

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL



Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“Diseño de un sistema para la producción de hidrógeno verde”

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Electricidad

Presentado por:

Adonis David Carmilema Severino

Víctor Omar Padilla Asunción

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios por haberme dado la sabiduría para culminar mis estudios. A mis padres porque han sido los más importantes para mi formación profesional. A todas las personas que de alguna u otra manera confiaron en que lo lograría. Dedico esta tesis a mis amigos, mis hermanos y demás familiares para que tomen de ejemplo que con perseverancia y trabajo duro todas las metas se alcanzan. Y por último dedico este proyecto a mi enamorada por animarme y siempre confiar en que llegaría el día en que culmine esta etapa.

Adonis David Carmilema Severino

Este trabajo se lo dedico a Dios, a mis padres, mi hermano y mi abuela (+), esta última aportó a mi carrera con sus grandes enseñanzas. A mis amigos, en especial a los hermanos ESPOLE me dio, gracias a su apoyo moral y académico hoy estoy finalizando esta etapa. Agradezco a Jocelyne, Franklin, Homero, Gabriel, Azael, José, Arnold, amigos del Suit, mesas y del coliseo, esto se los dedico. Finalmente quiero dedicar este trabajo a Iliana, por todo su amor, apoyo y motivación para alcanzar esta meta.

Victor Omar Padilla Asunción

AGRADECIMIENTO

Mi más sincero agradecimiento a Dios por darme la fortaleza para seguir avanzando. A mis padres por ser el motor que impulsa mis sueños y esperanzas, quienes han estado siempre a mi lado en los días y noches más difíciles a lo largo de mi formación. A la Espol por la oportunidad de llevar mis estudios en esta prestigiosa universidad. A mi tutor y profesor en este proyecto por la guía recibida. Por último y no menos importante agradezco a mis amigos más cercanos Johsac, Madeleine y Ely, por sus constantes mensajes de motivación.

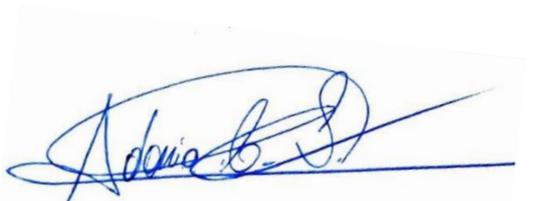
Adonis David Carmilema Severino

A la ESPOL por permitirnos desarrollar nuestras habilidades y facilitar las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo, a mi compañero Adonis por su valiosa aportación para la finalización de este trabajo. También a nuestro tutor y profesores de tesis, ya que con sus sugerencias logramos encaminar correctamente este proyecto integrador.

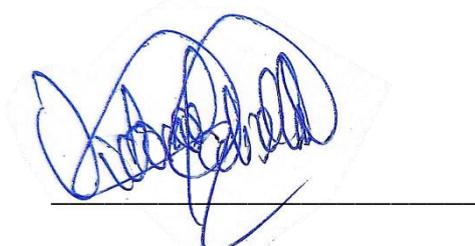
Victor Omar Padilla Asunción

DECLARACION EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Adonis David Carmilema Severino y Víctor Omar Padilla Asunción damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Adonis David Carmilema Severino



Víctor Omar Padilla Asunción

EVALUADORES

PhD. Ángel Recalde

PROFESOR DE LA MATERIA

MSc. Iván Endara

TUTOR DE LA MATERIA

RESUMEN

Una planta de producción de hidrógeno verde en Ecuador es una oportunidad para aumentar la riqueza de energías limpias, actualmente el país posee un Mix Energético con 90% energías renovables, por ello se pretende alimentar esta planta de directamente desde el SNI. Por consiguiente, para determinar la factibilidad de este proyecto se tienen que analizar aspectos legales, técnicos, y económicos.

Se propuso que la ubicación de la planta sea en las inmediaciones de la C. H. Daule-Peripa. A nivel técnico, a la planta se la dividió en tres etapas que fueron: potabilización, electrólisis y compresión. Para el estudio económico se analizó todas las variables de ingreso y de egreso necesarias para el flujo de caja.

A nivel técnico se logró demostrar que no se causa efectos negativos en el SNI. A nivel económico los resultados tomaron en consideración una tarifa preferencial del precio de la energía eléctrica a 30,00 USD/MWh, a partir de allí se trabajó con las variables de mayor impacto, los cuales fueron la tasa de interés, precio de venta de hidrógeno y horas de operación diaria. En resumen, se generaron ocho escenarios, obteniendo tres casos con un TIR favorable.

En general, es rentable producir hidrógeno mientras ocurran las condiciones mínimas o máximas descritas en las variables de mayor impacto. Por otro lado, se dispuso medidas para evitar impactos hacia la red del SNI. En cuando al ámbito legal por medio de leyes y acuerdos internacionales la implementación de la planta si es posible, pero se requieren regulaciones.

Palabras clave: Hidrógeno verde, electrólisis, compresión, TIR.

ABSTRACT

A green hydrogen production plant in Ecuador is an opportunity to increase clean energy, currently the country has an Energy Mix with 90% renewable energy, therefore it is intended to feed this plant directly from the SNI. Therefore, to determine the feasibility of this project, legal, technical, and economic aspects must be analyzed.

It was proposed that the location of the plant be in the vicinity of the Hydropower Plant Daule-Peripa. At a technical level, the plant was divided into three stages that were: purification, electrolysis, and compression. For the economic study, all the income and expenditure variables necessary for the cash flow were analyzed.

At a technical level, it was possible to demonstrate that it does not cause negative effects on the SNI. At an economic level, the results considered a preferential tariff for the price of electricity at USD 30.00/MWh, from there, the variables with the greatest impact were used, which were the interest rate, the sale price of hydrogen and hours of daily operation. In summary, eight scenarios were generated, obtaining three cases with a favorable IRR.

In general, it is profitable to produce hydrogen if the minimum or maximum conditions described in the variables with the greatest impact occur. On the other hand, measures were established to avoid impacts on the SNI network. Regarding the legal framework, through laws and international agreements, the implementation of the plant is possible, but regulations are required.

Keywords: *Green hydrogen, electrolysis, compression, IRR.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	v
ABSTRACT	vi
ABREVIATURAS	xii
SIMBOLOGIA	xiii
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	17
CAPITULO 1.....	19
1. INTRODUCCION	19
1.1 DESCRIPCION DEL PROBLEMA	19
1.2 JUSTIFICACION DEL PROBLEMA	20
1.3 OBJETIVOS	20
1.3.1 Objetivo general	20
1.3.2 Objetivos específicos.....	20
1.4 TIPOS DE HIDRÓGENO Y METODOS DE PRODUCCION	21
1.5 TECNOLOGÍAS DE ELECTRÓLISIS.....	21
1.5.1 Electrólisis por membrana de intercambio de protones PEM	22
1.6 REGULACIONES Y REFORMAS LEGALES PARA LA PRODUCCION DE HIDRÓGENO.....	23
1.6.1 Ley Orgánica de Eficiencia Energética.....	23
1.6.2 Acuerdos Internacionales. (Acuerdo de Paris)	24
1.6.3 Políticas ambientales para el uso del agua	24
1.6.4 Factibilidad de una conexión al SNI a 230 KV.....	25
1.7 UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO	25
1.7.1 Potencial de hidrógeno en Ecuador.....	25

1.7.2 Presa Daule Peripa y Embalse.....	26
1.7.3 Embalse	27
1.8 PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE	28
1.8.1 Etapa de potabilización	28
1.8.2 Etapa de electrólisis	29
1.8.3 Etapa de compresión y almacenamiento.....	31
1.9 LOGISTICA DEL HIDRÓGENO PRODUCIDO	32
1.9.1 Consumo de agua relacionado al hidrógeno producido	32
1.9.2 Costo de la energía eléctrica en alto voltaje	33
1.9.3 Almacenamiento y transporte	34
1.10 IMPLEMENTACION DEL HIDRÓGENO PRODUCIDO	36
1.10.1 Exportación al mercado internacional de hidrógeno.....	36
1.10.2 Aplicaciones con combustible hidrógeno.....	36
1.10.3 Potenciación del sector industrial en Ecuador.....	37
1.10.4 Mercado de carbono e hidrógeno.....	37
1.10.5 Turbinas de Gas	38
1.11 ASPECTO ECONOMICO	40
1.11.1 Valor Actual Neto (VAN).....	40
1.11.2 Tasa interna de retorno (TIR)	41
CAPITULO 2.....	43
2. METODOLOGIA	43
2.1 MODELADO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE	43
2.1.1 Funcionamiento de la etapa de potabilización.....	43
2.1.2 Funcionamiento de la etapa de electrolizado	44
2.1.3 Funcionamiento de la etapa de compresión	46
2.1.4 Nivel de tensión	46
2.1.5 Potencia y energía total consumida por la planta de producción de H ₂	46

2.1.6 Selección de transformadores	47
2.1.7 Protecciones eléctricas de la planta de hidrógeno	48
2.2 DIAGRAMAS UNIFILARES	49
2.3 FLUJO DE CARGA Y COORDINACION DE PROTECCIONES	53
2.3.1 Simulación del flujo de carga	53
2.3.2 Configuración de las protecciones eléctricas en la planta de hidrógeno verde	56
2.3.3 Coordinación de protecciones	58
2.3.4 Curvas de coordinación de relés	61
2.4 POTENCIA Y ENERGIA CONSUMIDA A LA RED DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	65
2.4.1 Nivel de producción 50% (Operación 10 horas 10PM-8AM)	66
2.4.2 Nivel de producción 100% (Operación 20 horas 10PM-6PM)	67
2.5 Proforma presupuestaria.....	68
2.5.1 Electrolizador y compresores	69
2.5.2 Almacenamiento.....	69
2.5.3 Etapa de potabilización	69
2.5.4 Instalación, importación y obra civil.....	69
2.5.5 Perdidas por imprevistos	69
2.5.6 Transformadores y sistema eléctrico.....	70
2.6 Devaluación en el tiempo.....	70
2.7 Sumatoria de ingresos	71
2.7.1 Venta de hidrógeno para exportación.....	71
2.7.2 Venta de hidrógeno para consumo local	71
2.7.3 Venta de bonos de carbono	72
2.8 Sumatoria de egresos	74
2.8.1 Gastos de consumo eléctrico	74

2.8.2 Gastos de transporte	75
2.8.3 Salarios del personal	76
2.8.4 Gastos de operación y mantenimiento (O&M).....	77
2.9 Tasas de interés y amortización	77
2.8.1 Tasas de interés de entidades locales.	77
2.8.2 Tasas de interés internacionales	77
2.10 Flujo de caja.....	78
CAPITULO 3.....	81
3. RESULTADOS Y DISCUSION	81
3.1 Discusión respecto al ámbito legal.....	81
3.2 Efectos del impacto en la red del SNI	83
3.3 Tablas de amortización	85
3.3.1 Tabla de amortización proyectada por una entidad financiera local	85
3.3.2 Tabla de amortización proyectada por una entidad financiera internacional .	86
3.4 Resultados de flujo de caja	86
3.4.1 Escenario 1: Crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 50% y venta de H2 para consumo interno.	87
3.4.2 Escenario 2: Crédito en entidad financiera local, nivel producción al 50% y venta de H2 para exportación.	88
3.4.3 Escenario 3: Crédito en entidad financiera local, nivel producción al 100% y venta de H2 para consumo interno.	90
3.4.4 Escenario 4: Crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 100% y venta de H2 para exportación.....	92
3.4.5 Escenario 5: Crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 50% y venta de H2 para consumo interno.....	93
3.4.6 Escenario 6: Crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 50% y venta de H2 para exportación.....	95

3.4.7 Escenario 7: Crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 100% y venta de H2 para consumo interno.....	97
3.4.8 Escenario 8: Crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 100% y venta de H2 para exportación.....	99
3. 5 Discusión factibilidad económica	102
3.5.1 Escenarios negativos	102
3.5.2 Escenarios positivos.....	104
3.5.3 Análisis del costo de energía eléctrica y la tasa interna de retorno	104
3.5.4 Análisis del precio de los bonos de carbono y la tasa interna de retorno	105
CAPITULO 4.....	107
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	107
BIBLIOGRAFIA.....	110
APÉNDICE	i

ABREVIATURAS

ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
CAPEX	Capital expenditure
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía del Ecuador
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
FIEC	Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación
GEI	Gases de efecto invernadero
SBU	Salario Básico Unificado
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
TIR	Tasa interna de retorno
USD	Dólares Americanos (Unites State Dollars)
VAN	Valor actual neto

SIMBOLOGIA

A/cm ²	Amperios por centímetros cuadrados
AC	Corriente Alterna
CO ₂	Dióxido de Carbono
DC	Corriente Directa
eH ₂	Hidrógeno verde
GEI	Gases de efecto invernadero
h	horas
HP	Caballos de fuerza
kg	kilogramo
kW	kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
LPS	Litros por segundo
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
Nm ³ /h	Metros cúbicos normales por hora
PSI	Libras por pulgada cuadrada
tCO ₂	Toneladas de Dióxido de carbono

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.1 Método de electrólisis PEM.....	23
Ilustración 1.2. Localización tentativa para la planta de producción de hidrógeno.	26
Ilustración 1.3. Represa Daule Peripa	26
Ilustración 1.4. Embalse Daule Peripa.....	27
Ilustración 1.5. Potabilizador de agua ACUAPLUS SYNERTECH 1.1 LPS.....	28
Ilustración 1.6. Electrolizador Silyzer 300 incluye instrumentación de proceso y analítica de gases. Siemens Energy.....	30
Ilustración 1.7. El paquete H ₂ que ofrece Siemens Energy incluye electrolizador, compresor y almacenamiento.....	31
Ilustración 1.8. Gama de compresores diseñados por DRESSER-RAND y distribuidos por Siemens Energy.	32
Ilustración 1.9. Tanques de almacenamiento de hidrógeno con capacidad de 3000 m ³	35
Ilustración 1.10. Camión cargado de Hidrógeno comprimido (Linde)	35
Ilustración 1.11. Diagrama de la economía H ₂ hacia un futuro neutro en carbono.....	37
Ilustración 1.12. Modelos de turbinas de gas distribuidas por Siemens Energy, con el porcentaje de hidrógeno que puede ser combinado con gas natural.	38
Ilustración 1.13. Demostración esquemática de la operación de la turbina SGT-400 la cual opera con una combinación H ₂ y gas natural. Siemens	39
Ilustración 1.14. El paquete de re-electrificación que ofrece Siemens Energy incluye la turbina de gas y el motor alternativo. Siemens.....	40
Ilustración 2.1. Diagrama esquemático de la planta de producción de Hidrógeno verde. Fuente: Siemens Energy	43
Ilustración 2.2. Esquema de funcionamiento de la potabilizadora ACUAPLUS SYNERTECH 1.1 LPS.....	44
Ilustración 2.3. Esquema de funcionamiento de la electrolizadora Silyzer 300 1-A.....	45
Ilustración 2.4. Esquema de funcionamiento de la electrolizadora Silyzer 300 1-B.....	45
Ilustración 2.5. Esquema estructural del compresor Dresser-Rand.....	46
Ilustración 2.6. Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. Cenace	49
Ilustración 2.7. Diagrama Unifilar SEP actual de la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa con la conexión de las S/E que mantiene ligadas.	50

Ilustración 2.8. Diagrama Unifilar SEP de la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa con la conexión de las S/E que mantiene ligadas, incluyendo la demanda de la planta de producción de hidrógeno verde.	51
Ilustración 2.9. Diagrama Unifilar de la planta de producción de hidrógeno verde. Elaboración propia.....	52
Ilustración 2.10. Simulación del flujo de potencia del sistema conformado por la central hidroeléctrica y la planta de hidrógeno verde.	54
Ilustración 2.11. Simulación del flujo de potencia bajo escenario de despacho máximo por parte de la central Daule Peripa.	55
Ilustración 2.12. Selección de las protecciones en la barra a 138 kV.....	56
Ilustración 2.13. Selección de las protecciones en la barra a 13,8 kV	56
Ilustración 2.14. Cálculo de cortocircuito 3F en Barra Planta de Hidrógeno.....	57
Ilustración 2.15. Cálculo de cortocircuito 2F en Barra Planta de Hidrógeno.....	57
Ilustración 2.16. Configuración tira fusible del transformador de distribución.	58
Ilustración 2.17. Configuración de la protección 51 de la planta de hidrógeno verde....	59
Ilustración 2.18. Configuración de la protección 50 de la planta de hidrógeno verde....	59
Ilustración 2.19. Configuración de la protección 87 de la planta de hidrógeno verde....	60
Ilustración 2.20. Seteo de protección de temporizada de la central Daule Peripa.....	60
Ilustración 2.21. Seteo de protección instantánea de la central Daule Peripa.....	61
Ilustración 2.22. Curva de coordinación de protección 50/51 aguas abajo en estado nominal, sin fallas en el sistema.	61
Ilustración 2.23. Curva de coordinación de protección 50/51 cuando ocurre la falla mínima.....	62
Ilustración 2.24. Curva de coordinación de protección 87T en estado nominal, sin fallas en el sistema, mostrando zona de no actuación.....	62
Ilustración 2.25. Curva de coordinación de protección 87T cuando ocurre la falla mínima, ingresa en zona de actuación.....	63
Ilustración 2.26. Coordinación de protecciones 50/51 en estado nominal a nivel de 13,8 kV.	64
Ilustración 2.27. Coordinación de protecciones 50/51 en caso de corriente mínima de falla a nivel de 13,8 kV.	65
Ilustración 2.28. Curva de demanda diaria promedio de la C. H. Daule-Peripa. CENACE.	66

Ilustración 2.29. Curva de demanda diaria promedio incluyendo el escenario de operación de 10 horas diarias de la C. H. Daule-Peripa.....	67
Ilustración 2.30. Curva de demanda diaria promedio incluyendo el escenario de operación de 20 horas diarias de la C. H. Daule-Peripa.....	68
Ilustración 2.31. Distancia recorrida desde la planta de hidrógeno en Daule-Peripa hasta la zona portuaria de Guayaquil. Google Maps.....	75
Ilustración 2.32. Representación del flujo de caja para la planta de producción de H ₂ .	78
Ilustración 3.1. Curva de proyección del precio de venta de eH ₂ vs. la Tasa Interna de Retorno, si se mantiene un nivel de producción al 50%.	103
Ilustración 3.2. Curva de repercusión del costo de energía eléctrica vs. el TIR, si se mantiene el precio de venta a 6,00 USD/kg eH ₂ y un nivel de producción al 100%. ...	104
Ilustración 3.3. Curva de proyección del precio de bonos de carbono vs el TIR, si se mantiene el precio de venta a 6,00 USD/kg eH ₂ y un nivel de producción al 100%. ...	105

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Tonos de hidrógeno en función de su producción y subproductos	21
Tabla 1.2. Tabla comparativa de las tecnologías de electrolisis.....	22
Tabla 1.3. Datos de generación Represa Daule Peripa	27
Tabla 1.4. Datos del embalse Daule Peripa	27
Tabla 1.5. Ficha técnica Potabilizador de agua ACUAPLUS SYNERTECH 1.1 LPS	29
Tabla 1.6. Ficha técnica Electrolizador Silyzer 300, Siemens Energy	30
Tabla 1.7. Ficha técnica compresora Dresser-Rand	32
Tabla 1.8. Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución para alto voltaje. CNEL Guayas-Los Ríos	33
Tabla 1.9. Dimensiones y capacidad del camión destinado al transporte de hidrógeno.	36
Tabla 2.1. Potencia total de la Planta de producción de Hidrógeno en KW.	46
Tabla 2.2. Transformadores de arco de horno eléctrico disponibles en el mercado por parte de General Electric.....	48
Tabla 2.3. Características de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Daule Peripa.....	53
Tabla 2.4. Características de los transformadores de la central hidroeléctrica Daule Peripa.....	53
Tabla 2.5. Potencia y consumo de energía eléctrica de cada una de las etapas considerando un nivel de producción al 50%.	66
Tabla 2.6. Potencia y consumo de energía eléctrica de cada una de las etapas considerando un nivel de producción al 100%.	68
Tabla 2.7. Costo total de la inversión para la planta de producción de hidrógeno.....	70
Tabla 2.8. Depreciación anual de los equipos del proyecto.	71
Tabla 2.9. Ingresos por venta de e-hidrógeno al mercado internacional	71
Tabla 2.10. Ingresos por venta de e-hidrógeno para consumo local	72
Tabla 2.11. Ingresos por venta de bonos de carbono.	73
Tabla 2.12. Gastos por consumo de energía eléctrica basado en las tarifas del pliego tarifario en Alto voltaje consumidor comercial.	74
Tabla 2.13. Gastos por consumo de energía eléctrica basado en acuerdos bilaterales con una tarifa preferencial de 30 USD/MWh.	74
Tabla 2.14. Desembolso anual destinado para la transportación del hidrógeno.	76

Tabla 2.15. Desembolso anual de salarios del personal	76
Tabla 2.16. Tasas de interés máximas vigentes del Banco Central del Ecuador.	77
Tabla 2.17. Tabla de verdad de los escenarios de flujo de caja considerando variables de nivel de producción, tasa de interés y venta de H ₂	79
Tabla 2.18. Interpretación binaria de las variables en la tabla de verdad de los ocho escenarios.	80
Tabla 3.1. Potencia y energía promedio que debe ser provista por la C. H. Daule-Peripa para satisfacer la planta de producción de eH ₂ para niveles de producción al 50% y al 100%.	83
Tabla 3.2. Simulación de la tabla de amortización del crédito del CAPEX otorgado por una entidad financiera local con una tasa de interés del 9,33%	85
Tabla 3.3. Simulación de la tabla de amortización del crédito del CAPEX otorgado por una entidad financiera extranjera con una tasa de interés del 5,00%	86
Tabla 3.4. Flujo de caja del escenario 1, donde se considera el crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 50% y venta de H ₂ para consumo interno.	88
Tabla 3.5. Flujo de caja del escenario 2, donde se considera el crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 50% y venta de H ₂ para exportación.	90
Tabla 3.6. Flujo de caja del escenario 3, donde se considera el crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 100% y venta de H ₂ para consumo interno.	91
Tabla 3.7. Flujo de caja del escenario 4, donde se considera el crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 100% y venta de H ₂ para exportación.	93
Tabla 3.8. Flujo de caja del escenario 5, donde se considera el crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 50% y venta de H ₂ para consumo interno.	95
Tabla 3.9. Flujo de caja del escenario 6, donde se considera el crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 50% y venta de H ₂ para exportación. ...	97
Tabla 3.10. Flujo de caja del escenario 7, donde se considera el crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 100% y venta de H ₂ para consumo interno.	99
Tabla 3.11. Flujo de caja del escenario 8, donde se considera el crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 100% y venta de H ₂ para exportación.	101
Tabla 3.12. Resultados de la evaluación de rentabilidad de los escenarios	102

CAPITULO 1

1. INTRODUCCION

El hidrógeno es el elemento más abundante en el planeta, pero no se encuentra en estado puro, tras distintos procesos de separación se obtiene gas de hidrógeno que es utilizado como recurso energético y con la ventaja de que puede acumularse. Bajo este concepto la producción de hidrógeno a nivel global representa un avance significativo en cuanto al desarrollo de tecnologías que permitan el aprovechamiento óptimo de energía. El gas de hidrógeno actualmente se utiliza en procesos químicos e industriales, para generación de calor, como combustible en medios de transporte y también para generación de electricidad, posicionándose como la tecnología multiuso y con alta disponibilidad. Existen diferentes métodos para la producción de hidrógeno, sin embargo, se enfatiza en la necesidad de producción utilizando energía proveniente de fuentes limpias o renovables, de esta manera el costo de producción se reduce drásticamente y también colabora con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Ecuador es un país rico en recursos hídricos, además gran parte de la generación eléctrica proviene de centrales hidroeléctricas, por lo cual la idea de producción de hidrógeno verde no es una idea descabellada, en este capítulo se definirá el problema que pretende solucionar este proyecto, su justificación y los aspectos principales a considerar para el desarrollo del análisis de factibilidad.

1.1 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

El alto precio del gas natural y de los combustibles fósiles utilizados como materia prima para la generación de energía ha provocado que el costo de la energía eléctrica se haya disparado a niveles históricos en varios países de Europa. Esto ha conllevado a que seleccionen alternativas económicamente sustentables para mitigar la crisis energética, con lo cual optan por una transición a tecnologías de generación donde la materia prima sea el hidrógeno verde por su precio y porque no provoca emisiones de CO₂. Ante la necesidad de este elemento, Ecuador puede introducirse en el mercado de

producción de hidrógeno, debido a que cuenta con el recurso hídrico y puede aprovechar que tiene uno de los costos de energía eléctrica más bajos de la región.

1.2 JUSTIFICACION DEL PROBLEMA

La producción de hidrógeno verde aumentaría la riqueza de energías limpias de Ecuador, de la misma forma que incrementaría la variedad en la matriz energética con la que actualmente cuenta. Adicionalmente, se incentivaría a nuevas industrias locales al uso de hidrógeno como materia prima para fines de manufactura. Ecuador tiene una de las energías más baratas de la región, pues el 90% de su energía es provista gracias a las hidroeléctricas, por lo cual no sólo tiene la oportunidad de desarrollar hidrógeno verde a un costo relativamente bajo, sino que empezaría a producir combustibles limpios que requiere el mundo para evitar los cambios climáticos y el calentamiento global. De modo que, se debería tener un amplio enfoque económico de la sustentabilidad de este energético ya sea para uso local, para exportación o para negociación de bonos de carbono.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general

Determinar la factibilidad de la producción de hidrógeno verde en Ecuador considerando limitantes de red, geográficas, legales y medioambientales para su posterior comercialización.

1.3.2 Objetivos específicos

- Constatar la factibilidad de la implementación dentro del marco legal y de las regulaciones del estado.
- Diseñar la conexión de la planta de producción conectada a la red.
- Analizar el impacto en la red que ocasiona la planta de producción de hidrógeno verde en el Sistema Nacional Interconectado, así como los requerimientos necesarios para su conexión.
- Verificar la factibilidad económica de la producción de hidrógeno verde mediante el análisis de costo de producción y precios de venta en el mercado.

1.4 TIPOS DE HIDRÓGENO Y METODOS DE PRODUCCION

El hidrógeno se clasifica en diferentes colores en función de su producción y subproductos. A continuación, se presenta una tabla con algunos de los diferentes tonos de hidrógeno [1].

Tono	Característica distintiva	
	Proceso	Subproducto
Verde	Electrólisis del agua	Oxígeno
Azul	Reformado con vapor	CO, CO ₂
Gris	Metano reformación con vapor	CO
Turquesa	Pirolisis de metano	Carbono solido
Café	Combustión de combustibles fósiles	CO, CH ₄ , tar

Tabla 0.1. Tonos de hidrógeno en función de su producción y subproductos

El método más común de producción de hidrógeno es el reformado con vapor, que es la síntesis de hidrógeno azul al permitir que el gas natural reaccione con vapor a alta temperatura. Esto es más común por su bajo costo y eficiencia [2]. Sin embargo, no es muy amable con el medio ambiente y, por lo tanto, va en contra del propósito mismo de considerar fuentes de energía alternativas.

1.5 ELECTRÓLISIS DEL AGUA

La electrólisis del agua implica la división del agua por una corriente eléctrica en átomos de hidrógeno y oxígeno. Es un proceso muy limpio ya que la principal materia prima base requerida es el agua y el principal subproducto es el oxígeno. Si la electricidad utilizada se genera a partir de fuentes renovables como la energía solar o eólica, el hidrógeno resultante también se considera renovable o verde [3]. Las tecnologías de electrólisis para obtención de hidrógeno se han desarrollado según su escala de producción, siendo en gran, mediana y pequeña escala las siguientes: la tecnología alcalina (ALK), la tecnología de membrana de intercambio de protones (PEM) y la tecnología de óxido sólido (SOEC).

Tecnología	ALK	PEM	SOEC
Características de la tecnología	Implementación a gran escala	Implementación a pequeña escala	Prototipo de laboratorio
Temperatura de operación [C]	70 – 90	70 – 80	600 – 1000
Densidad de corriente [A/cm ²]	0.2 – 0.4	1.0 – 2.0	1.0 – 10.0
Escala de producción [Nm ³ /h]	0.5 – 1000	0.01 – 500	–
Consumo de energía [kWh/Nm ³]	4.5 – 5.5	3.8 – 5.0	2.6 – 3.6
Eficiencia de Sistema [%]	60 – 75%	70 – 90%	85 – 100%
Años de vida útil del sistema	10 – 20	10 – 20	–

Tabla 0.2. Tabla comparativa de las tecnologías de electrolisis.

La tecnología alcalina (ALK) tiene un gasto de capital promedio bajo, llegando a los 1000 \$/KW, siendo más económica que la tecnología PEM, cuyo valor medio es de 1400 \$ / KW, sin embargo, esta última logra una eficiencia máxima del 90%. Por último, la tecnología SOEC tiene un menor consumo energético en comparación a las dos tecnologías previamente mostradas y presenta una mejor eficiencia por encima del 85%. Sin embargo, aún se encuentra en etapa experimental mientras las demás opciones ya se encuentran próximas a ser comercializadas [4]. Independientemente de la tecnología de electrolizadores, la electrólisis es un método de producción de e-H₂ que utiliza una gran cantidad de energía para la producción de hidrógeno, donde la huella ambiental se limita a la cadena de suministro de electricidad [5].

1.5.1 Electrólisis por membrana de intercambio de protones PEM

El método de electrólisis PEM se utilizó por primera vez en la década de 1960 para superar las desventajas que presentaba la tecnología de electrólisis alcalina. En la electrólisis PEM, se utiliza un electrolito polimérico sólido (SPE) para transferir protones del ánodo al cátodo. Por lo tanto, involucra una membrana de intercambio de protones. El agua se suministra como materia prima, que se oxida para liberar oxígeno, electrones y protones. Esto tiene lugar en el ánodo [1] [2].

