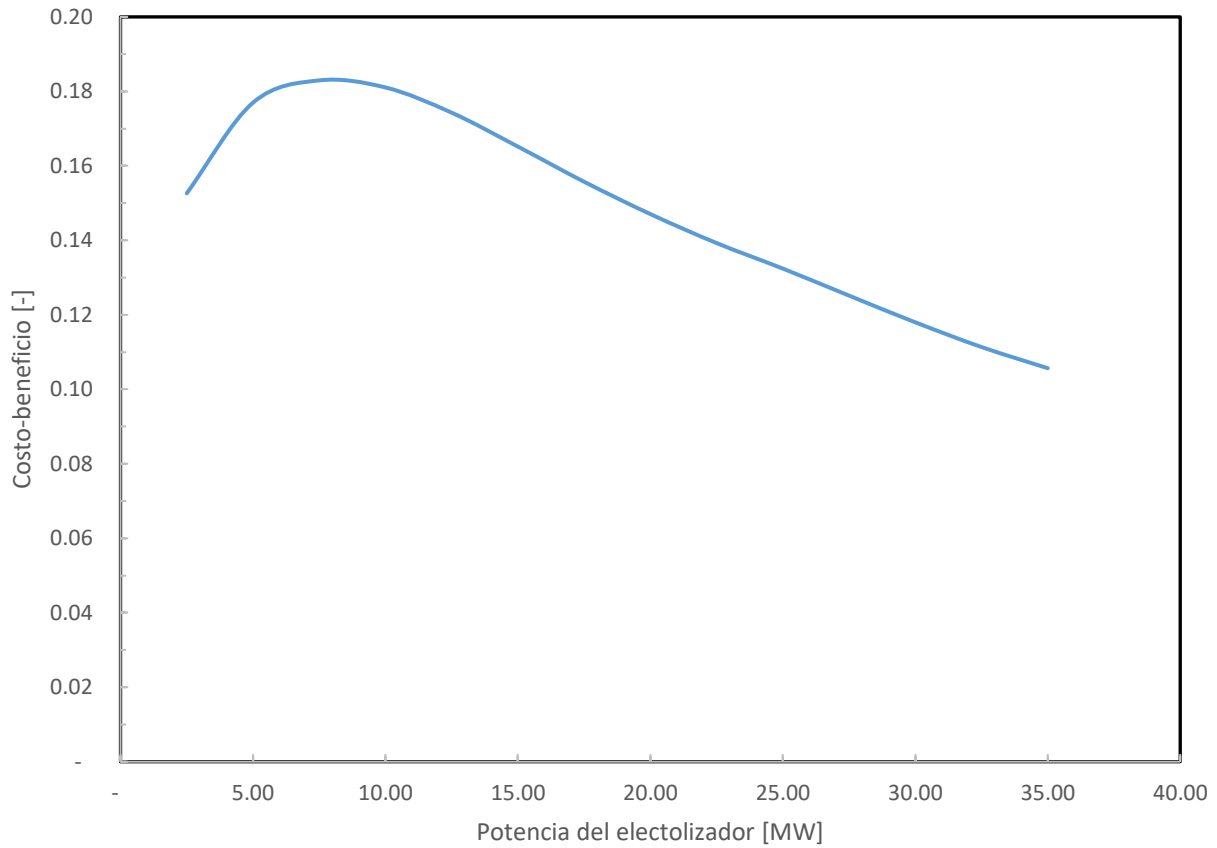


Ilustración 56 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Choluteca dos

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 56 muestra que la potencia de electrolizadores que posee el mayor costo-beneficio es de 7.5 MW. Los resultados del dimensionamiento con dicha potencia se encuentran en la tabla 21.

Tabla 21 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Choluteca dos

Potencia del electrolizador [MW]	7.50
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	62,977.11
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,303,604.10
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	38,508,465.18
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	18,047.96
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.21
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	178.58
Potencia de compresor [MW]	0.17
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.34
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	77.02
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,460.04
Consumo de energía de la bomba [MWh]	4.79
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	1.76
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	5,275.13
Beneficio [\$]	2,787,507.32
Costo [\$]	15,236,380.67
Costo-beneficio [-]	0.1830

Fuente: Elaboración propia

La tabla 22 muestra un resumen de la cantidad de elementos principales necesarios a instalar en la planta.

Tabla 22 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Choluteca dos

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	3	7.5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	19	180.5 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	42 (tres bloques de 60 kW y un bloque de 30 kW)	0.21 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.11 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN CHOLUTECA UNO

La ilustración 57 muestra el resultado de la construcción de la curva de generación de energía acumulada y la curva aproximada mediante regresión polinomial del vertimiento de energía de la planta solar Choluteca uno.

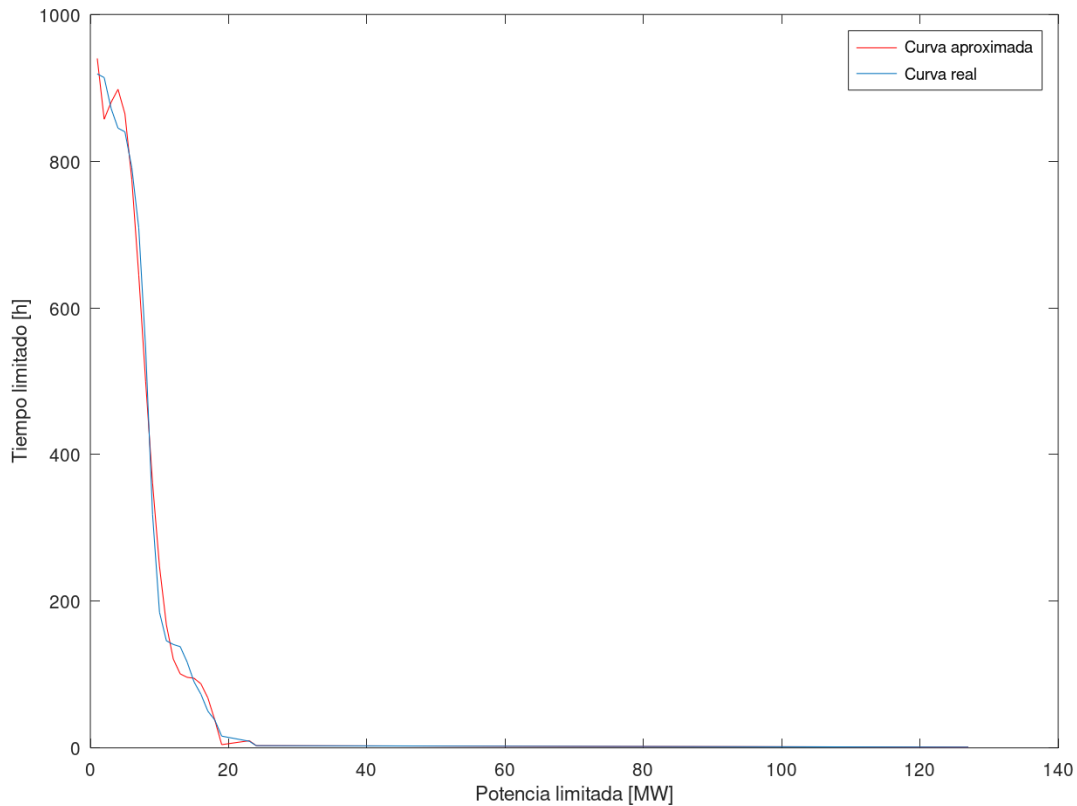


Ilustración 57 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Choluteca uno

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

Dicha curva permitió estimar la energía vertida que se puede aprovechar con diferentes potencias. El resultado de la regresión polinomial fue una ecuación de grado ocho que se muestra en la ecuación 25.

$$y = 9.0866 \cdot 10^{-7}x^8 - 1.9906 \cdot 10^{-4}x^7 + 1.3687 \cdot 10^{-2}x^6 - 0.44522x^5 + 7.6934x^4 - 71.002x^3 + 322.80x^2 - 656.71x + 1,337.7$$

Ecuación 25 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Choluteca uno

Dicha ecuación permitirá estimar con facilidad la energía vertida que cada una de las potencias de electrolizadores a analizar puede aprovechar.

La ilustración 58 muestra una curva de energía vertida aprovechada; la cual presenta un incremento de energía vertida aprovechada con el aumento de la potencia del electrolizador. Este comportamiento continúa hasta el punto de inflexión de la curva donde el aumento de la energía vertida aprovechada menor con respecto al aumento de la potencia del electrolizador.

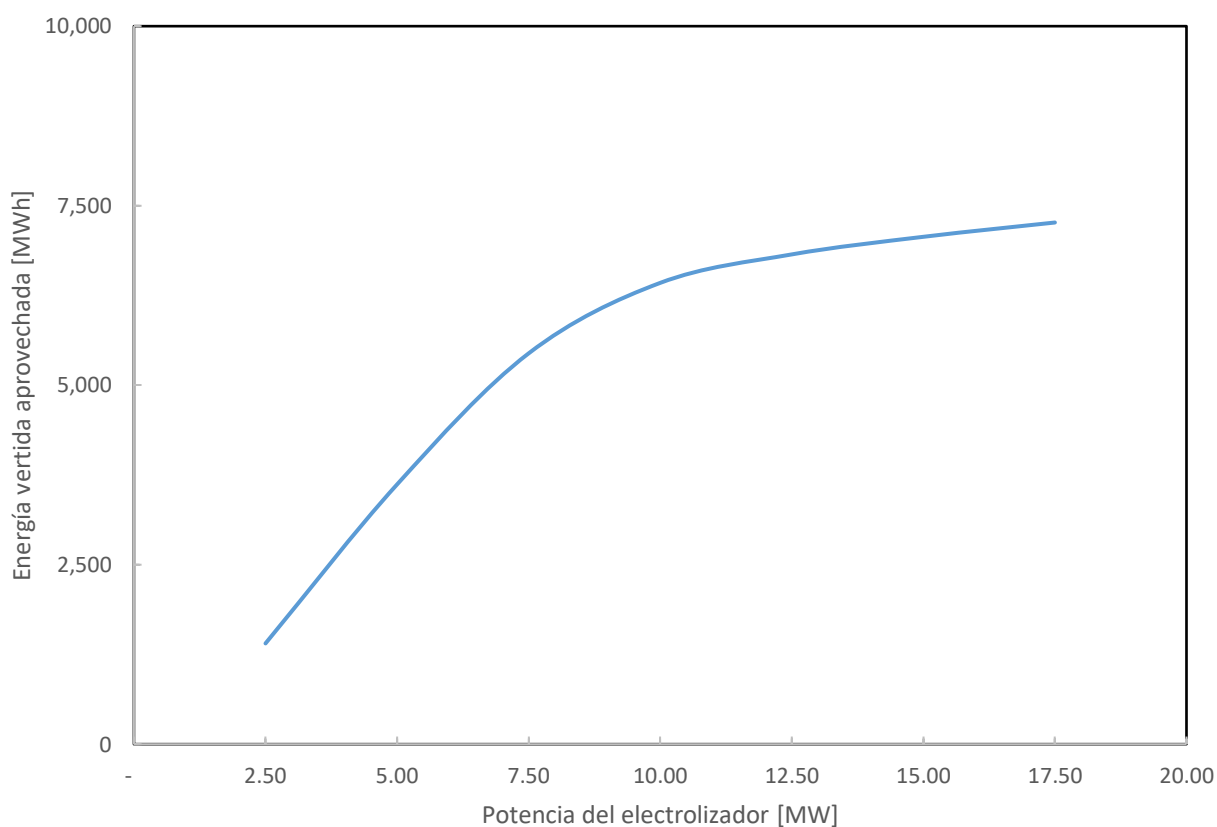


Ilustración 58 Curva de energía vertida aprovechada – Choluteca uno

Fuente: Elaboración propia

Éste dato es necesario ya que se utiliza para el análisis costo-beneficio el cual fue realizado con los datos de entrada de la tabla 11.

La potencia de electrolizadores que presenta el mayor costo-beneficio se identifica mediante la ilustración 59.

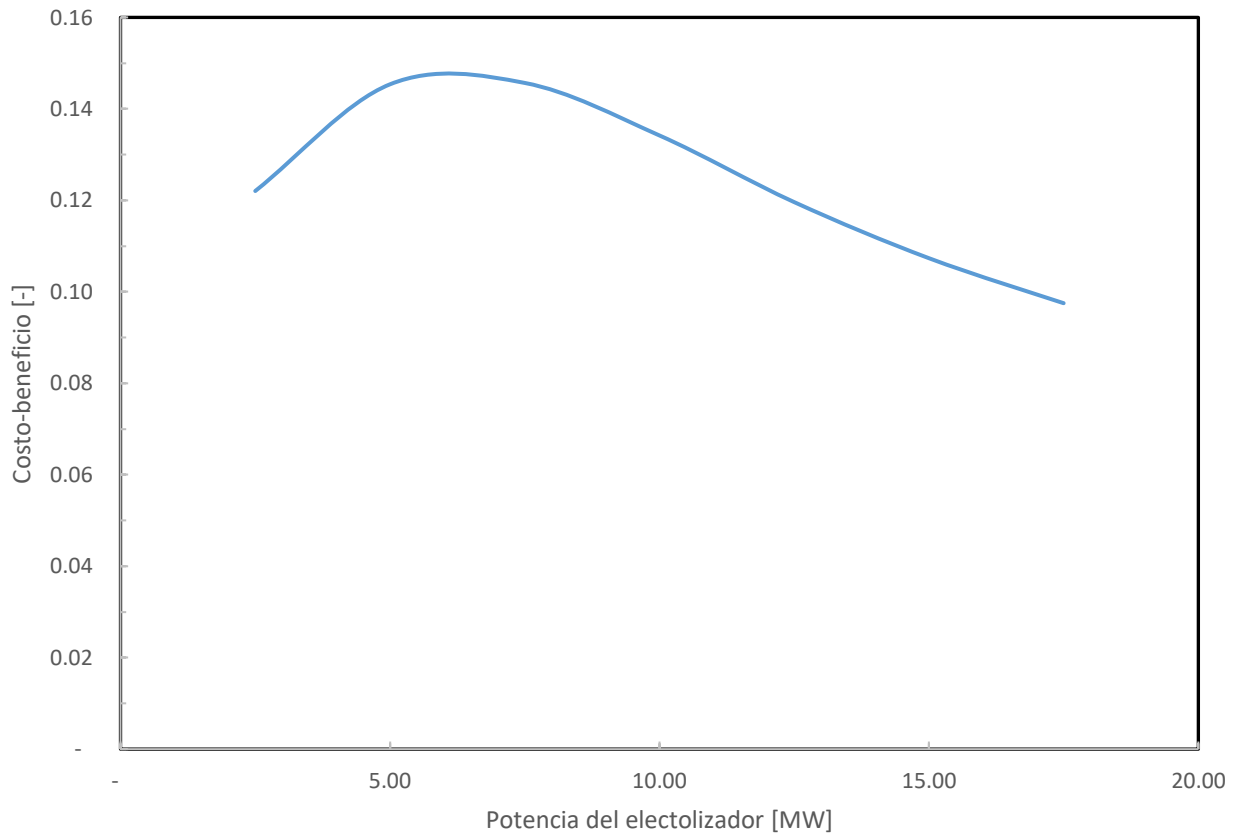


Ilustración 59 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Choluteca uno

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 59 muestra una gráfica de optimización de potencias de electrolizadores y se puede observar que la potencia de electrolizadores con el mayor costo-beneficio es de 7.5 MW.

La tabla 23 muestra los resultados del dimensionamiento y estimaciones con una potencia de electrolizadores de 7.5 MW

Tabla 23 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Cholulca uno

Potencia del electrolizador [MW]	7.50
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	43,544.57
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	901,357.30
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	26,626,094.75
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	12,478.99
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.14
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	123.47
Potencia de compresor [MW]	0.17
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	0.92
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	53.25
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,009.52
Consumo de energía de la bomba [MWh]	3.31
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	1.22
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	3,647.41
Beneficio [\$]	1,927,379.70
Costo [\$]	13,230,708.64
Costo-beneficio [-]	0.1457

Fuente: Elaboración propia

Un resumen de la cantidad de elementos principales necesarios para la planta de hidrógeno se presenta en la tabla 24.

Tabla 24 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Cholulca uno

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	3	7.5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	13	126.5 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	28 (dos bloques de 60 kW y un bloque de 20 kW)	0.14 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.12 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN ENERBASA

La ilustración 60 muestra la curva de generación acumulada y la curva aproximada mediante regresión polinomial realizadas para calcular el vertimiento de energía de la planta solar Enerbasa.

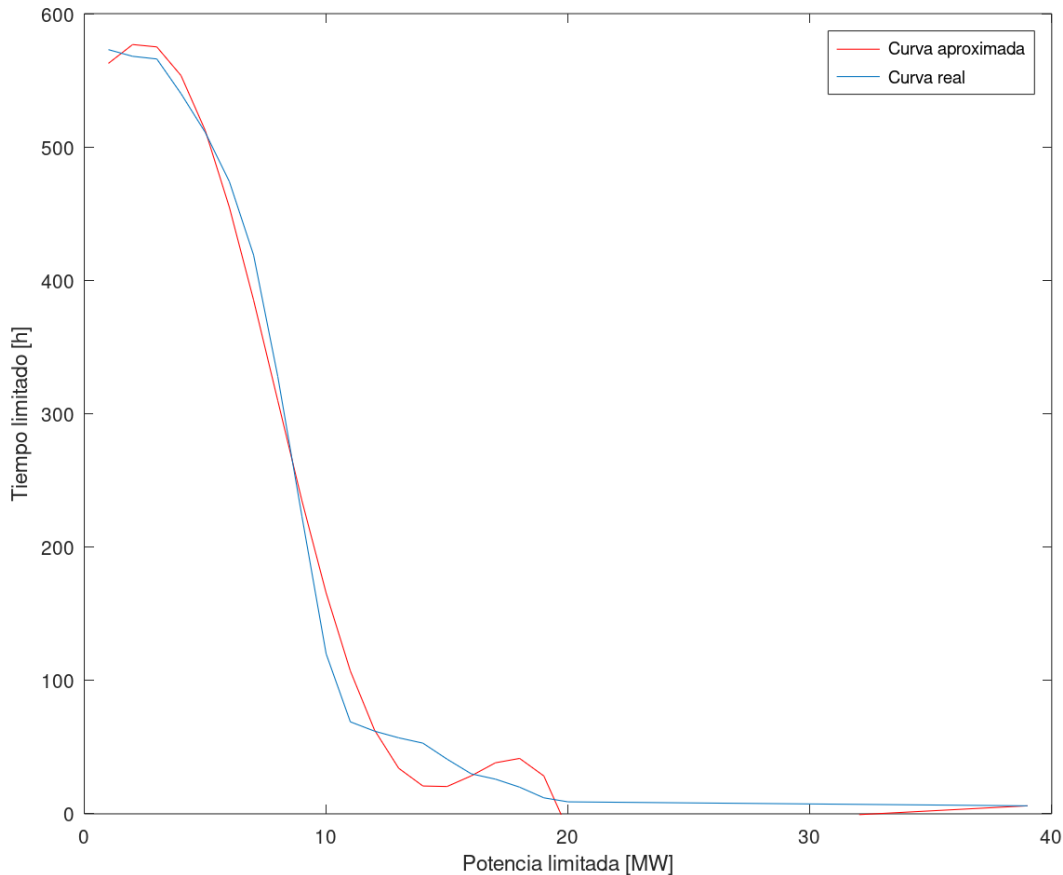


Ilustración 60 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Enerbasa

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

Dicha regresión polinomial permitió obtener una ecuación polinomial de grado seis que se observa en la ecuación 26.

$$y = 1.4919 \cdot 10^{-4}x^6 - 1.2198 \cdot 10^{-4}x^5 + 0.32690x^4 - 3.1692x^3 + 3.9588x^2 + 19.874x + 541.74$$

Ecuación 26 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Enerbasa

La ecuación 26 fue útil para realizar el cálculo de energía vertida aprovechada para cada potencia de electrolizador.

La ilustración 61 muestra el incremento de la energía vertida aprovechada con el incremento de la potencia del electrolizador, una vez la curva llega al punto de inflexión el aumento de energía vertida es menor con respecto al aumento de la potencia del electrolizador.

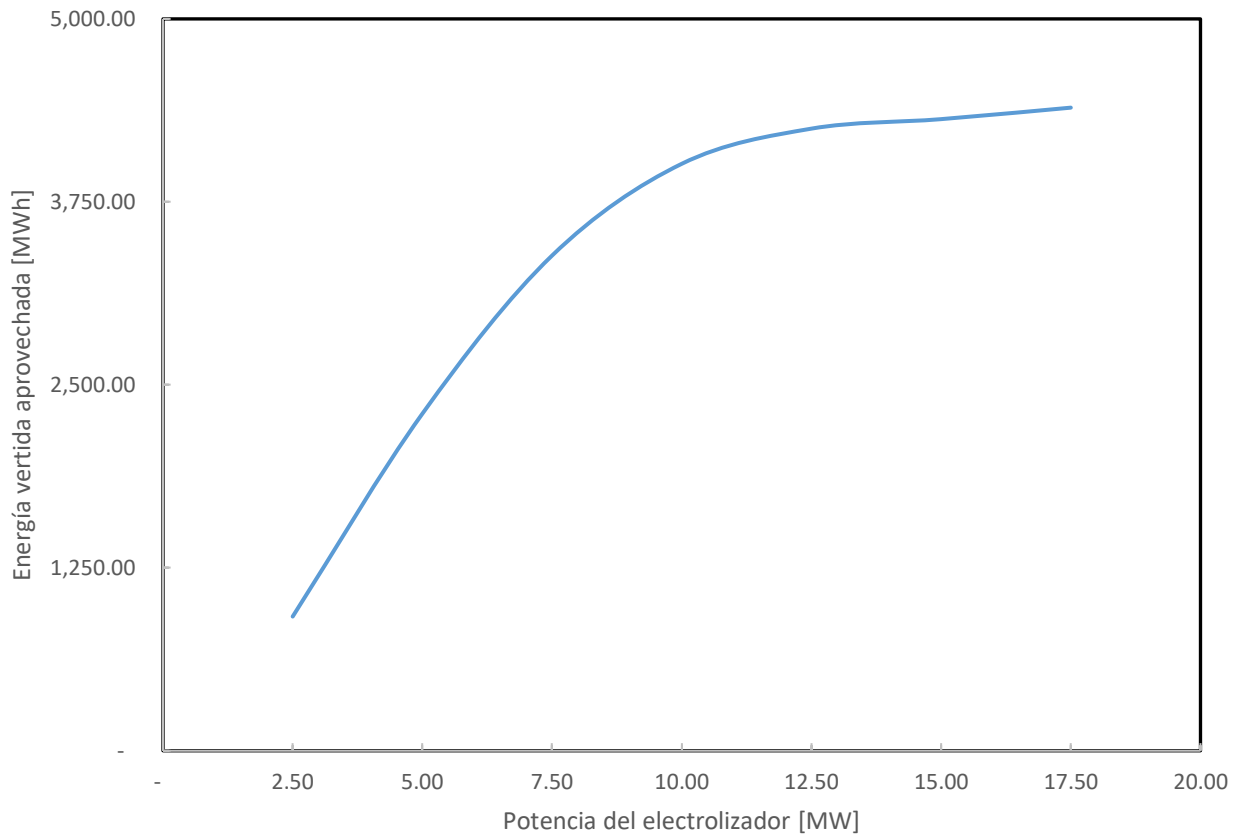


Ilustración 61 Curva de energía vertida aprovechada – Enerbasa

Fuente: Elaboración propia

Esto se realizó a fin de realizar el costo-beneficio de cada uno de esos casos. El cual utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

La ilustración 62 muestra una curva de optimización de la potencia del electrolizador donde se puede identificar la potencia que posee mayor costo-beneficio.