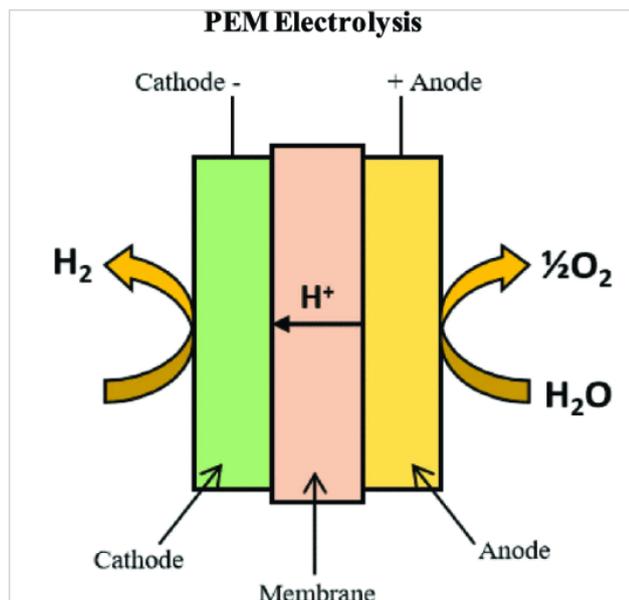


Ilustración 0.1 Método de electrólisis PEM

1.6 REGULACIONES PARA LA PRODUCCION DE HIDRÓGENO

Sin embargo, en diciembre de 2022, a través de un comunicado de prensa por parte del Ministerio de Energía y Minas se da el primer paso, con el trazado de hoja de ruta para la producción del hidrógeno verde en el país. El objetivo principal de este acontecimiento es el ingreso a futuro de Ecuador al mercado competitivo del Hidrógeno, tal como ya lo han hecho otros países de la región como Argentina, Colombia y Chile [6].

1.6.1 Ley Orgánica de Eficiencia Energética

En el año 2019 se emite al país la Ley de Eficiencia Energética, la cual se realiza considerando el cumplimiento de los Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS 7,9,11,12,13), la cual en el Art 1, promueve el uso eficiente y racional de la energía en todas sus formas, de esta manera aumentar la productividad y construir una cultura sostenible con el ambiente. En el Art 3, se promociona la energía limpia y la reducción de gases de efecto invernadero. También se promueve el mejoramiento de la productividad y la competitividad a través de la reducción de costos por uso eficiente de la energía; así mismo, se define la eficiencia energética como: “el conjunto de acciones que permiten optimizar la relación entre la implementación de diversas medidas de gestión, de hábitos culturales en la comunidad e

inversiones en tecnologías más eficientes, sin afectar al confort y calidad de vida de la población” [7].

1.6.2 Acuerdos Internacionales. (Acuerdo de Paris)

El acuerdo de Paris es un tratado internacional legalmente vinculante. Entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. En la actualidad, 194 partes (193 países más la Unión Europea) lo han firmado. Dentro de estos países se encuentra Ecuador.

El Acuerdo establece objetivos a largo plazo como guía para todas las naciones:

- Reducir sustancialmente las emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de la temperatura global en este siglo a 2 °C y esforzarse para limitar este aumento a incluso más de tan solo el 1,5 °;
- Revisar los compromisos de los países cada cinco años;
- Ofrecer financiación a los países en desarrollo para que puedan mitigar el cambio climático, fortalecer la resiliencia y mejorar su capacidad de adaptación a los impactos del cambio climático.

La producción de hidrógeno verde en Ecuador contribuiría a alcanzar estos objetivos mediante la reducción de emisiones de los GEI [8].

1.6.3 Políticas ambientales para el uso del agua

Actualmente en Ecuador se encuentra vigente el REGLAMENTO LEY RECURSOS HIDRICOS USOS Y APROVECHAMIENTO DEL AGUA reformado en el año 2015, el cual detalla las principales acciones y responsabilidades a tomar para el uso del agua en el sector productivo en Ecuador. Esta ley, en sus artículos 105 al 111 se indican los procedimientos para otorgamiento de autorizaciones y las garantías que brinda la Secretaría Nacional del Agua a quienes requieran gozar del recurso hídrico con fines productivos [9].

El reglamento actual establece parcialmente el uso y distribución del agua respecto a actividades productivas, por esto, para la implementación de una planta de hidrógeno verde a corto o mediano plazo son necesarias más reformas que permitan el uso correcto del recurso hídrico.

1.6.4 Factibilidad de una conexión al SNI a 230 KV

Ecuador ya cuenta con proyectos de interconexión a 230 kV con el Sistema Nacional de Transmisión (S. N. T.), tal en el caso de ADELCA, que desde 2016 cuenta con esa alimentación en su planta de acería ubicada en el cantón Milagro, provincia del Guayas. Por lo cual apeguándose al oficio Nro. AD17032016, de 17 de marzo de 2016, no habría impedimento para implementar la planta de producción de hidrógeno a 230 KV si se llega requerir ese nivel de tensión [10].

Para una industria, conectarse a un nivel de tensión elevada asegura una mejor calidad de la energía eléctrica, es decir que esta tenga mejor estabilidad, reduciendo el riesgo a sufrir intermitencias y posibles daños en los equipos industriales.

1.7 UBICACIÓN GEOGRAFICA DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO

1.7.1 Potencial de hidrógeno en Ecuador.

En este trabajo se considerará utilizar el flujo de agua de las centrales hidroeléctricas a nivel nacional que tengan embalse, de esta manera se podría aproximar la producción de hidrógeno a niveles constantes durante la gran parte del año, en Ecuador existen tres hidroeléctricas con estas características, Paute-Molino, Paute-Mazar y Daule-Peripa [11].

La selección del punto de implementación de la Planta de producción de Hidrógeno se llevó a cabo teniendo en consideración tres factores, de manera prioritaria se debe disponer de un vasto recurso hídrico cercano a la planta de producción, así mismo, la disponibilidad de un punto conexión a un nivel de tensión estable para el funcionamiento de la planta y finalmente contar con vías de acceso para agilizar el transporte del producto.

Tomando en consideración todo lo mencionado, la localización seleccionada para la implementación de la Hidro planta está ubicada lo más cercano a la Presa Daule-Peripa. Debido a que el agua que tiene este embalse servirá como materia prima para que luego de ser potabilizada sea sometida al proceso de electrólisis y como resultado se obtenga el hidrógeno verde.

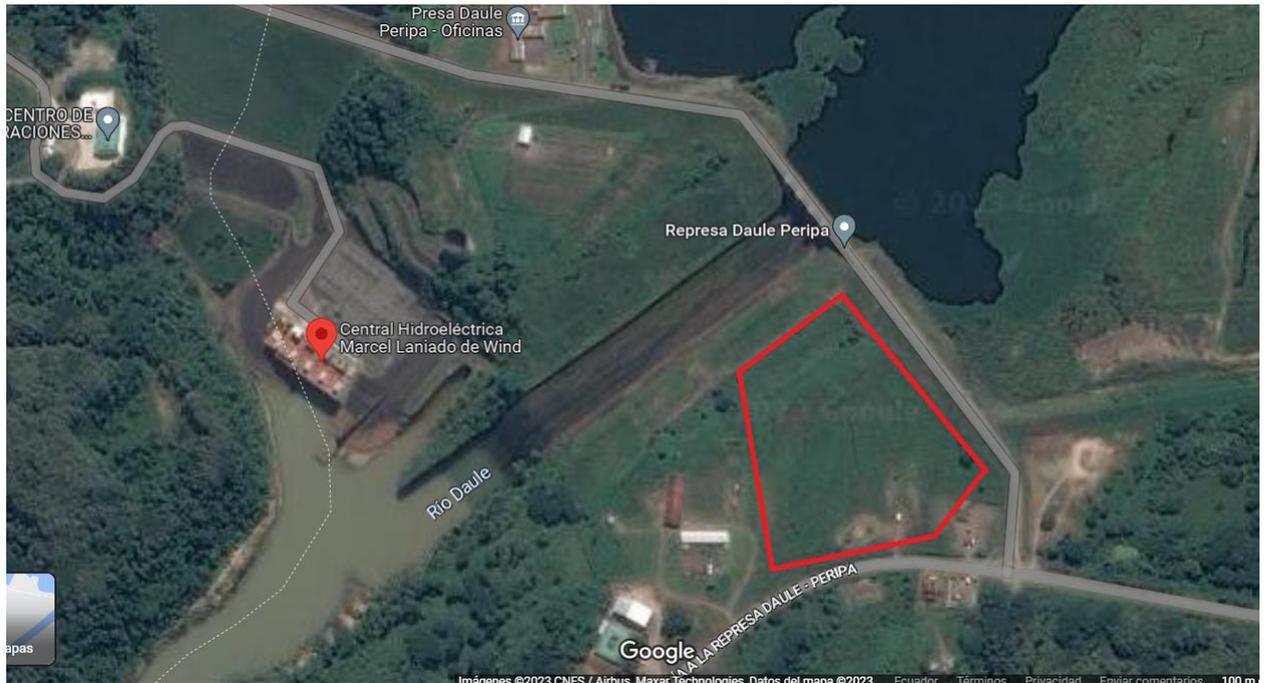


Ilustración 0.2. Localización tentativa para la planta de producción de hidrógeno.

1.7.2 Presa Daule Peripa y Embalse



Ilustración 0.3. Represa Daule Peripa

Geográficamente, está ubicada en el punto de cierre de los Ríos Daule y Peripa, a 10 km aguas arriba de la población de Pichincha y a 160 km al norte de la ciudad de Guayaquil. consiste en un terraplén de 78 metros sobre el lecho del río, este embalse se alimenta en gran parte del 50% de agua que produce la subcuenca del río Daule.

Potencia nominal instalada	213 MW
Unidades de generación	3 unidades con turbinas tipo Francis
Potencia nominal de cada unidad	71 MW

Tabla 0.3. Datos de generación Represa Daule Peripa



Ilustración 0.4. Embalse Daule Peripa

1.7.3 Embalse

El embalse inunda aproximadamente 34000 hectáreas de tierra, perteneciente al territorio de cuatro provincias: Los Ríos, Manabí, Santo Domingo de los Tsáchilas y Guayas. Cuenta con una capacidad de 6000.000.000 m³ de agua a su nivel del embalse máximo de 88 m.s.n.m. El volumen de agua para generación es de 3800.000.000 m³, la fluctuación normal del nivel del embalse está entre las cotas 70 y 85 [12].

Capacidad de almacenamiento	6*10 ⁹ m ³ de agua
Cota máxima normal de operación	85 m.s.n.m.
Espejo de agua	19.000 Ha (cota 80 m.s.n.m.)
Provincias beneficiadas del proyecto	Guayas, Santa Elena, Manabí, Los Ríos y Santo Domingo

Tabla 0.4. Datos del embalse Daule Peripa

Un factor determinante del porqué será nuestro abastecimiento de agua es porque anualmente se utilizará menos del 1% de su capacidad de almacenamiento total. De tal manera que no se afectara de ninguna forma en su entorno

1.8 PLANTA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE

La planta de producción de hidrógeno verde contará con tres etapas principales para su funcionamiento, se inicia en la etapa de potabilización de agua en la cual se ubicará un elemento potabilizador para adecuar el recurso hídrico a las necesidades del electrolizador, posteriormente se lleva a cabo el proceso de electrólisis del agua previamente tratada y, por último, la etapa de purificación y compresión del hidrógeno gaseoso obtenido de la electrólisis.

1.8.1 Etapa de potabilización

El proceso de electrólisis requiere agua con un nivel determinado de pureza, para esto es necesario que el agua a utilizar sea tratada en una pequeña planta de tratamiento. Se requiere que esta planta de tratamiento se encuentre cercana al embalse, la salida de la planta de agua estará conectada al electrolizador.



Ilustración 0.5. Potabilizador de agua ACUAPLUS SYNERTECH 1.1 LPS

Para la Hidro Planta se ha seleccionado la planta potabilizadora, ACUAPLUS la cual, es un sistema de tratamiento de agua potable de alto rendimiento. Pueden producir pequeños y medianos volúmenes de agua potable abasteciéndose de aguas crudas superficiales, aguas subterráneas, son

compactas de fácil instalación. Garantizan un proceso para tratamiento de agua potable de alta calidad, con una vida útil de hasta 30 años [13].

Fabricante:	SYNERTECH SAS
Referencia:	ACUAPLUS 100
Material de fabricación:	Acero al carbón, acero inoxidable y poliéster reforzado en Fibra de vidrio (PRFV).
Aplicación:	Tratamiento de Agua Potable
Caudal de diseño:	3960 litros/hora (1.1 LPS)
Acometidas hidráulicas:	2"
Presión de trabajo:	15 a 25 PSI (Presión ideal 20 PSI)
Acometidas eléctricas:	110 v – 60 Hz/ o Solicitud del cliente
Potencia/ Consumo eléctrico	900 W – 0.9kwh por hora aprox
Dimensiones de la planta:	2.00 mts ancho x 2.00 mts largo x 2.00 mts alto
Dimensiones de la torre:	1 mts ancho x 1 mts largo x 2.20 mts alto

Tabla 0.5. Ficha técnica Potabilizador de agua ACUAPLUS SYNERTECH 1.1 LPS

1.8.2 Etapa de electrólisis

En esta etapa contamos con el electrolizador de membrana de intercambio de protones, conocido como electrolizador PEM, su función es realizar el proceso de electrólisis del agua utilizando electricidad. El electrolizador recibe agua purificada, la cual es sometida a la electricidad para separar el hidrógeno y el oxígeno, captando el hidrógeno durante el procedimiento. Para el desarrollo de este proyecto se tomará como electrolizador al Silyzer 300, el cual se encuentra disponible en el mercado y es distribuido por la compañía Siemens Energy [14].



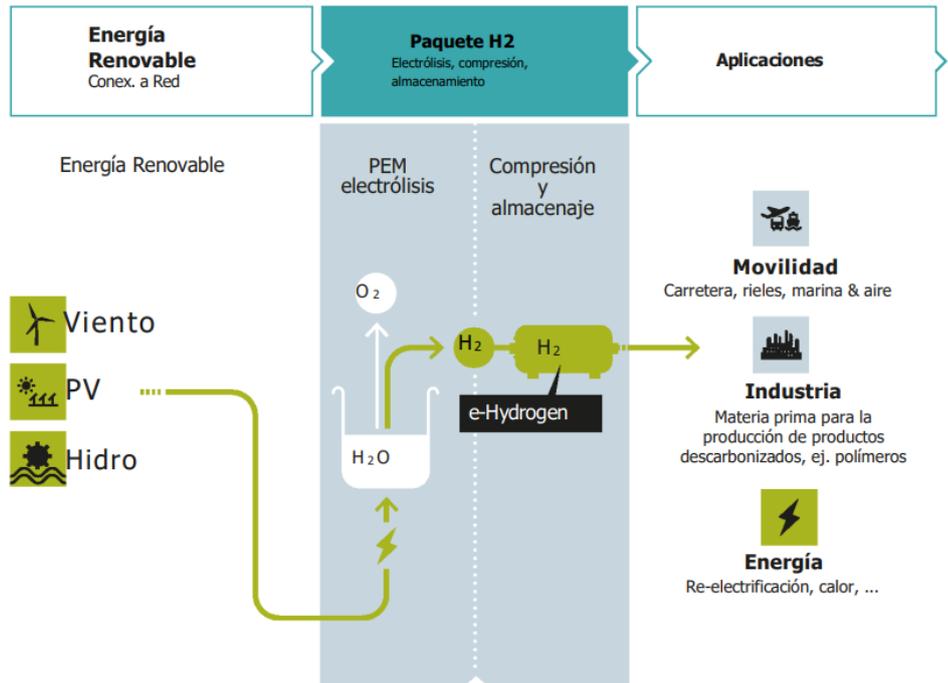
Ilustración 0.6. Electrolizador Silyzer 300 incluye instrumentación de proceso y analítica de gases. Siemens Energy

Fabricante	SIEMENS ENERGY
Referencia	SILYZER 300
Material de fabricación	Diseño robusto de baja degradación
Tecnología	PEM Electrólisis
Eficiencia de la planta	>75.5%
Producción	340 kg H2 /hora
Módulos	24
Toxicidad	Sin productos químicos peligrosos
Acometidas eléctricas	A solicitud del cliente
Potencia/ Consumo eléctrico	17.5 MW – 17500kwh por hora (aprox)
Factor de potencia	1
Tiempo de arranque	<1min

Tabla 0.6. Ficha técnica Electrolizador Silyzer 300, Siemens Energy

El Paquete H2 de Siemens

Hidrógeno presurizado y purificado de fuentes de energía renovables.



Source: Siemens

Ilustración 0.7. El paquete H₂ que ofrece Siemens Energy incluye electrolizador, compresor y almacenamiento.

1.8.3 Etapa de compresión y almacenamiento

El hidrógeno obtenido en el proceso de electrólisis tiene un nivel de pureza alto, que puede ser refinado de manera opcional para una mejor calidad del producto, posterior a esto el hidrógeno debe ser comprimido a una presión adecuada para el almacenamiento y transporte. Siemens Energy en su paquete H₂ incluye los compresores acordes a la potencia del electrolizador y a su producción [15]

En la entrada del compresor la presión del e-hidrógeno es de 20 bares. La función del compresor es elevar la presión hasta 700 bares, debido a que es lo mínimo que se requiere para poder almacenarlo. El proceso variación de presión de 20 a 700 bares de de cada kg de e-H₂ requiere 2.5 kWh de energía. Debido a que la producción de hidrógeno llega hasta 340 kg/h la potencia total en la etapa de compresión es de 850 kW.

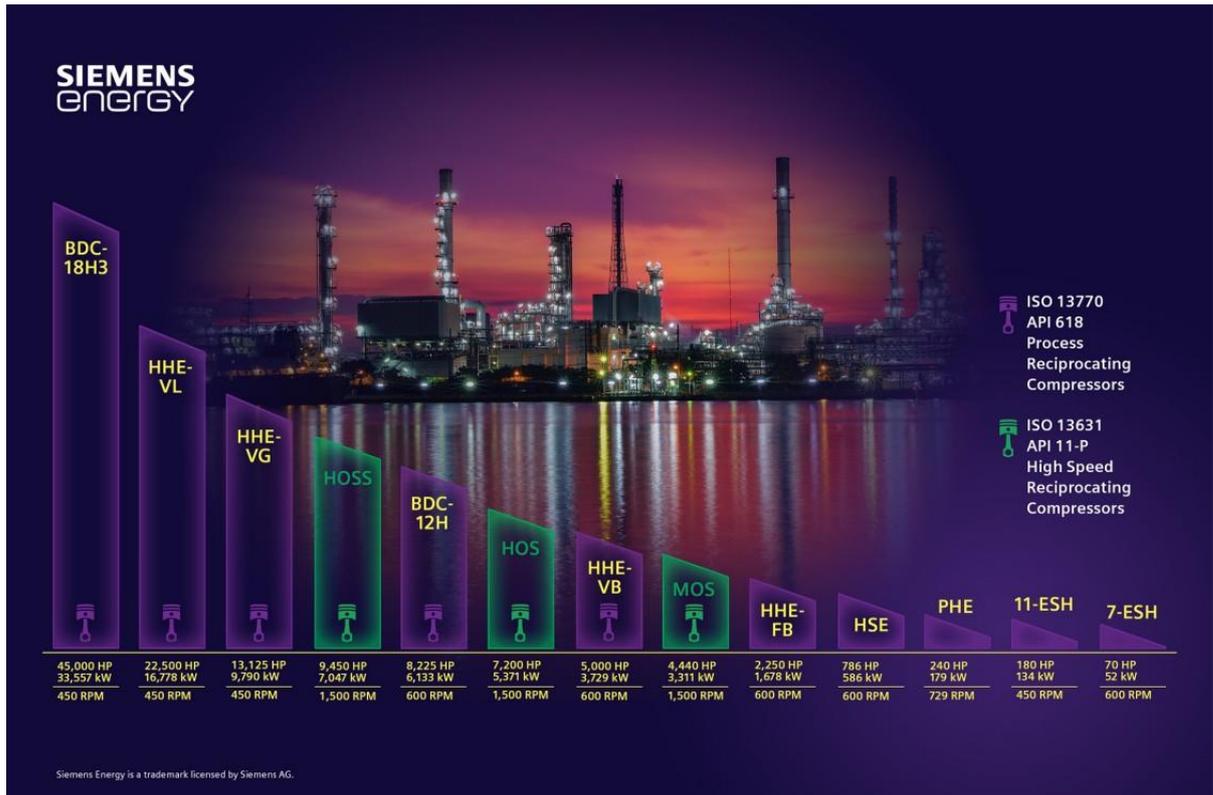


Ilustración 0.8. Gama de compresores diseñados por DRESSER-RAND y distribuidos por Siemens Energy.

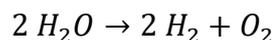
Fabricante:	DRESSER-RAND
Referencia:	API 618
Material de fabricación	Diseño industrial robusto de baja degradación
Tecnología	Reciprocating Compressor ISO 13770
Tipo	De hidrógeno
Accionamiento	Motor eléctrico
Movilidad	Estacionario
Lubricación	Sin aceite
Presión	20 bar
Potencia/ Consumo eléctrico aproximado:	179 kW – 850 kwh
Caudal	340 kg/h
Ámbito de aplicación	Industrial

Tabla 0.7. Ficha técnica compresora Dresser-Rand

1.9 LOGISTICA DEL HIDRÓGENO PRODUCIDO

1.9.1 Consumo de agua relacionado al hidrógeno producido

Por estequiometría y según el balance químico se entiende que:



$$H=1g \quad O=16g$$



Haciendo una regla de tres se puede entender que para que se produzca cada Kg de Hidrógeno se necesitan 9 kg de agua, como la densidad del agua es 1kg/L, se sobreentiende que por cada kg de Hidrógeno se necesitan 9 litros de agua en una situación ideal. Relacionando esto con la producción de hidrógeno por hora de la planta que son 340 kg, es fácil notar que se estarían consumiendo 3.06 m³ de agua cada hora.

1.9.2 Costo de la energía eléctrica en alto voltaje

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)	
ALTO VOLTAJE CON DEMANDA HORARIA				
COMERCIALES				
08:00 hasta 22:00 horas	4,400	0,089	1,414	
22:00 hasta 08:00 horas		0,081		
E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES				
08:00 hasta 22:00 horas	4,400	0,065		
22:00 hasta 08:00 horas		0,059		
BOMBEO AGUA				
08:00 hasta 22:00 horas	4,400	0,055		
22:00 hasta 08:00 horas		0,049		
ASISTENCIA SOCIAL Y BENEFICIO PUBLICO CON DEMANDA HORARIA				
08:00 hasta 22:00 horas	3,000	0,065		
22:00 hasta 08:00 horas		0,054		

Tabla 0.8. Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución para alto voltaje. CNEL Guayas-Los Ríos

Se conoce que el electrolizador tiene una demanda de 17.5 MW lo cual sería alrededor del 90% de la potencia consumida en la red, ya que a esto hay que sumarle las pérdidas de transformación y las demandas de las etapas de potabilización y compresión. En efecto, la demanda de toda la planta consumida en el SNI no superaría los 22 MW. Sin embargo, si se considera los valores del pliego tarifario en alto voltaje a nivel comercial y se multiplica para los 17.5 MW, da un resultado 1557,50 USD en una hora, lo que quiere

decir que solamente en la etapa de electrólisis por conceptos de consumo eléctrico costaría 4.58 USD la producción de 1 kg H₂.

Cabe destacar que, en la etapa de potabilización y la etapa de compresión también se requiere una cantidad importante de energía eléctrica. Por lo tanto, el consumo energético que requiere la producción de cada kg de H₂ bordearía los 6.00 USD. Lo cual no se ve nada favorable, porque a esos 6,00 USD faltaría sumar gastos de logística. Como consecuencia, para proseguir con el análisis de la factibilidad económica de la producción de H₂ en Ecuador, se establecerá una tarifa preferencial la cual será conseguida por medio acuerdos bilaterales entre los representantes de la planta de hidrogeno y la generadora, con lo cual se pueda encontrar escenarios de rentabilidad.

1.9.3 Almacenamiento y transporte

El hidrógeno es un elemento gaseoso que debe almacenarse considerando las variables que afectan su desempeño como la presión y temperatura, puede almacenarse en tanques a gran escala. Así mismo, es posible comprimir el gas para su transporte por ductos, o el almacenamiento a pequeña escala para su transporte vía terrestre hacia los destinos que lo requieran para su uso como fuente de energía. El electrolizador Silyzer 300 es capaz de producir 340 kg de hidrógeno verde por hora. Con lo cual, asumiendo que la planta opera 20 horas diaria, se estaría almacenando hasta 6800 kg de eH₂ por día. Por ello, se necesita contar con un volumen de almacenamiento que cubra la producción de al menos 7 días.



Ilustración 0.9. Tanques de almacenamiento de hidrógeno con capacidad de 3000 m³.

Según lo expuesto en las consideraciones especiales de la Tabla Nacional de pesos y dimensiones. En el literal b. se indica que el peso máximo permitido es de 48 toneladas, excepto para los vehículos 3S3 Y 3R3 para los cuales se considerará una tolerancia de +3 toneladas y para el 3R2 y 2R3 de +1 tonelada. La producción semanal máxima de la hidro planta es de 47.6 t de H₂, sin embargo, para saber el número de camiones necesarios es necesario sacar la relación volumétrica de hidrógeno a la presión de almacenamiento.

[16]



Ilustración 0.10. Camión cargado de Hidrógeno comprimido (Linde)

En la ilustración 1.10, se muestra un camión cargado de hidrógeno, para poder transportarlo en grandes volúmenes se requiere varios cilindros o tubos de gas presurizados que son agrupados en camiones conocidos como remolques tubulares (tube trailer). Las capacidades de carga no son un impedimento para

transportarlo, lo que sí es un limitante es que el hidrógeno a 700 bares tiene una densidad de 40 kg/m³ [17].

Ahora bien, para saber cuánto H₂ se puede cargar en cada camión se debe tener el dato de las dimensiones internas de un furgón las cuales se muestran en la tabla 1.9.

Camión tráiler box o camión furgón: dimensiones y capacidad	
Longitud interna	13.62 m
Anchura	2.46 m
Altura	2.70 m
Anchura de la apertura de la puerta	2.46 m

Tabla 0.9. Dimensiones y capacidad del camión destinado al transporte de hidrógeno.

Al multiplicar las dimensiones internas se puede saber el volumen disponible, que sería exactamente 90,46 m³. El último factor por considerar con respecto al transporte es la tarifa que se debe pagar por la distancia recorrida, para lo cual se pueden revisar esos valores en la Resolución de pisos tarifarios del transporte terrestre comercial de carga pesada en Ecuador [18].

1.10 IMPLEMENTACION DEL HIDRÓGENO PRODUCIDO

1.10.1 Exportación al mercado internacional de hidrógeno.

En el mercado europeo, el costo de producción del hidrógeno verde en la mayoría de los proyectos ronda entre los \$6 a \$8 por kg, manteniendo un precio de venta en un rango superior, es decir de \$8 a \$10, ya que estas empresas no pueden entrar en pérdida, salvo logren compensar el uso del hidrógeno a través de bonos como los que se otorgan por la no emisión o reducción de GEI [19].

1.10.2 Aplicaciones con combustible hidrógeno

En la actualidad, el hidrógeno tiene un alto potencial para ser utilizado como combustible en los medios de transporte a través esto de vehículos de pilas de combustible de hidrógeno los cuales presentan una mayor eficiencia respecto a los vehículos con motor de combustión interna que utilizan derivados del petróleo. El uso de esta nueva tecnología elimina la dependencia de los combustibles fósiles, reduciendo notablemente la emisión

de gases de efecto invernadero, siempre y cuando la energía utilizada para la producción de hidrógeno tenga como origen fuentes renovables [20].

Las proyecciones indican que se están desarrollando turbinas de gas de hidrógeno que pueden implementarse para desplazar a las centrales de ciclo combinado de combustibles fósiles, lo cual puede abaratar los costos de producción de electricidad a través de estos medios [21].

1.10.3 Potenciación del sector industrial en Ecuador

El gas hidrógeno tiene aplicaciones útiles en la zona industrial, por ejemplo, en los procesos de refinación de petróleo, en la industria química se elabora para obtener otros elementos como el metanol y el amoníaco, de la misma manera en los procesos metalúrgicos se utiliza el hidrógeno para los procesos de corte y soldadura, en la elaboración de semiconductores y en el tratamiento térmico de los metales [22].

1.10.4 Mercado de carbono e hidrógeno

Los créditos de carbono (CC) son una iniciativa que ha aportado significativamente a la reducción de emisiones, la cual consiste en el pago por no emitir GEI. A futuro se propone combinar los CC junto con HC (créditos de hidrógeno verde) y definirlos como el ahorro por evitar emisiones equivalentes de dióxido de carbono a cambio de utilizar una tonelada de H₂ verde. Esto promueve la activación global del mercado del hidrógeno, estimulando a la industria a su uso y producción, permitiendo a largo plazo la reducción global de emisiones de GEI. [23]

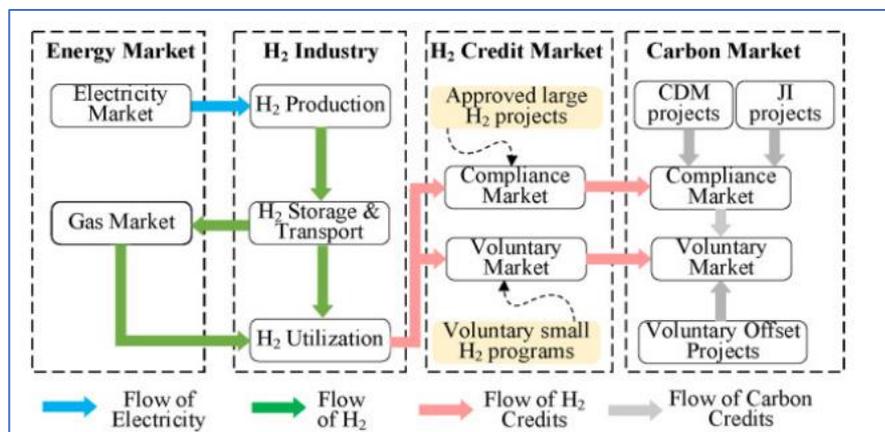


Ilustración 0.11. Diagrama de la economía H₂ hacia un futuro neutro en carbono

Este instrumento hace alusión al comercio de emisiones transables de GEI, más conocido como Mercado de Carbono, y que es el que sigue el Artículo 6 de Acuerdo de París, como forma de estimular la cooperación internacional en la lucha contra el cambio climático [24]. De acuerdo con el artículo mencionado, en un escenario “híbrido” el precio de los bonos de carbono oscilaría entre los USD 47,00 a USD 217,00. Precio que hoy se encuentra, en promedio en USD 3,20.