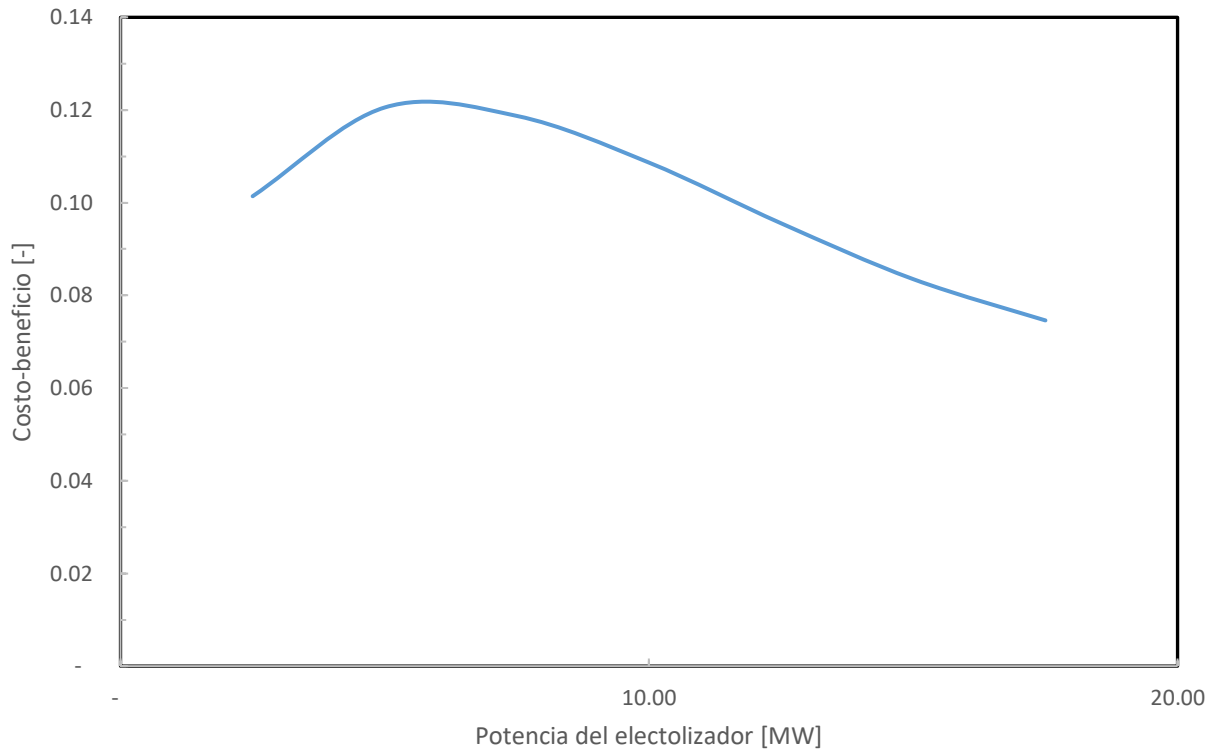


Ilustración 62 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Enerbasa

Fuente: Elaboración propia

De la ilustración 62 se puede observar que la potencia de electrolizadores de 5 MW posee el mayor costo-beneficio.

El dimensionamiento de una planta de hidrógeno para una potencia de electrolizadores de 5 MW se presenta en la tabla 25.

Tabla 25 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Enerbasa

Potencia del electrolizador [MW]	5.00
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	18,420.41
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	381,295.98
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	11,263,483.17
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	5,278.91
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.06
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	52.23
Potencia de compresor [MW]	0.11
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	0.59
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	22.53
Consumo de energía de compresor [MWh]	427.05
Consumo de energía de la bomba [MWh]	1.40
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	0.51
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	1,542.94
Beneficio [\$]	815,328.31
Costo [\$]	7,725,499.46
Costo-beneficio [-]	0.1055

Fuente: Elaboración propia

La tabla 26 presenta en detalle la cantidad de elementos principales para el dimensionamiento de la planta.

Tabla 26 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Enerbasa

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	2	5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	6	57 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	12 (un bloque de 60 kW)	0.06 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.13 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN NACAOME DOS

En la ilustración 63 se observa el resultado de la construcción de la curva de generación acumulada y la curva aproximada del vertimiento de energía de la planta solar Nacaome dos.

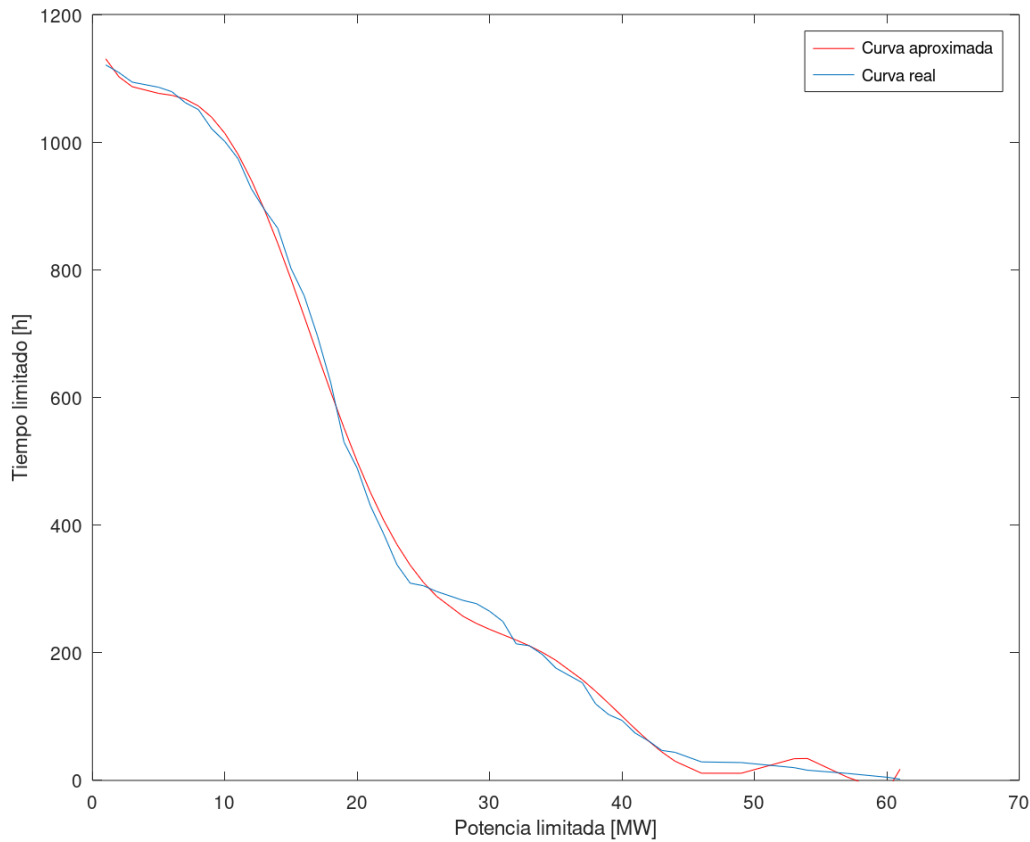


Ilustración 63 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Nacaome dos

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

La curva aproximada fue realizada mediante una regresión polinomial que arrojó como resultado una ecuación de grado nueve que se observa en la ecuación 27.

$$\begin{aligned}
 y = & 1.8171 \cdot 10^{-10}x^9 - 4.5562 \cdot 10^{-8}x^8 + 4.5631 \cdot 10^{-6}x^7 - 2.2816 \cdot 10^{-4}x^6 + 5.6145 \cdot 10^{-3}x^5 \\
 & - 4.4728 \cdot 10^{-2}x^4 - 0.60107x^3 + 10.669x^2 - 55.535x \\
 & + 1,176.1
 \end{aligned}$$

Ecuación 27 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Nacaome dos

Una vez obtenida la ecuación, se calculó la energía vertida aprovechada de cada una de las potencias de acuerdo con la metodología.

La ilustración 64 muestra una curva de energía vertida aprovechada; la cual presenta un incremento de energía vertida aprovechada con el aumento de la potencia del electrolizador. Este comportamiento continúa hasta el punto de inflexión de la curva donde el aumento de la energía vertida aprovechada menor con respecto al aumento de la potencia del electrolizador.

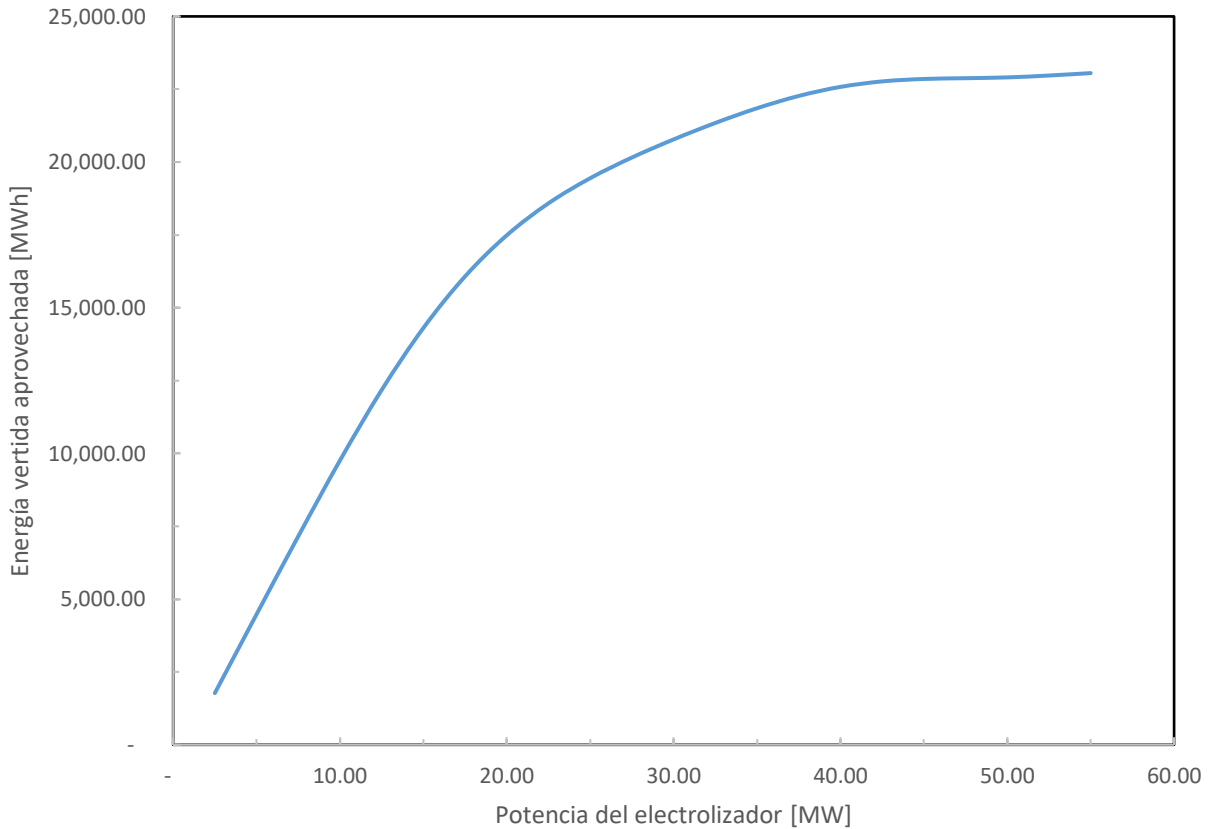


Ilustración 64 Curva de energía vertida aprovechada – Nacaome dos

Fuente: Elaboración propia

Con dicha información se realizó un análisis de costo-beneficio para determinar el dimensionamiento de la planta. Dicho análisis utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

El dimensionamiento de la planta que posee el mayor costo-beneficio se identificó mediante la curva de optimización de potencia de electrolizadores de la ilustración 65.

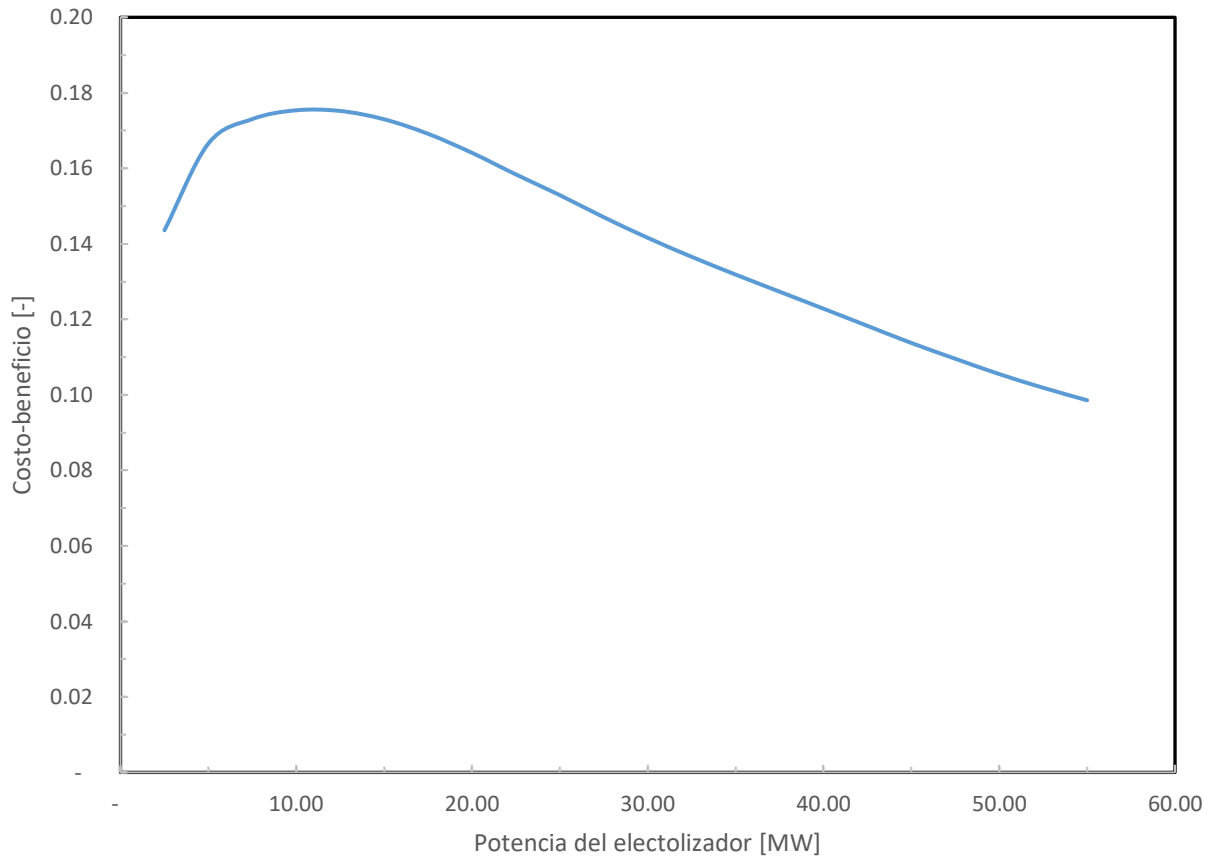


Ilustración 65 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Nacaome dos

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 65 muestra que la potencia de electrolizadores con el mayor costo-beneficio es 10 MW, es por ello por lo que la tabla 27 muestra el resultado del dimensionamiento de la planta con dicha potencia de electrolizadores.

Tabla 27 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Nacaome dos

Potencia del electrolizador [MW]	10.00
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	78,086.28
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,616,358.49
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	47,747,229.68
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	22,377.94
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.26
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	221.42
Potencia de compresor [MW]	0.22
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.24
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	95.49
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,810.32
Consumo de energía de la bomba [MWh]	5.94
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	2.18
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	6,540.72
Beneficio [\$]	3,456,272.58
Costo [\$]	19,707,921.62
Costo-beneficio [-]	0.1754

Fuente: Elaboración propia

Una tabla resumen de la cantidad de los elementos principales de la planta se observa en la tabla 28.

Tabla 28 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Nacaome dos

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	4	10 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	24	228 kg H ₂
Celda *2de combustible	5 kW	52 (cuatro bloques de 60 kW y un bloque de 20 kW)	0.26 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.14 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN NACAOME UNO

Se realizó la gráfica de generación acumulada para calcular del vertimiento de energía de la planta solar Nacaome uno, además se realizó la curva aproximada mediante regresión polinomial para

poseer datos más detallados de potencia y tiempo limitados. Dichas gráficas se presentan en la ilustración 66.

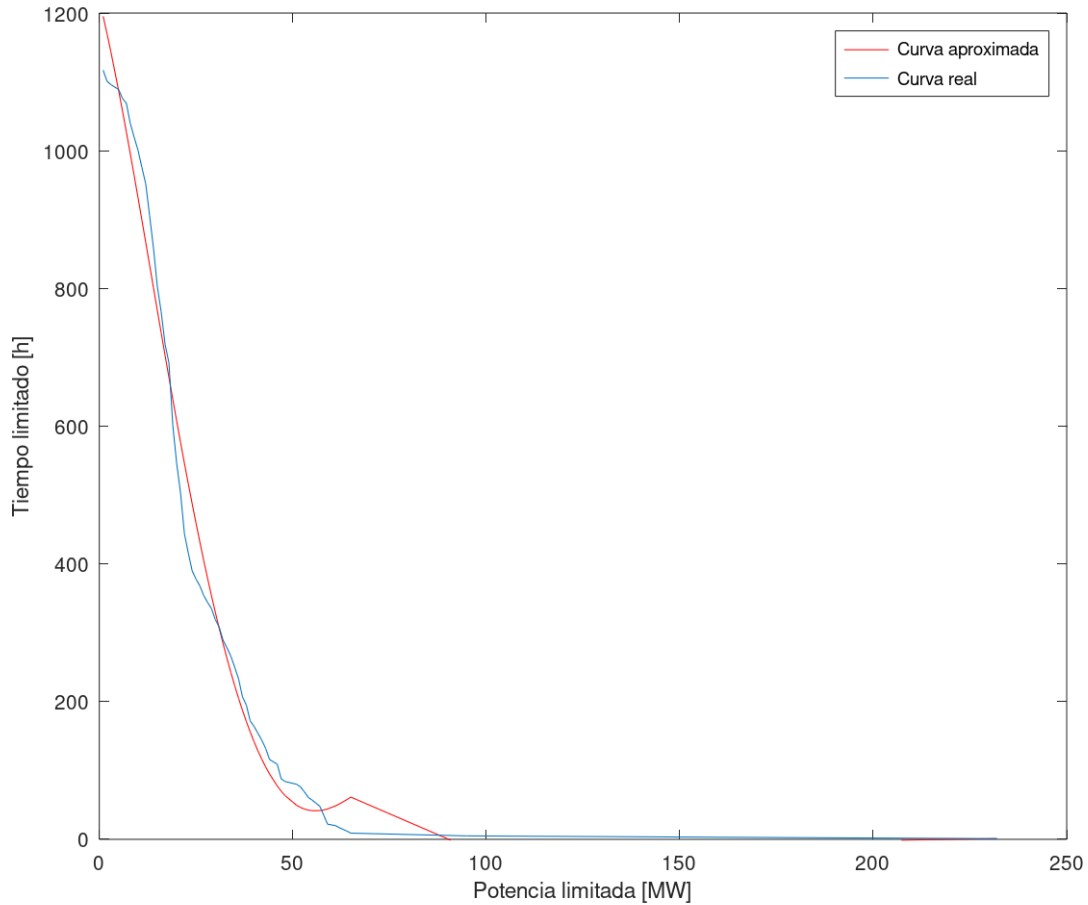


Ilustración 66 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Nacaome uno

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

Otro resultado de la regresión polinomial fue una ecuación de grado cinco presentada en la ecuación 28.

$$y = 5.6299 \cdot 10^{-7}x^5 - 2.2729 \cdot 10^{-4}x^4 + 2.6328 \cdot 10^{-1}x^3 - 0.82899x^2 - 22.789x + 1,218.9$$

Ecuación 28 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Nacaome uno

Con dicha ecuación desarrollada, se facilitó el cálculo de energía vertida aprovechada por cada una de las potencias analizadas.

La ilustración 67 muestra la curva de energía aprovechada de Nacaome uno, dicha curva muestra como aumenta la energía vertida aprovechada al aumentar la potencia de los electrolizadores. Este aumento deja de ser tan notorio cuando la curva llega a un punto de inflexión.

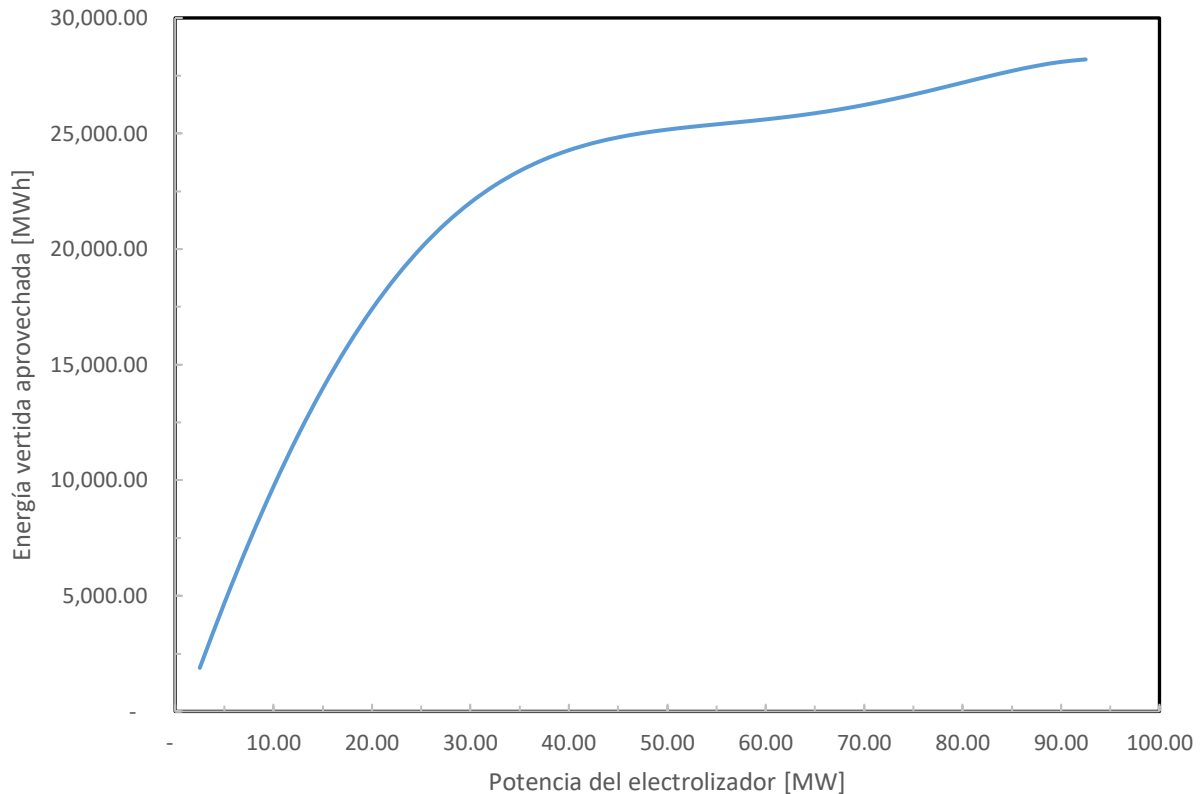


Ilustración 67 Curva de energía vertida aprovechada – Nacaome uno

Este resultado fue de utilidad para encontrar el costo-beneficio de cada uno de los casos analizados que utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

La ilustración 68 muestra una curva de optimización de potencia de electrolizadores utilizada para seleccionar la potencia que posee el mayor costo-beneficio.

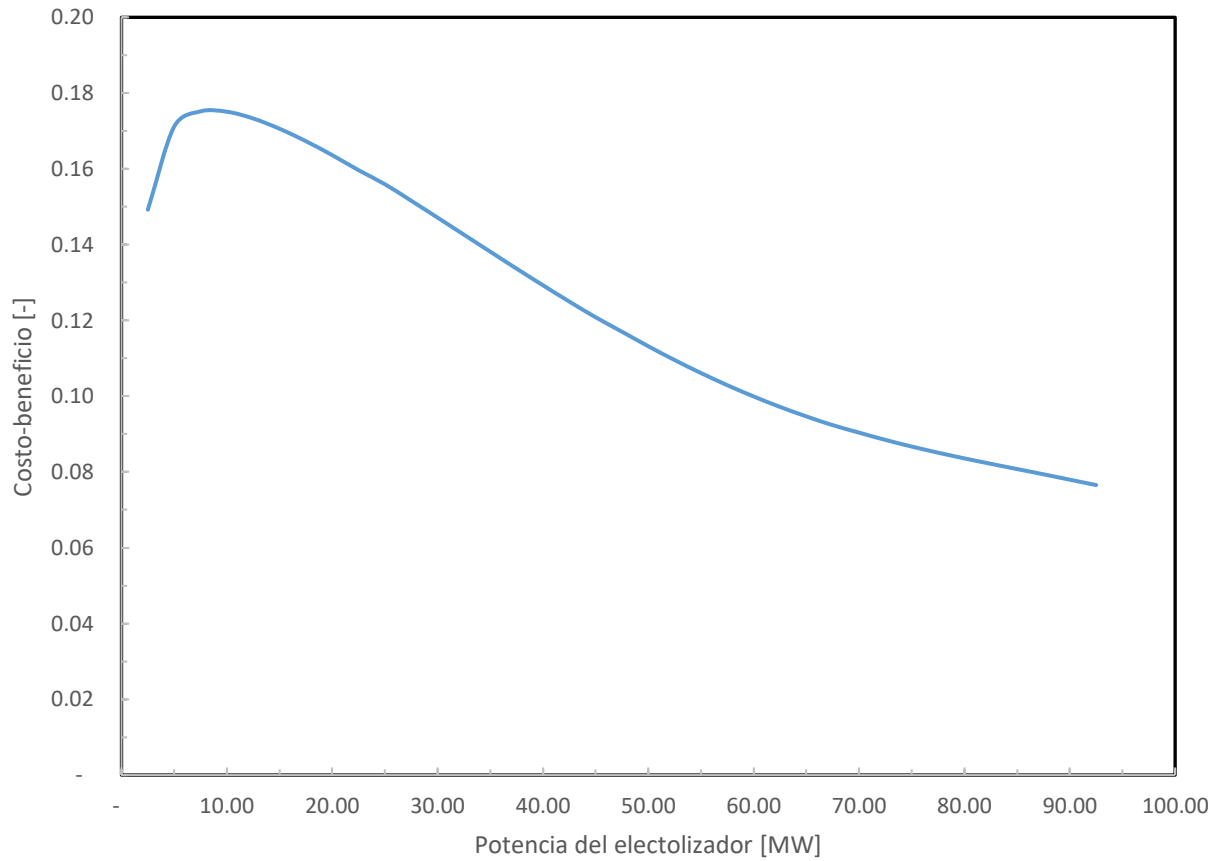


Ilustración 68 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Nacaome uno

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 68 muestra que la potencia de electrolizadores con el mayor costo-beneficio es de 7.5 MW. Por tanto, la tabla 29 muestra el resultado del dimensionamiento de la planta de hidrógeno con dicha potencia de electrolizadores.

Tabla 29 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Nacaome uno

Potencia del electrolizador [MW]	7.50
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	58,456.03
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,210,019.30
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	35,743,970.18
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	16,752.3
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.19
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	165.76
Potencia de compresor [MW]	0.17
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.24
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	71.49
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,355.22
Consumo de energía de la bomba [MWh]	4.44
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	1.63
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	4,896.43
Beneficio [\$]	2,587,394.17
Costo [\$]	14,769,750.69
Costo-beneficio [-]	0.1752

Fuente: Elaboración propia

La tabla 30 muestra un resumen de la cantidad de elementos primarios necesarios para construcción de la planta.

Tabla 30 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Nacaome uno

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	3	7.5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	18	171 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	38 (tres bloques de 60 kW y un bloque de 10 kW)	0.19 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.15 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN FOTERSA

Se realizó una curva de generación almacenada y una curva aproximada mediante regresión polinomial con los datos de vertimiento de energía de la planta solar Fotersa. El resultado de la realización de estas curvas se presenta en la ilustración 69.

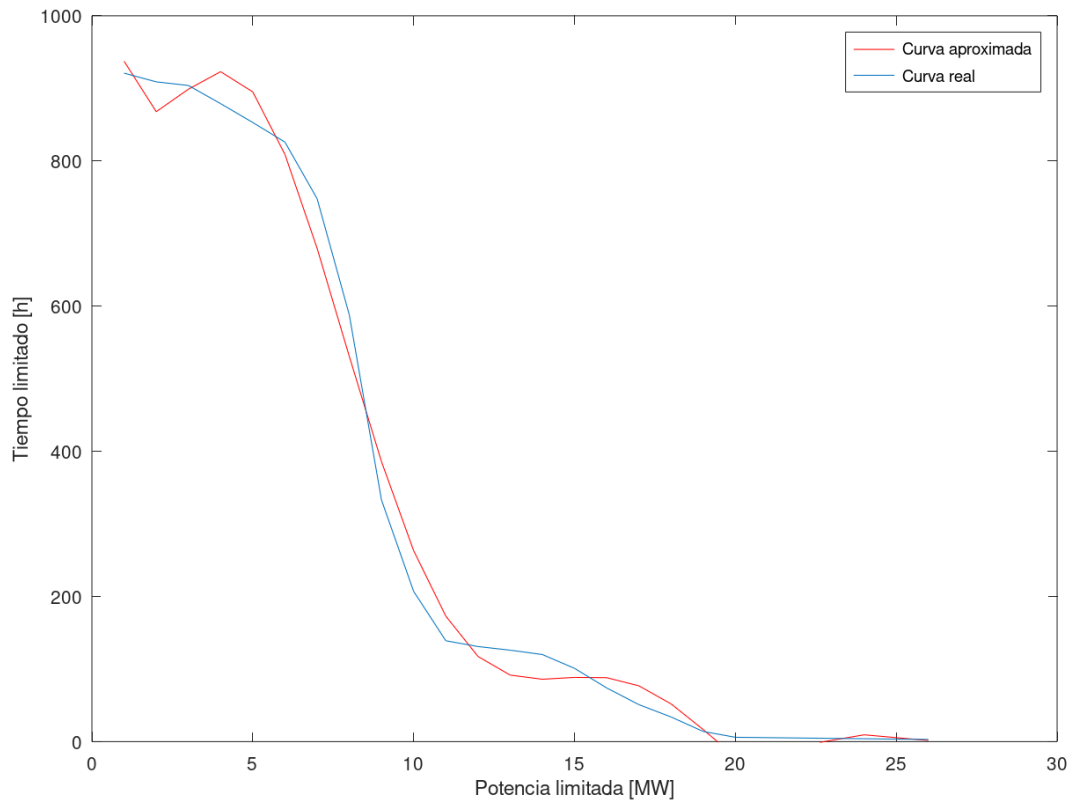


Ilustración 69 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Fotersa

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

Además, se obtuvo una ecuación de grado ocho para conocer a detalle los datos necesarios para el cálculo de energía vertida aprovechada por cada una de las potencias analizadas. Esta ecuación polinomial se presenta en la ecuación 29.

$$y = 1.0455 \cdot 10^{-6}x^8 - 1.9321 \cdot 10^{-4}x^7 + 1.2743 \cdot 10^{-2}x^6 - 0.41254x^5 + 7.1884x^4 - 67.095x^3 + 306.57x^2 - 615.38x + 1,306.5$$

Ecuación 29 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Fotersa

La ilustración 70 muestra la curva de energía vertida aprovechada donde se aprecia como la energía vertida aprovechada aumenta con el aumento de la potencia del electrolizador. Pero al llegar al punto de inflexión, el aumento no es tan notorio como lo era antes de la inflexión de la curva.

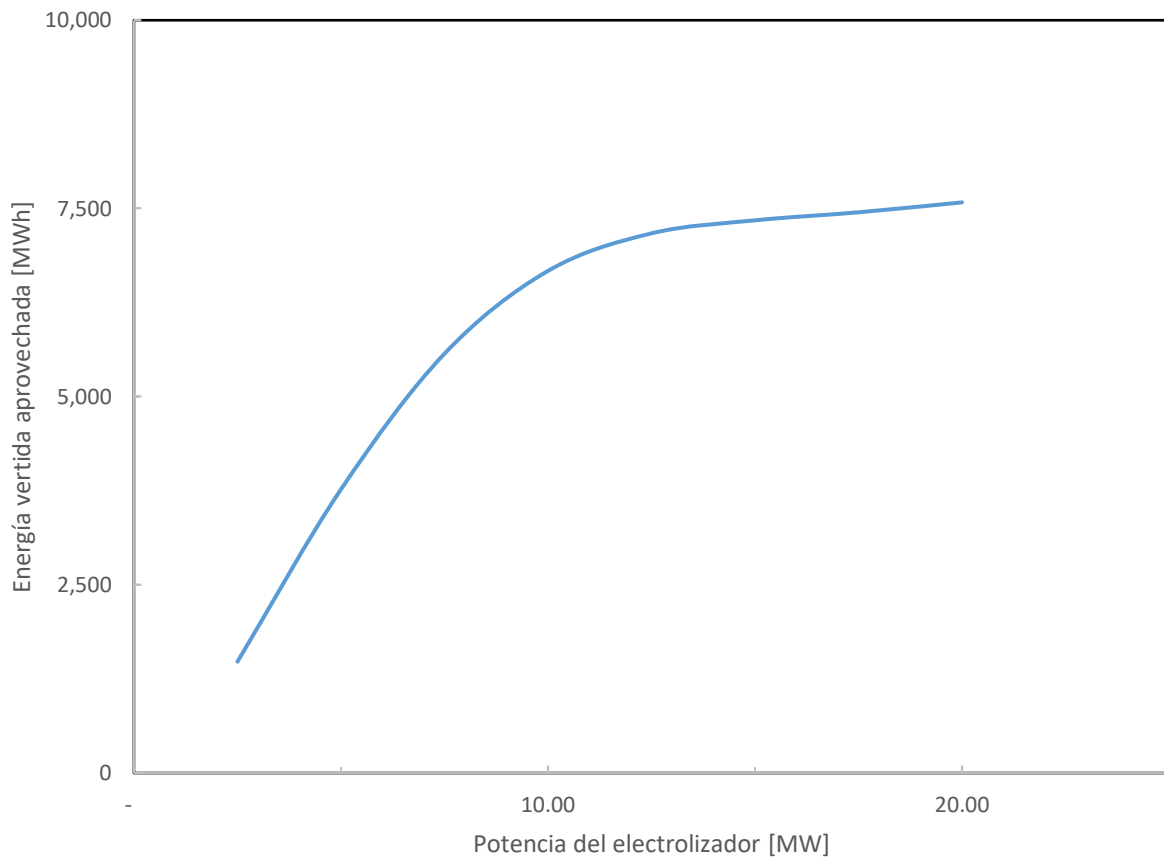


Ilustración 70 Curva de energía vertida aprovechada – Fotersa

Fuente: Elaboración propia

Los datos de energía vertida aprovechada obtenidos fueron utilizados para realizar el análisis de costo-beneficio para cada una de las potencias que se tomaron en cuenta para el dimensionamiento de la planta. Dicho análisis utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

La ilustración 71 muestra una curva de optimización de potencia de electrolizadores que ayudó a identificar la potencia con el mayor costo-beneficio.

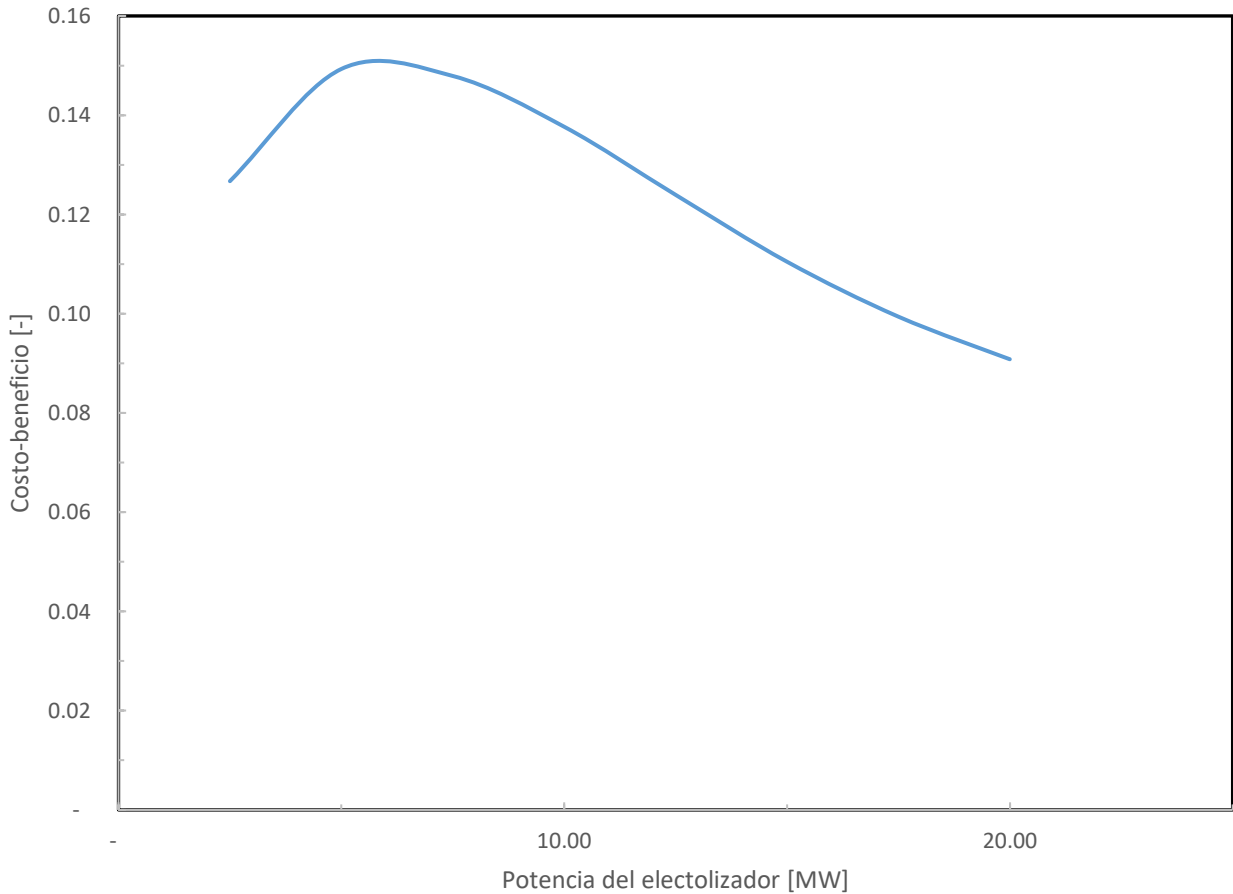


Ilustración 71 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Fotersa

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 71 muestra que la potencia de electrolizadores con el mayor costo-beneficio es de 5 MW. La tabla 31 presenta el dimensionamiento de la planta a partir de una potencia de electrolizadores de 5 MW.

Tabla 31 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Fotersa

Potencia del electrolizador [MW]	5.00
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	30,141.79
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	623,924.49
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	18,430,729.34
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	8,638.02
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.10
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	85.47
Potencia de compresor [MW]	0.11
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	0.96
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	36.86
Consumo de energía de compresor [MWh]	698.80
Consumo de energía de la bomba [MWh]	2.29
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	0.84
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	2,524.76
Beneficio [\$]	1,334,142.84
Costo [\$]	8,935,287.13
Costo-beneficio [-]	0.1493

Fuente: Elaboración propia

La tabla 32 muestra un resumen de la cantidad de elementos primarios necesarios para la construcción de la planta.

Tabla 32 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Fotersa

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	2	5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	4	38 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	20 (un bloque de 60 kW y un bloque de 40 kW)	0.10 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.16 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN HELIOS

En la ilustración 72 se observa el resultado de la construcción de la curva de generación acumulada y la curva aproximada del vertimiento de energía de la planta solar Helios.

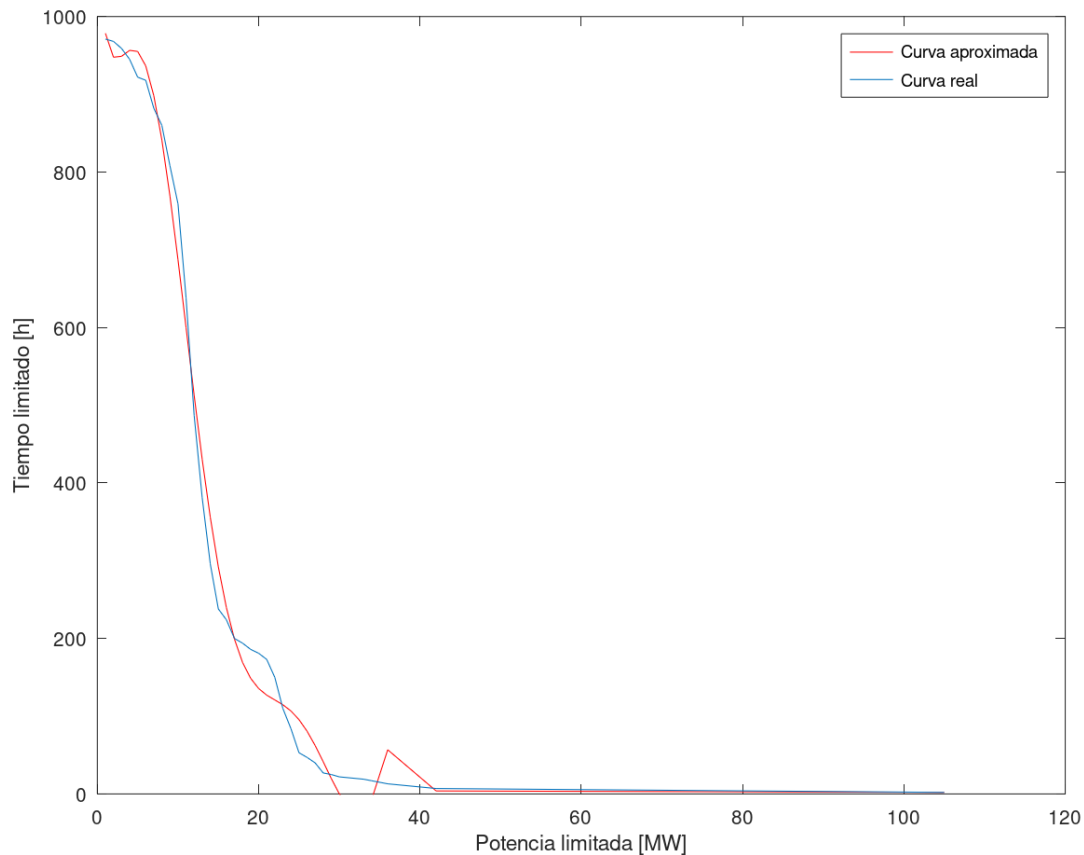


Ilustración 72 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Helios

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

A su vez, se encontró con la curva aproximada una ecuación de grado ocho mediante regresión polinomial que describe el comportamiento de la curva de generación acumulada real. Ésta se presenta en la ecuación 30.

$$y = 3.0885 \cdot 10^{-8}x^8 - 7.6674 \cdot 10^{-6}x^7 + 7.1276 \cdot 10^{-4}x^6 - 3.2901 \cdot 10^{-2}x^5 + 0.81263x^4 - 10.462x^3 + 61.169x^2 - 152.25x + 1,079.2$$

Ecuación 30 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Helios

Dicha ecuación contribuyó al cálculo de la energía vertida aprovechada para cada una de las potencias analizadas

La ilustración 73 presenta una curva que representa el incremento de la energía vertida aprovechada cuando la potencia del electrolizador aumenta. Dicho incremento deja de ser tan notorio cuando llega al punto de inflexión de la curva.