1.10.5 Turbinas de gas e hidrógeno

Las turbinas de gas constituyen un componente central de la historia de Siemens. En 1949, Siemens puso en marcha su primer motor, el VM1. Residencia en estos 70 años de experiencia en el diseño y fabricación de turbinas de gas, Siemens Energy hoy ofrece una amplia cartera de productos que pueden funcionar con una mezcla de hidrógeno y gas natural o con hidrógeno puro.

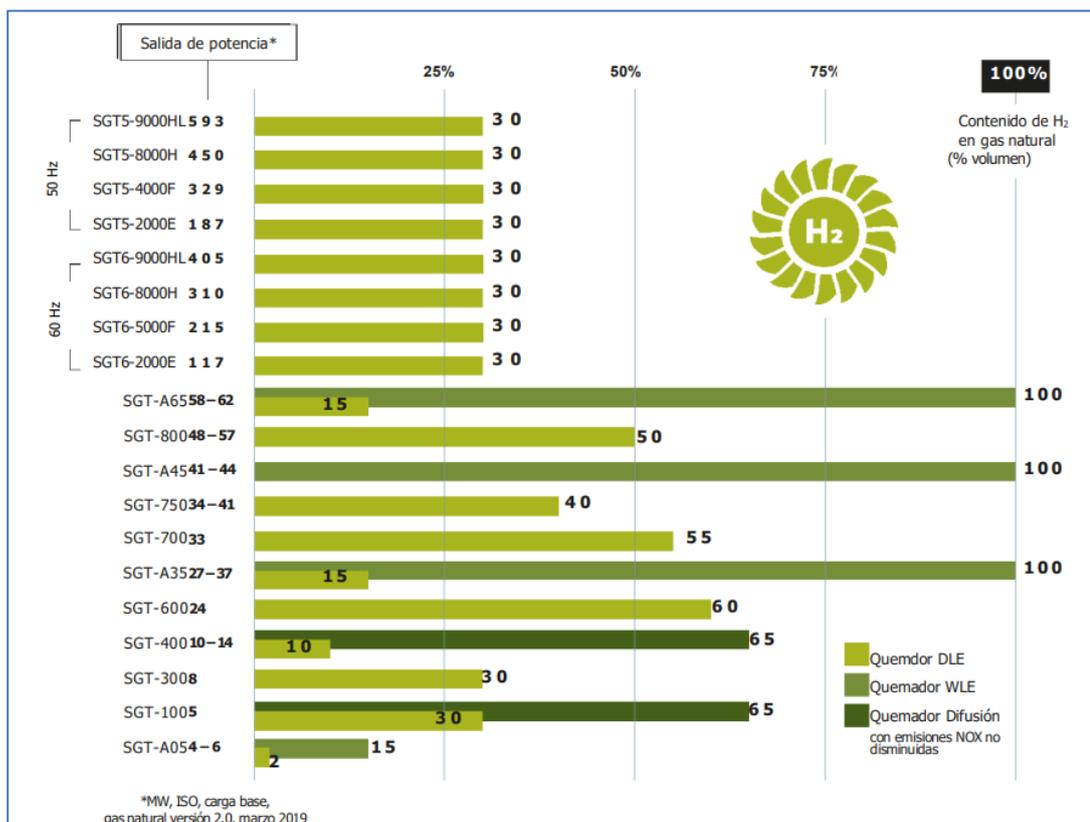


Ilustración 0.12. Modelos de turbinas de gas distribuidas por Siemens Energy, con el porcentaje de hidrógeno que puede ser combinado con gas natural.

Las unidades de generación de energía de turbinas de gas alimentadas con gas natural ya cuentan con un nivel de eficiencia mucho más alto y menores emisiones de CO₂ que las centrales de carbón. Al mezclar hidrógeno verde con gas natural o incluso sustituir el gas natural por completo, estas emisiones de CO₂ pueden reducirse aún más hasta que, en última instancia, lleguen a cero. [25]

Como se puede apreciar en la ilustración 1.13, la mayoría de las turbinas de gas de Siemens ya son capaces de quemar entre 30 y 100% de H₂, dependiendo del modelo. Con el desarrollo continuo y las actualizaciones tecnológicas se espera que antes de 2030 las turbinas puedan trabajar con 100% H₂, de acuerdo con su disponibilidad de forma sostenible.

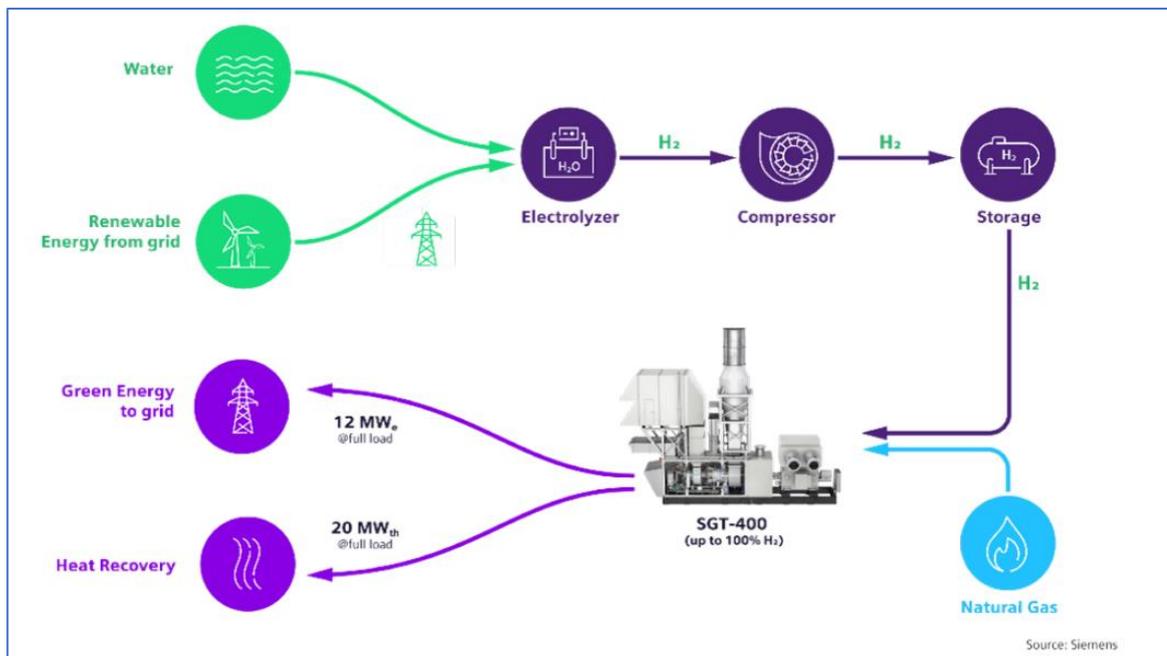


Ilustración 0.13. Demostración esquemática de la operación de la turbina SGT-400 la cual opera con una combinación H₂ y gas natural. Siemens

La turbina SGT-400 distribuida por Siemens Energy puede operar con 60% de hidrógeno y 40% de gas natural. Su frecuencia puede ser de 50, 60 o hasta de 100 Hz, de modo que puede acoplarse sin inconvenientes a la red proporcionando hasta 12 MW de energía verde.

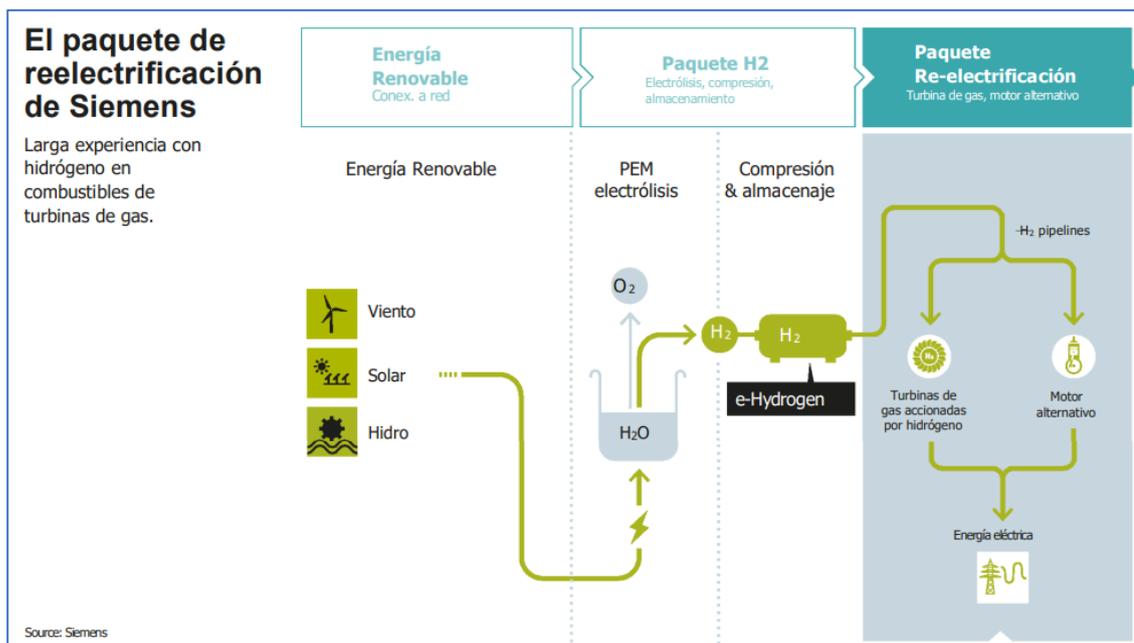


Ilustración 0.14. El paquete de re-electrificación que ofrece Siemens Energy incluye la turbina de gas y el motor alternativo. Siemens

1.11 ASPECTO ECONOMICO

1.11.1 Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto o net present value es un indicador que se emplea para conocer los pagos e ingresos futuros de una inversión y sirve para conocer la rentabilidad a largo plazo de un proyecto de terminado. Se obtiene considerando de la sumatoria de los flujos de caja anuales del proyecto de interés, los periodos de tiempo y la tasa de retorno de inversión, restando la inversión inicial. La notación sigma para el cálculo del VAN es la siguiente.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_o$$

Donde:

I_o : Inversión en el momento inicial ($t = 0$)

t : Duración del proyecto (años)

F_t : Flujo de caja anual

k : Tasa de retorno de la inversión

También es necesario definir el flujo de caja como la diferencia entre los ingresos y los pagos o costes en cada periodo del tiempo durante el estudio.

$$F_t = I_t - C_t$$

Para la evaluación de rentabilidad de un proyecto, el VAN puede situarse en tres rangos:

Si el VAN >0, el proyecto arrojará ganancias, por lo que se considera rentable

Si el VAN =0, el proyecto es indiferente, no representa ganancia ni pérdida.

Si el VAN <0, el proyecto se considera inviable debido a las pérdidas económicas que se tendrán a futuro, por lo cual no es recomendable la ejecución de este [26].

1.11.2 Tasa interna de retorno (TIR)

Se define a la tasa interna de retorno como aquella que determina la rentabilidad interna del proyecto en un plazo de tiempo determinado, a través de la siguiente ecuación.

$$TIR = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = 0$$

Donde:

t : Duración del proyecto (años)

F_t : Flujo de caja anual

k : tasa de retorno de la inversión

La tasa interna de retorno permite evaluar el beneficio de una inversión al compararla con la tasa de interés a la cual se otorga el crédito para el proyecto, de manera que si el TIR supera a la tasa de interés, se considera

como un proyecto atractivo y de ganancias aseguradas para el inversor del proyecto [27].

CAPITULO 2

2. METODOLOGIA

En la metodología se describen los pasos necesarios para la producción de hidrógeno verde en el Ecuador, el diseño eléctrico de la planta de hidrógeno, el tipo de conexión de la planta con la red eléctrica y su comportamiento conjunto con la red. También se analizan los posibles escenarios de producción de hidrógeno, los costos que esto implica en cada escenario y una comparativa respecto a los precios en el mercado internacional.

2.1 MODELADO DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE

En esta sección, se establecen los parámetros de la planta de hidrógeno como el nivel de tensión, la potencia neta de la planta de electrólisis, además de analizar el comportamiento de la red del Sistema Nacional Interconectado ante la presencia de la planta de hidrógeno verde.

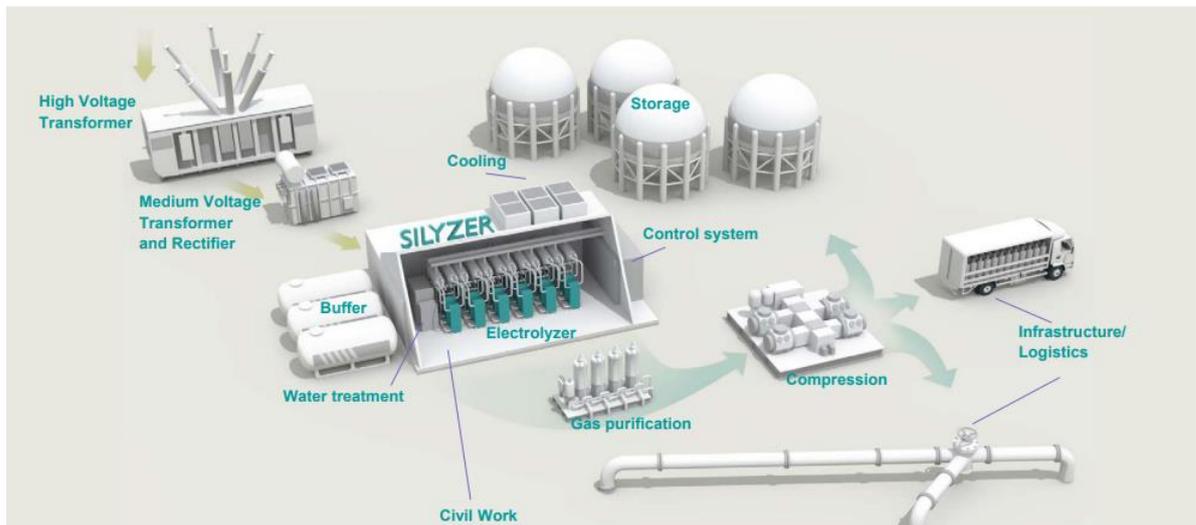


Ilustración 0.1. Diagrama esquemático de la planta de producción de Hidrógeno verde. Fuente: Siemens Energy

2.1.1 Funcionamiento de la etapa de potabilización

La potabilización del agua consta de cuatro etapas claramente definidas para su cumplir su función, la etapa inicial consta de la captación de líquido, este se obtiene del embalse de la represa Daule-Peripa. Los sólidos flotantes son

removidos del agua antes de pasar por un primer decantador lamelar, aquí se retira la mayoría de los elementos sólidos de alta densidad presentes en el agua. El siguiente paso es implementar un desarenador para el filtrador de las partículas finas antes de ingresar a la etapa de purificación. Posteriormente, inician las etapas de purificación del agua a través de los filtros presurizados y la adición de elementos químicos como el cloro y otros niveladores de pH para finalmente enviar el agua al electrolizador.

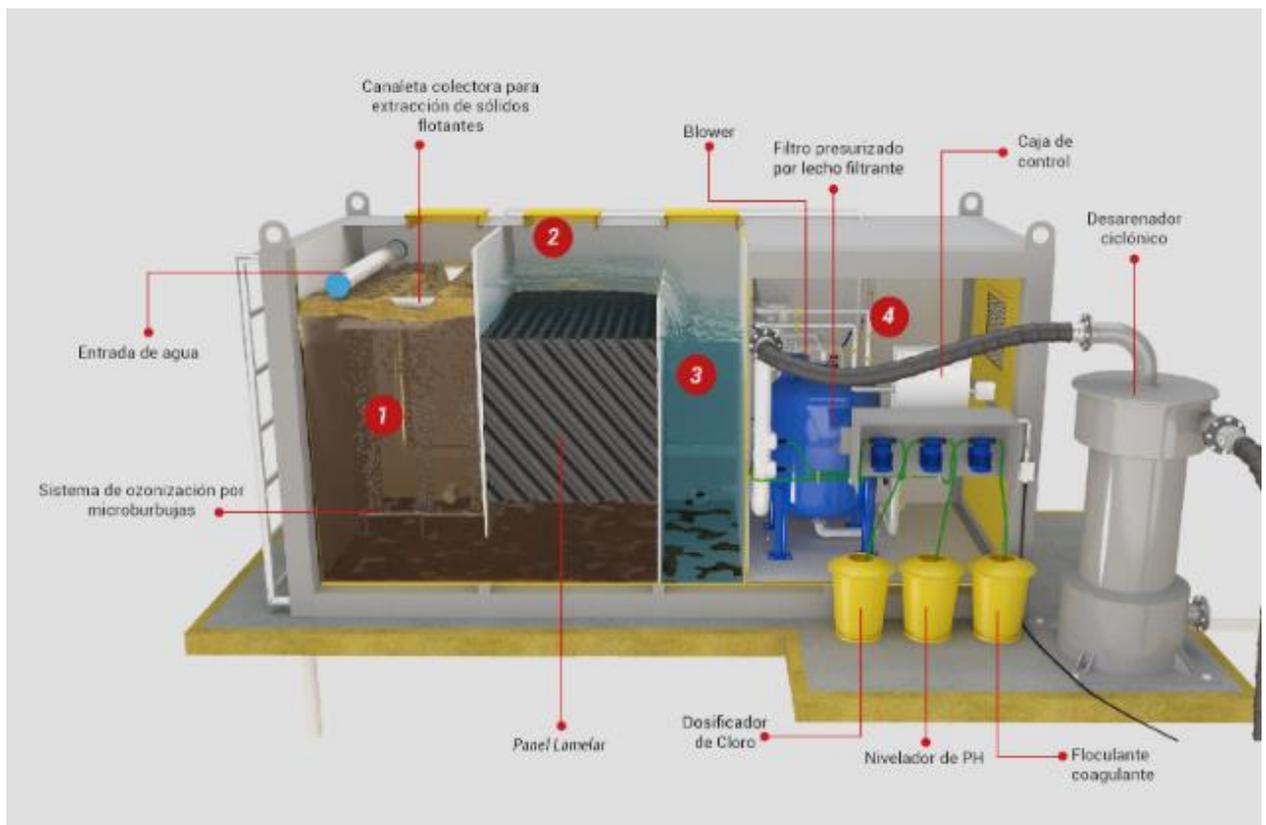


Ilustración 0.2. Esquema de funcionamiento de la potabilizadora ACUAPLUS SYNERTECH 1.1 LPS

2.1.2 Funcionamiento de la etapa de electrolizado

La electrólisis se lleva a cabo en el equipo Silyzer 300, el cual tiene una etapa propia de refinación de agua para garantizar la pureza del producto una vez culminado el proceso. También consta del sistema de control de parámetros del electrolizador como la presión de salida del hidrógeno, el tiempo de operación de planta, las condiciones de operación actual y el estado de la fuente de alimentación del electrolizador.

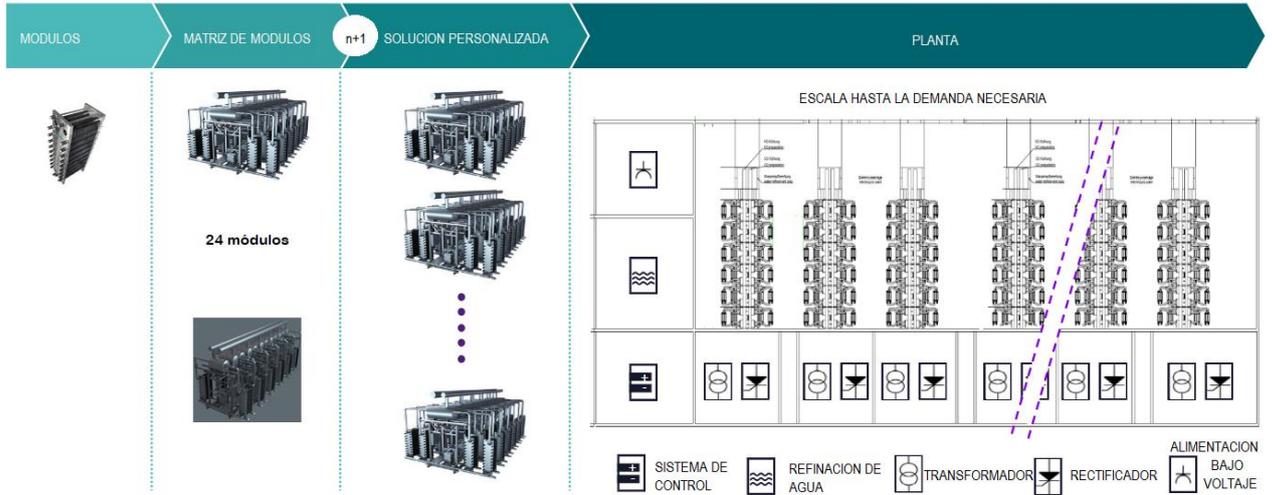


Ilustración 0.3. Esquema de funcionamiento de la electrolizadora Silyzer 300 1-A

En la ilustración 2.3, se puede notar que el circuito de electrónica de potencia empleado por el electrolizador requiere transformadores y rectificadores de tensión para alimentar adecuadamente las celdas electrolizadoras de la planta. Las celdas encargadas de realizar la electrólisis se alimentan de un voltaje DC, cada terminal se conecta a un terminal ánodo y cátodo. La energía eléctrica implementada para el proceso se encarga de la separación de iones en la solución de agua, de la misma manera aporta al incremento de la concentración presente de iones en los electrodos.



Ilustración 0.4. Esquema de funcionamiento de la electrolizadora Silyzer 300 1-B

2.1.3 Funcionamiento de la etapa de compresión

En la zona de compresión, el compresor utilizado Dresser-Rand, se encarga de comprimir el hidrógeno obtenido de la electrólisis de 20 bares para llevarlo a una presión de 700 bares. La demanda energética del proceso es de 2.5 kWh/kg H₂, totalizando 850 kW.

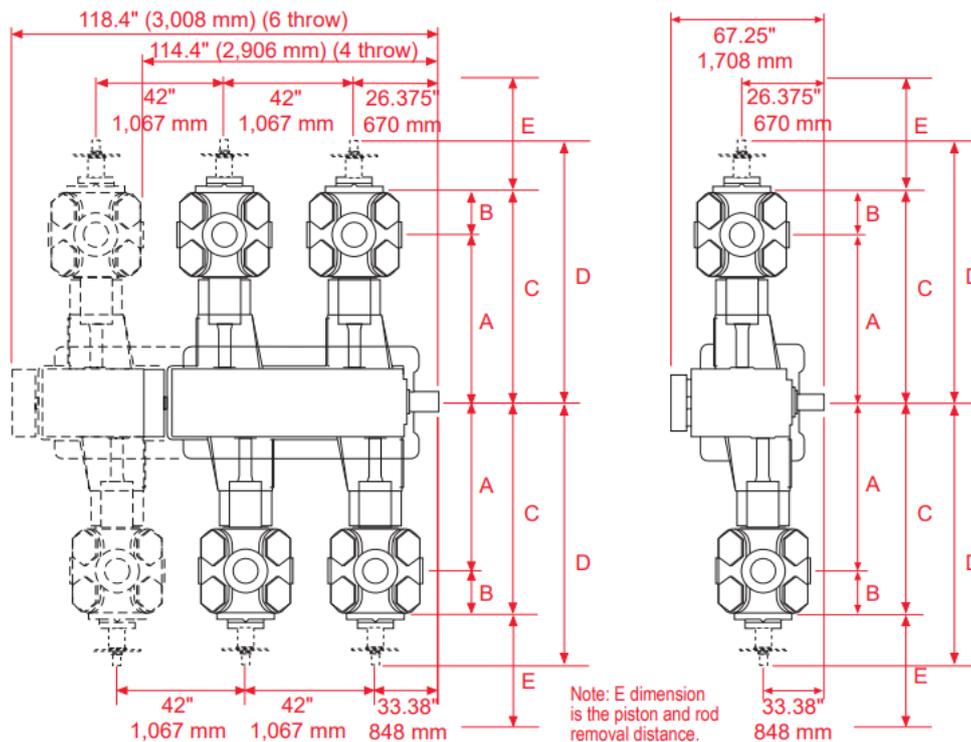


Ilustración 0.5. Esquema estructural del compresor Dresser-Rand

2.1.4 Nivel de tensión

La planta de hidrógeno verde se empleará el nivel de tensión de transmisión de la central Daule – Peripa es decir, 138 KV. Esto permite contar con un alto nivel de confiabilidad y disponibilidad de energía en la red eléctrica.

2.1.5 Potencia y energía total consumida por la planta de producción de H₂

	P (KW)
Etapas de potabilización	8
Etapas de electrólisis	17500
Etapas de compresión	850
Área administrativa, Servicios generales	2
TOTAL	18360

Tabla 0.1. Potencia total de la Planta de producción de Hidrógeno en KW.

2.1.6 Selección de transformadores

Para calcular la potencia aparente del transformador se considerará un FP igual a 0.95. Se conoce la potencia activa total de la planta, la cual es de 18.36 MW.

$$\cos(\theta) = \frac{P}{S}$$

$$\theta = \cos^{-1}(0.95)$$

$$S = \frac{P}{\cos(\theta)} = \frac{18.36 \text{ MW}}{\cos(18.19)} = 19.326 \text{ MVA}$$

El transformador de potencia que se debería seleccionar debe ser mayor a 19.326 MVA. Además, si se toma en cuenta la posible incorporación de cargas futuras, el transformador de potencia a seleccionarse debe ser de 22 MVA.

Debido a la naturaleza de la planta de hidrógeno verde y la alta demanda de corriente eléctrica que requiere para su operación, es necesario adquirir un transformador para horno de arco eléctrico (Electric Arc Furnace en inglés). Estos transformadores poseen una resistencia más alta y las perturbaciones que generan en el sistema son mínimas, por ello son capaces de suplir con las características que un electrolizador requiere y pueden alimentar la demanda del resto de la planta, a continuación, se muestran los transformadores comerciales disponibles por parte de la marca General Electric [28].

Customer	Country	Transformer rating
KRUPP NIROSTA	Germany	135 MVA, 33 kV / 1.200 ... 0.700 kV
IÇDAS	Turkey	168 MVA, 34.5 kV / 1.300 ... 0.705 kV
EGE ÇELIK	Turkey	90 MVA, 34.5 kV / 0.998 ... 0.500 kV: Electrical Arc Furnace Transformer and 32.4 MVA series reactor in the same tank
MITTAL	Germany	205 MVA, 33 kV / 1.404 kV ... 0.802 kV with OLTC and 46 MVA EAF reactors in the same tank
DANIELI	China	60 MVA, 35 kV / 0.929 kV
Various Customers	India	10...40 MVA, 33 kV / 0.325 kV with OLTC
COLAKOGLU	Turkey	265 MVA, 34.5 kV / 1.616 ... 0.800 kV with OLTC
MMK / ATAKAS JV	Turkey	300 MVA, 34.5 kV / 1.683 kV ... 1.110 kV with OLTC
IÇDAS	Turkey	230 MVA, 34.5 kV / 1.599 kV ... 0.901 kV with OLTC

Tabla 0.2. Transformadores de arco de horno eléctrico disponibles en el mercado por parte de General Electric.

2.1.7 Protecciones eléctricas de la planta de hidrógeno

El diseño eléctrico de la planta de hidrógeno verde consta de una conexión a 138 kV proveniente de la central hidroeléctrica Daule-Peripa. Por este motivo, es necesario diseñar, colocar y coordinar protecciones eléctricas para salvaguardar la integridad de los equipos de la planta de hidrógeno verde ante posibles situaciones de fallas en el sistema aguas abajo, es decir bajo el nivel de 138 kV. También es necesario considerar la protección del transformador del área de distribución, es decir de administración y servicios auxiliares.

Relé de protección diferencial 87

La protección ANSI 87 conocida como protección diferencial, emplea transformadores de corriente y un elemento de medición para obtener el valor de la corriente que circula a través del elemento que requiere protección, este puede ser una barra, línea de transmisión o un transformador de potencia. En caso de que ocurra una falla, el elemento de medición identifica la diferencia entre corriente de entrada y la corriente de salida del elemento, de manera que, si supera el criterio admisible para la falla, envía una señal de disparo para proteger el elemento. En la planta se colocará la protección diferencial 87 en el transformador de ingreso a la planta de hidrógeno [29].

Relé de protección de sobrecorriente 50/51

Las protecciones ANSI 50/51 se conocen como protección sobrecorriente, estas actúan para evitar daños en los equipos eléctricos cuando ocurren cortocircuitos entre fases, fase y neutro o de fases y tierra. La protección ANSI 50 emplea el criterio de protección instantánea, ya que actúa inmediatamente se produce una sobrecorriente en la línea a diferencia de la protección 51, esta última actúa de manera temporizada, es decir, se cuenta con un tiempo definido para realizar el despeje de la falla producido por la sobrecorriente [29].

2.2 DIAGRAMAS UNIFILARES

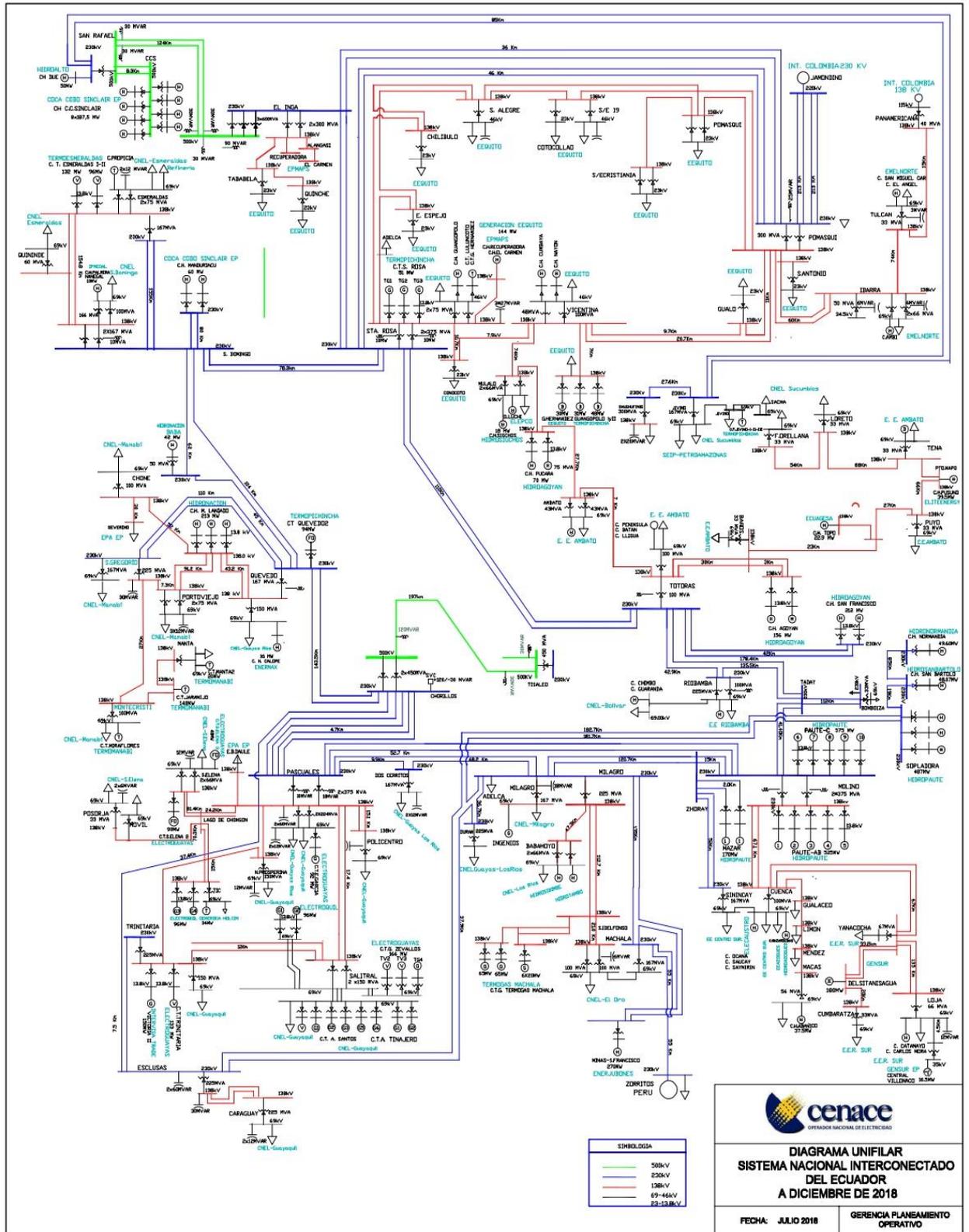


Ilustración 0.6. Diagrama Unifilar del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. Cenace

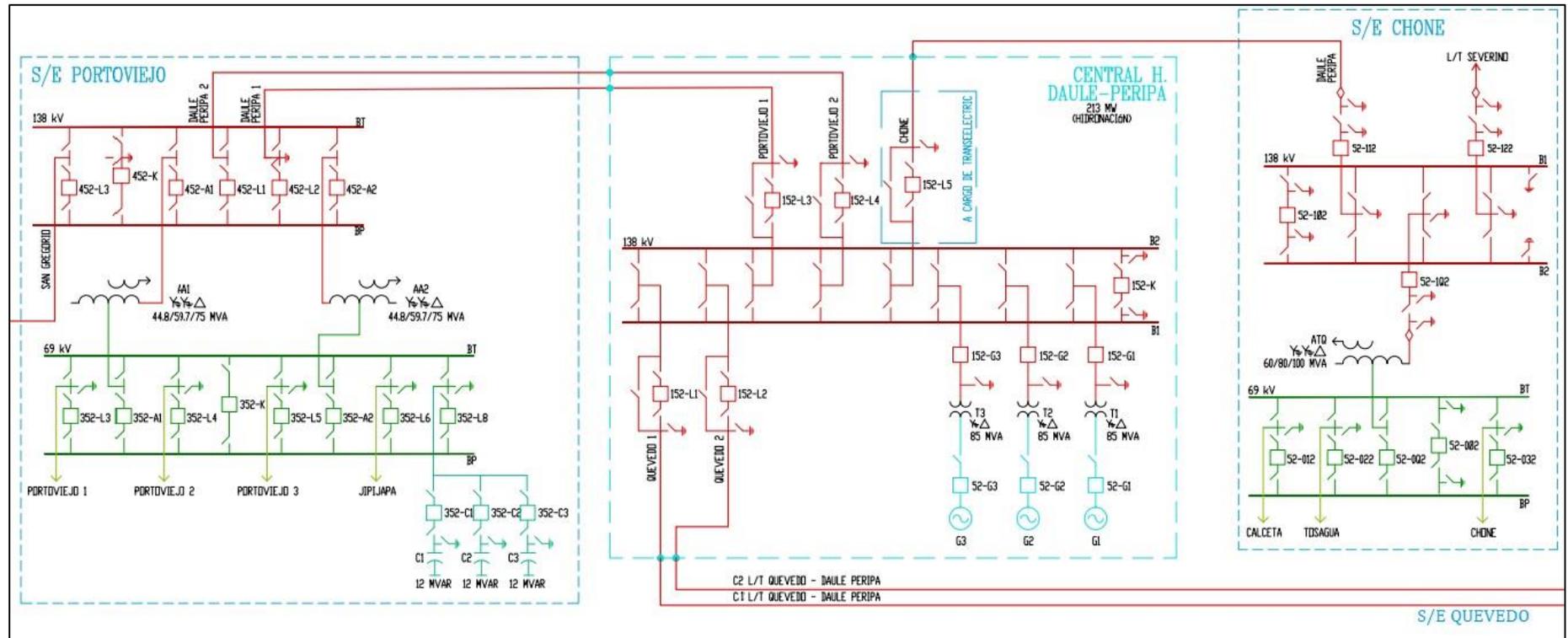


Ilustración 0.7. Diagrama Unifilar SEP actual de la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa con la conexión de las S/E que mantiene ligadas.

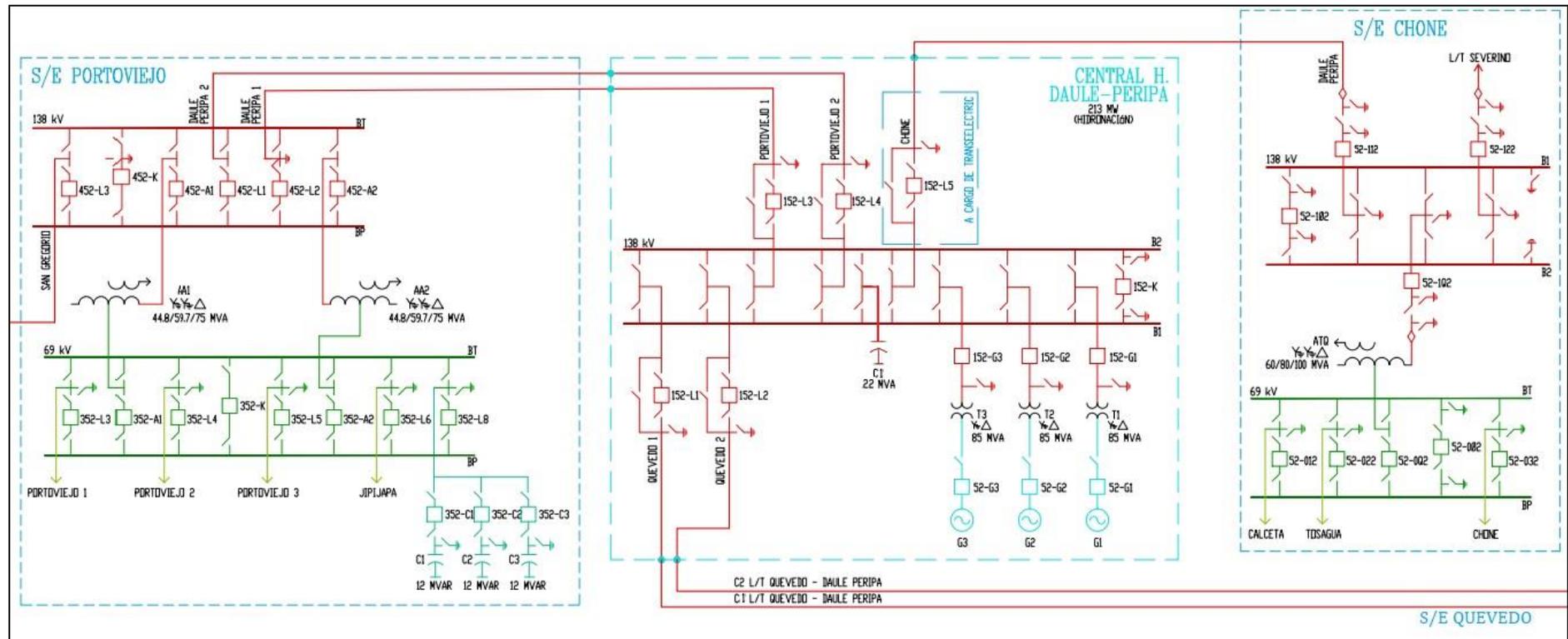


Ilustración 0.8. Diagrama Unifilar SEP de la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa con la conexión de las S/E que mantiene ligadas, incluyendo la demanda de la planta de producción de hidrógeno verde.

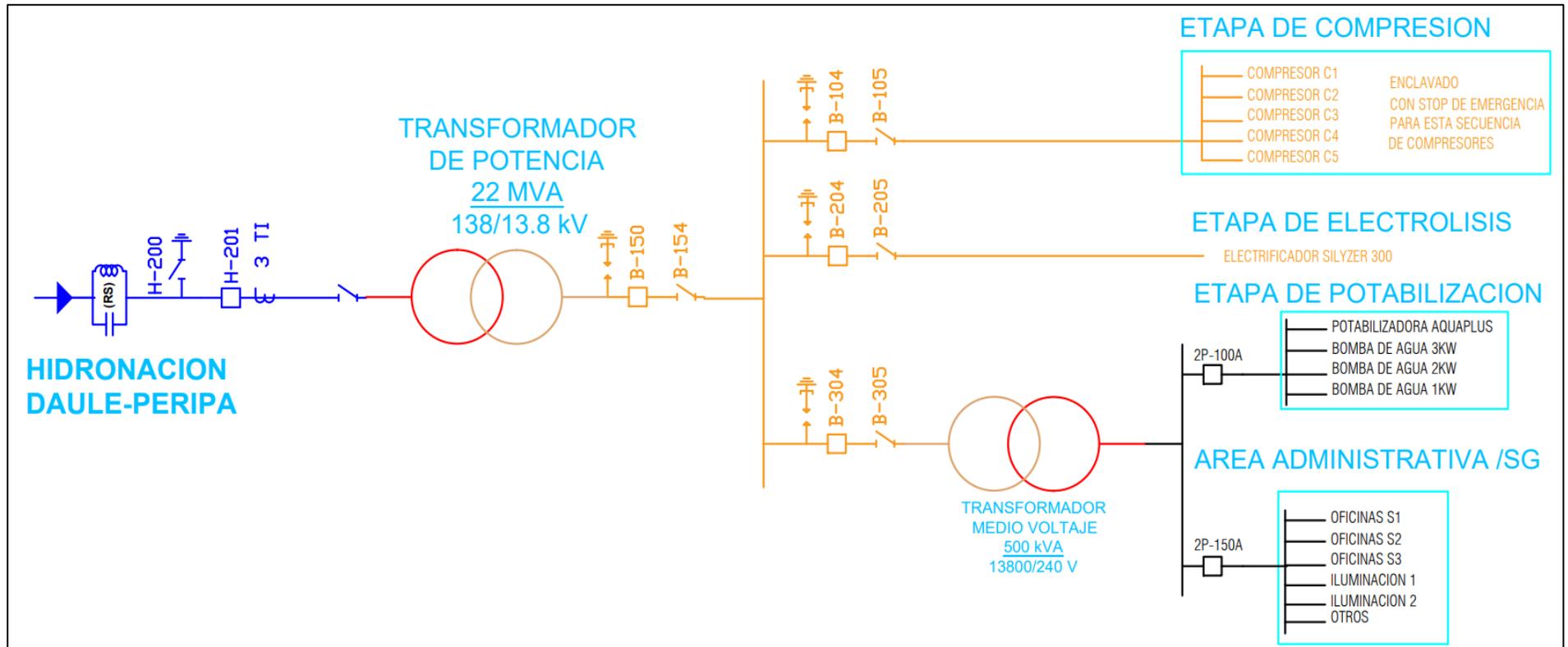


Ilustración 0.9. Diagrama Unifilar de la planta de producción de hidrógeno verde. Elaboración propia

2.3 FLUJO DE CARGA Y COORDINACION DE PROTECCIONES

2.3.1 Simulación del flujo de carga

La simulación de flujo de carga es necesaria para conocer el nivel de afectación que produce la planta de hidrógeno sobre la central hidroeléctrica Daule Peripa, para esto es necesario conocer los valores nominales de sus componentes esenciales, como la potencia de las unidades de generación y los transformadores [30] .

Datos de placa de las unidades de generación	
Unidades	3
Potencia nominal máxima	83.82 MVA (cada una)
Tensión nominal	13,8 kV \pm 5%
Factor de potencia	0,90
Polos	44
Tipo	Trifásico
Frecuencia nominal	60 Hz

Tabla 0.3. Características de las unidades de generación de la central hidroeléctrica Daule Peripa.

Datos de placa de los transformadores	
Unidades	3
Capacidad individual	85 MVA (cada uno)
Bobinado del transformador	Estrella – Delta
Tipo de conexión	YND1
Tensión nominal en bajo voltaje	13,8 kV
Tensión nominal en alto voltaje	138 kV
Frecuencia nominal	60 Hz

Tabla 0.4. Características de los transformadores de la central hidroeléctrica Daule Peripa.

A partir de los datos conocidos de la central Daule Peripa, es posible realizar la simulación del flujo de carga para la posterior configuración o seteo de protecciones para la planta de hidrógeno verde. Se ha utilizado la herramienta

DIgSILENT Power Factory debido a que se cuenta con la licencia para su uso en los laboratorios de ESPOL.

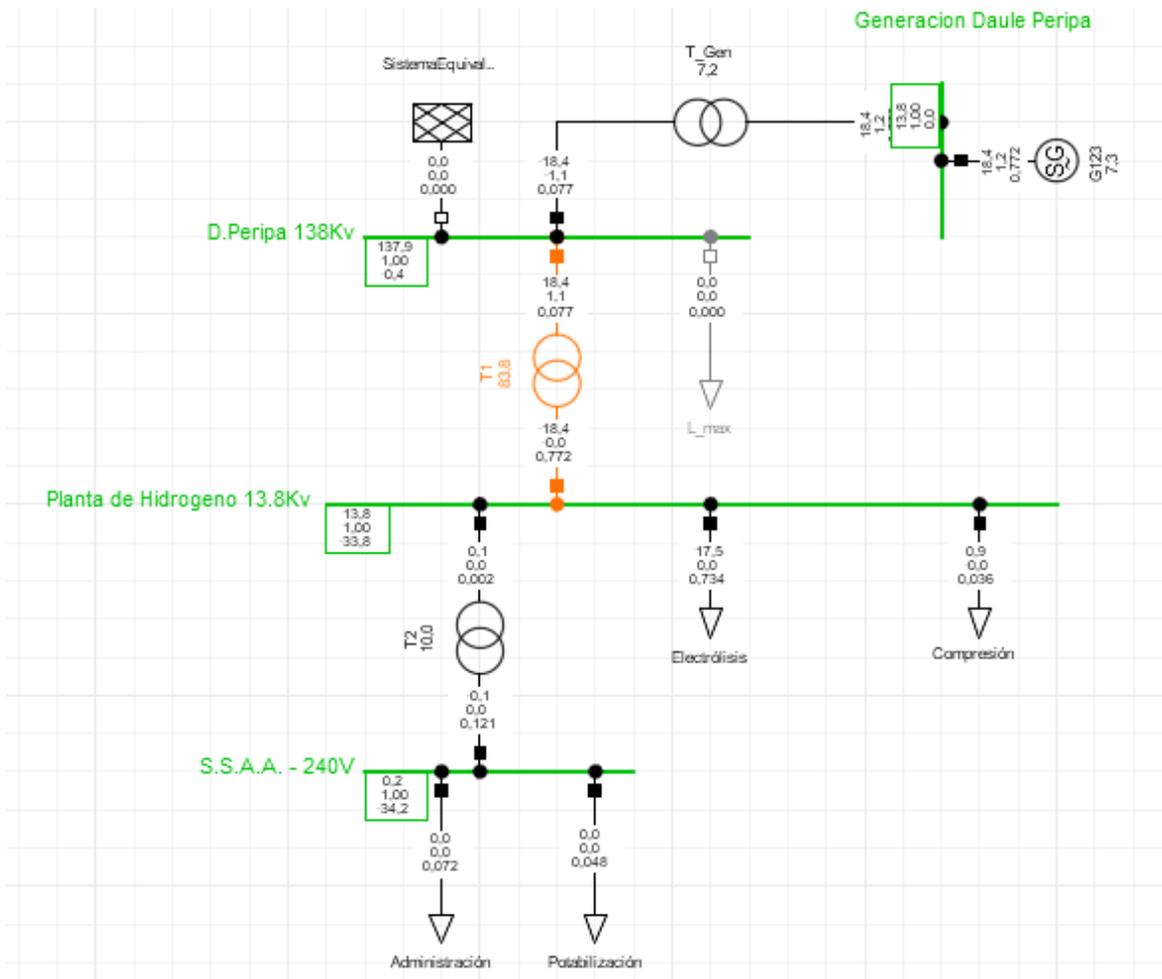


Ilustración 0.10. Simulación del flujo de potencia del sistema conformado por la central hidroeléctrica y la planta de hidrógeno verde.

En la ilustración 27, la simulación se lleva a cabo considerando la demanda estándar de la planta de hidrógeno verde, la cual se sitúa alrededor de los 18,4 MW. Se observa que el transformador que se encuentra entre la barra Daule Peripa y la barra de la planta de hidrógeno se encuentra operando al 83,8% de su capacidad nominal. De la misma manera se puede evidenciar los valores de tensión y corrientes en los niveles de alta y baja tensión en el transformador. Así mismo, se observa que la demanda de la planta de hidrógeno representa el 7,3% de la capacidad total de la central Daule Peripa.

A simple inspección, se observa que la presencia de la planta de hidrógeno verde en la cercanía de la central hidroeléctrica Daule Peripa, no representa

una amenaza para la generación, sin embargo, es necesario analizar el caso en el cual la central alcanza su máximo histórico de generación. Esto es un valor cercano a los 140 MW de sus 213 MW instalados.

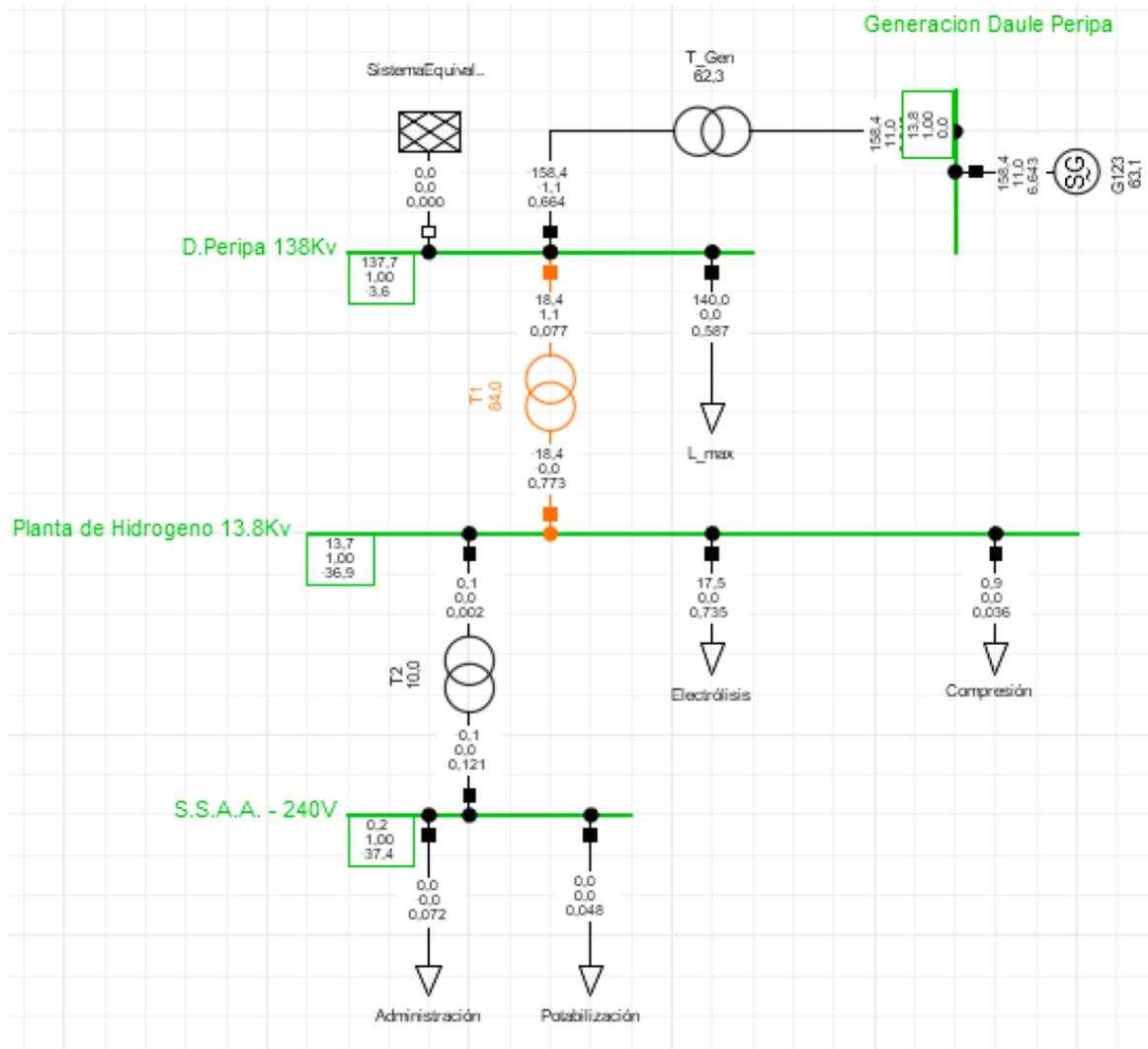


Ilustración 0.11. Simulación del flujo de potencia bajo escenario de despacho máximo por parte de la central Daule Peripa.

En este caso, se considera una carga de 140 MW, la cual es el valor pico entregado por la central en un día promedio del año. Dicha carga junto a la presencia de la planta de hidrógeno, utilizan el 63,1% de la capacidad de las unidades de generación. Lo cual evidencia que no existe limitación técnica por parte del despacho de la central para suplir la demanda de la planta de hidrógeno verde. Sin embargo, podría darse la salida de una de las tres unidades de generación por avería o falla y afectar considerablemente el

despacho y la potencia requerida para la planta de hidrógeno debería ser generada al mismo nivel de tensión en otra central eléctrica.

2.3.2 Configuración de las protecciones eléctricas en la planta de hidrógeno verde

La protección a nivel de 138 kV aguas arriba se encuentra cubierta de parte de la central hidroeléctrica. Respecto a las protecciones de la planta de hidrógeno, se requieren aquellas que brinden protección sobrecorriente y diferencial en el transformador reductor, es decir, entre la barra 138 kV y 13,8 kV.

Edit Devices - Daule_Peripa\D.Peripa 138Kv\Cub_2

	Name	Type	Out of Service	Object modified
▶	R50/51_1	F50_F51 Phase overcur...	<input type="checkbox"/>	31/1/2023 9:38:10
▶	Rele 87T	F87T Transformer Diffe...	<input type="checkbox"/>	31/1/2023 9:38:10
▶	TC1	TC 80/5	<input type="checkbox"/>	30/1/2023 18:50:24
▶	52_1			30/1/2023 17:59:32
▶	PT 138KV/110V	PT 138KV/110V	<input type="checkbox"/>	30/1/2023 17:58:46

Ilustración 0.12. Selección de las protecciones en la barra a 138 kV.

Edit Devices - Daule_Peripa\Hidronacion_Peripa 13.8Kv\Cub_1

	Name	Type	Out of Service	Object modified
▶	Re87T - 2	F87T Transformer Diffe...	<input type="checkbox"/>	31/1/2023 9:38:10
▶	TC2	TC 800/5	<input type="checkbox"/>	31/1/2023 12:02:35
▶	52_2			30/1/2023 17:59:13
▶	PT 13.8KV/110V	PT 13.8KV/110V	<input type="checkbox"/>	30/1/2023 18:03:18

Ilustración 0.13. Selección de las protecciones en la barra a 13,8 kV

Para el cálculo de corrientes de falla es necesario considerar dos escenarios: una falla trifásica y una falla de dos fases, estos escenarios ocurren en la barra de la planta a nivel de 13,8 kV.

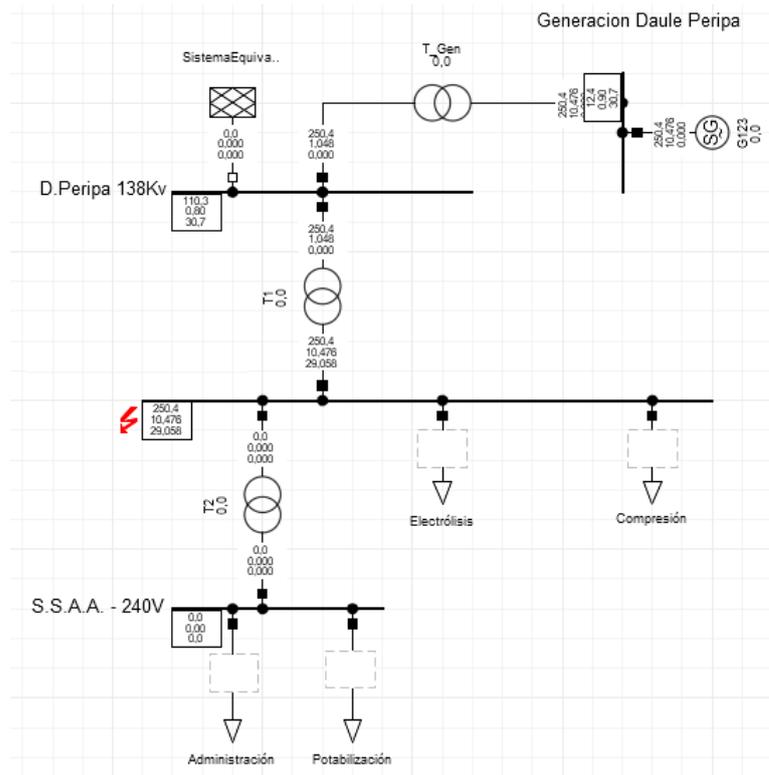


Ilustración 0.14. Cálculo de cortocircuito 3F en Barra Planta de Hidrógeno

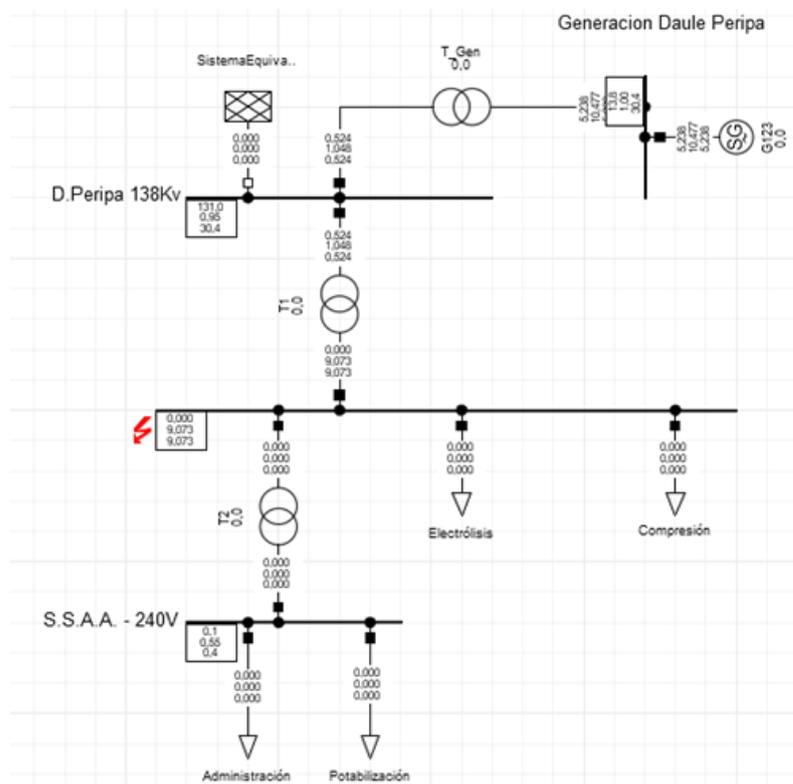


Ilustración 0.15. Cálculo de cortocircuito 2F en Barra Planta de Hidrógeno

La ilustración 32 muestra el valor de corriente de falla trifásica de 1048 A, este valor sirve para configurar la protección de sobrecorriente instantánea. En el caso de la ilustración 33, podemos obtener la corriente de falla mínima, la cual es esencial para el seteo de la protección diferencial y la protección de sobrecorriente temporizada.