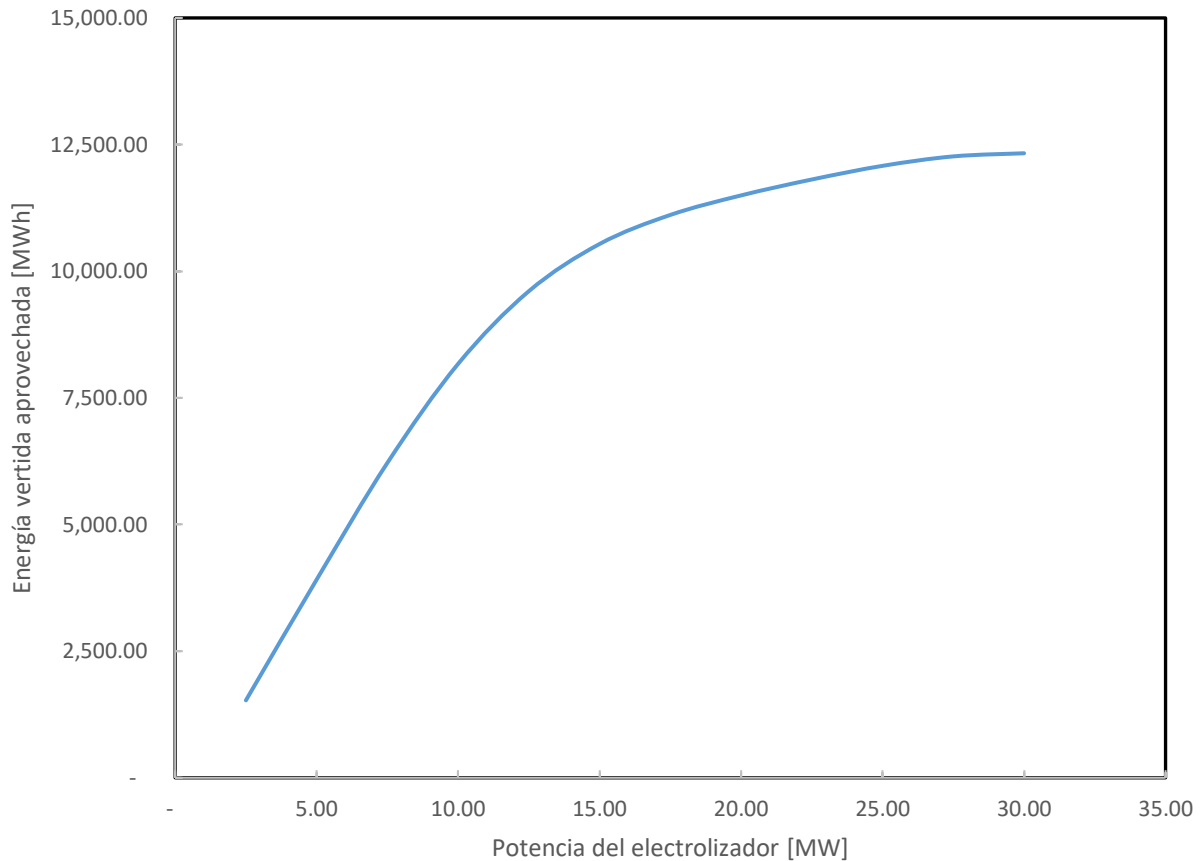


Ilustración 73 Curva de energía vertida aprovechada – Helios

Fuente: Elaboración propia

Los datos de energía vertida aprovechada fueron necesarios para realizar el análisis costo-beneficio. Este análisis utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

La ilustración 73 muestra un gráfico de optimización de la potencia de los electrolizadores que muestra la potencia con el mayor costo-beneficio.

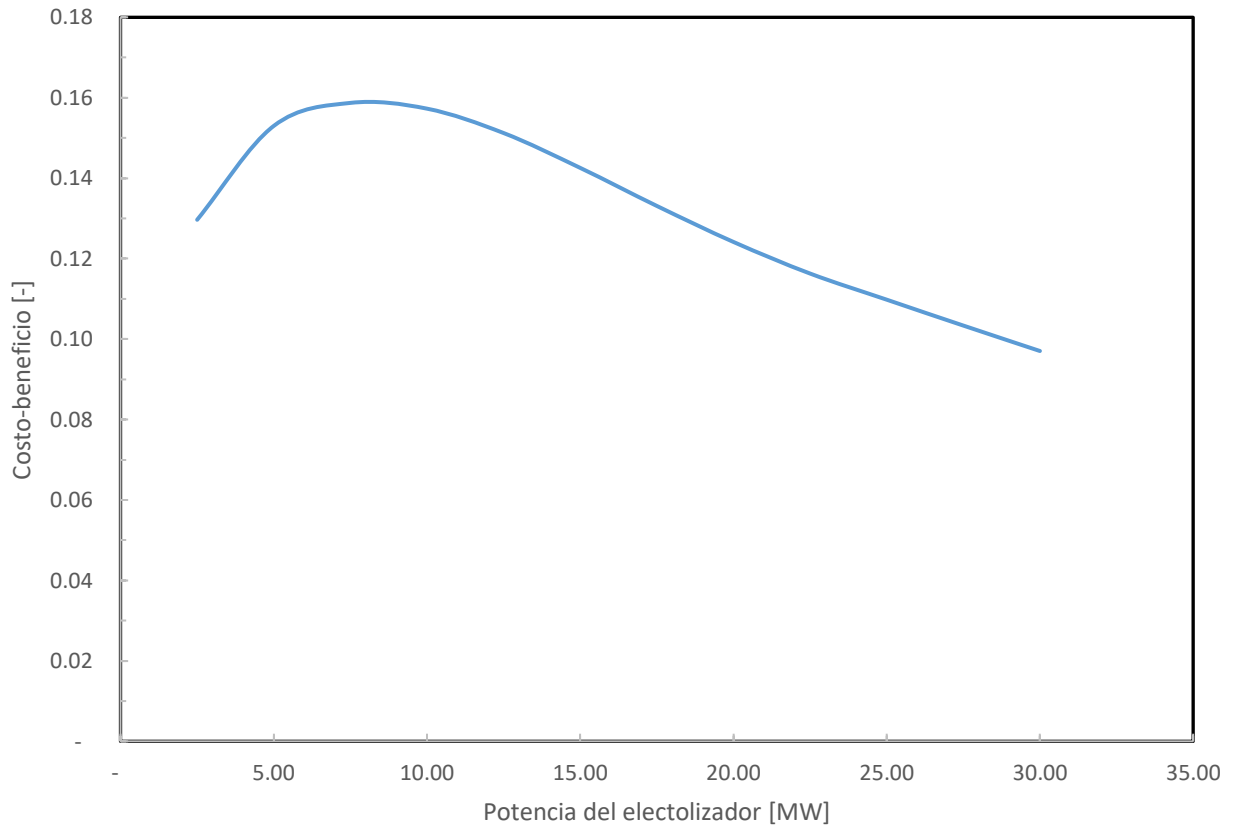


Ilustración 74 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Helios

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 74 muestra que la potencia con el mayor costo-beneficio es de 7.5 MW es por ello por lo que se utilizó esa potencia para el dimensionamiento de la planta, cuyos resultados se muestran en la tabla 33.

Tabla 33 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno – Helios

Potencia del electrolizador [MW]	7.50
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	49,738.99
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,029,579.62
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	30,413,781.93
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	14,254.18
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.16
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	141.04
Potencia de compresor [MW]	0.17
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.06
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	60.83
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,153.13
Consumo de energía de la bomba [MWh]	3.78
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	1.39
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	4,166.27
Beneficio [\$]	2,201,558.52
Costo [\$]	13,870,047.25
Costo-beneficio [-]	0.1587

Fuente: Elaboración propia

La tabla 34 muestra un resumen de la cantidad de elementos principales necesarios en la planta.

Tabla 34 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Helios

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	3	7.5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	15	142.5 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	32(dos bloques de 60 kW y un bloque de 40 kW)	0.16 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.17 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN MECER

La ilustración 75 muestra el resultado de la elaboración de la curva de generación de energía acumulada y la curva aproximada mediante regresión polinomial de los datos de vertimiento de energía de la planta solar Mecer.

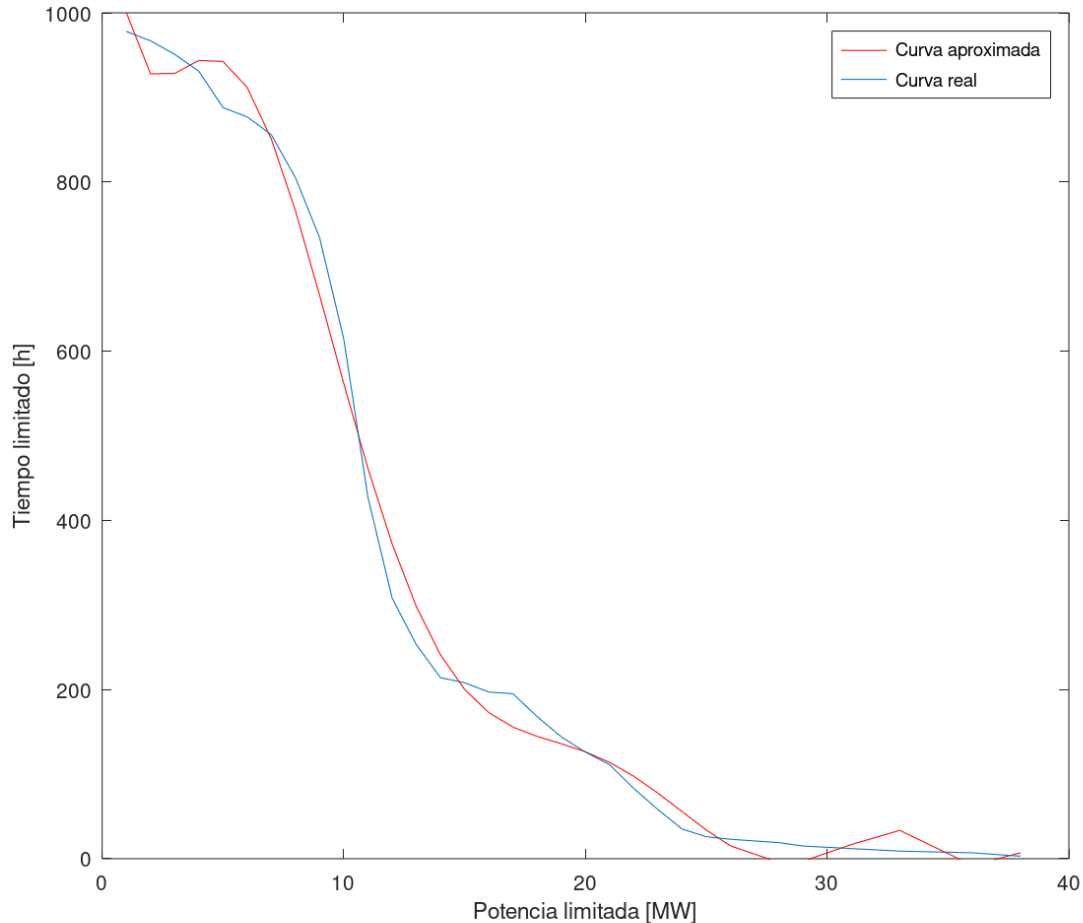


Ilustración 75 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Mecer

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

Además, se obtuvo una ecuación de grado nueve para facilitar el cálculo de la energía vertida aprovechada por cada una de las potencias de electrolizadores tal y como se describió en el apartado 4.6. Dicha ecuación se muestra en la ecuación 31.

$$y = 1.7350 \cdot 10^{-10}x^9 + 3.2655 \cdot 10^{-7}x^8 - 5.5759 \cdot 10^{-5}x^7 + 3.7773 \cdot 10^{-2}x^6 - 0.13373 \cdot 10^{-3}x^5 + 2.6474x^4 - 28.706x^3 + 153.52x^2 - 367.97x + 1,241.1$$

Ecuación 31 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Mecer

La ilustración 76 presenta la curva de energía vertida aprovecha de Mecer, la cual muestra el incremento de la energía vertida aprovechada cuando incrementa la potencia del electrolizador. Cuando la curva llega a un punto de inflexión, el incremento de energía vertida aprovechada es menor con el aumento de la potencia del electrolizador.

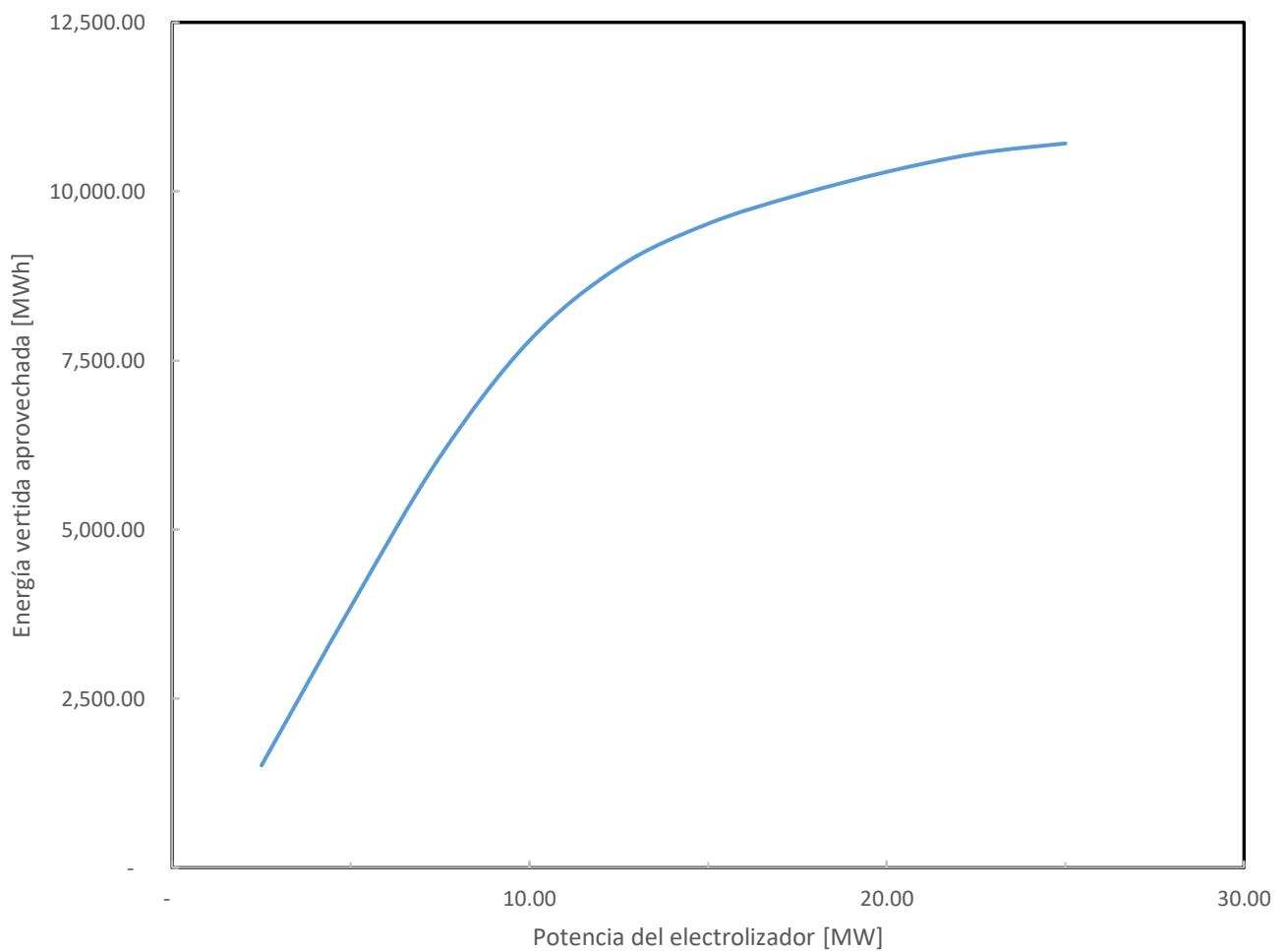


Ilustración 76 Curva de energía vertida aprovechada – Mecer

Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenida la energía vertida aprovechada para cada una de las potencias se realizó el análisis de costo-beneficio para definir la potencia de electrolizadores con el mayor costo-beneficio. Dicho análisis utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

La ilustración 77 muestra una curva de optimización de potencia de electrolizadores con la cual se identificó la potencia con el mayor costo-beneficio.

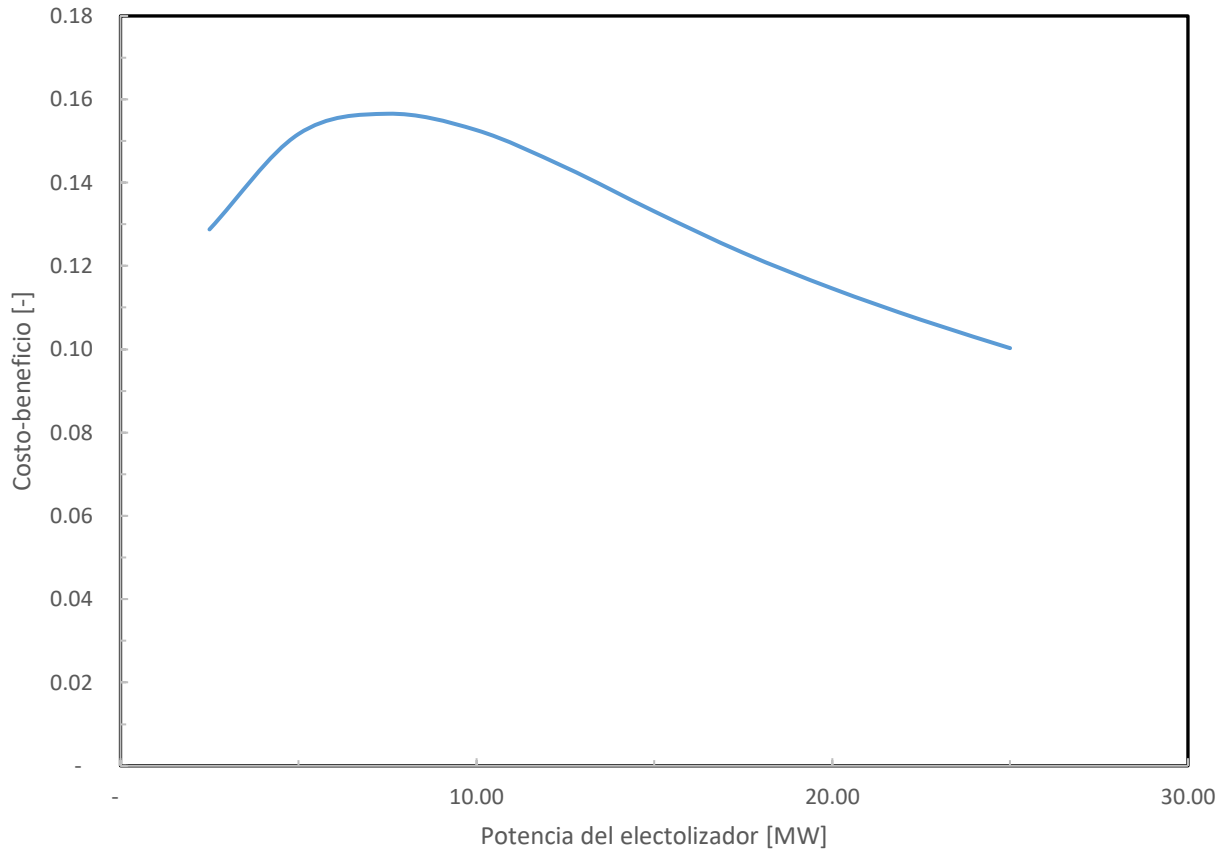


Ilustración 77 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - Mecer

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 77 muestra que la potencia de 7.5 MW es la que posee un mayor costo-beneficio. Es por ello por lo que la tabla 35 presenta los resultados del dimensionamiento de la planta con una potencia de electrolizadores de 7.5 MW.

Tabla 35 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Mecer

Potencia del electrolizador [MW]	7.50
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	48,649.29
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,007,023.19
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	29,747,464.89
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	13,941.90
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.16
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	137.95
Potencia de compresor [MW]	0.17
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.03
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	59.49
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,127.87
Consumo de energía de la bomba [MWh]	3.70
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	1.36
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	4,075.00
Beneficio [\$]	2,153,325.92
Costo [\$]	13,757,576.98
Costo-beneficio [-]	0.1565

Fuente: Elaboración propia

La tabla 36 muestra un resumen de la cantidad de elementos principales necesarios para la construcción de la planta.

Tabla 36 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Mecer

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	3	7.5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	15	142.5 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	32 (dos bloques de 60 kW y un bloque de 40 kW)	0.16 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.18 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN MARCOVIA

Se realizó una curva de generación de energía acumulada y una curva aproximada mediante regresión polinomial del vertimiento de energía de la planta solar de Marcovia. Los resultados se muestran en la ilustración 78.