En la zona del transformador de baja tensión también es necesario colocar una tira fusible para otorgar protección al elemento y al sistema en caso de ocurrir fallas aguas abajo a nivel de 240 V.

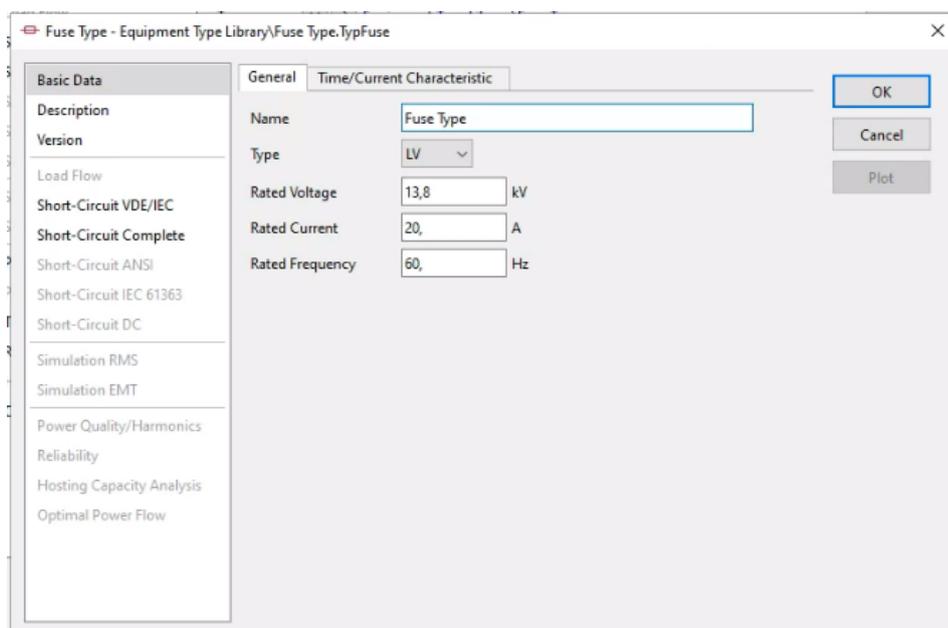


Ilustración 0.16. Configuración tira fusible del transformador de distribución.

2.3.3 Coordinación de protecciones

Para el seteo del rele 50/51 de la planta de electrólisis se toma en cuenta el tipo de curva escogida para la protección de sobrecorriente, en esta caso se selecciona una curva del tipo muy inversa (IEC clase B), también se toma en cuenta el rango de corriente máxima que pueda tolerar el relé 51, el cual se ha considerado entre un 10% de sobrecorriente del valor nominal y el valor de falla mínima. La corriente nominal del relé 51 es de 80 A, por lo que su límite inferior es de 88 A.

$$1.1 * I_{nom} < I_{51} < I_{Fmin}$$

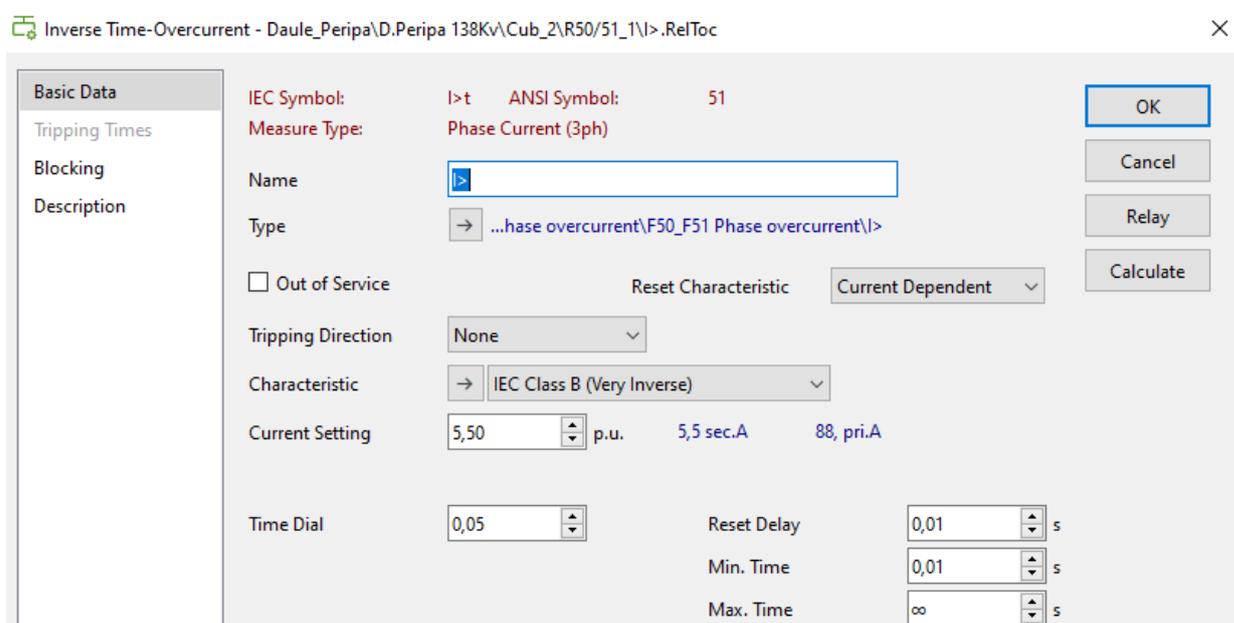


Ilustración 0.17. Configuración de la protección 51 de la planta de hidrógeno verde.

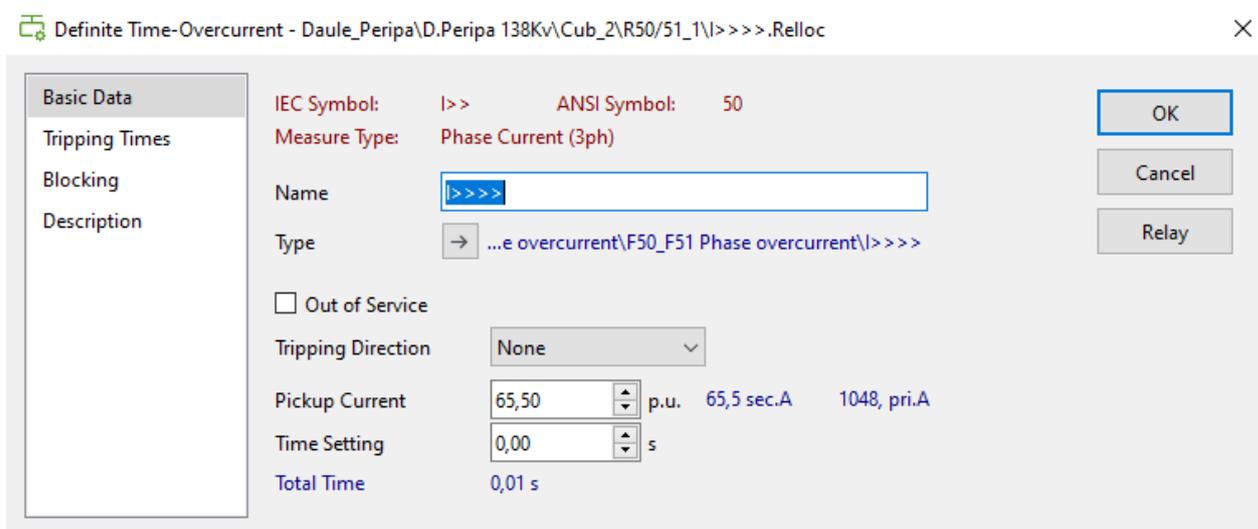


Ilustración 0.18. Configuración de la protección 50 de la planta de hidrógeno verde.

Para la configuración de la protección diferencial se debe considerar que el tipo de curva asociada viene dada por la relación entre las corrientes, siendo la configuración presentada en la ilustración la que mejor funciona para la respuesta ante la ocurrencia de fallas.

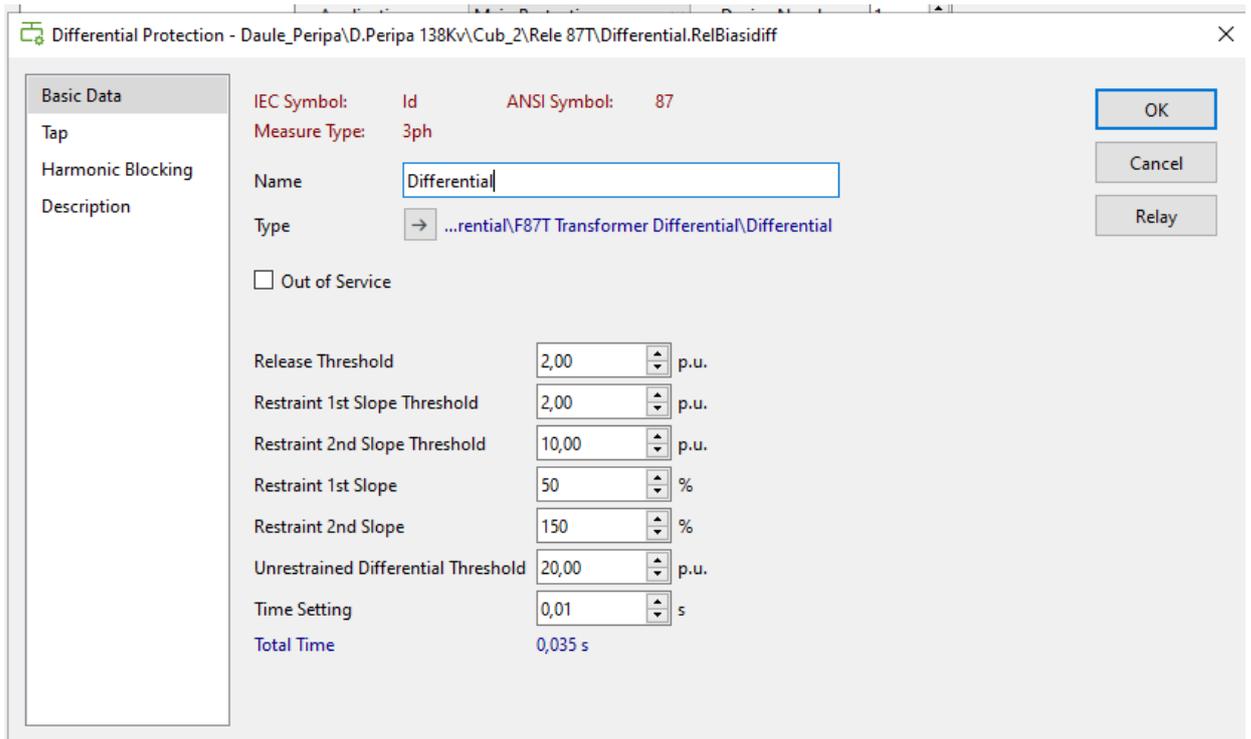


Ilustración 0.19. Configuración de la protección 87 de la planta de hidrógeno verde.

También es necesario realizar la coordinación de las protecciones aguas arriba, para evitar que la central hidroeléctrica se vea afectada en caso de alguna falla que no sea mitigada por las protecciones de la planta.

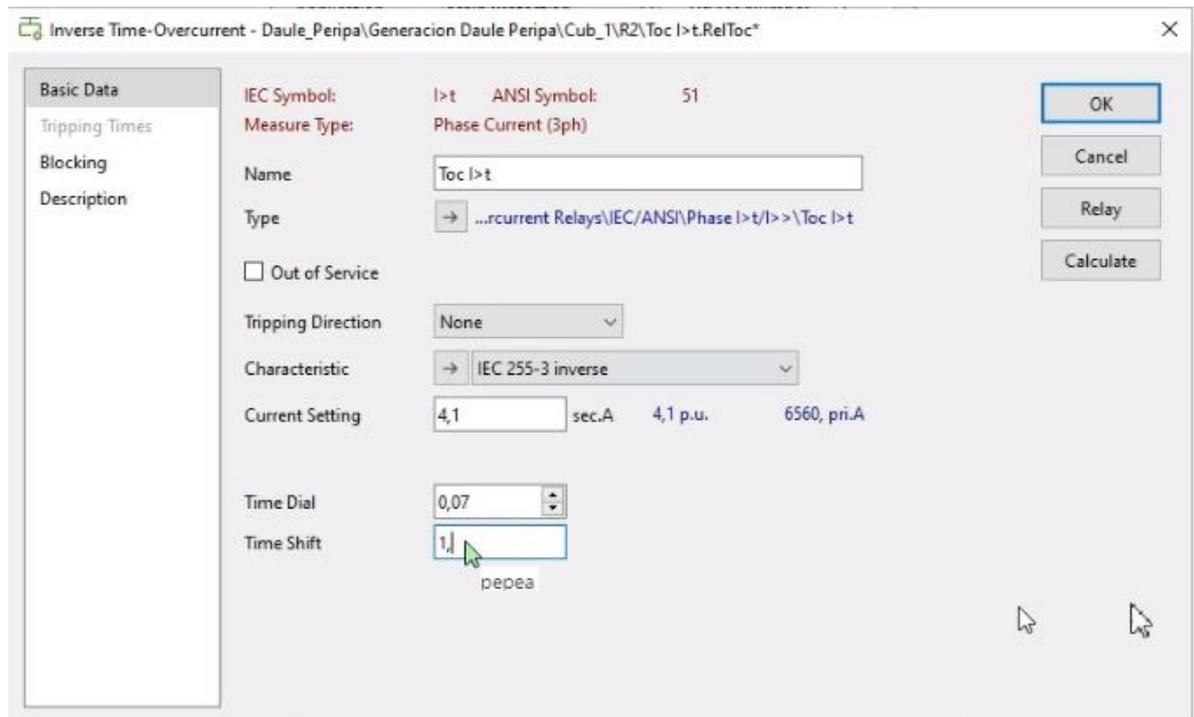


Ilustración 0.20. Seteo de protección de temporizada de la central Daule Peripa.

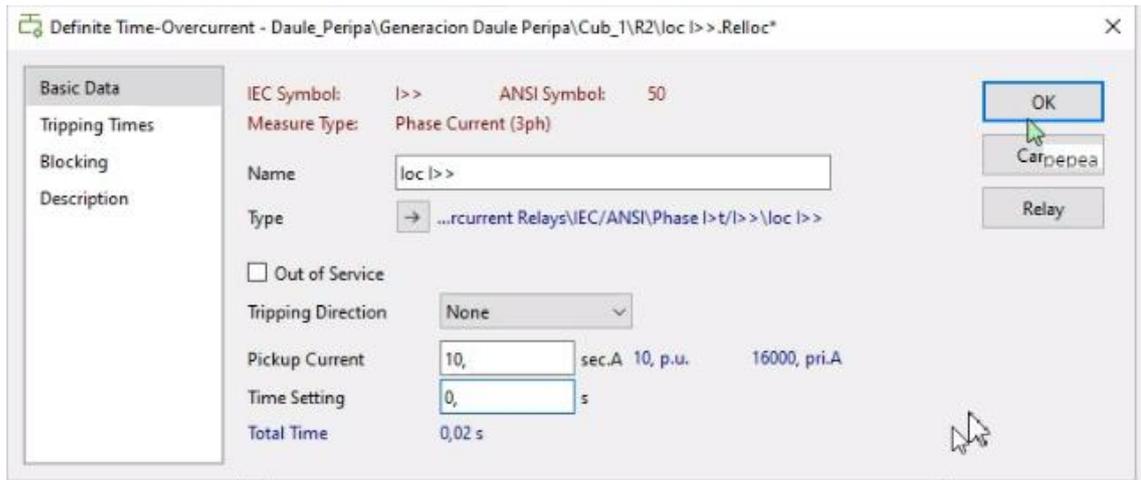


Ilustración 0.21. Seteo de protección instantánea de la central Daule Peripa.

2.3.4 Curvas de coordinación de relés

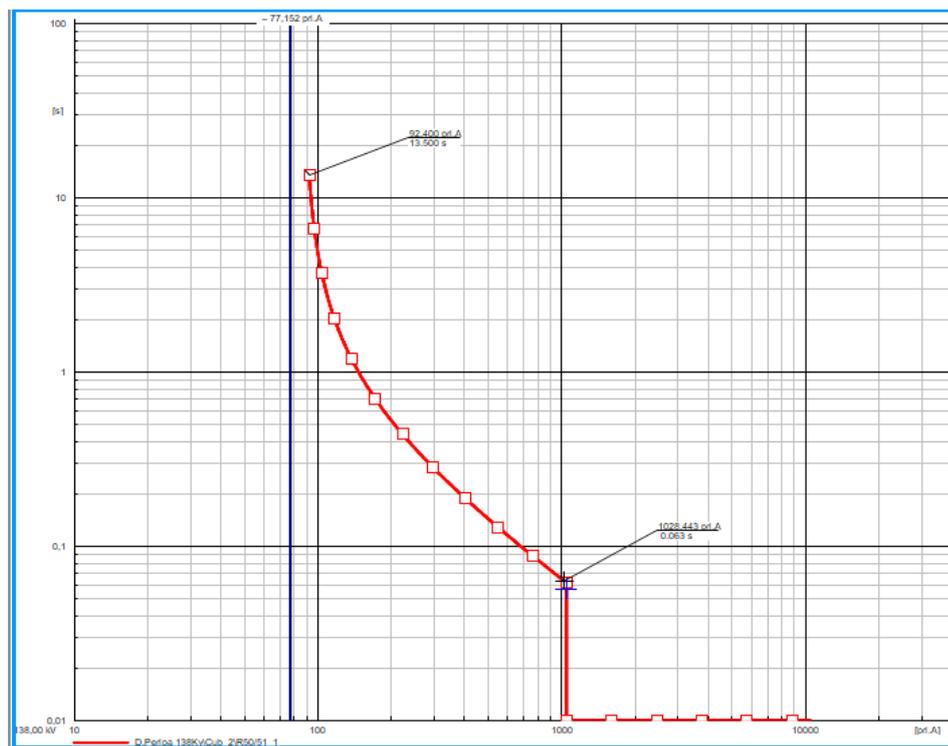


Ilustración 0.22. Curva de coordinación de protección 50/51 aguas abajo en estado nominal, sin fallas en el sistema.

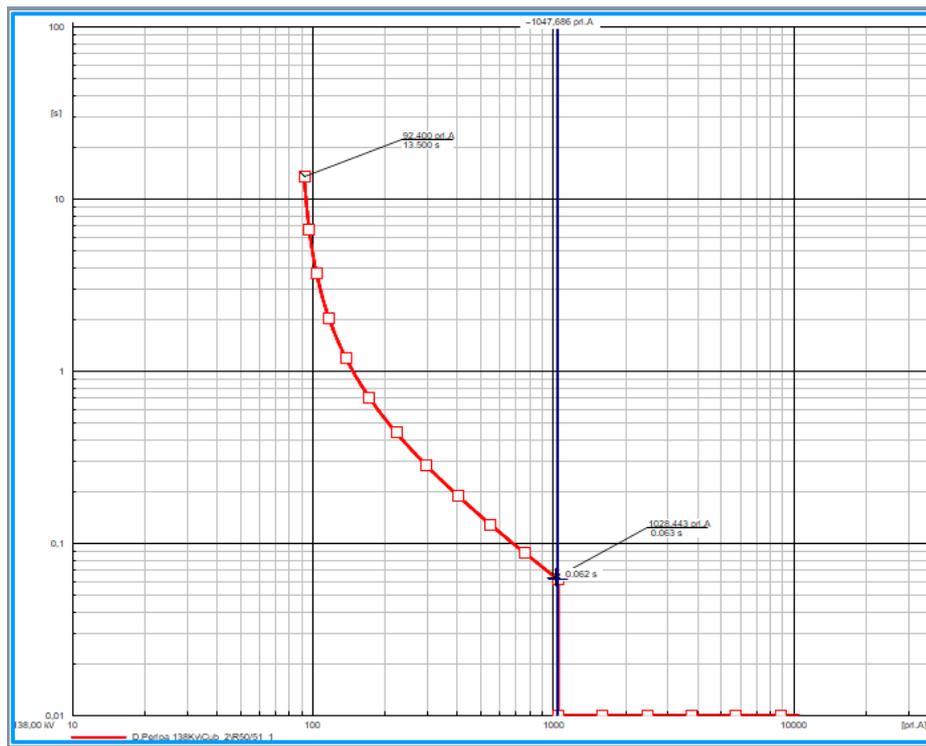


Ilustración 0.23. Curva de coordinación de protección 50/51 cuando ocurre la falla mínima.

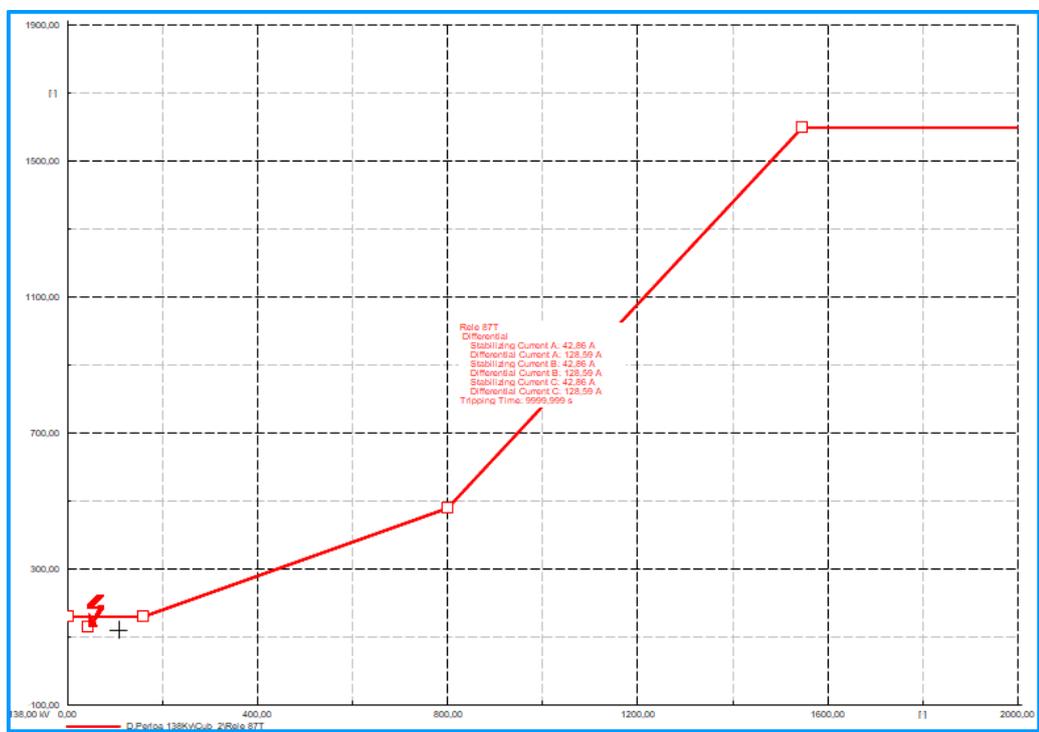


Ilustración 0.24. Curva de coordinación de protección 87T en estado nominal, sin fallas en el sistema, mostrando zona de no actuación.

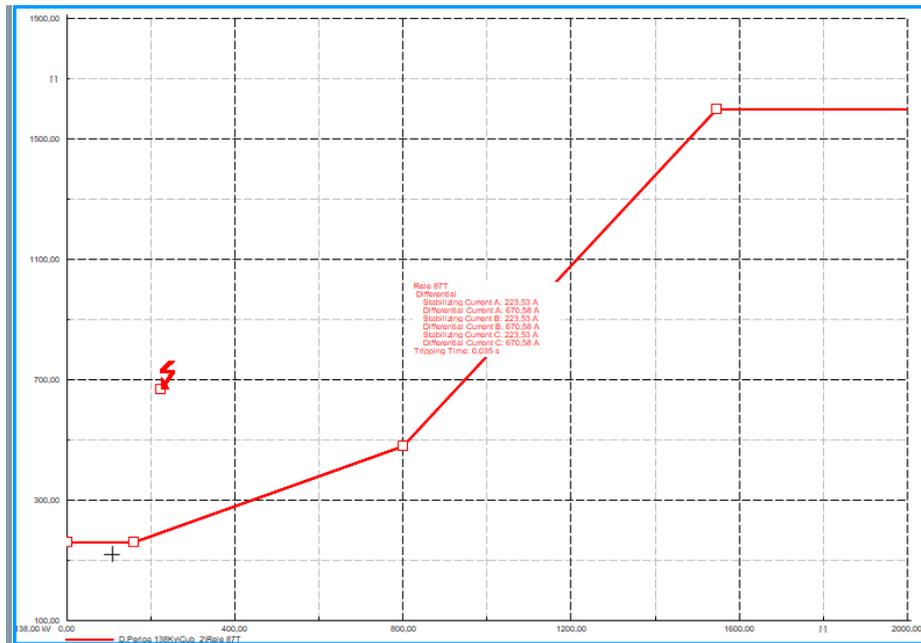


Ilustración 0.25. Curva de coordinación de protección 87T cuando ocurre la falla mínima, ingresa en zona de actuación.

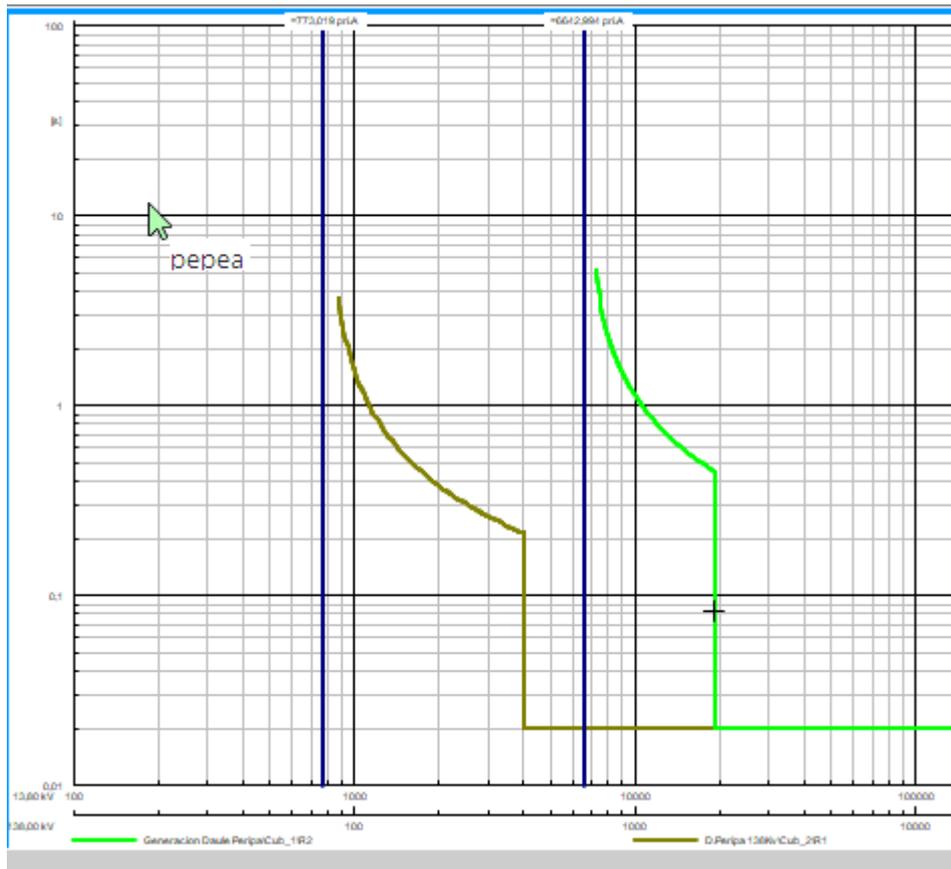


Ilustración 0.26. Coordinación de protecciones 50/51 en estado nominal a nivel de 13,8 kV.

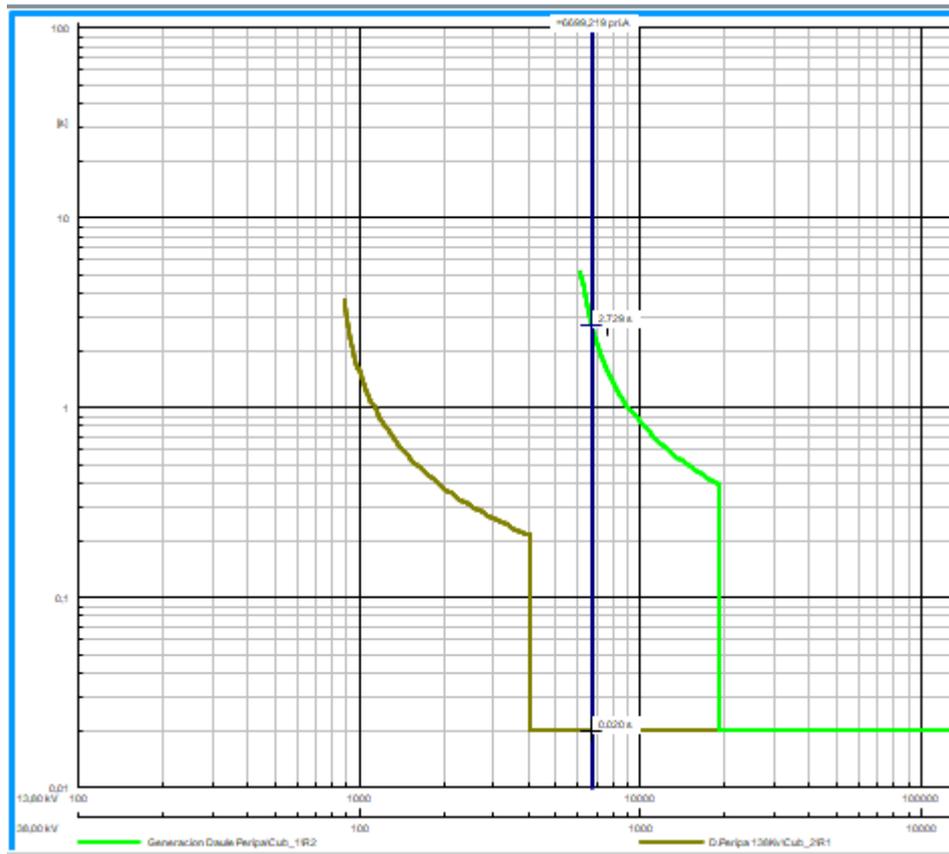


Ilustración 0.27. Coordinación de protecciones 50/51 en caso de corriente mínima de falla a nivel de 13,8 kV.