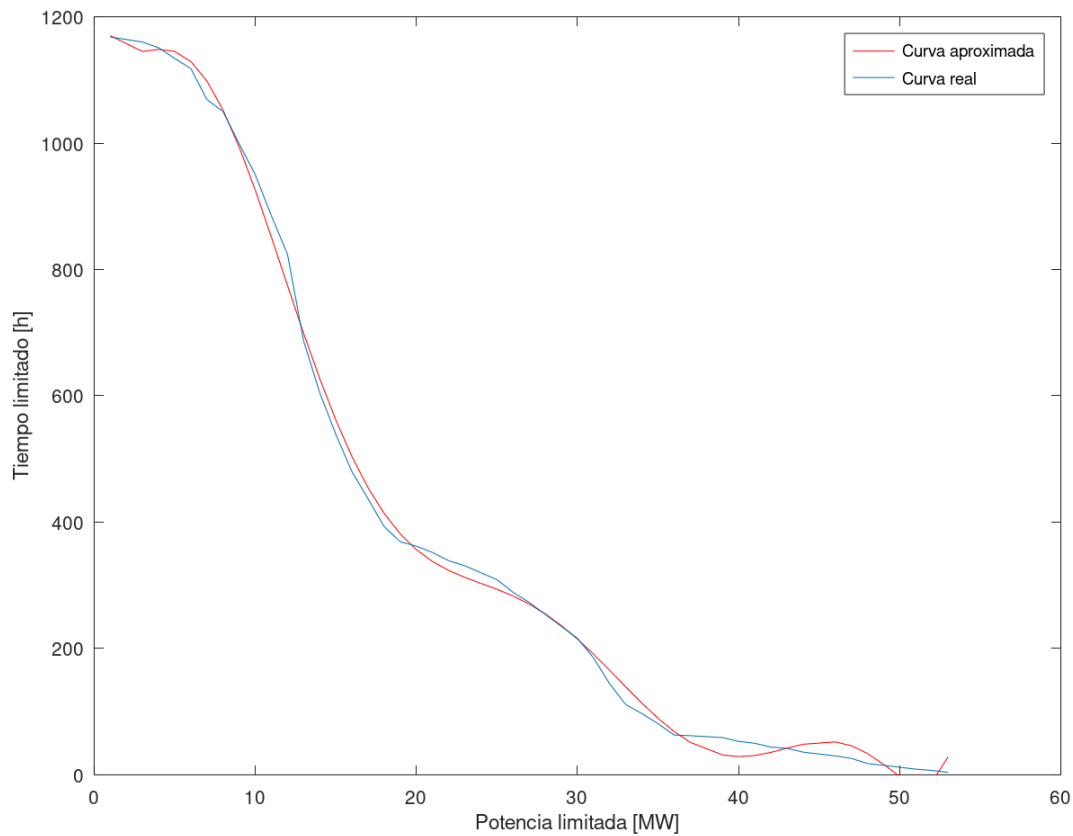


Ilustración 78 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Marcovia

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

A su vez, se obtuvo una ecuación de grado ocho que representa el comportamiento de la curva realizada. Esta ecuación se muestra en la ecuación 32.

$$y = 2.3462 \cdot 10^{-8}x^8 - 5.1231 \cdot 10^{-6}x^7 + 4.5472 \cdot 10^{-4}x^6 - 2.0967 \cdot 10^{-2}x^5 + 0.53027x^4 - 7.0551x^3 + 42.047x^2 - 107.82x + 1,242.4$$

Ecuación 32 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Marcovia

Con ayuda de la ecuación 32, se obtuvieron datos de potencia y tiempo limitados más precisos para el cálculo de la energía vertida aprovechada por cada una de las potencias.

La ilustración 79 muestra una curva de energía vertida aprovechada; la cual presenta un incremento de energía vertida aprovechada con el aumento de la potencia del electrolizador. Este comportamiento continúa hasta el punto de inflexión de la curva donde el aumento de la energía vertida aprovechada menor con respecto al aumento de la potencia del electrolizador.

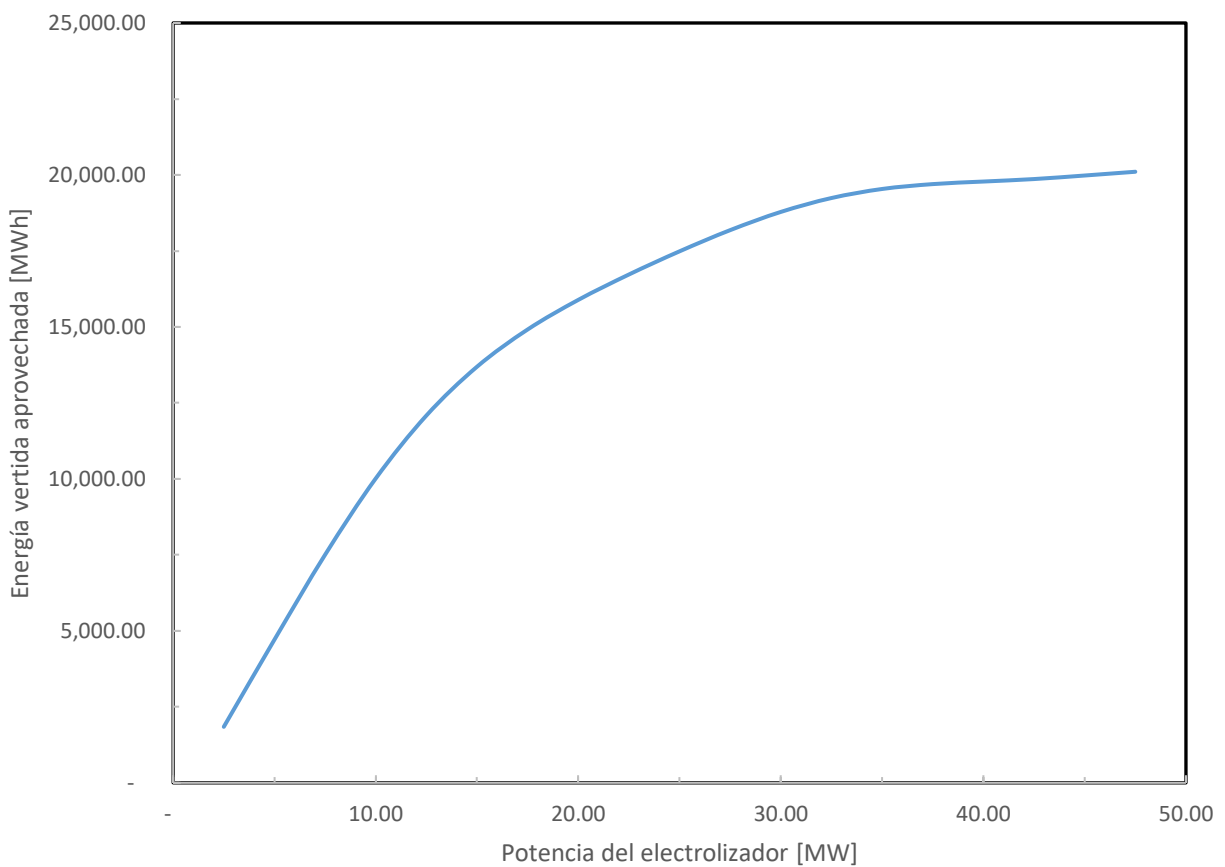


Ilustración 79 Curva de energía vertida aprovechada – Marcovia

Fuente: Elaboración propia

Con ese cálculo se pudo realizar el análisis de costo-beneficio de todos los casos estudiados para encontrar la potencia de electrolizadores que tenga el mayor costo-beneficio. Lo cual se pudo

identificar mediante una curva de optimización de la potencia de electrolizadores tal y como se muestra en la ilustración 80.

Cabe destacar que para dicho análisis se utilizaron los datos de entrada de la tabla 11.

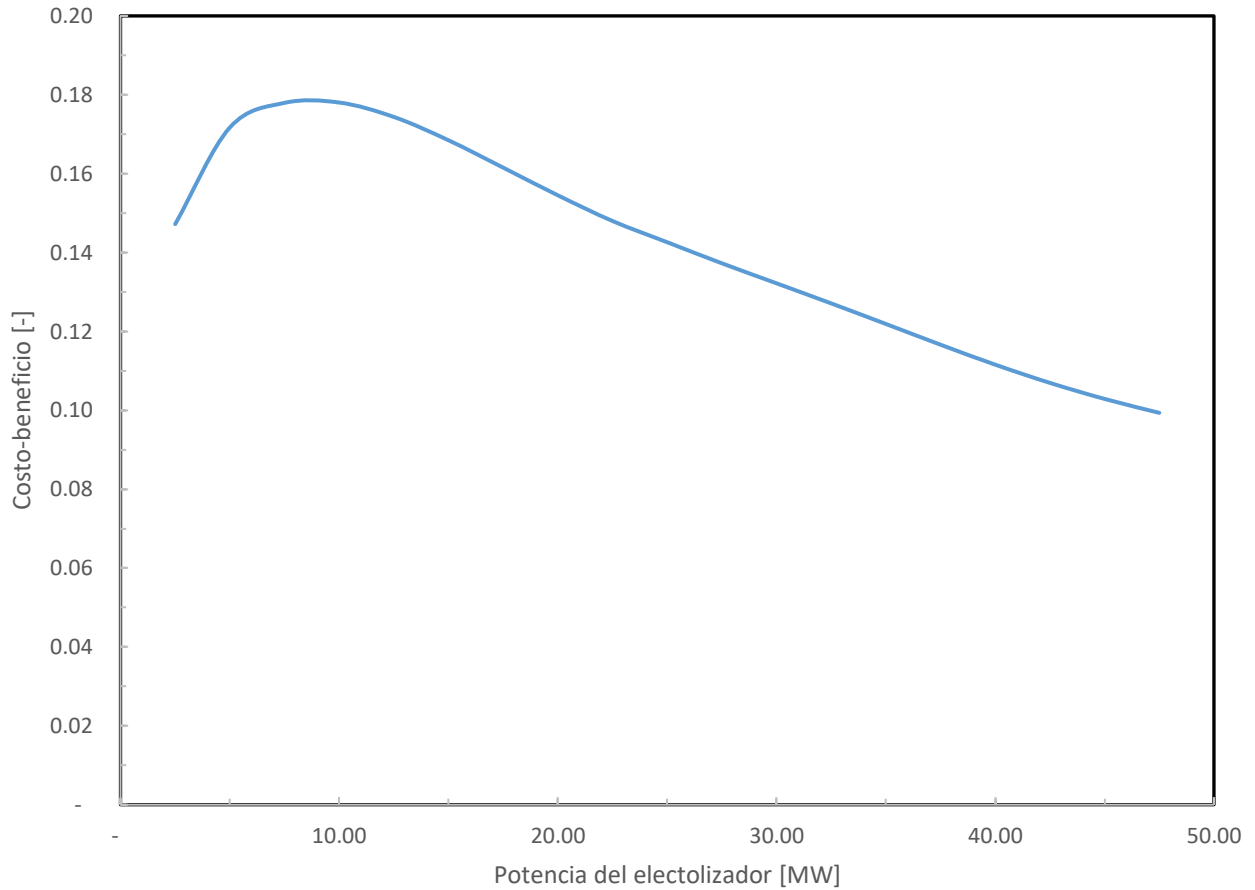


Ilustración 80 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Marcovia

Fuente: Elaboración propia

De la ilustración 80 se puede observar que la potencia de electrolizadores de 10 MW posee el mayor costo-beneficio y de acuerdo con esa potencia se realizó el dimensionamiento de la planta. Los resultados se muestran en la tabla 37.

Tabla 37 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - Marcovia

Potencia del electrolizador [MW]	10.00
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	80,107.09
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,658,188.50
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	48,982,888.21
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	22,957.06
Eficiencia [%]	28.33
Potencia de celda de combustible [MW]	0.26
Potencia de compresor [MW]	0.22
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.28
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	97.97
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,857.17
Consumo de energía de la bomba [MWh]	6.09
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	2.24
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	6,709.98
Beneficio [\$]	3,545,718.03
Costo [\$]	19,916,493.28
Costo-beneficio [-]	0.1780

Fuente: Elaboración propia

La tabla 38 presenta un resumen de las cantidades de elementos principales necesarios para la construcción de la planta.

Tabla 38 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Marcovia

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	4	10 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	24	228 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	52 (cuatro bloques de 60 kW y un bloque de 20 kW)	0.26 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.19 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN PRADOS SUR

La ilustración 81 muestra los resultados de la construcción de la curva de generación acumulada y la curva aproximada mediante regresión polinomial del vertimiento de energía de la planta solar Prados Sur.

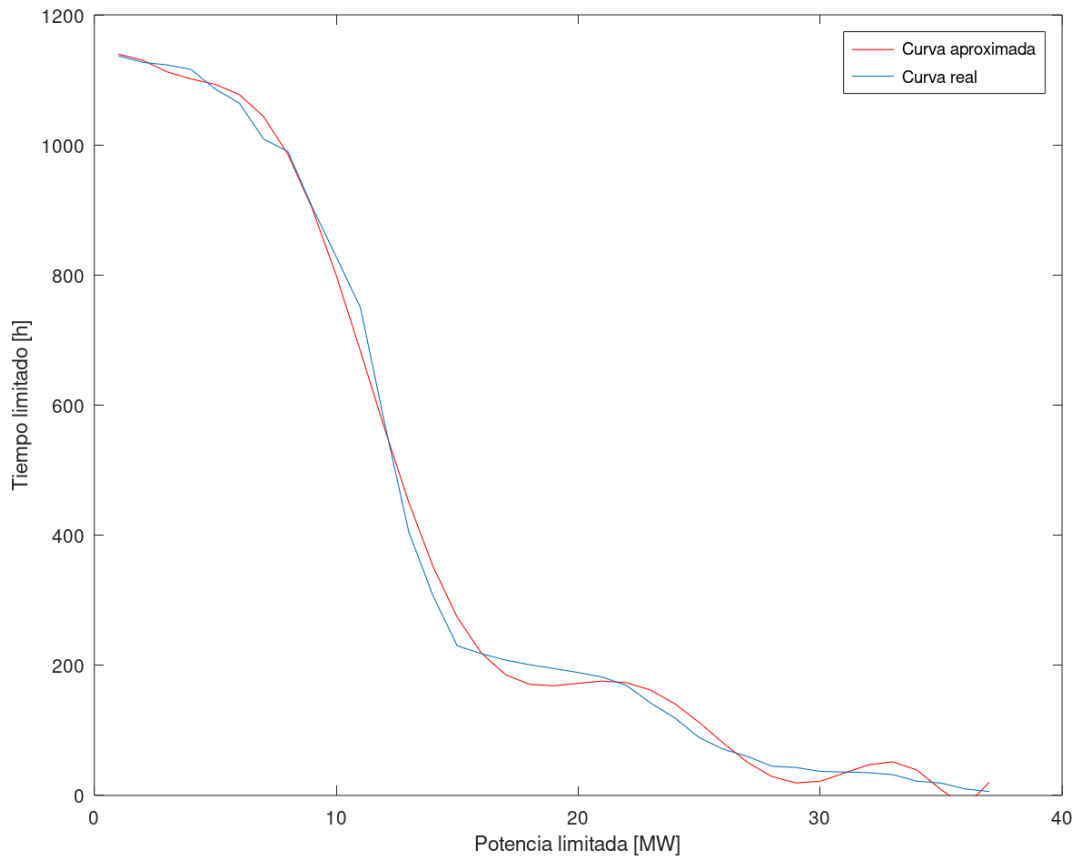


Ilustración 81 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Prados Sur

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

Se obtuvo una ecuación de grado nueve para describir el comportamiento de la curva, la cual se presenta en la ecuación 33.

$$y = 3.7987 \cdot 10^{-8}x^9 - 6.3278 \cdot 10^{-6}x^8 + 4.3584 \cdot 10^{-4}x^7 - 1.5983 \cdot 10^{-2}x^6 + 0.33444x^5 - 3.9735x^4 + 25.391x^3 - 82.869x^2 + 111.7x + 1,089.0$$

Ecuación 33 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Prados Sur

La ecuación 33 fue de utilidad para obtener datos más precios de potencia y tiempo limitados para realizar el cálculo de energía vertida aprovechada para cada una de las plantas.

La ilustración 82 muestra como aumenta la energía vertida aprovechada con el aumento de la potencia de los electrolizadores. Con el vertimiento registrado de Padros Sur, no se puede observar una saturación de la energía vertida aprovechada.

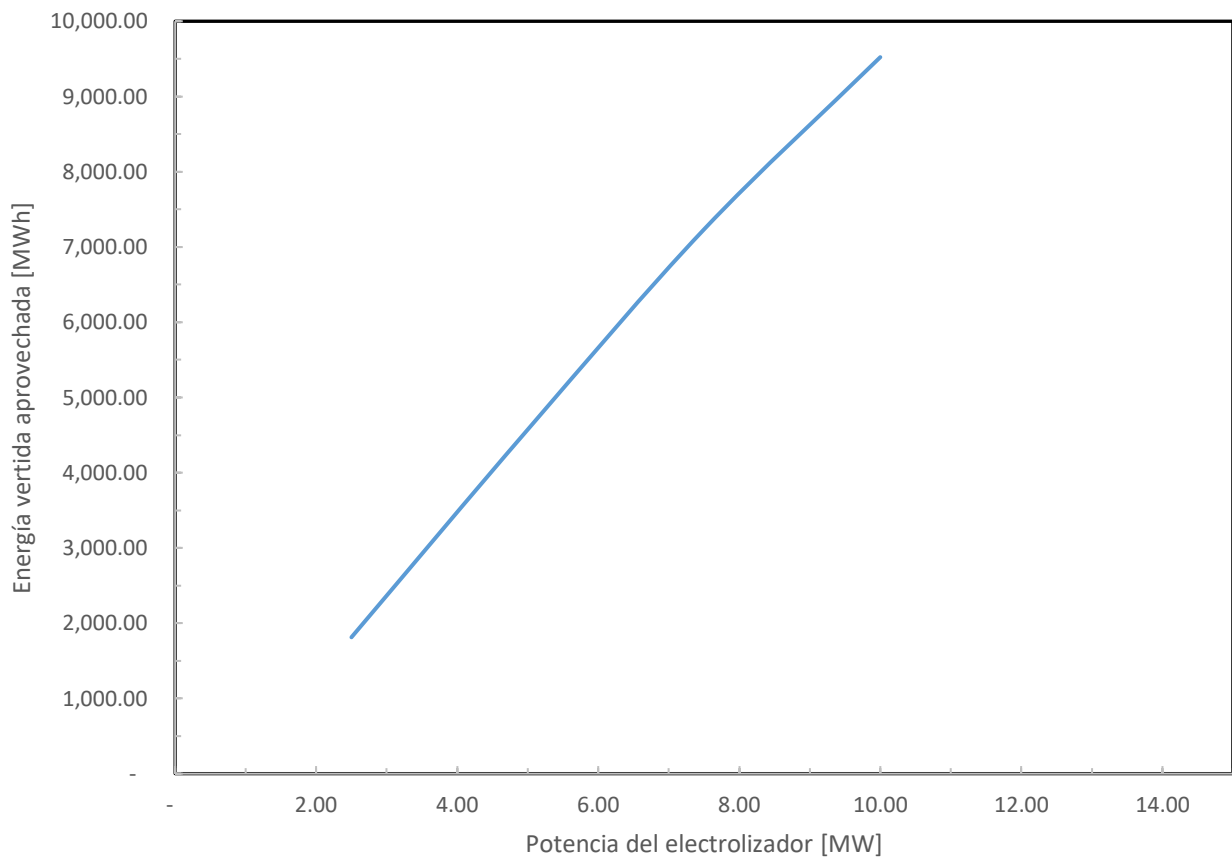


Ilustración 82 Curva de energía vertida aprovechada - Prados Sur

Fuente: Elaboración propia

Con dichos resultados se realizó un análisis de costo-beneficio para cada una de las potencias que fueron analizadas. Este análisis utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

La ilustración 83 fue necesaria para identificar la potencia de electrolizadores que posee el mayor costo-beneficio.

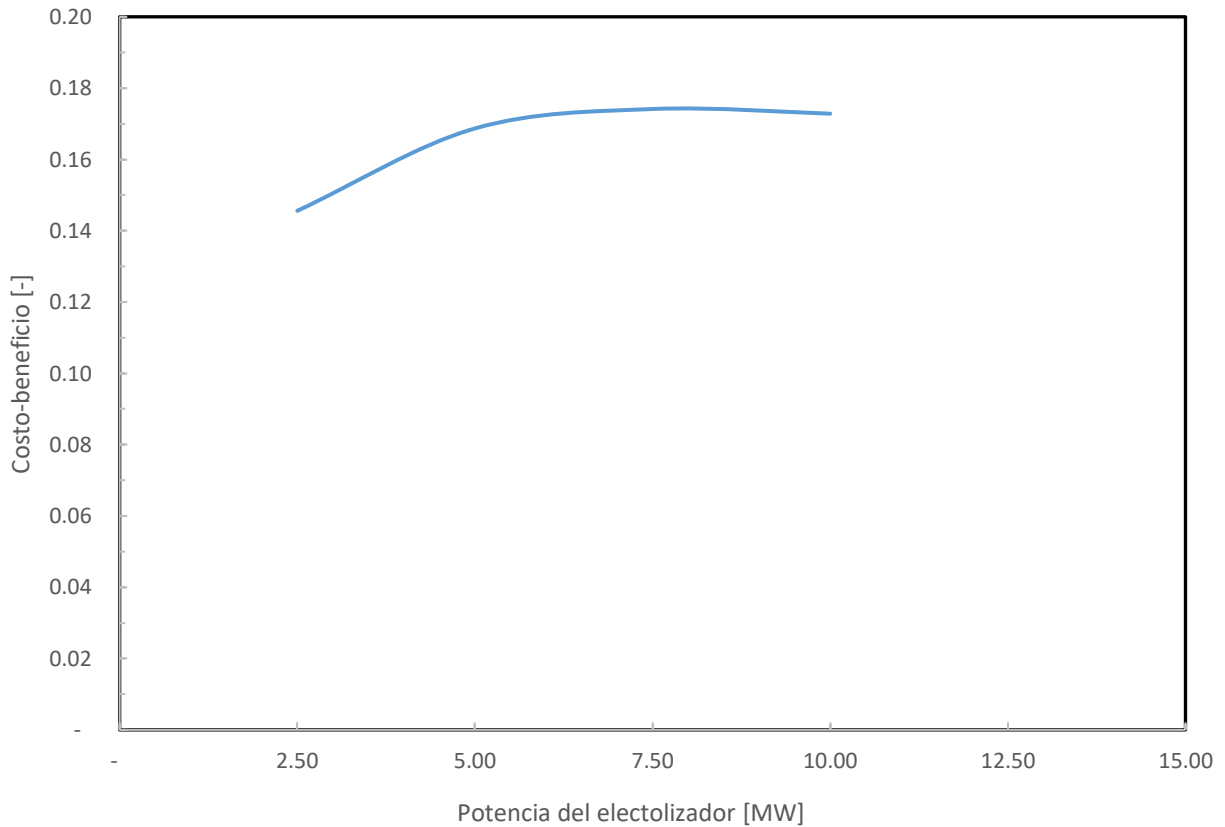


Ilustración 83 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Prados Sur

Fuente: Elaboración propia

La curva de la ilustración 83 es una curva de optimización de potencia de los electrolizadores la cual muestra que la potencia de electrolizadores de 7.5 MW presenta el mayor costo-beneficio.

Es por ello por lo que la tabla 39 muestra el resultado del dimensionamiento de la planta con electrolizadores de 7.5 MW.

Tabla 39 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno – Prados Sur

Potencia del electrolizador [MW]	7.50
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	57,869.17
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,197,871.54
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	35,385,125.18
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	16,584.13
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.19
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	164.09
Potencia de compresor [MW]	0.17
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.23
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	70.77
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,341.62
Consumo de energía de la bomba [MWh]	4.40
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	1.62
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	4,847.28
Beneficio [\$]	2,561,418.51
Costo [\$]	14,709,179.83
Costo-beneficio [-]	0.1741

Fuente: Elaboración propia

La tabla 40 muestra un resumen de la cantidad de elementos principales necesarios para el montaje de la planta de hidrógeno.