2.4 POTENCIA Y ENERGIA CONSUMIDA A LA RED DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

La central hidroeléctrica Daule – Peripa tiene una potencia máxima de 213 MW, sin embargo, de acuerdo con los datos de despacho económico por el ARCERNNR. no opera ni al 70% de su máxima capacidad en las horas de mayor consumo en Ecuador. El costo de producción de energía es proporcional a la demanda, se conoce que en las franjas nocturnas la demanda es menor en los grandes centros de carga, por lo cual gran parte del costo de producción se abarata en el sistema de generación, esto nos ayuda a asumir un escenario ideal de operación para la planta de hidrógeno durante la noche. De esta manera, la central hidroeléctrica cuenta con capacidad suficiente para suplir la carga de la planta de hidrógeno.

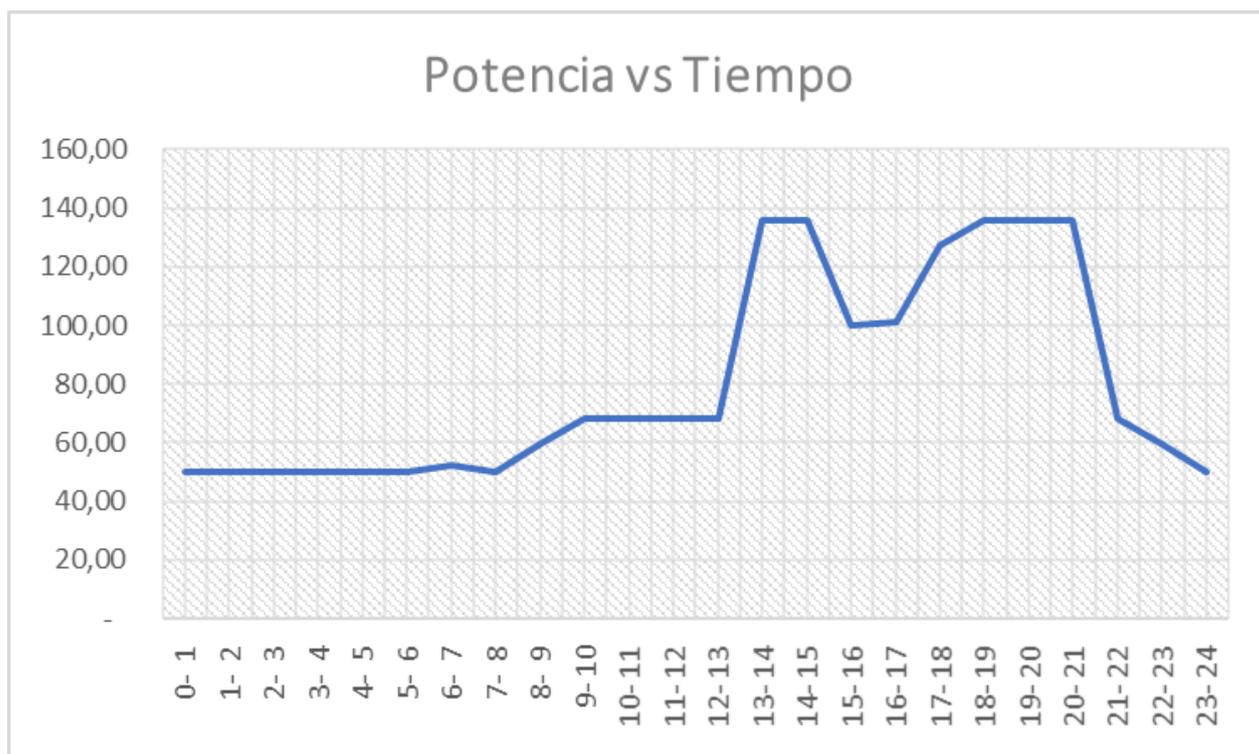


Ilustración 0.28. Curva de demanda diaria promedio de la C. H. Daule-Peripa. CENACE.

Para analizar el impacto en la red eléctrica y la viabilidad económica del proyecto, se ha propuesto distintos escenarios de producción de hidrógeno. El primer escenario cuenta con un nivel de producción al 50% que contempla 10 horas diarias de actividad durante la franja nocturna iniciando a las 10PM hasta las 8AM del día siguiente, y el segundo escenario de producción cuenta con 20 horas de producción diaria, iniciando a las 10PM hasta las 6PM del día siguiente.

2.4.1 Nivel de producción 50% (Operación 10 horas 10PM-8AM)

	POTENCIA (KW)	CONSUMO ENERGETICO (MWH)			
		HORA	DIA	MES	AÑO
Etapa de potabilización	20	0,02	0,2	6	73
Etapa de electrólisis	17500	17,5	175	5250	63875
Etapa de compresión	850	0,85	8,5	255	3102,5
Área administrativa, Servicios generales	30	0,03	0,3	9	109,5
TOTAL	18400	18,4	184	5520	67160

Tabla 0.5. Potencia y consumo de energía eléctrica de cada una de las etapas considerando un nivel de producción al 50%.

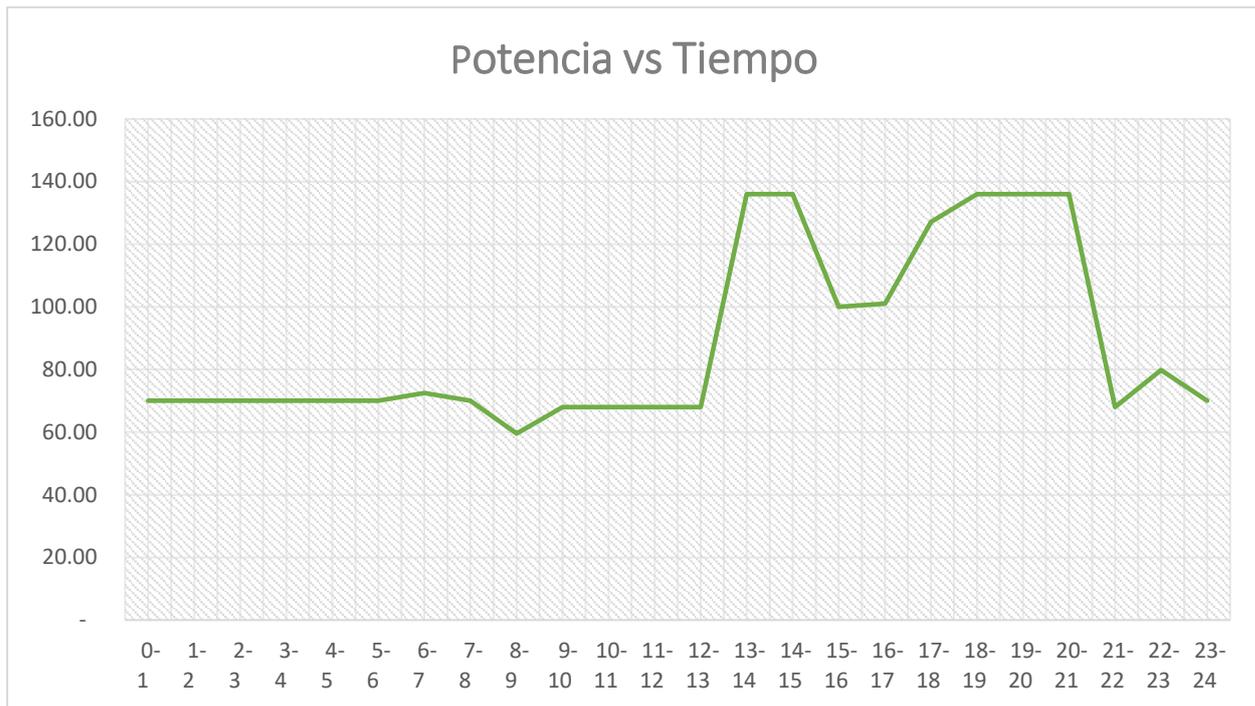


Ilustración 0.29. Curva de demanda diaria promedio incluyendo el escenario de operación de 10 horas diarias de la C. H. Daule-Peripa.

Si la planta de producción de H₂ entra en operación en horas de la madrugada no hay ningún impacto perjudicial en la red del SNI porque a esas horas la generación en la central hidroeléctrica Daule-Peripa está cercana a su potencia mínima. Sin embargo, un punto en contra es que la producción anual de eH₂ se limita a 67.16 t, lo que evidentemente reduciría los ingresos por venta de hidrógeno comprometiendo la rentabilidad del proyecto. Cabe destacar que la planta cuenta con las debidas protecciones ANSI 87 y ANSI 50/51.

2.4.2 Nivel de producción 100% (Operación 20 horas 10PM-6PM)

	POTENCIA (KW)	CONSUMO ENERGETICO (MWH)			
		HORA	DIA	MES	AÑO
Etapa de potabilización	20	0,02	0,4	12	146
Etapa de electrólisis	17500	17,5	350	10500	127750
Etapa de compresión	850	0,85	17	510	6205

Área administrativa, Servicios generales	30	0,03	0,6	18	219
TOTAL	18400	18,4	368	1104 0	13432 0

Tabla 0.6. Potencia y consumo de energía eléctrica de cada una de las etapas considerando un nivel de producción al 100%.



Ilustración 0.30. Curva de demanda diaria promedio incluyendo el escenario de operación de 20 horas diarias de la C. H. Daule-Peripa.

Para este escenario de operación se considera que la planta de producción de eH₂ opera continuamente durante 20 horas, saliendo de operación en el horario de 6:00pm a 10:00pm, donde ocurre el pico de demanda a nivel nacional. Esta disposición se toma en cuenta no porque la central hidroeléctrica no esté en la capacidad de proveer la demanda, sino porque en Ecuador hay meses que el estiaje se siente con severidad, de modo que esta medida es para precautelar la red del SNI en toda época del año.

2.5 Proforma presupuestaria

El CAPEX (capital expenditure) del proyecto es de \$ 55.293.000,00. En este valor se toma en consideración todas las etapas de la planta, así como los costos de importación de cada uno de los equipos, y la obra civil para construcción de la infraestructura.

2.5.1 Electrolizador y compresores

Según información de paquetes de hidrógeno vendidos por Siemens Energy en Europa y Chile, dependiendo de la potencia del electrolizador su precio abordaría \$ 1.500,00 por cada KW, para el caso de este proyecto como la potencia del Silyzer 300 es de 17.5 MW el precio del paquete H₂ sería de \$ 26.250.000,00. Vale recalcar que Siemens Energy con ese rubro también incluye los compresores necesarios para que el hidrógeno verde producido pueda llegar a la presión ideal para que posteriormente sea almacenado o transportado.

2.5.2 Almacenamiento

Los tanques de almacenamiento de hidrógeno en alta presión rondan los 10.000,00 USD para 30000 kg H₂. Como se sabe que la producción máxima diaria de la planta es de 7920 kg H₂, se esperaría tener la capacidad de almacenar la producción de hasta por dos semanas, para conseguirlo se requieren cuatro tanques.

2.5.3 Etapa de potabilización

La planta de potabilización de agua Acuplus 100 1.1 LPS en su página oficial tiene un precio de 40.000,00 USD en Colombia y ofrece la exportación a Ecuador. En esta etapa también se considera un costo de 5.000,00 USD para los sistemas de bombeo.

2.5.4 Instalación, importación y obra civil

Para todo lo que concierne a importación, instalación y obra civil se asigna el valor de la suma de los principales equipos de la planta. En este caso la sumatoria de los componentes principales en la etapa de potabilización, electrólisis, y compresión da un valor de 26.335.000,00 USD.

2.5.5 Perdidas por imprevistos

En el tiempo que tarde la construcción de la planta puede surgir cualquier tipo de imprevistos, por lo cual se debe asignar un 10% del presupuesto de instalación y obra civil para cubrir dichas perdidas, lo cual equivale a 2.633.500,00 USD.

2.5.6 Transformadores y sistema eléctrico

El transformador de potencia de 22 MVA es el equipo más costoso de la instalación eléctrica de la planta, su costo alcanza los 2.000.000,00 USD. Adicionalmente, se necesita otro transformador de 500 KVA para el área administrativa y la etapa de potabilización. Por lo que, los costos de transformadores sumado a la infraestructura del sistema eléctrica llegarían a 3.000.000,00 USD.

Equipos	Costo por KW	Potencia	Inversión
	Electrolizador y compresores	\$ 1.500,00	17500
	Costo por c/tanque	Cantidad	
Almacenamiento	\$ 10.000,00	4	\$ 40.000,00
Potabilizadora			\$ 40.000,00
Sistemas de bombeo			\$ 5.000,00
Instalación, importación y obra civil			\$ 26.335.000,00
Perdidas por imprevistos			\$ 2.633.500,00
Transformador de potencia			\$ 2.000.000,00
Sistema eléctrico			\$ 1.000.000,00
COSTOS TOTALES			\$ 58.303.500,00

Tabla 0.7. Costo total de la inversión para la planta de producción de hidrógeno.

2.6 Devaluación en el tiempo

En este apartado se considerará la depreciación que sufren los equipos del proyecto debido a su operación. Para analizar la depreciación anual de cada uno de los equipos se visualiza como un escenario lineal donde se divide el costo del activo para los años de vida.

Equipos	Inversión [USD]	Vida útil [Años]	Depreciación anual [USD/año]
Electrolizador y compresores	\$26.250.000,00	30	\$ 875.000,00
Tanques de almacenamiento	\$ 40.000,00	10	\$4.000,00
Potabilizadora	\$ 40.000,00	10	\$ 4.000,00
Sistemas de bombeo	\$ 5.000,00	5	\$ 1.000,00
Transformadores e infraestructura eléctrica	\$ 3.000.000,00	30	\$ 100.000,00
Obra civil	\$ 26.335.000,00	50	\$ 526.700,00
DEPRECIACION ANUAL TOTAL			\$ 1.510.700,00

Tabla 0.8. Depreciación anual de los equipos del proyecto.

Se estima que el proyecto termine de pagar el capital y los intereses en 20 años. En la tabla 2.8, se puede notar que tanto el transformador de potencia, sistema eléctrico, el electrolizador y compresores con un mantenimiento adecuado tienen una vida útil de 30 años, la obra civil tiene una vida útil de 50 años, lo cual indica que, aun después de haberse pagado la inversión de la planta de H2, esta pueda operar 10 años más sin requerir una alta reinversión. Por otra parte, en el caso de los tanques de almacenamiento de hidrógeno y la potabilizadora, estos activos tienen una vida útil de 10 años, por lo cual en el año 11 se debe comprar nuevamente estos equipos, lo cual significaría una reinversión de 40.000,00 USD. Asimismo, en el caso del sistema de bombeo, se sumará en egresos el valor de su inversión que es de 5.000,00 USD en los años 6, 11 y 16 respectivamente.

2.7 Sumatoria de ingresos

2.7.1 Venta de hidrógeno para exportación

En el capítulo 1, se indagó el precio de venta en el mercado europeo del kilo de hidrógeno verde, el cual va desde los 6 a 10 euros, valor que a la fecha de publicación de este trabajo (enero 2023) equivale a alrededor de 6,48 a 10,80 USD. De manera que, con la finalidad de que este proyecto este lo más cercano a la realidad del mercado internacional se considerará un precio base de venta igual a 6 USD/Kg de e-hidrógeno.

Nivel de producción	Horas encendidas [h]	VENTA [USD/kg]	Día [USD]	Mes [USD]	Año [USD]
50%	10	\$ 6,00	\$ 20.400,00	\$ 612.000,00	\$ 7.446.000,00
100%	20	\$ 6,00	\$ 40.800,00	\$1.224.000,00	\$ 14.892.000,00

Tabla 0.9. Ingresos por venta de e-hidrógeno al mercado internacional

En la tabla 2.9, se puede notar que los ingresos serán directamente proporcionales a la cantidad de producción que tenga la planta.

2.7.2 Venta de hidrógeno para consumo local

En el capítulo 1.10 se mostró las oportunidades que tiene el hidrógeno para ser consumido en nuestro país, una de ellas es la re- electrificación del

hidrógeno por medio de turbinas de gas, donde haciendo un nuevo despacho económico se puede desplazar alguna de las generadoras térmicas de combustibles fósiles que vienen siendo las más costosas para el SNI, las cuales superarían los 0.10 USD el kWh, ya que dependen del precio internacional de su materia prima y causan toneladas de emisiones de CO2. Un dato relevante del hidrógeno verde es que cada kg almacena entre 38 a 40 kWh. De manera que, si el hidrógeno producido tiene como base un valor de venta local de 5,00 USD/Kg se estaría produciendo cada kWh a un costo competitivo y se estaría ahorrando toneladas de emisiones de CO2.

Otra oportunidad que tiene el hidrógeno es para potencializar el sector industrial en Ecuador, de modo que las industrias puedan hacer la transición de maquinaria que pueda ser impulsada por hidrógeno en sustitución de combustibles fósiles. Y, por último, se tiene previsto que en los próximos años el parque automotriz nacional abra las puertas a los vehículos de hidrógeno, debido a que al igual que los vehículos eléctricos no genera emisiones de CO2. Vale recalcar que con 1kg de hidrógeno un vehículo liviano puede recorrer en promedio 100km, de manera que al precio de 5,00 USD sería mucho más conveniente que un vehículo liviano a diésel o gasolina donde para recorrer esa distancia se estima un gasto entre 7 a 10 USD.

Nivel de producción	Horas encendidas [h]	VENTA [USD/kg]	Día [USD]	Mes [USD]	Año [USD]
50%	10	\$ 5,00	\$ 17.000,00	\$ 510.000,00	\$ 6.205.000,00
100%	20	\$ 5,00	\$ 34.000,00	\$1.020.000,00	\$ 12.410.000,00

Tabla 0.10. Ingresos por venta de e-hidrógeno para consumo local

2.7.3 Venta de bonos de carbono

El precio del bono del carbono en la actualidad es de 3,20 USD, vale recalcar que cada bono de carbono equivale a cada tonelada de CO2 que deja de ser emitida al medio ambiente. Según lo presentado en el capítulo 1.12, el precio de un bono de carbono llegaría hasta 20 veces más de su valor actual para antes de 2050.[24]

Para el caso de las emisiones por producción de electricidad de generadoras térmicas, se sabe que por cada kg de hidrógeno se almacenan 38 kWh, esto quiere decir que para contar con un MWh se necesitan 26.32 kg de H₂. De esta manera ya se puede relacionar el promedio de emisiones tCO₂/MWh de algunos países. Por ejemplo, se puede comparar las emisiones de los países de Norteamérica, donde se estimó 0.92 tCO₂/MWh en Canadá, 0.82 tCO₂/MWh en Estados Unidos y 0.6538 tCO₂/MWh en México. Lo que a su vez significa que en lo que refiere a emisiones por producción de electricidad, cada kg de H₂ equivale a 0.034954 bonos de carbono si toma como referencia a Canadá, 0.031155 bonos de carbono si toma como referencia a Estados Unidos, y 0.0248404 bonos de carbono si toma como referencia a México. [31]

Para el caso de las emisiones de transporte se sabe que en promedio un vehículo liviano recorre 100 km con 1kg de H₂, por otro lado, un vehículo liviano de gasolina o diésel para recorrer la misma distancia estaría gastando entre 2 a 3 galones de combustible. Otro dato que se conoce es que cada litro de combustible produce como mínimo 2.35 kg de CO₂. En consecuencia, por cada 100 km recorridos un vehículo de combustión estaría emitiendo entre 0.017625 a 0.0264375 tCO₂. Lo que a su vez significa que en lo que refiere a emisiones por transporte, cada kg de H₂ equivale entre 0.017625 a 0.0264375 bonos de carbono. [32]

Para resumir todo el cálculo, en este proyecto se considerará 0.02 bonos de carbono por cada kg de H₂ vendidos al precio actual de enero 2023 que es de 3,20 USD.

Nivel de producción	Horas encendidas [h]	Bono de carbono/kg H ₂	VENTA [Bono de carbono]	Día [USD]	Mes [USD]	Año [USD]
50%	10	0,02	\$ 3,20	\$ 217,60	\$ 6.528,00	\$ 79.424,00
100%	20	0,02	\$ 3,20	\$ 435,20	\$ 13.056,00	\$ 158.848,00

Tabla 0.11. Ingresos por venta de bonos de carbono.

2.8 Sumatoria de egresos

2.8.1 Gastos de consumo eléctrico

Nivel de producción	Horas encendidas [h]	Precio [MWh]	Día [USD]	Mes [USD]	Año [USD]
50% [10PM-8AM]	10	\$ 81,00	\$ 14.904,00	\$ 447.120,00	\$ 5.439.960,00
[8AM-6PM]	10	\$ 89,00	\$ 16.376,00	\$ 491.280,00	\$ 5.977.240,00
[10PM-6PM] 100%	20		\$ 31.280,00	\$ 938.400,00	\$ 11.417.200,00

Tabla 0.12. Gastos por consumo de energía eléctrica basado en las tarifas del pliego tarifario en Alto voltaje consumidor comercial.

Si se considera el pliego tarifario como un consumidor comercial, solamente los gastos por consumo de energía ya excederían a los ingresos de venta de hidrógeno. Por otro lado, el suministro de energía que alimenta la planta es 100% provista por la hidroeléctrica Daule-Peripa donde el costo de generación de esta energía es de 2,00 USD/MWh. Conviene enfatizar, la planta no opera en las 4 horas (6pm- 10pm) donde ocurren los picos de consumo del despacho económico nacional. Por consiguiente, en este proyecto no es viable que se aplique el pliego tarifario como consumidor comercial.

Se esperaría que en Ecuador el precio de energía que pague la planta de producción de hidrógeno esté más cerca de lo que cuesta producir energía hidroeléctrica, o por lo menos que se considere una nueva tarifa que permita la rentabilidad del proyecto. Para conseguirlo se deberá recurrir a los contratos bilaterales entre la generadora y la planta de producción de eH₂, debido a que la planta es una gran consumidora y tiene una demanda fija para todas las franjas horarias en todos los días, meses y años. Por lo tanto, para los cálculos de este proyecto se fijará el precio como una tarifa preferencial de 30,00 USD/MWh consumido.

Nivel de producción	Horas encendidas [h]	Precio [MWh]	Día [USD]	Mes [USD]	Año [USD]
50% [10PM-8AM]	10	\$ 30,00	\$ 5.520,00	\$165.600,00	\$ 2.014.800,00
[8AM-6PM]	10	\$ 30,00	\$ 5.520,00	\$165.600,00	\$ 2.014.800,00
[10PM-6PM] 100%	20		\$ 11.040,00	\$331.200,00	\$ 4.029.600,00

Tabla 0.13. Gastos por consumo de energía eléctrica basado en acuerdos bilaterales con una tarifa preferencial de 30 USD/MWh.

2.8.2 Gastos de transporte

Previamente en la sección 1.11 de este trabajo, se determinó la capacidad volumétrica de un furgón, la cual es 90.46 m³. También se investigó la densidad del hidrógeno a una presión de 700 bares, la cual es 40 kg/m³. Por lo tanto, en cada camión podría cargarse como máximo con 3618 kg de H₂.

Se sabe que la planta puede producir diariamente 3400 kg o 6800 kg de H₂ según su nivel de producción, por consiguiente, se necesitaría 1 camión para transportar la producción diaria cuando la planta trabaja a un nivel de 50% o se necesitarían 2 camiones cuando la planta trabaja al 100%.

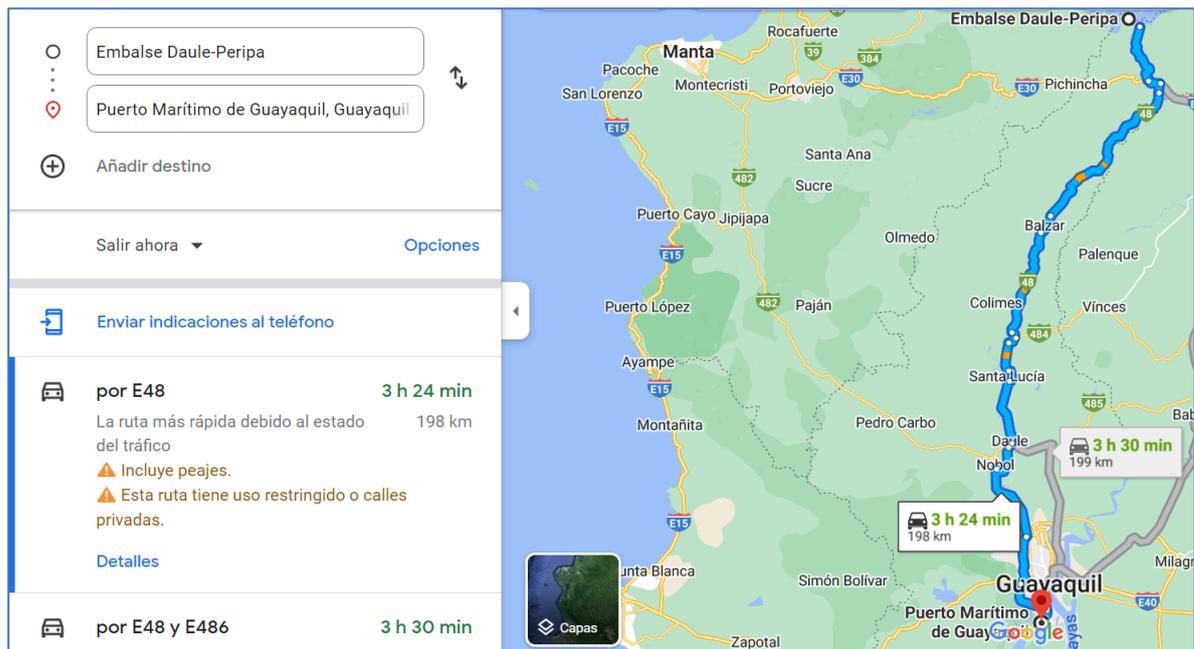


Ilustración 0.31. Distancia recorrida desde la planta de hidrógeno en Daule-Peripa hasta la zona portuaria de Guayaquil. Google Maps

La distancia recorrida desde la ubicación de la planta de H₂ hasta la zona portuaria de Guayaquil es de 198 km. En la tabla de la última resolución de pisos tarifarios de la modalidad de transporte terrestre comercial de carga pesada en Ecuador, de la cual se habló en capítulo 1, se puede evidenciar que el precio por km recorrido de viaje cargado incluido su retorno vacío es de 1,74 USD por km para distancias largas mayores a 60,1 km. Para llegar al valor del recorrido se debe emplear la siguiente ecuación.

$$Tl = (T_r * kv) + \phi$$

Donde,

T_l : Tarifa mínima por viaje largo.

T_r : Tarifa mínima por km recorrido.

k_v : Numero de km recorridos.

Φ : Valor de costos complementarios al viaje.

$$T_l = (1,74 * 198) + \phi$$

$$T_l = 344,52 + \phi$$

En el valor de costos complementarios se contemplarían los precios para pasar por los peajes de la provincia. Por lo tanto, el valor de cada viaje alcanzaría los 400,00 USD.

Nivel de producción	Horas encendidas [h]	Precio de cada viaje	Numero de camiones	Día [USD]	Mes [USD]	Año [USD]
50%	10	\$ 400,00	1	\$ 400,00	\$ 12.000,00	\$ 146.000,00
100%	20	\$ 400,00	2	\$ 800,00	\$ 24.000,00	\$ 292.000,00

Tabla 0.14. Desembolso anual destinado para la transportación del hidrógeno.

2.8.3 Salarios del personal

Oficio/Empleo	Número de asalariados	Salario individual	Salarios anuales	TOTAL
Gerente general	1	\$ 3.500,00	\$ 49.000,00	\$ 49.000,00
Supervisor	1	\$ 2.000,00	\$ 28.000,00	\$ 28.000,00
Especialistas	2	\$ 1.200,00	\$ 16.800,00	\$ 33.600,00
Ingenieros de mantenimiento	2	\$ 900,00	\$ 12.600,00	\$ 25.200,00
Administración	2	\$ 600,00	\$ 8.400,00	\$ 16.800,00
Guardianía	4	\$ 500,00	\$ 7.000,00	\$ 28.000,00
Personal de limpieza	2	\$ 450,00	\$ 6.300,00	\$ 12.600,00
TOTAL, ANUAL DEL PERSONAL				\$193.200,00

Tabla 0.15. Desembolso anual de salarios del personal

Para establecer los salarios de cada uno de los puestos de trabajo se consideró el SBU de Ecuador en 2023, el cual es de 450,00 USD para personal limpieza. En los demás cargos se tomó en consideración salarios promedio en el sector público. Para el salario anual se multiplico el salario

mensual por los 14 donde se considera décimo tercero y décimo cuarto sueldo que establece el artículo 111 del Código de Trabajo en Ecuador.

2.8.4 Gastos de operación y mantenimiento (O&M)

Anualmente se debe contemplar un gasto del 2% del CAPEX, el cual será destinado para cubrir los gastos de mantenimientos preventivos y correctivos en cada una de las etapas de la planta.

2.9 Tasas de interés y amortización

2.8.1 Tasas de interés de entidades locales.

En Ecuador se cuenta con un gran número de entidades financieras que ofrecen distintas tasas de intereses para la gama de productos que tienen disponible. En el caso de la planta de producción de hidrógeno, al ser una inversión que busca incrementar el PIB atrayendo ganancias por exportación de hidrógeno verde, podría beneficiarse con la tasa de interés del 9.33 % anual [33].

2. TASAS DE INTERÉS ACTIVAS MÁXIMAS VIGENTES PARA EL SECTOR FINANCIERO PRIVADO, PÚBLICO Y, POPULAR Y SOLIDARIO ESTABLECIDAS POR LA JUNTA DE POLÍTICA Y REGULACIÓN FINANCIERA	
Tasas de Interés Activas Máximas ¹	
Tasa Activa Efectiva Máxima para el segmento ²	% anual
Productivo Corporativo	9,29
Productivo Empresarial	10,36
Productivo PYMES	11,26
Consumo	16,77
Educativo	9,50
Educativo Social	7,50
Vivienda de Interés Público	4,99
Vivienda de Interés Social	4,99
Inmobiliario	10,40
Microcrédito Minorista	28,23
Microcrédito de Acumulación Simple	24,89
Microcrédito de Acumulación Ampliada	22,05
Inversión Pública	9,33

1. De acuerdo a la Resolución JPRF-F-2022-053 de 27 de diciembre de 2022, de la Junta de Política y Regulación Financiera
2. Según la Resolución 603-2020-F, de la Junta de Política y Regulación Monetaria y Financiera.

Tabla 0.16. Tasas de interés máximas vigentes del Banco Central del Ecuador.

2.8.2 Tasas de interés internacionales

Las entidades internacionales americanas o europeas ofrecen tasas de interés mucho más bajas que las entidades financieras locales. En promedio las tasas de interés extranjeras son del 5% anual, un ejemplo de ello ha sido la inversión del proyecto de la Aerovía en Guayaquil, donde la Agencia Francesa de Desarrollo firmo un convenio de financiamiento con una tasa de

interés del 4.88% anual a 20 años plazo y con 5 años de gracia. De la misma manera, se haría la gestión para que una entidad financiera internacional otorgue un préstamo con una tasa de interés anual no mayor al 5% [34].

2.10 Flujo de caja

El flujo de caja se obtiene de la diferencia entre los costos que implica mantener la planta de hidrógeno verde y los ingresos percibidos por las actividades realizadas por la misma durante un periodo de tiempo determinado. Para este proyecto, se realizará 8 flujos de caja considerando distintos escenarios donde los ingresos y los gastos serán analizados, de tal modo que se obtienen distintas tasas internas de retorno en cada uno para determinar los escenarios más favorables para la ejecución del proyecto.

Se plantea terminar de pagar la inversión de este proyecto en un plazo de 20 años, partiendo desde el año 0 en el cual se recibe el CAPEX para la compra de los equipos y la construcción de la planta, hasta el año 20 donde se culmina de pagar la amortización y sus intereses.



Ilustración 0.32. Representación del flujo de caja para la planta de producción de H₂.

Para realizar el flujo de caja correctamente se debe identificar los años que no tienen un comportamiento constante, estos años son en los que se debe reinvertir en equipos que ya cumplieron su vida útil, tal es el caso del sistema de bombeo, la potabilizadora y los tanques de almacenamiento, donde en la

sumatoria de egresos de flujo de caja de los años 6, 11 y 16 se contempla estos valores como “re inversión” según corresponda.

Por otro lado, en el caso de los electrolizadores, compresores, transformadores, sistema eléctrico y la obra civil cuya vida útil excede los 20 años, estos pasarían a ser “activos a favor”. Para calcular su valor monetario, se multiplica el valor de la depreciación anual de cada uno de estos activos por los años de vida que le restan. Al finalizar, la cantidad obtenida en “activos a favor” se sumaría dentro de los ingresos del año 20.

De esta manera se presentará los flujos de caja en donde se considerará niveles de producción del 50 o 100%, venta de hidrógeno para exportación o para consumo local y también la tasa de interés del crédito ya sea provista por una entidad financiera local o por una entidad financiera internacional.

ESCENARIO	TASA DE INTERES	NIVEL DE PRODUCCION	VENTA DE H2
1	0	0	0
2	0	0	1
3	0	1	0
4	0	1	1
5	1	0	0
6	1	0	1
7	1	1	0
8	1	1	1

Tabla 0.17. Tabla de verdad de los escenarios de flujo de caja considerando variables de nivel de producción, tasa de interés y venta de H2.

En la tabla 2.17 se analiza tres variables las cuales son nivel de producción, venta del H2 y tasa de interés. Para la variable de tasa de interés se considera 1 para una tasa de interés internacional, y se considera 0 para una tasa de interés local. Para la variable de nivel de producción, se considera 1 cuando la planta de producción trabaje a un nivel de producción del 100%, y se considera 0 para cuando trabaje al 50%. Para la variable de venta del hidrógeno producido se considera 1 para exportación, y se considera 0 para consumo interno.

Variables	Interpretación binaria	
	Local 9.33%	Internacional 5%
Tasa de interés	0	1
	Nivel 50%	Nivel 100%
Nivel de Producción	0	1
	Consumo interno	Exportación
Venta de H2	0	1

Tabla 0.18. Interpretación binaria de las variables en la tabla de verdad de los ocho escenarios.

CAPITULO 3

3. RESULTADOS Y DISCUSION

3.1 Discusión respecto al ámbito legal

Como se mencionó en el capítulo 1 de este proyecto, en Ecuador las reformas legales no se encuentran enfocadas en la producción de hidrógeno verde, por lo cual es necesario implementar medidas que prioricen la producción de hidrógeno como energía alternativa para promover la transición energética a las energías limpias, que es uno de los artículos del “Acuerdo de Paris”, de manera que Ecuador reafirmaría su postura respecto a la no emisión de GEI para la evitar el calentamiento global.

La Ley Orgánica de Eficiencia Energética es un pilar fundamental para el desarrollo de las tecnologías de hidrógeno verde, puesto que en dicha ley se fomenta el uso responsable de la energía y el desarrollo sostenible del ambiente a través de medios que permitan la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Debido a la alta demanda energética por parte de la planta electrolizadora, es necesario considerar en dicha normativa una posible tarifa preferencial respecto al precio de la electricidad, lo cual permitiría reducir el costo de producción del hidrógeno y consolidar el mercado del hidrógeno en un mercado competitivo y atractivo a la inversión extranjera.

En el ámbito nacional, también es necesario implementar un mercado competitivo de hidrógeno que permita añadir un valor agregado al hidrógeno verde, ya que este cuenta con un mejor estado de pureza respecto al hidrógeno obtenido por otros métodos contaminantes. De esta manera se fomenta a la inversión en tecnologías amigables a las empresas que ya producen hidrógeno en el país, permitiendo una mayor penetración en el mercado energético local.

Otro vértice importante respecto a la producción a gran escala de hidrógeno son los bonos de carbono, estos bonos permiten obtener ingresos económicos gracias a la no emisión de gases de efecto invernadero y son posibles gracias a la implementación de hidrógeno verde en la industria local, una de las

propuestas que se realiza en este trabajo es la de impulsar el ingreso de Ecuador al mercado de bonos de carbono, el cual es posible gracias a la notable reducción de emisiones en los últimos años con la transición energética a energías no convencionales como la hidráulica, solar y eólica.

También es necesario aplicar una reforma la Ley de Recursos Hídricos para la productividad, ya que la demanda de agua para el proceso de electrólisis es elevada, se necesita de manera urgente proyectos de ley que permita el uso de las vertientes hídricas y embalses del país para la obtención de hidrógeno a través de dichas aguas. Ya que, como se mencionó en la sección 1.6.2 no se menciona de manera específica el uso del agua como materia prima a gran escala para su uso en electrolizadores.

3.2 Efectos del impacto en la red del SNI

HORA	Potencia promedio [MW]	Pot. Promedio + Producción: 50% [MW]	Pot. Promedio + Producción: 100% [MW]
0- 1	50,00	70,00	70,00
1- 2	50,00	70,00	70,00
2- 3	50,00	70,00	70,00
3- 4	50,00	70,00	70,00
4- 5	50,00	70,00	70,00
5- 6	50,00	70,00	70,00
6- 7	52,49	72,49	72,49
7- 8	50,00	70,00	70,00
8- 9	59,55	59,58	79,55
9- 10	68,00	68,03	88,00
10- 11	68,00	68,03	88,00
11- 12	68,00	68,03	88,00
12- 13	68,00	68,03	88,00
13- 14	136,00	136,03	156,00
14- 15	136,00	136,03	156,00
15- 16	100,00	100,03	120,00
16- 17	101,00	101,03	121,00
17- 18	127,11	127,14	147,11
18- 19	136,00	136,03	136,03
19- 20	136,00	136,03	136,03
20- 21	136,00	136,03	136,03
21- 22	68,00	68,03	68,03
22- 23	59,85	79,85	79,85
23- 24	50,00	70,00	70,00
ENERGIA [MWh]	1.920,00	2.120,42	2.320,12

Tabla 0.1. Potencia y energía promedio que debe ser provista por la C. H. Daule-Peripa para satisfacer la planta de producción de eH₂ para niveles de producción al 50% y al 100%.

En la tabla 3.1, se muestran las potencias promedio en cada hora según el nivel de operación que la planta opere y al final se muestra energía en MWh que estaría siendo provista por la Central Hidroeléctrica Daule-Peripa.

Como se puede notar la central hidroeléctrica en el caso de mayor de exigencia solo estaría operando al 73,23% de su potencia instalada por lo cual, la planta de producción de hidrógeno no requiere ningún MW adicional que provenga de alguna otra generadora. De modo que, el costo para producir esa energía solo depende de la hidroeléctrica en mención.

Cabe mencionar que la propuesta de operar 20 horas diarias no es porque la central hidroeléctrica no tenga la capacidad de abastecer en esas 4 horas restantes, sino más bien, porque de 6:00pm a 10:00pm son las horas del pico de demanda en todo el Ecuador. Y dentro de la planificación de potencia a nivel de generación justamente en esas horas se pueden presentar imprevistos especialmente en época de estiaje. En definitiva, este es el motivo por el cual la planta contempla operar máximo 20 horas al día. Ya que esta medida asegura no causar un nuevo reajuste de despacho económico que involucre otros generadores en ningún día del año.

Finalmente, para precautelar el SNI y la infraestructura eléctrica de la planta se realizó un estudio simulado de flujo de potencia y coordinación de las protecciones eléctricas necesarias mediante el uso del software DlgSILENT Power Factory en donde se realizó fallas para probar las reacciones de la protección diferencial 87 en el lado de primario del transformador de potencia, y también se probó las reacciones de las protecciones de sobrecorriente en todo el circuito eléctrico de la planta en sus diferentes etapas.

Dado a que se toman en cuenta todos estos parámetros se puede decir que la planta de hidrógeno no causa ningún impacto en el SNI por la potencia consumida, y que se tiene la seguridad que no se provoca daños a línea de transmisión en caso de que se llegue a presentar una falla, ya que inmediatamente reaccionarían las protecciones.

3.3 Tablas de amortización

3.3.1 Tabla de amortización proyectada por una entidad financiera local

TASA DE INTERES 9,33%	Total, Final del Crédito	Total, Interés	Total, Amortización	
	\$130.756.567	\$72.453.067	\$58.303.500	
Periodo [años]	<i>Cuota</i>	<i>Interés</i>	<i>Amortización</i>	<i>Saldo</i>
0				\$58.303.500,00
1	\$6.537.828,33	\$5.439.716,55	\$1.098.111,78	\$57.205.388,22
2	\$6.537.828,33	\$5.337.262,72	\$1.200.565,61	\$56.004.822,61
3	\$6.537.828,33	\$5.225.249,95	\$1.312.578,38	\$54.692.244,23
4	\$6.537.828,33	\$5.102.786,39	\$1.435.041,94	\$53.257.202,29
5	\$6.537.828,33	\$4.968.896,97	\$1.568.931,36	\$51.688.270,93
6	\$6.537.828,33	\$4.822.515,68	\$1.715.312,65	\$49.972.958,28
7	\$6.537.828,33	\$4.662.477,01	\$1.875.351,32	\$48.097.606,95
8	\$6.537.828,33	\$4.487.506,73	\$2.050.321,60	\$46.047.285,35
9	\$6.537.828,33	\$4.296.211,72	\$2.241.616,61	\$43.805.668,74
10	\$6.537.828,33	\$4.087.068,89	\$2.450.759,44	\$41.354.909,31
11	\$6.537.828,33	\$3.858.413,04	\$2.679.415,29	\$38.675.494,01
12	\$6.537.828,33	\$3.608.423,59	\$2.929.404,74	\$35.746.089,27
13	\$6.537.828,33	\$3.335.110,13	\$3.202.718,20	\$32.543.371,07
14	\$6.537.828,33	\$3.036.296,52	\$3.501.531,81	\$29.041.839,26
15	\$6.537.828,33	\$2.709.603,60	\$3.828.224,73	\$25.213.614,54
16	\$6.537.828,33	\$2.352.430,24	\$4.185.398,09	\$21.028.216,44
17	\$6.537.828,33	\$1.961.932,59	\$4.575.895,74	\$16.452.320,71
18	\$6.537.828,33	\$1.535.001,52	\$5.002.826,81	\$11.449.493,90
19	\$6.537.828,33	\$1.068.237,78	\$5.469.590,55	\$5.979.903,35
20	\$6.537.828,33	\$557.924,98	\$5.979.903,35	\$0,00

Tabla 0.2. Simulación de la tabla de amortización del crédito del CAPEX otorgado por una entidad financiera local con una tasa de interés del 9,33%

3.3.2 Tabla de amortización proyectada por una entidad financiera internacional

TASA DE INTERES 5,00%	Total, Final del Crédito	Total, Interés	Total, Amortización	
	\$93.568.474	\$35.264.974	\$58.303.500	
Periodo [años]	<i>Cuota</i>	<i>Interés</i>	<i>Amortización</i>	<i>Saldo</i>
0				\$58.303.500,00
1	\$4.678.423,68	\$2.915.175,00	\$1.763.248,68	\$56.540.251,32
2	\$4.678.423,68	\$2.827.012,57	\$1.851.411,12	\$54.688.840,20
3	\$4.678.423,68	\$2.734.442,01	\$1.943.981,67	\$52.744.858,53
4	\$4.678.423,68	\$2.637.242,93	\$2.041.180,76	\$50.703.677,77
5	\$4.678.423,68	\$2.535.183,89	\$2.143.239,79	\$48.560.437,98
6	\$4.678.423,68	\$2.428.021,90	\$2.250.401,78	\$46.310.036,20
7	\$4.678.423,68	\$2.315.501,81	\$2.362.921,87	\$43.947.114,32
8	\$4.678.423,68	\$2.197.355,72	\$2.481.067,97	\$41.466.046,36
9	\$4.678.423,68	\$2.073.302,32	\$2.605.121,36	\$38.860.924,99
10	\$4.678.423,68	\$1.943.046,25	\$2.735.377,43	\$36.125.547,56
11	\$4.678.423,68	\$1.806.277,38	\$2.872.146,30	\$33.253.401,26
12	\$4.678.423,68	\$1.662.670,06	\$3.015.753,62	\$30.237.647,64
13	\$4.678.423,68	\$1.511.882,38	\$3.166.541,30	\$27.071.106,34
14	\$4.678.423,68	\$1.353.555,32	\$3.324.868,37	\$23.746.237,97
15	\$4.678.423,68	\$1.187.311,90	\$3.491.111,78	\$20.255.126,19
16	\$4.678.423,68	\$1.012.756,31	\$3.665.667,37	\$16.589.458,81
17	\$4.678.423,68	\$829.472,94	\$3.848.950,74	\$12.740.508,07
18	\$4.678.423,68	\$637.025,40	\$4.041.398,28	\$8.699.109,79
19	\$4.678.423,68	\$434.955,49	\$4.243.468,19	\$4.455.641,60
20	\$4.678.423,68	\$222.782,08	\$4.455.641,60	\$0,00

Tabla 0.3. Simulación de la tabla de amortización del crédito del CAPEX otorgado por una entidad financiera extranjera con una tasa de interés del 5,00%

3.4 Resultados de flujo de caja

A continuación, se mostrarán los diferentes flujos de caja para cada escenario dependiendo la entidad financiera, el nivel de producción y el destino de la venta de eH₂.

3.4.1 Escenario 1: Crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 50% y venta de H2 para consumo interno.

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta de H2 (+)	\$6.205 .000									
Bonos de carbono (+)	\$79.42 4									
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Ingresos	\$6.284 .424									
Consumo eléctrico	\$2.014 .800									
Transporte y salarios	\$339.2 00									
Depreciación y O&M	\$2.676 .770									
Reinversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.035 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770
Flujo de caja	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.248 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654
Payback	- \$57.04 9.846	- \$55.79 6.192	- \$54.54 2.538	- \$53.28 8.884	- \$52.03 5.230	- \$50.78 6.576	- \$49.53 2.922	- \$48.27 9.268	- \$47.02 5.614	- \$45.77 1.960
Años	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venta de H2 (+)	\$6.205 .000									
Bonos de carbono (+)	\$79.42 4									
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25.55 1.000
Total, Ingresos	\$6.284 .424	\$31.83 5.424								
Consumo eléctrico	\$2.014 .800									
Transporte y salarios	\$339.2 00									

Depreciación y O&M	\$2.676 .770	\$2.676 .770	\$2.676 .770	\$2.676 .770						
Reinversión	\$85.00 0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$5.115 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.035 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770
Flujo de caja	\$1.168 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.248 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$26.80 4.654
Payback	- \$44.60 3.306	- \$43.34 9.652	- \$42.09 5.998	- \$40.84 2.344	- \$39.58 8.690	- \$38.34 0.036	- \$37.08 6.382	- \$35.83 2.728	- \$34.57 9.074	- \$7.774 .420
AÑO 0 (Inversión)	- \$58.30 3.500									
COK (interés anual)	9,33%					VAN	\$39.20 9.687		TIR	-0,92%

Tabla 0.4. Flujo de caja del escenario 1, donde se considera el crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 50% y venta de H₂ para consumo interno.

No es rentable porque el TIR es menor a la tasa de interés y el VAN es negativo.

3.4.2 Escenario 2: Crédito en entidad financiera local, nivel producción al 50% y venta de H₂ para exportación.

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta de H ₂ (+)	\$7.446 .000									
Bonos de carbono (+)	\$79.42 4									
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Ingresos	\$7.525 .424									
Consumo eléctrico	\$2.014 .800									
Transporte y salarios	\$339.2 00									

Depreciación y O&M	\$2.676 .770									
Reinversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.035 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770
Flujo de caja	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.489 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654
Payback	- \$55.80 8.846	- \$53.31 4.192	- \$50.81 9.538	- \$48.32 4.884	- \$45.83 0.230	- \$43.34 0.576	- \$40.84 5.922	- \$38.35 1.268	- \$35.85 6.614	- \$33.36 1.960
Años	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venta de H2 (+)	\$7.446 .000									
Bonos de carbono (+)	\$79.42 4									
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25.55 1.000
Total, Ingresos	\$7.525 .424	\$33.07 6.424								
Consumo eléctrico	\$2.014 .800									
Transporte y salarios	\$339.2 00									
Depreciación y O&M	\$2.676 .770									
Reinversión	\$85.00 0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$5.115 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.035 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770
Flujo de caja	\$2.409 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.489 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$28.04 5.654
Payback	- \$30.95 2.306	- \$28.45 7.652	- \$25.96 2.998	- \$23.46 8.344	- \$20.97 3.690	- \$18.48 4.036	- \$15.98 9.382	- \$13.49 4.728	- \$11.00 0.074	- \$17.04 5.580
AÑO 0 (Inversión)	- \$58.30 3.500									

COK (interés anual)	9,33%		VAN	- \$29.08 7.053		TIR	1,95%
------------------------------------	--------------	--	------------	--------------------------------	--	------------	--------------

Tabla 0.5. Flujo de caja del escenario 2, donde se considera el crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 50% y venta de H₂ para exportación.

No es rentable porque el TIR es menor a la tasa de interés y el VAN es negativo.

3.4.3 Escenario 3: Crédito en entidad financiera local, nivel producción al 100% y venta de H₂ para consumo interno.

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta de H ₂ (+)	\$12.41 0.000	\$12.4 10.00 0	\$12.4 10.00 0							
Bonos de carbono (+)	\$158.8 48	\$158. 848	\$158. 848							
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Ingresos	\$12.56 8.848	\$12.5 68.84 8	\$12.5 68.84 8							
Consumo eléctrico	\$4.029 .600	\$4.02 9.600	\$4.02 9.600							
Transporte y salarios	\$485.2 00	\$485. 200	\$485. 200							
Depreciación y O&M	\$2.676 .770	\$2.67 6.770	\$2.67 6.770							
Reinversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.196 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.19 1.570	\$7.19 1.570
Flujo de caja	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.372 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.37 7.278	\$5.37 7.278
Payback	\$52.92 6.222	\$47.54 8.944	\$42.17 1.666	\$36.79 4.388	\$31.41 7.110	\$26.04 4.832	\$20.66 7.554	\$15.29 0.276	\$9.91 2.998	\$4.53 5.720
Años	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20

Venta de H2 (+)	\$12.41 0.000	\$12.41 0.000	\$12.4 10.00 0	\$12.4 10.00 0						
Bonos de carbono (+)	\$158.8 48	\$158.8 48	\$158. 848	\$158. 848						
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25.5 51.00 0
Total, Ingresos	\$12.56 8.848	\$12.56 8.848	\$12.5 68.84 8	\$38.1 19.84 8						
Consumo eléctrico	\$4.029 .600	\$4.029 .600	\$4.02 9.600	\$4.02 9.600						
Transporte y salarios	\$485.2 00	\$485.2 00	\$485. 200	\$485. 200						
Depreciación y O&M	\$2.676 .770	\$2.676 .770	\$2.67 6.770	\$2.67 6.770						
Reinversión	\$85.00 0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$7.276 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.196 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.19 1.570	\$7.19 1.570
Flujo de caja	\$5.292 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.372 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.37 7.278	\$30.9 28.27 8
Payback	\$756.5 58	\$6.133 .836	\$11.51 1.114	\$16.88 8.392	\$22.26 5.670	\$27.63 7.948	\$33.01 5.226	\$38.39 2.504	\$43.7 69.78 2	\$74.6 98.06 0
AÑO 0 (Inversión)	- \$58.30 3.500									
COK (interés anual)	9,33%					VAN	- \$5.573 .960		TIR	7,99%

Tabla 0.6. Flujo de caja del escenario 3, donde se considera el crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 100% y venta de H₂ para consumo interno.

No es rentable porque el TIR es menor a la tasa de interés y el VAN es negativo.

3.4.4 Escenario 4: Crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 100% y venta de H2 para exportación.

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta de H2 (+)	\$14.89 2.000	\$14.892 .000								
Bonos de carbono (+)	\$158.8 48	\$158.84 8								
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Ingresos	\$15.05 0.848	\$15.050 .848								
Consumo eléctrico	\$4.029 .600	\$4.029. 600								
Transporte y salarios	\$485.2 00	\$485.20 0								
Depreciación y O&M	\$2.676 .770	\$2.676. 770								
Reinversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.196 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191. 570
Flujo de caja	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.854 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859. 278
Payback	\$50.44 4.222	\$42.58 4.944	\$34.72 5.666	\$26.86 6.388	\$19.00 7.110	\$11.15 2.832	\$3.293 .554	\$4.565 .724	\$12.42 5.002	\$20.284 .280
Años	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venta de H2 (+)	\$14.89 2.000	\$14.892 .000								
Bonos de carbono (+)	\$158.8 48	\$158.84 8								

Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25.551.000
Total, Ingresos	\$15.050.848	\$15.050.848	\$15.050.848	\$15.050.848	\$15.050.848	\$15.050.848	\$15.050.848	\$15.050.848	\$15.050.848	\$15.050.848	\$40.601.848
Consumo eléctrico	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600	\$4.029.600
Transporte y salarios	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200
Depreciación y O&M	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770
Reinversión	\$85.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$7.276.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.196.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570
Flujo de caja	\$7.774.278	\$7.859.278	\$7.859.278	\$7.859.278	\$7.859.278	\$7.854.278	\$7.859.278	\$7.859.278	\$7.859.278	\$7.859.278	\$33.410.278
Payback	\$28.058.558	\$35.917.836	\$43.777.114	\$51.636.392	\$59.495.670	\$67.349.948	\$75.209.226	\$83.068.504	\$90.927.782	\$124.338.060	
AÑO 0 (Inversión)	-\$58.303.500										
COK (interés anual)	9,33%					VAN	\$14.671.309		TIR	12,76%	

Tabla 0.7. Flujo de caja del escenario 4, donde se considera el crédito en entidad financiera local, nivel de producción al 100% y venta de H₂ para exportación.

Si es rentable porque el TIR es mayor a la tasa de interés y el VAN es positivo.

3.4.5 Escenario 5: Crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 50% y venta de H₂ para consumo interno.

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	-----------

Venta de H2 (+)	\$6.205 .000									
Bonos de carbono (+)	\$79.42 4									
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Ingresos	\$6.284 .424									
Consumo eléctrico	\$2.014 .800									
Transporte y salarios	\$339.2 00									
Depreciación y O&M	\$2.676 .770									
Reinversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.035 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770
Flujo de caja	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.248 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654	\$1.253 .654
Payback	\$57.04 9.846	\$55.79 6.192	\$54.54 2.538	\$53.28 8.884	\$52.03 5.230	\$50.78 6.576	\$49.53 2.922	\$48.27 9.268	\$47.02 5.614	\$45.77 1.960
Años	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venta de H2 (+)	\$6.205 .000									
Bonos de carbono (+)	\$79.42 4									
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25.55 1.000

Total, Ingresos	\$6.284.424	\$6.284.424	\$6.284.424	\$6.284.424	\$6.284.424	\$6.284.424	\$6.284.424	\$6.284.424	\$6.284.424	\$6.284.424	\$31.835.424
Consumo eléctrico	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800	\$2.014.800
Transporte y salarios	\$339.200	\$339.200	\$339.200	\$339.200	\$339.200	\$339.200	\$339.200	\$339.200	\$339.200	\$339.200	\$339.200
Depreciación y O&M	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770
Reinversión	\$85.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$5.115.770	\$5.030.770	\$5.030.770	\$5.030.770	\$5.030.770	\$5.035.770	\$5.030.770	\$5.030.770	\$5.030.770	\$5.030.770	\$5.030.770
Flujo de caja	\$1.168.654	\$1.253.654	\$1.253.654	\$1.253.654	\$1.253.654	\$1.248.654	\$1.253.654	\$1.253.654	\$1.253.654	\$1.253.654	\$26.804.654
Payback	\$44.603.306	\$43.349.652	\$42.095.998	\$40.842.344	\$39.588.690	\$38.340.036	\$37.086.382	\$35.832.728	\$34.579.074	\$34.579.074	\$7.774.420
AÑO 0 (Inversión)	-\$58.303.500										
COK (interés anual)	5,00%					VAN	-\$31.529.539		TIR	-0,92%	

Tabla 0.8. Flujo de caja del escenario 5, donde se considera el crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 50% y venta de H₂ para consumo interno.

No es rentable porque el TIR es menor a la tasa de interés y el VAN es negativo.

3.4.6 Escenario 6: Crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 50% y venta de H₂ para exportación.

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	----

Venta de H2 (+)	\$7.446 .000									
Bonos de carbono (+)	\$79.42 4									
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Ingresos	\$7.525 .424									
Consumo eléctrico	\$2.014 .800									
Transporte y salarios	\$339.2 00									
Depreciación y O&M	\$2.676 .770									
Reinversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.035 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770
Flujo de caja	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.489 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654
Payback	\$55.80 8.846	\$53.31 4.192	\$50.81 9.538	\$48.32 4.884	\$45.83 0.230	\$43.34 0.576	\$40.84 5.922	\$38.35 1.268	\$35.85 6.614	\$33.36 1.960
Años	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venta de H2 (+)	\$7.446 .000									
Bonos de carbono (+)	\$79.42 4									
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25.55 1.000

Total, Ingresos	\$7.525 .424	\$7.525 .424	\$7.525 .424	\$7.525 .424	\$33.07 6.424						
Consumo eléctrico	\$2.014 .800	\$2.014 .800	\$2.014 .800	\$2.014 .800	\$2.014 .800						
Transporte y salarios	\$339.2 00	\$339.2 00	\$339.2 00	\$339.2 00	\$339.2 00						
Depreciación y O&M	\$2.676 .770	\$2.676 .770	\$2.676 .770	\$2.676 .770	\$2.676 .770						
Reinversión	\$85.00 0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$5.115 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.035 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770	\$5.030 .770
Flujo de caja	\$2.409 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.489 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$2.494 .654	\$28.04 5.654
Payback	\$30.95 2.306	\$28.45 7.652	\$25.96 2.998	\$23.46 8.344	\$20.97 3.690	\$18.48 4.036	\$15.98 9.382	\$13.49 4.728	\$11.00 0.074	\$17.04 5.580	
AÑO 0 (Inversión)	- \$58.30 3.500										
COK (interés anual)	5,00%					VAN	\$16.80 0.394		TIR	1,95%	

Tabla 0.9. Flujo de caja del escenario 6, donde se considera el crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 50% y venta de H₂ para exportación.

No es rentable porque el TIR es menor a la tasa de interés y el VAN es negativo.