Tabla 40 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Prados Sur

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	3	7.5 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	18	171 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	38 (tres bloques de 60 kW y un bloque de 10 kW)	0.19 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.20 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN SAN MARCOS

Se presenta en la ilustración 84 el resultado de la construcción de la curva de generación acumulada y la curva aproximada del vertimiento de energía de la planta eólica de San Marcos.

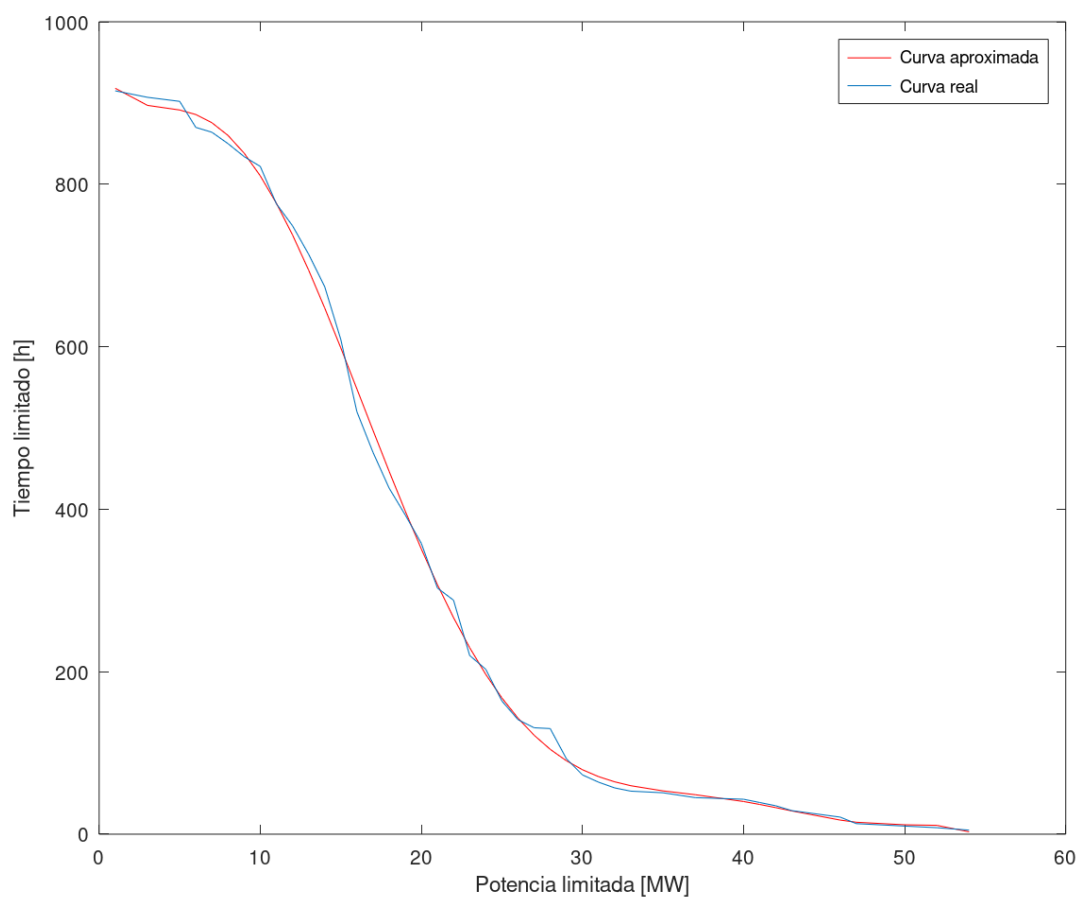


Ilustración 84 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – San Marcos

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

La curva aproximada se realizó mediante una regresión polinomial de la cual también se obtuvo la ecuación 34.

$$y = -1.0247 \cdot 10^{-7}x^7 + 2.1521 \cdot 10^{-5}x^6 - 1.777 \cdot 10^{-3}x^5 + 7.174 \cdot 10^{-2}x^4 - 1.4054x^3 + 10.958x^2 - 38.762x + 947.30$$

Ecuación 34 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de San Marcos

La ecuación 34 describe el comportamiento de la curva y fue utilizada para obtener datos más detallados de potencia y tiempo limitados para calcular la energía vertida aprovechada para cada una de las potencias que fueron analizadas.

La ilustración 85 muestra una curva que representa el aumento de energía vertida aprovechada con respecto a la potencia de los electrolizadores de San Marcos.

Se observa que la energía aprovechada aumenta con el aumento de la potencia del electrolizador, dicho comportamiento se mantiene hasta el punto de inflexión de la curva donde el aumento de energía es cada vez menor respecto al aumento de la potencia del electrolizador.

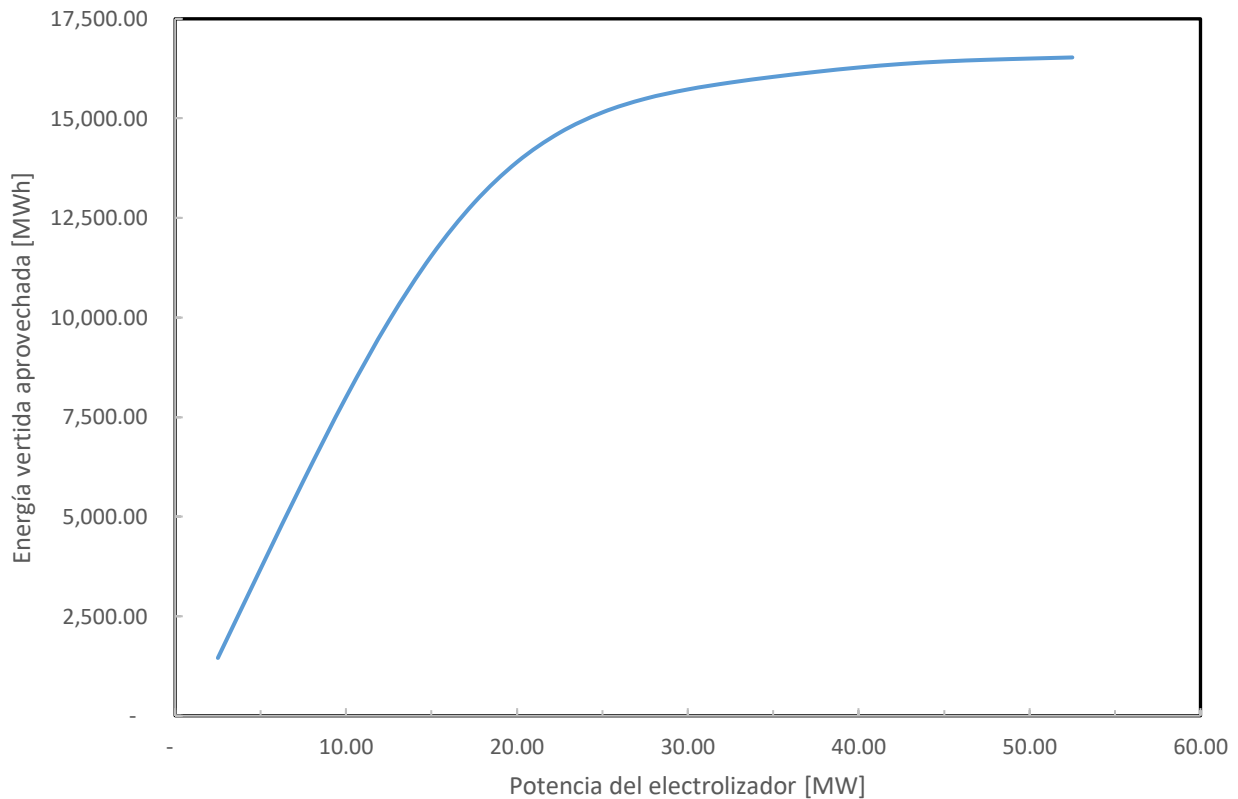


Ilustración 85 Curva de energía vertida aprovechada – San Marcos

Dichos datos de energía vertida aprovechada se utilizaron para realizar un análisis de costo-beneficio para determinar la potencia con el mayor costo-beneficio; la cual se identificó la con la curva de optimización de potencia de electrolizadores presentada en la ilustración 86.

Cabe destacar que el análisis de costo-beneficio utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

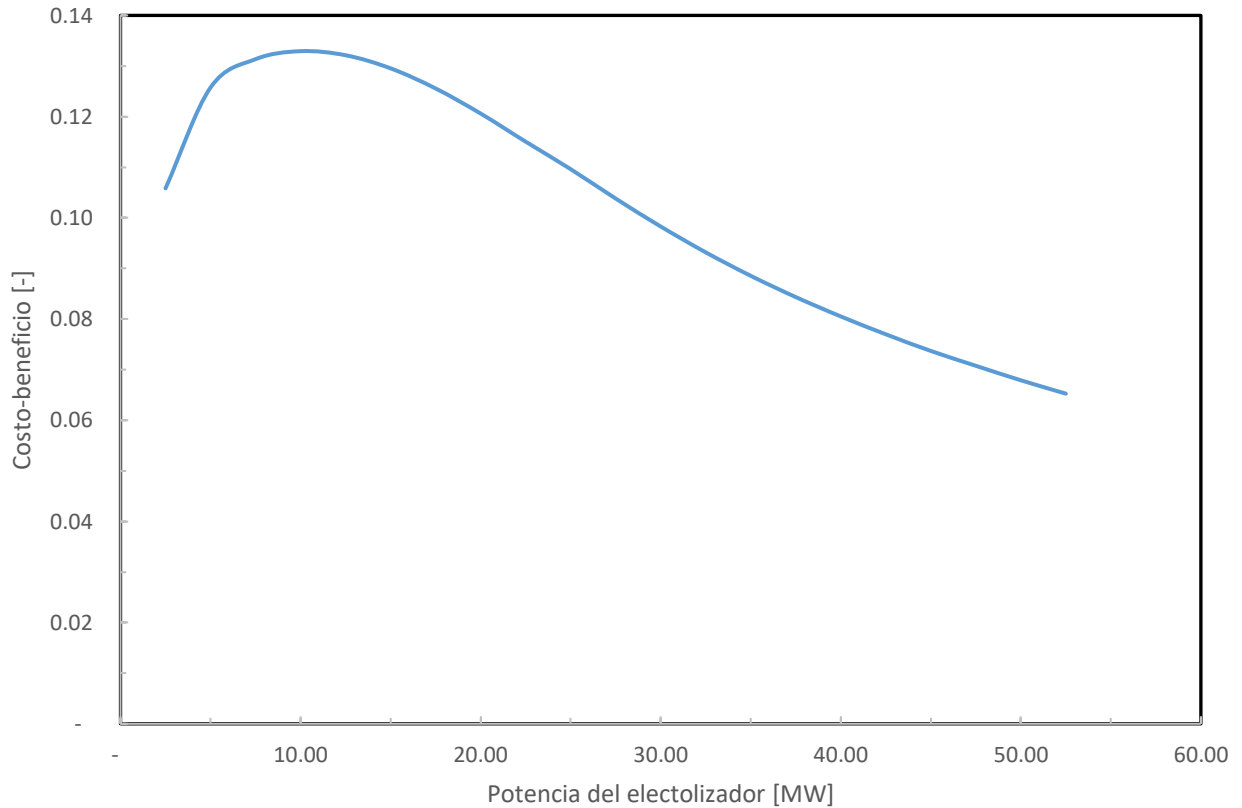


Ilustración 86 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores - San Marcos

Fuente: Elaboración propia

La ilustración 86 muestra que la potencia de electrolizadores de 10 MW es la que posee mayor costo-beneficio. Por tanto, la tabla 41 muestra los resultados del dimensionamiento de la planta de hidrógeno con electrolizadores de 10 MW.

Tabla 41 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno - San Marcos

Potencia del electrolizador [MW]	10.00
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	63,981.65
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,324,397.59
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	39,122,704.81
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	18,335.84
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.21
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	181.42
Potencia de compresor [MW]	0.22
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.02
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	78.25
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,483.33
Consumo de energía de la bomba [MWh]	4.86
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	1.79
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	5,359.27
Beneficio [\$]	2,281,895.06
Costo [\$]	17,165,502.52
Costo-beneficio [-]	0.1329

Fuente: Elaboración propia

Se presenta un resumen de la cantidad de elementos principales necesarios para la construcción de la planta de hidrógeno en la tabla 42.

Tabla 42 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - San Marcos

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	4	10 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	19	180.5 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	42 (tres bloques de 60 kW y un bloque de 30kW)	0.21 MW

Fuente: Elaboración propia

5.3.21 DIMENSIONAMIENTO DE PLANTA DE HIDRÓGENO POWER-TO-POWER EN SOPOSA

La ilustración 87 muestra la curva de generación de energía acumulada y la curva aproximada que representan el vertimiento de energía de la planta solar Soposa.

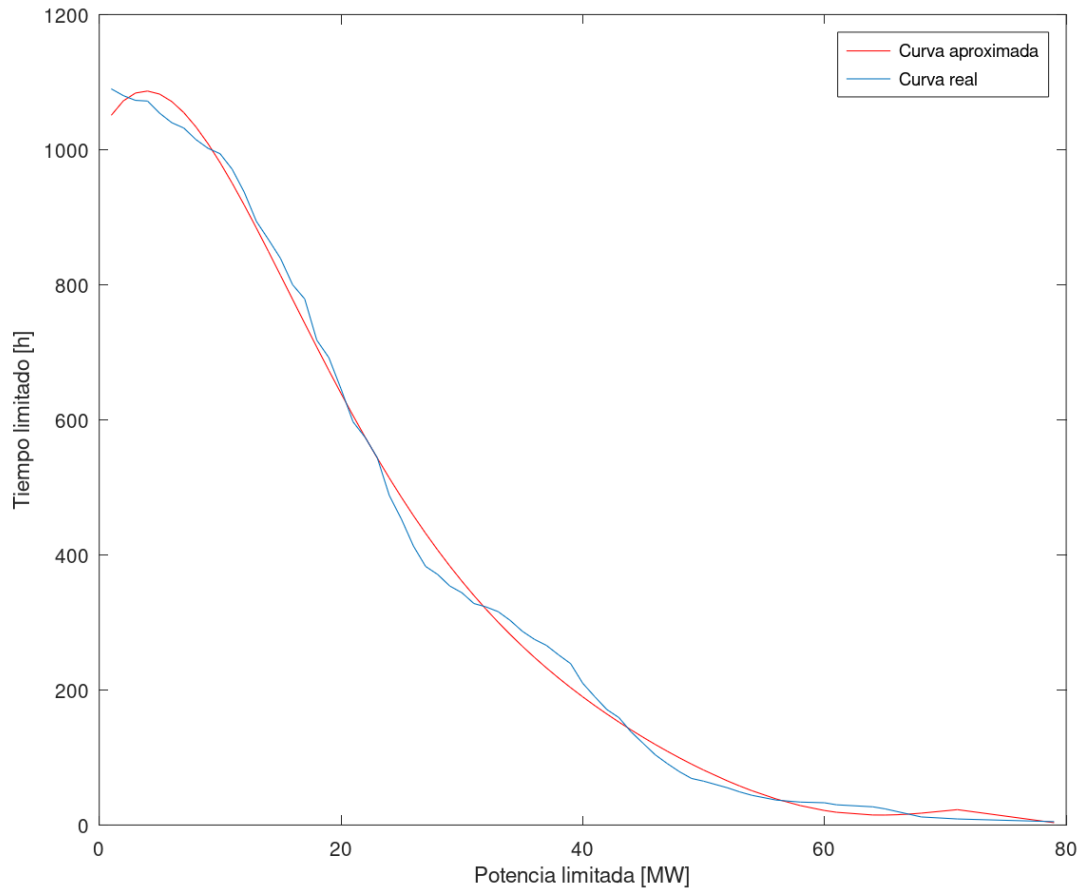


Ilustración 87 Curva de generación de energía acumulada y regresión polinomial – Soposa

Fuente: Elaboración propia con datos recopilados de ODS

La curva aproximada de la ilustración 89 se realizó mediante una regresión polinomial de la cual se obtuvo la ecuación de grado seis que se presenta en la ecuación 35.

$$y = -1.6779 \cdot 10^{-7}x^6 + 4.4952 \cdot 10^{-5}x^5 - 4.7565 \cdot 10^{-3}x^4 + 0.2494x^3 - 6.2953x^2 + 3.8588x + 1,018.4$$

Ecuación 35 Ecuación polinomial de la curva de generación acumulada de Soposa

Se calculó la energía vertida aprovechada para las diversas potencias analizadas con ayuda de la ecuación 35 que brindó datos más detallados de potencia y tiempo limitados.

La ilustración 88 muestra como la energía vertida aprovechada aumenta cuando aumenta la potencia de los electrolizadores. Este aumento de energía vertida aprovechada con respecto al aumento de la potencia de los electrolizadores no es tan notorio gráficamente cuando la curva llega a su punto de inflexión.

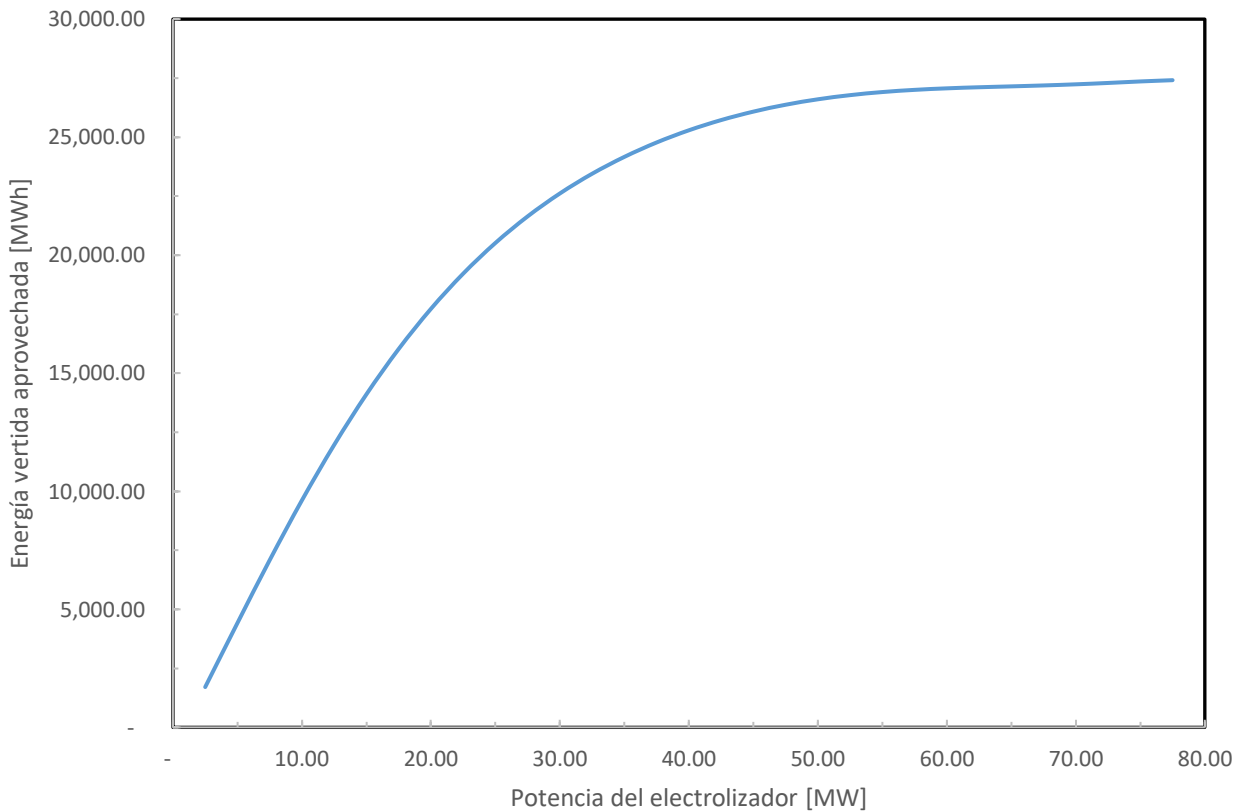


Ilustración 88 Curva de energía vertida aprovechada – Soposa

Fuente: Elaboración propia

Con los resultados de energía vertida aprovechada se realizó un análisis de costo-beneficio para determinar la potencia de electrolizadores que posea el mayor costo-beneficio. Este análisis utilizó los datos de entrada de la tabla 11.

El mayor costo-beneficio se identificó con la curva de optimización de la potencia de electrolizadores de la ilustración 89.

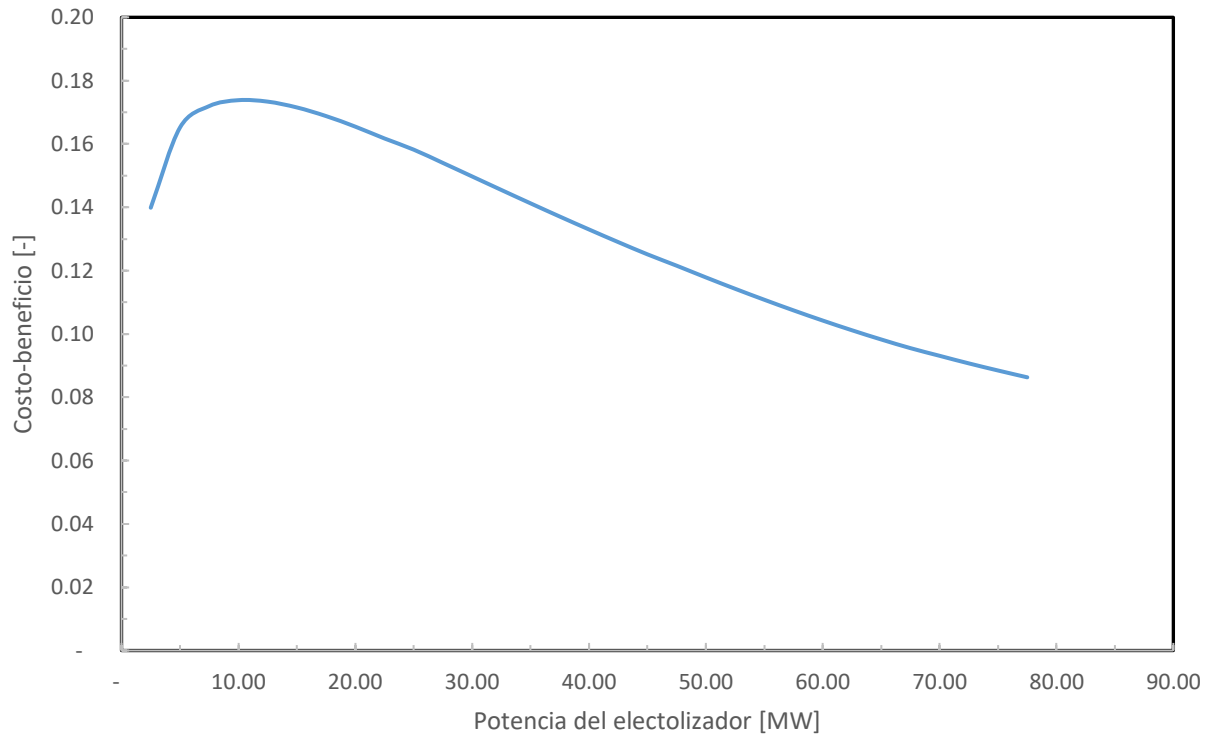


Ilustración 89 Gráfico de optimización de potencia de electrolizadores – Soposa

Fuente: Elaboración propia

La curva de la ilustración 89 muestra que la potencia de electrolizadores 10 MW posee el mayor costo-beneficio. La tabla 43 muestra el resultado del dimensionamiento de la planta de hidrógeno con una potencia de electrolizadores de 10 MW.

Tabla 43 Resultados de dimensionamiento planta de hidrógeno – Soposa

Potencia del electrolizador [MW]	10.00
Energía vertida aprovechada durante vida útil [MWh] (20 años)	76,928.90
Producción de hidrógeno durante vida útil [kg] (20 años)	1,592,401.12
Consumo de agua durante vida útil [kg] (20 años)	47,039,529.20
Generación de energía durante vida útil [MWh] (20 años)	22,046.26
Eficiencia [%]	28.66
Potencia de celda de combustible [MW]	0.25
Capacidad de almacenamiento del tanque [kg]	218.14
Potencia de compresor [MW]	0.22
Tiempo de trabajo del electrolizador/compresor [h]	1.23
Consumo de energía del desmineralizador [MWh]	94.08
Consumo de energía de compresor [MWh]	1,783.49
Consumo de energía de la bomba [MWh]	5.85
Tiempo de llenado del tanque de agua [h]	2.15
Capacidad de almacenamiento diaria del tanque de agua [kg]	6,443.77
Beneficio [\$]	3,405,044.35
Costo [\$]	19,588,466.07
Costo-beneficio [-]	0.1738

Fuente: Elaboración propia

La tabla 44 muestra un resumen de la cantidad de elementos principales necesarios para la construcción de la planta de hidrógeno.

Tabla 44 Resumen de elementos principales en el dimensionamiento - Soposa

Elemento	Capacidad	Cantidad de elementos necesarios	Capacidad total
Electrolizador	2.5 MW	4	10 MW
Tanque de hidrógeno	9.5 kg H ₂	29	275.5 kg H ₂
Celda de combustible	5 kW	50 (cuatro bloques de 60 kW y un bloque de 10 kW)	0.25 MW

Fuente: Elaboración propia

5.4 ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LAS PLANTAS CON PRECIOS A 2025

También se realizó un análisis costo-beneficio de cada una de las plantas con las proyecciones de los costos al año 2025; con el fin de analizar la factibilidad económica de los proyectos en la actualidad (2022) y en el año 2025. De esa manera se determina la conveniencia de realización de los proyectos en diferentes años.

La tabla 45 muestra una comparación de los costos actuales de los electrolizadores y celdas de combustible y los costos de 2025.

Tabla 45 Comparativa de costos 2022-2025

Componente	Precio 2022 [\$/MW]	Precio 2025 [\$/MW]
Electrolizador	1,000,000	900,000
Celda de combustible	3,000,000	800,000

Fuente: Elaboración propia con información de (International Energy Agency, 2015b), (Y. Zhang et al., 2017) y (U.S Department of Energy, 2020) citado en (Mahsa et al., 2020).

La tabla 46 presenta la comparación del costo-beneficio de cada una de las plantas analizadas en esta investigación con los costos de 2022 y 2025.

Tabla 46 Comparación de costo-beneficio de año 2022 y 2025

Planta	Costo-beneficio 2022 [-]	Costo-beneficio 2025 [-]
Cerro de hula	0.1540	0.1751
Cinco Estrellas	0.2067	0.2315
Cohessa	0.1696	0.1947
Chinchayote	0.1380	0.1573
Choluteca dos	0.1830	0.2059
Choluteca uno	0.1457	0.1651
Enerbasa	0.1055	0.1205
Nacaome dos	0.1754	0.1976
Nacaome uno	0.1752	0.1974
Fotersa	0.1493	0.1691
Helios	0.1587	0.1795
Mecer	0.1565	0.1770
Marcovia	0.1780	0.2005
Prados sur	0.1741	0.1963
San Marcos	0.1329	0.1517
Soposa	0.1738	0.2075

Fuente: Elaboración propia

5.5 CÁLCULO DEL ENERGY RETURN ON INVESTMENT (EROI)

Se realizó el cálculo del EROI de cada una de las plantas con la ecuación 23. La tabla 47 muestra los resultados obtenidos.

Tabla 47 Resultados de EROI por planta

Planta	Energía de salida [MWh]	Energía de entrada [MWh]	EROI [-]
Cerro de Hula	45,949.28	164,262.31	0.2797
Cinco Estrellas	22,561.52	80,654.31	0.2797
Cohessa	26,458.41	94,585.16	0.2797
Chinchayote	19,378.80	69,276.52	0.2797
Choloteca dos	18,047.96	64,518.96	0.2797
Choloteca uno	12,478.99	44,610.65	0.2797
Enerbasa	5,287.91	18,871.39	0.2797
Nacaome dos	22,377.94	79,998.03	0.2797
Nacaome uno	16,752.31	59,887.19	0.2797
Fotersa	8,638.02	30,879.74	0.2797
Helios	14,254.18	50,956.73	0.2797
Mecer	13,941.90	49,840.35	0.2797
Marcovia	22,957.06	82,068.31	0.2797
Prados Sur	16,584.13	59,285.96	0.2797
San Marcos	18,335.84	65,548.08	0.2797
Soposa	22,046.26	78,812.32	0.2797

Fuente: Elaboración propia

5.6 ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

La muestra de plantas que poseen vertimiento de energía en el país es de veinte plantas, pero cuatro de ellas (Los Pollitos, Lajas, Llanos del Sur y Fray Lazaro) no poseían vertimiento de energía durante el periodo de muestra o éste era mínimo.

Es por ello, que se dimensionaron dieciséis plantas de hidrógeno Power-to-Power a partir del vertimiento de energía de plantas que utilizan recurso renovable variable entre ellas: tres plantas eólicas y trece plantas solares.

Las fuentes de agua disponibles seleccionadas se escogieron por la cercanía de éstas a las plantas, y se evitaron las fuentes de agua destinadas para preservación forestal.

El consumo de agua de los electrolizadores es de 29.54 kg de H₂O, esto quiere decir que se necesita esa cantidad de agua para producir un kilogramo de hidrógeno (1 kg de H₂)

Una tabla resumen de la generación de energía eléctrica y generación de hidrógeno se presenta en la tabla 48.

Tabla 48 Generación de hidrógeno y energía eléctrica al año por planta

Planta	Hidrógeno generado al año [kg]	Energía eléctrica generada al año [MWh]
Cerro de hula	165,945.82	2,297.46
Cinco Estrellas	81,480.93	1,128.08
Cohessa	95,554.56	1,322.92
Chinchayote	69,986.53	968.94
Choluteca dos	65,180.21	902.39
Choluteca uno	45,067.87	623.95
Enerbasa	19,064.80	263.95
Nacaome dos	80,817.92	1,118.89
Nacaome uno	60,500.97	837.62
Fotersa	31,196.22	431.90
Helios	51,478.98	712.71
Mecer	50,351.16	697.09
Marcovia	82,909.43	1,147.85
Prados sur	59,893.58	829.21
San Marcos	66,219.88	916.79
Soposa	79,620.06	1,102.31
Total de generación	1,105,268.90	13,004.60

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 48, se puede observar que Honduras puede generar al año 1,105,268.90 kilogramos de hidrógeno y 13,004.60 MWh de energía eléctrica a partir del vertimiento de energía eléctrica de dieciséis plantas con recurso renovable variable.

En la ilustración 90, se representan los porcentajes de participación de generación de hidrógeno de cada una de las plantas dimensionadas.

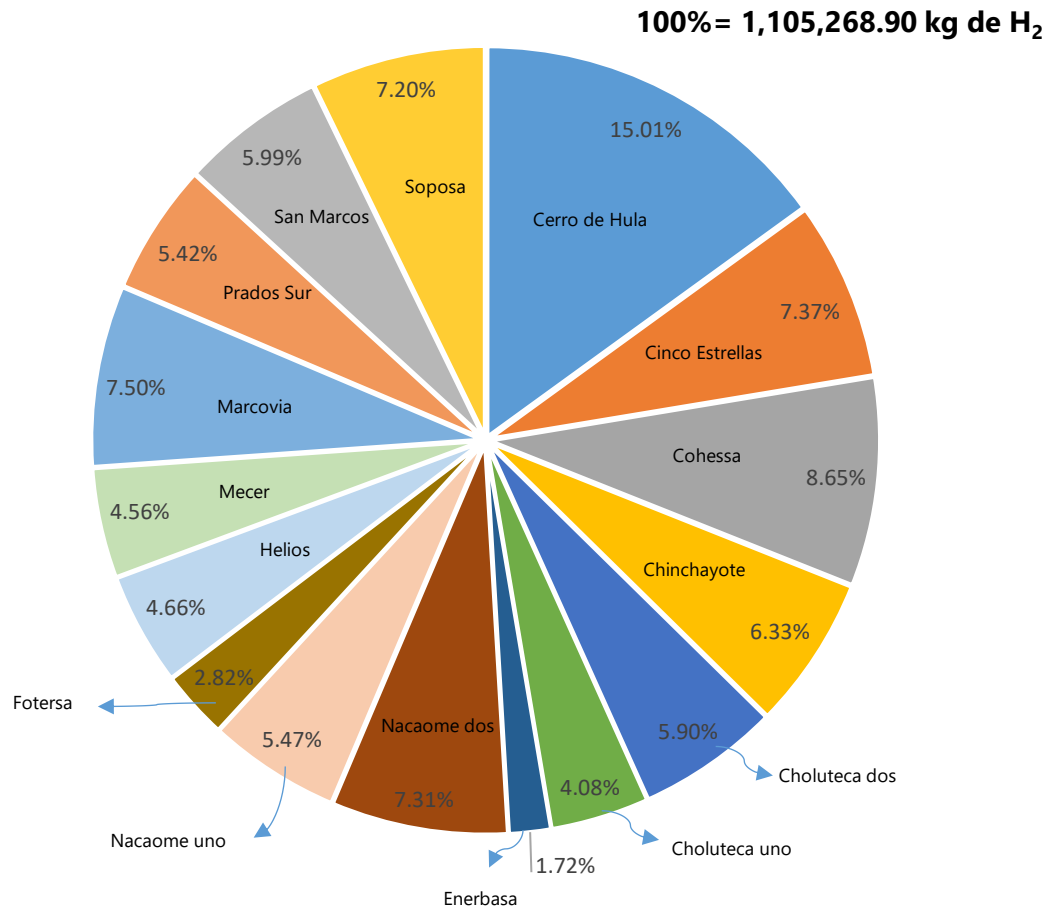


Ilustración 90 Participación en generación de hidrógeno de plantas dimensionadas

Fuente: Elaboración propia

De la ilustración 90 se puede observar que Cerro de Hula es el mayor generador de hidrógeno del país, seguido de Cohessa y Cinco Estrellas.

Por otro lado, la eficiencia total de cada una de las plantas es de 28.66%, lo que presenta una baja eficiencia en todo el proceso. Este valor es acorde a los valores teóricos de eficiencia para las plantas de hidrógeno Power-to-Power de 29% según la (International Energy Agency, 2015b).

La baja eficiencia de estas plantas se debe a los múltiples procesos de conversión de energía por los que la energía es sometida, en cada uno de ellos se pierde potencial de energía química o eléctrica. La eficiencia de cada uno de los elementos de las plantas (electrolizador, celda de

combustible, compresores, entre otros) juega un papel muy importante ya que de ésta depende la cantidad de energía que se pierde en cada etapa del proceso.

Se puede deducir que el 67.14% de la energía de entrada se pierde durante el proceso de conversión de energía eléctrica a química y de energía química a eléctrica.

Al realizar el análisis de costo-beneficio para cada una de las plantas, se pudo encontrar el costo del hidrógeno producido y de la energía eléctrica producida. Estos resultados se encuentran en la tabla 50.

Tabla 49 Costos de hidrógeno y energía eléctrica por planta

Planta	Costo del hidrógeno [\$/kg]	Costo de la energía eléctrica [\$/MWh]
Cerro de Hula	10.19	807.90
Cinco Estrellas	9.47	747.38
Cohessa	11.56	910.47
Chinchayote	11.39	901.98
Choluteca dos	10.71	844.22
Choluteca uno	13.48	973.88
Enerbasa	17.31	1,463.46
Nacaome dos	11.18	807.69
Nacaome uno	11.19	808.59
Fotersa	13.15	949.97
Helios	12.37	893.18
Mecer	12.54	905.89
Marcovia	11.01	795.54
Prados sur	11.26	813.48
San Marcos	11.83	854.63
Soposa	11.28	814.94

Fuente: Elaboración propia

De la tabla 50 se puede observar que el costo del hidrógeno y la energía eléctrica varía según las plantas. Se puede deducir que el menor costo lo poseen las plantas que tienen una mayor producción de hidrógeno como lo son Cinco Estrellas, Nacaome dos y Marcovia.

(IRENA, 2019) muestra que el valor promedio de producción de hidrógeno es de aproximadamente 7 \$/kg H₂. De la tabla 50 se puede observar que los valores obtenidos están por encima del valor presentado por IRENA.

Se puede deducir que la razón por la que el costo calculado es superior al costo que provee (IRENA, 2019) es por la cantidad de hidrógeno producido. Es decir, las plantas de hidrógeno que se estudian en la actualidad utilizan plantas de recurso renovable eólico o solar completamente para la producción de hidrógeno. Lo que significa que toda la energía generada por las plantas solares y eólicas durante todo el día es destinada a la producción de hidrógeno.

Debido a que en esta investigación solo se analizó el vertimiento de energía de las plantas renovables y no su producción total de energía para la producción de hidrógeno, una menor cantidad de hidrógeno es producida y los costos de energía eléctrica e hidrógeno obtenidos son superiores a los presentados en el mercado.

La tabla 46 muestra el costo-beneficio de cada una de las plantas con un análisis de costos del año 2022 y del año 2025.

Se puede apreciar que el costo-beneficio de todas las plantas es menor a uno, lo que significa que el costo generado por la instalación y el uso de las plantas de hidrógeno Power-to-Power es mayor al beneficio que éstas tendrán por la venta de energía eléctrica durante el periodo de la noche.

Realizando el análisis de costo-beneficio con costos del año 2025 donde el costo específico de capital de los electrolizadores y celdas de combustible es menor debido a mejoras en estos elementos, el costo-beneficio es mayor en comparación a los datos de 2022 pero sigue siendo menor a uno.

El costo-beneficio de estas se ve afectado por los altos costos de hidrógeno y energía eléctrica que poseen las plantas y, por el precio de venta de energía asumido en el análisis (Tabla 12). Se puede deducir que en proyectos de generación Power-to-Power el precio de venta de energía eléctrica por medio de hidrógeno que poseen es mayor a los precios asumidos en la tabla 12 para cada planta.

El EROI de las plantas de hidrógeno Power-to-Power es menor a uno, siendo 0.2797. Este valor de EROI significa que se introduce una mayor cantidad de energía que la energía obtenida al final del proceso.

En el contexto de esta investigación, esto quiere decir que la energía eléctrica producida por hidrógeno es menor que la energía eléctrica que fue introducida (vertimiento de energía y, energía para compresor y bomba). Por tanto, se puede deducir que no es factible en términos de energía la producción de hidrógeno para generación de energía eléctrica a ser inyectada durante el periodo de la noche.

El aprovechamiento de los excedentes de energía solar y eólica en Honduras no presenta un costo-beneficio mayor a uno, por lo cual esta inversión no es atractiva. Los resultados del análisis de costo-beneficio serían mayores si se aprovechara toda la cantidad de energía solar y eólica generada en el país, de esa manera la planta de hidrógeno trabajaría más tiempo, generando una mayor cantidad de hidrógeno y, por ende, un mayor beneficio económico.

Contribuyendo a dicho resultado, están las condiciones regulatorias de Honduras. No existe una tarifa de energía diferente para la inyección de energía eléctrica a la red nacional durante el periodo de la noche, a excepción de la aplicada para las centrales hidroeléctricas las cuales tienen un mayor beneficio con la inyección de energía en las horas pico de demanda de energía eléctrica. La tarifa de energía de la generación solar y eólica se mantiene constante durante todo el periodo del día.

Debido a que actualmente (2022) en Honduras el hidrógeno no forma parte de la matriz energética del país no existe ningún incentivo tarifario o de cualquier otro tipo para la generación de hidrógeno verde. En cambio, otros países centroamericanos como Guatemala están avanzando en el marco regulatorio del hidrógeno verde.

Si el incentivo de una tarifa de energía para inyección de energía durante el periodo de la noche fuera aplicado para la generación de hidrógeno mediante energía solar y eólica y, existiese un marco regulatorio para la generación de hidrógeno; los resultados de costo-beneficio podrían ser mayores en el análisis realizado.

VI. CONCLUSIONES

Se realizó un cálculo preliminar del potencial de generación y almacenamiento de hidrógeno verde producido con electrólisis a partir de vertimiento de energía solar y eólica de las plantas cuya potencia es limitada por el Centro Nacional de Despacho en Honduras. La cantidad de energía eléctrica generada al año con hidrógeno verde producido de vertimiento de energía solar y eólica también fue determinada. Se identificaron las fuentes de agua para la obtención del recurso para llevar a cabo el proceso de electrólisis. Electrolizadores de agua alcalina y celdas de combustibles de membrana de polímero electrolítica fueron utilizados para el dimensionamiento de las plantas de hidrógeno Power-to-Power. Se crearon curvas de generación de energía acumulada para estimar la cantidad de energía vertida aprovechada por las diferentes potencias de electrolizadores. Un análisis de costo-beneficio fue realizado para cada una de las posibles potencias instaladas de las dieciséis plantas de hidrógeno Power-to-Power, dimensionándose aquellas que obtuvieron el mayor costo-beneficio. Posteriormente se calculó el Energy Return on Investment para cada una de las plantas dimensionadas. Los principales hallazgos de esta investigación son los siguientes:

- Honduras puede generar al año aproximadamente 1,105,268.90 kilogramos de hidrógeno verde con el vertimiento de la energía solar y eólica de dieciséis plantas cuya generación de energía es limitado por el Centro Nacional de Despacho de Honduras. Los mayores productores de hidrógeno verde en el país son Cerro de Hula con 15.01% del hidrógeno producido anualmente seguido de COHESSA con 8.65% del hidrógeno producido al año.
- Con el hidrógeno producido anualmente en Honduras, se pueden generar 13,004.60 MWh de energía eléctrica al año para inyección en la red eléctrica nacional durante el periodo de la noche mediante el uso de celdas de combustible. Siendo los mayores productores de energía proporcionales a los mayores productores de hidrógeno verde en el país.
- El costo-beneficio calculado para cada una de las plantas de hidrógeno Power-to-Power dimensionadas es menor a uno; denotando que el costo de la planta es superior al beneficio que ésta trae. El mayor costo-beneficio calculado de las plantas de hidrógeno verde fue de 0.2067 que corresponde a la planta solar Cinco Estrellas y el menor costo-

beneficio calculado es de 0.1055 de la planta solar Enerbasa. Dichos valores de costo-beneficio muestran que la instalación de plantas de hidrógeno Power-to-Power en Honduras no es factible económicamente.

- El costo promedio calculado del hidrógeno verde generado en Honduras es de 11.98 \$/kg H₂ y el precio promedio de la energía eléctrica generada a partir de hidrógeno verde es de 893.33 \$/MWh. Enerbasa posee los mayores con 17.31 \$/kg H₂ y 1,463.46 \$/MWh. Cinco Estrellas tiene los menores costos con 9.47\$/kg H₂ y 747.38\$/MWh.
- El Energy Return of Investment (EROI) calculado para las plantas de hidrógeno Power-to-Power es de 0.2797. Dicho valor muestra que la energía que se entrega a la red eléctrica nacional durante el periodo de la noche es menor a la cantidad de energía eléctrica que fue utilizada para su obtención. Este valor es el mismo para todas las plantas ya que se usaron los mismos electrolizadores y celdas de combustible para cada una de las plantas dimensionadas, por lo que su consumo de energía eléctrica e hidrógeno es proporcional.

La principal limitación de esta investigación es la variabilidad de las limitaciones de potencia y tiempo de limitación de las plantas que utilizan recurso renovable variable para la generación de energía eléctrica. En el dimensionamiento de las plantas de hidrógeno Power-to-Power se asumió un tiempo de trabajo diario para los electrolizadores que es proporcional al tiempo de limitación de las plantas renovables. Sin embargo, este tiempo de limitación puede ser menor o mayor al estimado dependiendo de lo que dicte el Centro Nacional de Despacho de Honduras.

A pesar de dicha limitación, creemos que esta investigación puede servir de guía para una estimación de potencial de hidrógeno verde en las distintas plantas renovables existentes o no existentes hasta la fecha, 2022, en el país para que puedan ser añadidas en los futuros planes indicativos de expansión de generación de energía eléctrica en Honduras. Esto ayudaría en el proceso de transición energética, descarbonización, estabilidad de frecuencia en el sistema eléctrico de potencia e independencia de combustibles fósiles del país.

VII. RECOMENDACIONES

Durante el proceso de realización de la investigación con el fin de responder las preguntas de investigación planteadas, surgieron algunas recomendaciones y son las siguientes:

- De no poseer una metodología para determinación de potencia limitada y tiempo de limitación para las plantas con uso de recurso renovable variable, se recomienda el desarrollo de una por parte del Centro Nacional de Despacho. Dicha metodología podría tomar en cuenta todos los motivos existentes de las limitaciones (por ejemplo, demanda nacional de energía eléctrica, variabilidad del recurso eólica y solar, entre otros) para poder realizar predicciones de vertimiento. De esa manera, se pueden proyectar datos de vertimiento de energía para periodos de tiempo determinados.
- Debido al elevado precio de los dispositivos electroquímicos, no se recomienda la realización de este tipo de proyectos en Honduras en la actualidad (2022). Se recomienda la realización de proyectos cuando la tecnología de los dispositivos presente mayor madurez en el proceso de fabricación. En 2025 el costo-beneficio de las plantas es mayor al calculado para el año 2022, debido a que el precio de las tecnologías disminuye de acuerdo con la madurez que poseen.
- Al no existir una regulación de hidrógeno verde en el país, la realización de estos proyectos se dificulta. Se recomienda al Gobierno de la República la creación de un marco regulatorio para la producción de hidrógeno verde donde se incentive la generación de éste (como se realizó con la energía solar en la reforma del decreto 70-2007) y la producción de energía eléctrica con el vector energético para inyección en la red eléctrica para el periodo de la noche. Se pueden implementar tarifas de energía eléctrica a partir de hidrógeno más elevadas a las actuales que poseen los proyectos solares y eólicas; además de incentivos para inversión extranjera. De ser creada dicha regulación se cree que los costos de hidrógeno y energía eléctrica disminuirían y el costo-beneficio sería mayor.

VIII. BIBLIOGRAFÍA

- AIRBUS. (2021, octubre 28). *Power-to-Liquids, explained* / Airbus. <https://www.airbus.com/en/newsroom/news/2021-07-power-to-liquids-explained>
- Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (2003). *Power System Control and Stability* (2a ed.).
- Ayodele, T. R., & Munda, J. L. (2019). *Potential and economic viability of green hydrogen production by water electrolysis using wind energy resources in South Africa*.
- Banerjee, S., & Mukhopadhyay, P. (2007). *Phase Transformations* (Vol. 12).
- Barbir, F. (2013). *PEM Fuel Cells: Theory and practice* (2nd ed.).
- Bhandari, R. (2022). *Green hydrogen production potential in West Africa—Case of Niger*.
- Blanco, H. (2021, julio 22). Hydrogen production in 2050: How much water will 74EJ need? *Energy Post*. <https://energypost.eu/hydrogen-production-in-2050-how-much-water-will-74ej-need/>
- Bolcich, J. C. (2018). *Hidrógeno y energías renovables: Antecedentes y perspectivas en Argentina*. 68.
- Burns, R. (2011). *Fundamentos de química* (5a ed.).
- Carta, J. A., Pérez, R., Santos, A., & Castro Gil, M.-A. (2009). *Centrales de energías renovables: Generación eléctrica con energías renovables*. PEARSON EDUCATION, S.A.
- CertifHy Canada Inc. (2020). *Green and Blue Hydrogen*. <https://www.certifhy.ca/Green%20and%20Blue%20H2.html>
- Chun-Ha, L., Xin-Jian, Z., Guang-Yi, C., Sheng, S., & Ming-Rou, H. (2009). *Dynamic modeling and sizing optimization of stand-alone photovoltaic power systems using hybrid energy storage technology*.
- Crozzoli, P., Gullo, F., Milanesi, J., Sánchez Barros, A., & Trivellini, L. (2020). *Análisis de prefactibilidad de una planta productora de hidrógeno*. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
- Dahbi, S., Aziz, A., Messaoudi, A., Mazozi, I., Kassmi, K., & Benazzi, N. (2017). *Management of excess energy in a photovoltaic grid system by production of clean hydrogen*.

Dilico. (2022). *Electrolyzers: Function & application* / DiLiCo. <https://www.dilico.de/en/elektrolyseure.php>

Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2021). *Boletín Estadístico noviembre 2021* (p. 19).

Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2022). *Boletín Estadístico Junio 2022*.

ENEL. (2021, septiembre 10). *Instalan la Primera Piedra del Proyecto Piloto para Producir Hidrógeno Verde en Magallanes*. <https://www.enel.cl/content/enel-cl/es/megamenu/conoce-enel/prensa/press-enel-green-power-chile/2021/09/instalan-primera-piedra-proyecto-piloto-producir-hidrogeno-verde-en-magallanes.html>

ENTSOE. (2016). *Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe*.

EU Energy Efficiency Directive. (2015). *Understanding energy efficiency*.

Facet, C. (2014). *Curva de carga o de demanda*.

Freris, L., & Infield, D. (2008). *Renewable Energy in Power Systems*.

Fúnez Guerra, C., & Reyes-Bozo, L. (2019). *El hidrógeno como vector energético*.

García-Cerrada, A., Jiménez, C., Antolín, M., Rouco, L., & Sigríst, L. (2017). *Impacto de la transición energética sobre la seguridad y calidad del funcionamiento del sistema eléctrico*. Universidad Pontificia Comillas.

GNU Octave. (2022). *GNU Octave*. <https://octave.org/index>

Gobierno de la República de Honduras. (2021). *Actualización de la Contribución Nacional Determinada* (p. 68).

Gómez, J. (2018). *ESTABILIDAD DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA INTERCONECTADO CON ALTA PENETRACIÓN DE RENOVABLE*.

Universidad Pontificia Comillas.

Gondal, I. A., Masood, S. A., & Khan, R. (2018). *Green hydrogen production potential for developing a hydrogen economy in Pakistan*.

Hatziargyriou, N., Milanovi, J. V., Rahmann, C., Ajarapu, V., Canizares, C., Erlich, I., Hill, D., Hiskens, I., Kamwa, I., Pal, B., Pourbeik, P., Sanchez-Gasca, J. J., Stankovi, A., Van Cutsem, T.,

- Vittal, V., & Vournas, C. (2020). *Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies from IEEE* (Technical Report PES-TR77). IEEE.
- Huang, Y., & Liu, S.-J. (2020). *Chinese Green Hydrogen Production Potential Development: A Provincial Case Study*.
- Idriss, H. (2004). *Platinum metals review* (Vol. 48).
- International Energy Agency. (2015a). *Technology roadmap: Hydrogen and fuel cells*.
- International Energy Agency. (2015b). *Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*.
- International Energy Agency. (2020). *Hidrógeno en América Latina* (p. 95).
- International Renewable Energy Agency. (2018). *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*.
- International Renewable Energy Agency. (2019). *Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables*.
- IRENA. (2019). *Hydrogen: A renewable energy perspective*.
- Jaganathan, R. K., & Saha, T. K. (2004). *Voltage stability analysis of grid connected embedded generators*.
- Keçebaş, A., Kayfeci, M., & Bayat, M. (2019). *Solar hydrogen production*.
- Kundur, P. (1993). *Power Systems Stability and Control*.
- Lampert, D., Cai, H., & Elgowainy, A. (2016). *Wells to wheels: Water consumption for transportation fuels in the United States*.
- Letcher, T. M. (2022). *Comprehensive Renewable Energy*.
- Linares Hurtado, J. I., & Moratilla Soria, B. Y. (2007). *El hidrógeno y la energía*.
- Loyo Gómez, M. de L. (2018). *Reporte Final de Estadía*.
- Mahsa, D., Campana, P., & Thorin, E. (2020). *Power-to-hydrogen storage integrated with rooftop photovoltaic systems and combined heat and power plants*.
- Martins, M. (2006). *Voltage Stability Issues Related to Implementation of Large Wind Farms*.

- Mason, I. G., Verbytska, A., & Miller, A. J. V. (2019). *Using surplus electricity to produce green hydrogen*.
- Mazza, A., Bompard, E., & Chicco, G. (2018). *Applications of power to gas technologies in emerging electrical systems*.
- Microsoft 365. (2019). *Documentos de Visual Basic: Inicio, tutoriales y referencias*. <https://docs.microsoft.com/es-es/dotnet/visual-basic/>
- Microsoft 365. (2021). *Visualización de datos | Microsoft Power BI*. <https://powerbi.microsoft.com/es-es/>
- Microsoft 365. (2022). *Software de hojas de cálculo Microsoft Excel | Microsoft 365*. <https://www.microsoft.com/es-ww/microsoft-365/excel>
- MINAE. (2021). *COSTA RICA ES FINALISTA PARA ACCEDER A FONDOS PARA DESARROLLAR PROYECTO DE HIDROGENO VERDE*. <https://minae.go.cr/noticias-minae/comunicados/241-costa-rica-es-finalista-para-acceder-a-fondos-para-desarrollar-proyecto-de-hidrogeno-verde>
- Ministerio de Energía en Chile. (2020). *Estrategia Nacional de hidrógeno Verde: Chile, fuente energética para un planeta cero emisiones* (p. 33).
- ODS. (2021). *Plan indicativo de expansión de generación 2022-2031*.
- ODS. (2022a). *Guía para Limitación de Generación Renovable Variable*.
- ODS. (2022b). *Operador del sistema*. <https://www.ods.org.hn/index.php>
- OLADE. (2013). *Estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia con generación renovable*.
- Ortega Aguaza. (2012). *Análisis Coste-Beneficio*.
- Posso, F., Galeano, M., Baranda, C., Franco, D., Rincón, A., Zambrano, J., Cavaliero, C., & López, D. (2022). *Towards the Hydrogen Economy in Paraguay: Green hydrogen production potential and end-uses*.
- Rosa, L., & Mazzotti, M. (2022). *Potential for hydrogen production from sustainable biomass with carbon capture and storage*.
- Sampieri Hernández, R. (2014). *Metodología de la investigación*.

Schiebahn, S., Grube, T., Robinius, M., Tietz, V., Kumar, B., & Stolten, D. (2015). *Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany*.

Secretaría de Energía, Recursos Naturales, Ambiente y Minas. (2022). *Agua de Honduras*. <https://aguadehonduras.gob.hn/>

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. (2018). *Balance Energético Nacional* (p. 102).

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. (2019). *Balance Energético Nacional* (p. 111).

Secretaría de Estado en el Despacho de Energía. (2020). *Balance Energético Nacional* (p. 102).

Shell. (2017). *Shell hydrogen study: Energy of the future?*

Smets, A., Jager, K., Isabella, O., Van Swaaij, R., & Zeman, M. (2016). *Solar Energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion technologies and systems*.

Sorensen, B. (2004). *Renewable Energy: Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects*. (Third Edition).

Sorensen, B. (2005). *Hydrogen and Fuel Cells: Emerging Technologies and Applications*.

Stetson, N. t, McWhorter, S., & Ahn, C. C. (2016). *Compendium of hydrogen energy. Volume 2: Hydrogen storage, distribution and infrastructure*.

Subramani, V., Basile, A., & Veziroglu, T. N. (2015). *Compendium of hydrogen energy. Volume 1: Hydrogen Production and Purification* (Vol. 1).

Tara Energy, T. (2022, enero 4). *Understanding Chemical Energy: The Complete Guide*. Tara Energy. <https://taraenergy.com/blog/understanding-chemical-energy-the-complete-guide/>

Thapa, B. S., Neupane, B., Yang, H., & Lee, Y.-H. (2021). *Green hydrogen potentials from surplus hydro energy in Nepal*.

U.S Department of Energy. (2020). *DOE Technical Targets for Fuel Cell Systems for Stationary (Combined Heat and Power) Applications*. Energy.Gov. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-fuel-cell-systems-stationary-combined-heat-and-power>

U.S Department of Energy. (2021a). *Alternative Fuels Data Center: Hydrogen Basics*. https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_basics.html

U.S Department of Energy. (2021b). *Hydrogen Storage*. Energy.Gov. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>

Yan, R., Saha, T. K., Modi, N., Masood, N.-A., & Mosadeghy, M. (2015). *The combined effects of high penetration of wind and PV on power system frequency response*.

YCC TEAM. (2022, febrero 15). *The difference between gray, blue, and green hydrogen* » Yale Climate Connections. Yale Climate Connections. <http://yaleclimateconnections.org/2022/02/the-difference-between-gray-blue-and-green-hydrogen/>

Zhang, L., Zhao, H., Wilkinson, D., Sun, X., & Zhang, J. (2020). *Electrochemical Water Electrolysis: Fundamentals and Technologies*.

Zhang, Y., Campana, P., Lundblad, A., & Yan, J. (2017). *Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation*.

Züttel, A. (2004). *Hydrogen storage methods*.

IX. ANEXOS

Anexo 1 Coordenadas de georreferencia de las plantas con vertimiento de energía en Honduras

<i>Planta</i>	<i>Tipo de planta</i>	<i>Latitud</i>	<i>Longitud</i>
Cerro de hula	Eólica	13.9235	-87.256
Cinco Estrellas	Solar	13.2283	-87.24
Cohessa	Solar	13.5144	-87.563
Chincayote	Eólica	13.3817	-86.958
Choluteca dos	Solar	13.2246	-87.216
Choluteca uno	Solar	13.2269	-87.2
Enerbasa	Solar	13.4055	-87.334
Fray Lazaro	Solar	13.3739	-87.309
Nacaome dos	Solar	13.4827	-87.548
Nacaome uno	Solar	13.5225	-87.551
Fotersa	Solar	13.2691	-87.237
Helios	Solar	13.2114	-87.217
Lajas	Solar	13.4222	-87.116
Llanos del sur	Solar	13.3871	-87.32
Mecer	Solar	13.2142	-87.224
Marcovia	Solar	13.2895	-87.27
Los pollitos	Solar	15.3789	-88.204
Prados sur	Solar	13.1399	-87.153
San Marcos	Eólica	13.4212	-86.927
Soposa	Solar	13.5219	-87.559

Fuente: Elaboración propia con datos de Google Earth

Anexo 2 Ejemplo de informe diario de limitaciones a renovables por ODS



RESUMEN DE LIMITACIÓN RENOVABLE VARIABLE

Fecha Inicio: 05/04/20

Fecha Fin: 05/04/20

1. RESUMEN ENERGIA TOTAL

Planta	Energia Vertida (MWh)	Potencia M. Limitada(MW)	Tiempo en Limitación(h)
CERRO DE HULA	0.0000	0.0000	0.0000
CINCO ESTRELLAS	19.5500	23.0000	0.8500
COHESSA	21.4667	23.0000	0.9333
CHINCHAYOTE	0.0000	0.0000	0.0000
CHOLUTEGA DOS	10.3133	11.9000	0.8667
CHOLUTEGA UNO	6.4167	7.0000	0.9167
ENERBASA	0.0000	0.0000	0.0000
FRAY LAZARO	0.0000	0.0000	0.0000
NACAOME DOS	13.9633	14.2000	0.9833
NACAOME UNO	17.7833	19.4000	0.9167
FOTERSA	6.8833	7.0000	0.9833
HELIOS	10.3350	11.7000	0.8833
LAJAS	0.0000	0.0000	0.0000
LLANOS DEL SUR	0.0000	0.0000	0.0000
MECER	6.3750	7.5000	0.8500
MARCOVIA	7.8667	8.0000	0.9833
LOS POLLITOS	0.0000	0.0000	0.0000
PRADOS SUR	6.1417	16.7500	0.3667
SAN MARCOS	0.0000	0.0000	0.0000
SOPOSA	21.1400	21.8000	1.0000

Observaciones:

Anexo 3 Ficha técnica del electrolizador DQ500 de John Cockerill

DQ500, Alkaline Electrolyser | 500 Nm³/h

Medium Scale Applications

John Cockerill's technology

More than 200 years of history.

Active in the hydrogen sector for more than 25 years of R&D and production of electrolysis systems.

Pressure

Green hydrogen is delivered at 30 bar (g)

Scalability

The DQ500 is a 2,5MW stack easily duplicable to reach large scale plants.

High H₂ purity

Our purification system can deliver 99,999% purity H₂ purity. This H₂ is suitable for the use in fuel cell vehicles.

The purification system is autonomous and does not consume any gases

DQ500 ELECTROLYSER	
H₂ gas production	
Nominal H ₂ flow	500 Nm ³ /h (1068 kg/day)
Flow range	40% - 100%
Delivery pressure	30 bar (g) without compression
H ₂ purity before purification system	99.8%
H ₂ purity after purification system	99.999% suitable for fuel cell application
Electrical requirements	
Plant power consumption (AC)	2500 KW
Stack consumption (DC)	4.0 – 4.3 kWh/Nm ³ H ₂
Electrical converter power factor	≥ 95%
Total Harmonic Distortion (THD)	≤ 5%
Primary voltage	3.3 – 20 kV (typical 10 kV) (optional up to 34 kV)
Feed water and electrolyte	
Water conductivity required	< 1 μS/cm (demineralization process available in option)
Demineralized water consumption	0.92 l/Nm ³ H ₂
Electrolyte	30% KOH aqueous solution
Stack lifetime	
Expected lifetime	≥ 20 years
Optimal runtime	Approx. 12 years
Degradation rate	Approx. ≤ 1% /year
Dimensions & weight	
Plant footprint	Approx. 300 m ²
Stack dimensions (LxWxH)	3.5 m x 2.2 m x 2.2 m
Stack weight	26 000 kg
Norms & standards	
Marking	CE
Norms compliancy	European PED, ATEX, EMC

DQ500 © John Cockerill Renewables – Design: H2stacks

John Cockerill Renewables
hydrogen@johncockerill.com
h2.johncockerill.com

Anexo 5 Código en GNU Octave para realizar una regresión polinomial

```
1 clear all
2
3 %Código para importar datos de Excel a Octave, definiendo los datos potencia
4 %como "x" y los datos de tiempo como "y" (dichos datos son de la construcción
5 %de la curva de generación acumulada
6 pkg load io
7 num = xlsread('Pruebal.xlsx')
8 x = num(:,1)
9 y = num(:,2)
10
11 %Código para realizar la regresión polinomial y asignación de una variable
12 polyfit(x,y,6)
13 p=polyfit(x,y,6)
14
15 %Código para obtener los valores de tiempo para todas las potencias obtenidas
16 %en la curva de generación acumulada con el fin de graficar la línea de
17 %tendencia con la regresión polinomial
18
19 polyval(p,x)
20 pvg=polyval(p,x)
21
22 %Código para graficar la línea de tendencia
23 plot(x,pvg,'-r')
24 %Código para graficar la curva de generación acumulada
25 %original sobre la línea de tendencia
26 hold on
27 plot(x,y)
28 title('Potencia limitada [MW] vs Tiempo limitado [h]')
29 xlabel('Potencia limitada [MW]')
30 ylabel('Tiempo limitado [h]')
31
32 legend('Polinomia de grado 6','Curva P vs t')
33
34 %Código para obtener los valores de tiempo limitado para todas
35 %las potencias de 0.1MW en 0.1MW
36 polyval(p,1:0.1:151)
37 pp=polyval(p, 1:0.1:151)
38 a = 1:0.1:151
39 %Código para exportar datos de tiempo obtenidos a Excel
40 xlswrite('Pruebal.xlsx', [a(:), pp(:)])
```

Anexo 6 Ficha técnica de la celda de combustible FCGen de Ballard

Product Specifications

Specification	Value
Power Rating	5.0kW
Nominal Voltage	48 Vdc
Voltage Adjustable	48 to 55 Vdc or -48 to -55 Vdc
Voltage ripple	< 100mVpp @ 30MHz
Overall Size (WxDxH)	500 x 567 x 617 mm (19.69" x 22.32" x 24.17")
Product Weight	75 kg (165 lbs.)
Fuel Storage	External hydrogen cylinders
Fuel Connection	Valve Block with 3 inlet strings
Fuel inlet pressure	5 bar(g) (Ballard supplied pressure regulator)
Fuel Specification	Hydrogen (Grade 3.5 or higher)
Fuel Consumption	13.4 NLPM of hydrogen per kW
Fuel monitoring	Dry contact alarm when a fuel string is empty
Enclosure Material	Alu-Zink Coated Sheet Metal and Aluminum
Indoor Installation Environment	Pollution degree 2
Sound Level	50 dBA at 1 meter at 5kW
Temperature Range	-20°C to +46°C (-4°F to +115°F) Ambient Temperature (Process Air) 5°C to +46°C (41°F to +115°F) Room/Indoor Temperature
Relative Humidity	5%-95% Non-Condensing
Alarms	Dry Contacts
Parallel Operation	Up to 12 FCgen® -H2PM Systems can be operated in parallel for up to 60kW of power output
Start-Up Time	System provides seamless response to grid loss with DC bus battery or UltraCap Unit add-on
Standby Power	32W (DC) and 61W (AC & DC) including UltraCap option 0W to 200W (AC heater) Freeze Protection
AC Power Input	110/230 VAC (90-264 VAC) 50/60Hz
Certifications	CE
Alarms	Dry Contacts / SNMP via Eltek Smartpack S
Fuel Consumption	53.6 NLPM of hydrogen @ 4.0kW power output
Includes	Description
4001700	FC Unit, FCgen® -H2PM 5.0kW/48V
4001750	Controller, FCgen® -H2PM 5.0kW/48V
4000870	Valve Block, FCgen® -H2PM 5.0kW/48V

Here for life™

Ballard Power Systems
Majsmarken 1
DK-9500 Hobro
Denmark

Contact us
(+45) 8843 5500
marketing@ballard.com
ballard.com

Anexo 7 Ficha técnica del tanque de almacenamiento MAHYTEC



DATASHEET

TANK – 500bar from 160L to 300L

High-pressure hydrogen storage

Ideal for gas transportation



Can be installed/packaged in a rack or container by 1, 2, 3...

TERMS OF SERVICE				
Maximum working pressure (PS)	500bar			
Maximum refilling pressure	500bar			
Temperature of use	From -40°C to 65°C			
Position of use	Vertical or horizontal			
Permeation rate	0.1 Ncm ³ /h/L			
DIMENSIONS				
Inner volume	160L	200L	250L	300L
Mass of empty tank	150Kg	180Kg	210Kg	240Kg
Mass of hydrogen stored at 500b (15°C)	5Kg	6.5Kg	8Kg	9.5Kg
External dimensions (cm) (without support)	Ø 48 L 180	Ø 48 L 222	Ø 48 L 263	Ø 48 L 307
Thread Int.	1" - ½ - 12UNF			
MATERIALS				
Body material	Type IV polymer liner with carbon composite			
Boss (x2)	Stainless steel - Aluminum alloy			
REGULATION TEST				
Service life	10 years / 5,000 cycles			
Hydraulic pressure proof test	750bar			
Approved according to	EN12245 - PED 2014/68/EU & TPED 2010/35/EU			
OPTIONS				
Plug	Thread on request			
Valve	PED or TPED			
PRV	Maximum 500 bar			
Fitting rack	Simple (configuration in bundle possible)			

CL-DS7

Update: 19/07/2021



All data are subject to change without notification

MAHYTEC - 6 rue Léon Bel, 39100 Dole - France / contact@mahytec.com - www.mahytec.com - +33 (03) 84 80 17 20