3.4.7 Escenario 7: Crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 100% y venta de H₂ para consumo interno.

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-------------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	-----------

Venta de H2 (+)	\$12.41 0.000	\$12.4 10.00 0	\$12.4 10.00 0							
Bonos de carbono (+)	\$158.8 48	\$158. 848	\$158. 848							
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Ingresos	\$12.56 8.848	\$12.5 68.84 8	\$12.5 68.84 8							
Consumo eléctrico	\$4.029 .600	\$4.02 9.600	\$4.02 9.600							
Transporte y salarios	\$485.2 00	\$485. 200	\$485. 200							
Depreciación y O&M	\$2.676 .770	\$2.67 6.770	\$2.67 6.770							
Reinversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.196 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.19 1.570	\$7.19 1.570
Flujo de caja	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.372 .278	\$5.377 .278	\$5.377 .278	\$5.37 7.278	\$5.37 7.278
Payback	- \$52.92 6.222	- \$47.54 8.944	- \$42.17 1.666	- \$36.79 4.388	- \$31.41 7.110	- \$26.04 4.832	- \$20.66 7.554	- \$15.29 0.276	- \$9.91 2.998	- \$4.53 5.720
Años	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Venta de H2 (+)	\$12.41 0.000	\$12.4 10.00 0	\$12.4 10.00 0							
Bonos de carbono (+)	\$158.8 48	\$158. 848	\$158. 848							
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25.5 51.00 0
Total, Ingresos	\$12.56 8.848	\$12.5 68.84 8	\$38.1 19.84 8							
Consumo eléctrico	\$4.029 .600	\$4.02 9.600	\$4.02 9.600							

Transporte y salarios	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200	\$485.200
Depreciación y O&M	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770	\$2.676.770
Reinversión	\$85.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$7.276.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.196.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570	\$7.191.570
Flujo de caja	\$5.292.278	\$5.377.278	\$5.377.278	\$5.377.278	\$5.377.278	\$5.372.278	\$5.377.278	\$5.377.278	\$5.377.278	\$5.377.278	\$30.928.278
Payback	\$756.558	\$6.133.836	\$11.511.114	\$16.888.392	\$22.265.670	\$27.637.948	\$33.015.226	\$38.392.504	\$43.769.782	\$74.698.060	
AÑO 0 (Inversión)	-\$58.303.500										
COK (interés anual)	5,00%						VAN	\$17.412.813		TIR	7,99%

Tabla 0.10. Flujo de caja del escenario 7, donde se considera el crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 100% y venta de H₂ para consumo interno.

Si es rentable porque el TIR es mayor a la tasa de interés y el VAN es positivo.

3.4.8 Escenario 8: Crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 100% y venta de H₂ para exportación.

Años	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Venta de H ₂ (+)	\$14.892.000	\$14.892.000	\$14.892.000	\$14.892.000	\$14.892.000	\$14.892.000	\$14.892.000	\$14.892.000	\$14.892.000	\$14.892.000
Bonos de carbono (+)	\$158.848	\$158.848	\$158.848	\$158.848	\$158.848	\$158.848	\$158.848	\$158.848	\$158.848	\$158.848
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0

Total, Ingresos	\$15.05 0.848	\$15.0 50.84 8	\$15.0 50.84 8	\$15.0 50.84 8	\$15.05 0.848						
Consumo eléctrico	\$4.029 .600	\$4.02 9.600	\$4.02 9.600	\$4.02 9.600	\$4.029 .600						
Transporte y salarios	\$485.2 00	\$485. 200	\$485. 200	\$485. 200	\$485.2 00						
Depreciación y O&M	\$2.676 .770	\$2.67 6.770	\$2.67 6.770	\$2.67 6.770	\$2.676 .770						
Reinversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.196 .570	\$7.196 .570	\$7.19 1.570	\$7.19 1.570	\$7.19 1.570	\$7.191 .570
Flujo de caja	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.854 .278	\$7.854 .278	\$7.85 9.278	\$7.85 9.278	\$7.85 9.278	\$7.859 .278
Payback	\$50.44 4.222	\$42.58 4.944	\$34.72 5.666	\$26.86 6.388	\$19.00 7.110	\$11.15 2.832	\$3.29 3.554	\$4.56 5.724	\$12.4 25.00 2	\$20.28 4.280	
Años	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Venta de H2 (+)	\$14.89 2.000	\$14.8 92.00 0	\$14.8 92.00 0	\$14.8 92.00 0	\$14.89 2.000						
Bonos de carbono (+)	\$158.8 48	\$158. 848	\$158. 848	\$158. 848	\$158.8 48						
Activos a favor (+)	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$25.55 1.000
Total, Ingresos	\$15.05 0.848	\$15.0 50.84 8	\$15.0 50.84 8	\$15.0 50.84 8	\$40.60 1.848						
Consumo eléctrico	\$4.029 .600	\$4.02 9.600	\$4.02 9.600	\$4.02 9.600	\$4.029 .600						
Transporte y salarios	\$485.2 00	\$485. 200	\$485. 200	\$485. 200	\$485.2 00						
Depreciación y O&M	\$2.676 .770	\$2.67 6.770	\$2.67 6.770	\$2.67 6.770	\$2.676 .770						
Reinversión	\$85.00 0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$5.000	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Total, Egresos	\$7.276 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.191 .570	\$7.196 .570	\$7.196 .570	\$7.19 1.570	\$7.19 1.570	\$7.19 1.570	\$7.191 .570

Flujo de caja	\$7.774 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.859 .278	\$7.854 .278	\$7.85 9.278	\$7.85 9.278	\$7.85 9.278	\$33.41 0.278	
Payback	\$28.05 8.558	\$35.91 7.836	\$43.77 7.114	\$51.63 6.392	\$59.49 5.670	\$67.34 9.948	\$75.2 09.22 6	\$83.0 68.50 4	\$90.9 27.78 2	\$124.3 38.060	
AÑO 0 (Inversión)	- \$58.30 3.500										
COK (interés anual)	5,00%					VAN	\$46.8 71.10 4			TIR	12,76 %

Tabla 0.11. Flujo de caja del escenario 8, donde se considera el crédito en entidad financiera internacional, nivel de producción al 100% y venta de H₂ para exportación.

Si es rentable porque el TIR es mayor a la tasa de interés y el VAN es positivo.

3. 5 Discusión factibilidad económica

Para el análisis económico, se investigó los valores de los equipos, a esto se le sumo valores de importación e instalación para así establecer la inversión inicial. Luego para calcular los ingresos se consideró los montos percibidos por venta de H₂ y venta de bonos de carbono de toda la producción anual. Para los egresos se consideró gastos por consumo eléctrico, por transporte, por salarios, por depreciación y por O&M. Con la finalidad de introducir todos estos datos en un flujo de caja de 20 años, donde se evaluó si el TIR es superior a la tasa de interés respectiva en los distintos escenarios de estudio, y de esta manera se evaluó su rentabilidad.

Debido a la cantidad de inversión que requiere el proyecto y los diferentes gastos contemplados en el total de egresos, considerando las tarifas del pliego tarifario del servicio público de energía eléctrica, en el cual está establecido un precio de 89,00 USD el MWh para consumidores comerciales en alta tensión, no hay manera de que exista margen de rentabilidad para producir hidrógeno en Ecuador. Por tal motivo, se establece una tarifa preferencial de 30,00 USD/MWh para todos los ocho escenarios analizados. En los cuales se logró encontrar tres escenarios favorables.

ESCENARIO	TASA DE INTERES	NIVEL DE PRODUCCION	PRECIO DE VENTA	TASA INTERNA DE RETORNO	VALOR ACTUAL NETO	¿ES RENTABLE?
1	9,33%	50%	\$5,00	-0,92%	-\$39.209.687	NO
2	9,33%	50%	\$6,00	1,95%	-\$29.087.053	NO
3	9,33%	100%	\$5,00	7,99%	-\$5.573.960	NO
4	9,33%	100%	\$6,00	12,76%	\$14.671.309	SI
5	5,00%	50%	\$5,00	-0,92%	-\$31.529.539	NO
6	5,00%	50%	\$6,00	1,95%	-\$16.800.394	NO
7	5,00%	100%	\$5,00	7,99%	\$17.412.813	SI
8	5,00%	100%	\$6,00	12,76%	\$46.871.104	SI

Tabla 0.12. Resultados de la evaluación de rentabilidad de los escenarios

3.5.1 Escenarios negativos

Hubo cinco escenarios negativos, de los cuales cuatro de ellos tuvieron en común que operaban con un nivel de producción al 50%, lo que quiere decir que, a menos que el precio de venta de cada kilo de hidrógeno suba muy por encima de 6,00 USD no habría otra manera de que sea factible implementar una planta de producción de eH₂ limitada a 10 horas de operación diaria.

Si bien, un precio alto de venta del hidrógeno actualmente restaría competitividad en el mercado internacional, a futuro la demanda de hidrógeno verde puede ser tan alta que el mercado internacional esté dispuesto a pagar más por cada kilogramo de eH₂, es posible determinar el precio ideal de venta de hidrógeno para que estos cuatro escenarios no generen pérdidas

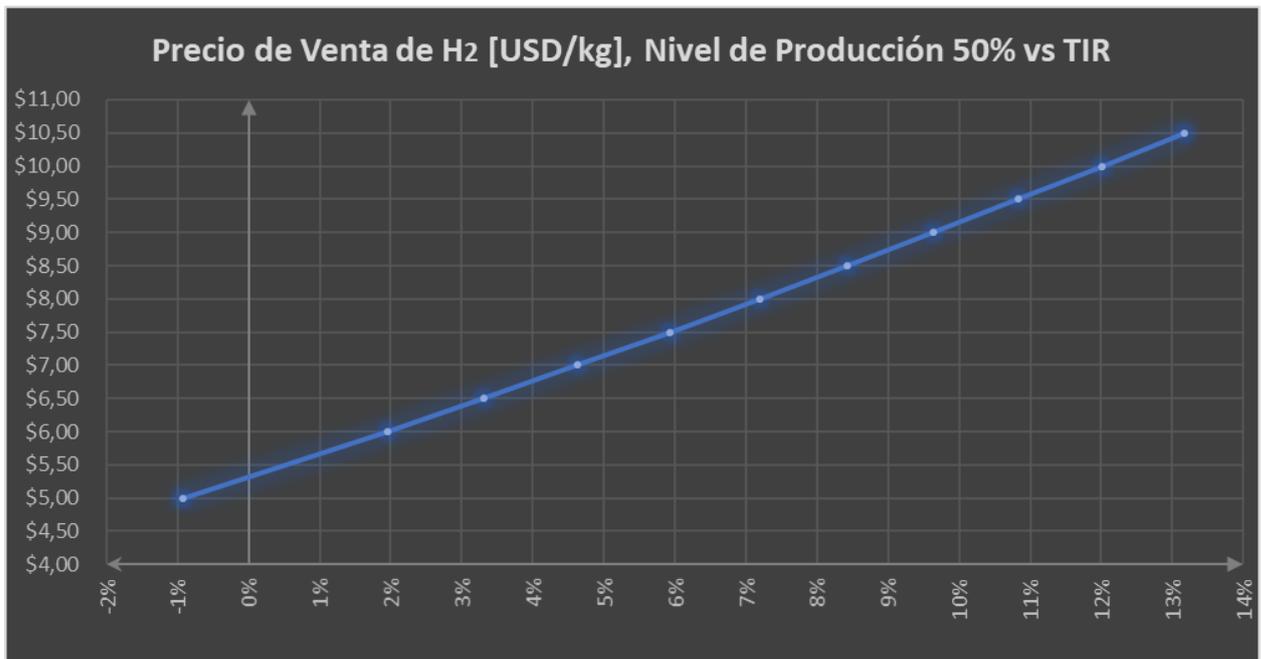


Ilustración 0.1. Curva de proyección del precio de venta de eH₂ vs. la Tasa Interna de Retorno, si se mantiene un nivel de producción al 50%.

En la curva de proyección del precio de venta de eH₂ versus el TIR, se puede observar que el TIR es superior al 5% cuando el precio de cada kilo de hidrógeno este alrededor 7,50 USD, de esta manera si se considera este nuevo precio los escenarios 5 y 6 comenzarían a ser rentables. En el caso de los escenarios 1 y 2 como la tasa de interés considerada fue de 9,33% para que estos enfoques comiencen a tener un margen de rentabilidad el precio de venta de cada kilo de hidrógeno debe ser superior a 9,00 USD.

Por otro lado, el escenario 3 aunque se dispuso a elevar el nivel de producción al 100% se tuvo una tasa interna de retorno del 7.99%, que no pudo vencer a la tasa de interés del 9.33% que en este caso era respecto a una entidad financiera local. Una solución para que este escenario sea rentable es que el precio de venta de cada kilo de eH₂ para consumo local pase de 5,00 USD a 5,50 USD.

3.5.2 Escenarios positivos

Los escenarios positivos tienen en común un nivel de producción del 100%, esto indica que en todos estos casos la planta debe operar 20 horas diarias.

Los escenarios 4 y 8 además del nivel de producción consideraron un precio de venta de cada kilo de eH₂ en 6,00 USD, tuvieron la misma tasa interna de retorno. En ambos casos por encima de la tasa de interés respectiva, con la diferencia que el VAN del escenario 8 fue mayor al del 4, debido a que la tasa de interés era sólo del 5%, mientras que en el escenario 4 el interés era 9,33%, lo cual indica que si el crédito es otorgado por una institución financiera internacional se estaría percibiendo más ganancias en el transcurso de los 20 años.

Por tal razón, es que en el escenario 7 aunque se establece que el precio de venta de cada kilo de eH₂ sea de 5,00 USD también es positivo porque se considera la misma tasa de interés del 5% propuestas del escenario 8. Pero debido a esta reducción del precio de venta se reduce la tasa interna de retorno y por ende se percibe menos ganancias que en el escenario 8.

3.5.3 Análisis del costo de energía eléctrica y la tasa interna de retorno

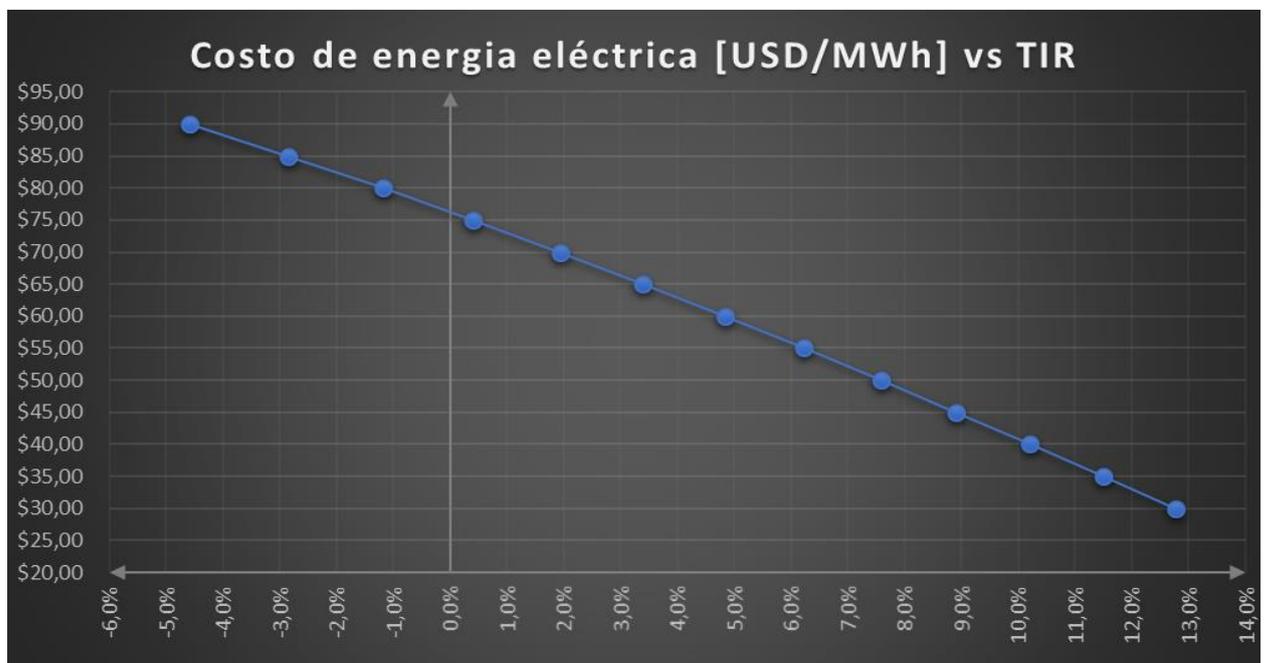


Ilustración 0.2. Curva de repercusión del costo de energía eléctrica vs. el TIR, si se mantiene el precio de venta a 6,00 USD/kg eH₂ y un nivel de producción al 100%.

En la curva de costo de energía eléctrica vs el TIR, se evidencia la reducción del TIR a medida que aumenta el costo de energía eléctrica, también re remarca el valor límite que entrega rentabilidad al proyecto, en caso de un interés del 5% ocurre cuando el costo de energía está próximo a 55,00 USD/MWh, es decir, si el costo de la energía eléctrica es superior a este valor, se pierde total rentabilidad porque se comenzarían a percibir perdidas las cuales son directamente proporcional a su elevación.

3.5.4 Análisis del precio de los bonos de carbono y la tasa interna de retorno

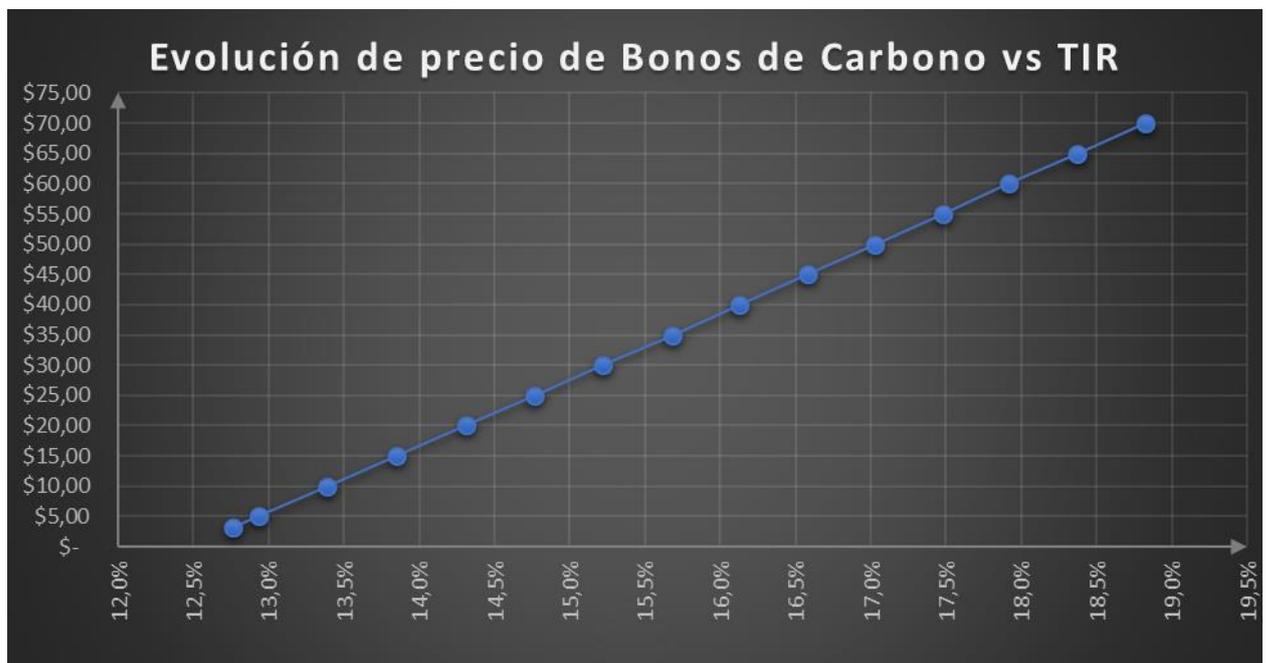


Ilustración 0.3. Curva de proyección del precio de bonos de carbono vs el TIR, si se mantiene el precio de venta a 6,00 USD/kg eH₂ y un nivel de producción al 100%.

Los estudios referentes al precio de bonos de carbono indican que con el pasar del tiempo su precio incrementara hasta 25 veces más. Tal es el caso que, se aspira que para el año 2030 el precio de cada bono de carbono sea superior a 50,00 USD a nivel internacional. Aunque actualmente Ecuador no ha presentado ninguna regulación a los mercados de bonos de carbono, se espera que en los próximos años sea regulado. Cabe recalcar que para el análisis de flujo de caja de este proyecto se estableció el precio de cada bono de carbono en 3,20 USD que es el precio mínimo regulado en países vecinos.

En la curva de proyección de bonos de carbono vs el TIR se observa el incremento de su valor en función del precio de bonos de carbono. Cabe

señalar que para obtener esta curva se consideró un precio de 6,00 USD/kg eH₂ y un nivel de producción al 100%.

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El SNI no se ve afectado si se instala una planta de producción de hidrógeno de 18.4 MW en las inmediaciones de la C. H. Daule-Peripa, esto se justifica debido a que la central cuenta con embalse que le permite regular su potencia para satisfacer la demanda requerida, segundo porque el diseño eléctrico de la planta cuenta con protecciones diferenciales y de sobre corrientes, y tercero porque se considera no operar dentro de las 4 horas de demanda pico nacional sobre todo para no agravar la planificación en épocas de estiaje.

La ley de eficiencia energética permite dar el puntapié inicial para el fomento hacia la transición energética que permita el desarrollo económico y sustentable del país, utilizando esta vía es posible iniciar conversaciones con los ministerios encargados del sector energético para la aprobación de este u otros proyectos similares para la producción de energía limpia como el hidrógeno verde.

Para determinar la factibilidad económica del proyecto se analizó diversos escenarios y se evaluó la rentabilidad de cada uno de ellos mediante flujos de caja con los cuales se pudo determinar su TIR y VAN. Obteniendo como resultado que para que el proyecto sea rentable deben cumplirse las siguientes condiciones: que la tasa de interés del crédito para la inversión inicial sea máxima del 5%, que la planta debe operar 20 horas diarias y que el hidrógeno verde producido debe venderse como mínimo a 5,00 USD/kg.

Para la estructura del flujo de caja que conllevaría la operación de la planta de hidrógeno verde se requirió hacer un análisis meticuloso en días, meses y años de cada una de las variables que participan para la sumatoria de ingresos tales como: venta de hidrógeno, comercialización de bonos de carbono y activos a favor, como

también para las variables en la sumatoria de egresos tales como: consumo eléctrico, transporte, salarios, depreciación, O&M y reinversión.

Para fortalecer los resultados de los flujos de caja en los diferentes casos, mediante curvas de proyección para los escenarios negativos se demostró cual sería el precio ideal de venta de cada kilo de hidrógeno verde para no entrar en pérdidas en caso de que se opere solamente en las madrugadas. Por otra parte, en los escenarios positivos mediante una gráfica de costo de la electricidad vs el TIR se pudo evidenciar como se pierde rentabilidad a medida que el costo de electricidad sobrepasa los 30,00 USD/MWh y finalmente, se pudo pronosticar el beneficio de la tasa interna de retorno a causa del aumento del precio de los bonos de carbono en el futuro.

RECOMENDACIONES

En Ecuador no se cuenta con reformas específicas sobre la producción de hidrógeno verde. Aun así, una ley nacional que permitiría implementar este tipo de plantas es la “Ley Orgánica de Eficiencia Energética” dado que, como menciona en el Art. 1, ayudaría a construir una cultura de sustentabilidad ambiental y eficiencia energética, aportando a la mitigación del cambio climático, al mismo tiempo, que a nivel internacional Ecuador estaría contribuyendo a los objetivos del “Acuerdo de Paris” con la reducción de emisiones de carbono. Sin embargo, se necesitan regulaciones para su producción, así como incentivos para los consumidores locales de este combustible

La demanda de agua de la planta de hidrógeno verde se satisface desde embalse de la central hidroeléctrica Daule Peripa, dicha demanda no se compara respecto al volumen de agua que emplea la central en épocas invernales, sobre todo. Sin embargo, ante un escenario de estiaje extremo, en el cual, la presencia de la planta de hidrógeno pondría en riesgo la generación por parte de la hidroeléctrica, una solución conveniente es el uso del embalse de agua turbinada, es decir el embalse donde llega el agua que ya ha sido utilizada por la central hidroeléctrica.

Referente a las emisiones de dióxido de carbono que puede causar el transporte de hidrógeno verde desde el lugar de la planta hasta el puerto, se debería hacer el estudio siempre y cuando la empresa encargada del transporte disponga solamente de camiones a combustión y estas emisiones se restarían a los bonos de carbono. Para que esto no suceda, se deberían usar camiones eléctricos ya que en Ecuador si se cuenta con electrolineras en varias provincias.

BIBLIOGRAFIA

- [1] I. Devbalan and A. Yadav, "Green Hydrogen from Green Electricity," *2022 Advances in Science and Engineering Technology International Conferences, ASET 2022*, 2022, doi: 10.1109/ASET53988.2022.9735036.
- [2] "Alternative Fuels Data Center: Hydrogen Production and Distribution." https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_production.html (accessed Nov. 15, 2022).
- [3] S. E. Hosseini and M. A. Wahid, "Hydrogen production from renewable and sustainable energy resources: Promising green energy carrier for clean development," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 850–866, May 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.12.112.
- [4] S. Zhang, L. Liu, J. Lu, S. Li, N. Zhang, and H. Dai, "Research on the Different Interaction Modes between Hydrogen Electrolysers and the Power Grid," *2021 6th International Conference on Power and Renewable Energy, ICPRE 2021*, pp. 1285–1289, 2021, doi: 10.1109/ICPRE52634.2021.9635205.
- [5] A. Mehmeti, A. Angelis-Dimakis, G. Arampatzis, S. J. McPhail, and S. Ulgiati, "Life Cycle Assessment and Water Footprint of Hydrogen Production Methods: From Conventional to Emerging Technologies," *Environments 2018, Vol. 5, Page 24*, vol. 5, no. 2, p. 24, Feb. 2018, doi: 10.3390/ENVIRONMENTS5020024.
- [6] Ministerio de Energía y Minas, "Ecuador diseña la hoja de ruta para uso de Hidrógeno Verde con el objetivo de avanzar hacia la transición energética – Ministerio de Energía y Minas." <https://www.recursosyenergia.gob.ec/ecuador-disena-hoja-de-ruta-para-la-produccion-y-uso-de-hidrogeno-verde-con-el-objetivo-de-avanzar-hacia-la-transicion-energetica/> (accessed Jan. 10, 2023).
- [7] *Ley Orgánica de Eficiencia Energética*. Año II-Nº 449 S U P L E M E N T O. Accessed: Feb. 06, 2023. [Online]. Available: www.registroficial.gob.ec

- [8] U. Nations, “El Acuerdo de París | Naciones Unidas”, Accessed: Jan. 26, 2023. [Online]. Available: <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement>
- [9] Secretaria Nacional del Agua, “REGLAMENTO LEY RECURSOS HIDRICOS USOS Y APROVECHAMIENTO DEL AGUA”, Accessed: Nov. 15, 2022. [Online]. Available: www.lexis.com.ec
- [10] ARCONEL, *RESOLUCIÓN Nro. ARCONEL - 040/16*. AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD - ARCONEL, 2016. Accessed: Nov. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/01/040-16.pdf>
- [11] F. Posso, J. Sánchez, J. L. Espinoza, and J. Sigüencia, “Preliminary estimation of electrolytic hydrogen production potential from renewable energies in Ecuador,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 4, pp. 2326–2344, Jan. 2016, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2015.11.155.
- [12] “CELEC EP - Hidronación | Generando Energía Limpia - Presa Daule Peripa y Embalse.” <https://www.celec.gob.ec/hidronacion/informaci%C3%B3n-t%C3%A9cnica/presa-daule-peripa-y-embalse> (accessed Nov. 15, 2022).
- [13] “Plantas Potabilizadoras de Agua.” <https://www.nyfdecolombia.com/agua-potable/plantas-potabilizadoras-de-agua> (accessed Nov. 15, 2022).
- [14] “Silyzer 300 Startup time: < 1 minute Silyzer 300 The next paradigm of PEM electrolysis Silyzer 300-PEM Module Array”.
- [15] “Compresores Alternativos | Compresores y Turbinas de Expansión | Siemens Energy México.” <https://www.siemens-energy.com/mx/es/soluciones/compresores-y-turbinas-de-expansion/compresores-alternativos.html> (accessed Dec. 19, 2022).
- [16] “TABLA NACIONAL DE PESOS Y DIMENSIONES POSIBLES COMBINACIONES”.

- [17] “Claves del Hidrógeno Verde - Induambiente.” <https://www.induambiente.com/informe-tecnico/calderas/claves-del-hidrogeno-verde> (accessed Jan. 10, 2023).
- [18] “RESOLUCION DE DEFINICION DE PISOS TARIFARIOS DE LA MODALIDAD DE TRANSPORTE TERRESTRE COMERCIAL DE CARGA PESADA EN ECUADOR.,” *Agencia Nacional de Transito*, 2022. <https://ctpp.org.ec/wp-content/uploads/2022/07/PISO-TARIFARIO.pdf> (accessed Jan. 10, 2023).
- [19] “Statistics | H2Valleys.” <https://h2v.eu/analysis/statistics> (accessed Jan. 09, 2023).
- [20] S. Yeh, D. H. Loughlin, C. Shay, and C. Gage, “An integrated assessment of the impacts of hydrogen economy on transportation, energy use, and air emissions,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 94, no. 10, pp. 1838–1851, 2006, doi: 10.1109/JPROC.2006.883719.
- [21] “Las turbinas de gas hidrógeno de alto volumen toman forma.” <https://www.powermag.com/high-volume-hydrogen-gas-turbines-take-shape/> (accessed Nov. 28, 2022).
- [22] “Hidrógeno | Linde Gases Industriales.” http://www.linde.ec/es/products_and_supply/gases_fuel/hydrogen.html (accessed Nov. 29, 2022).
- [23] Z. Y. Dong, J. Yang, L. Yu, R. Daiyan, and R. Amal, “A green hydrogen credit framework for international green hydrogen trading towards a carbon neutral future,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 47, no. 2, pp. 728–734, Jan. 2022, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2021.10.084.
- [24] “Mercado de carbono una herramienta clave en la descarbonización - Electricidad.” <https://www.revistaei.cl/columnas/mercado-de-carbono-una-herramienta-clave-en-la-descarbonizacion/#> (accessed Jan. 10, 2023).
- [25] A. Schnettler *et al.*, “Power-to-X: The crucial business on the way to a carbon-free world [siemens-energy.com/electrolyzer](https://www.siemens-energy.com/electrolyzer) White paper | Power-to-X,”

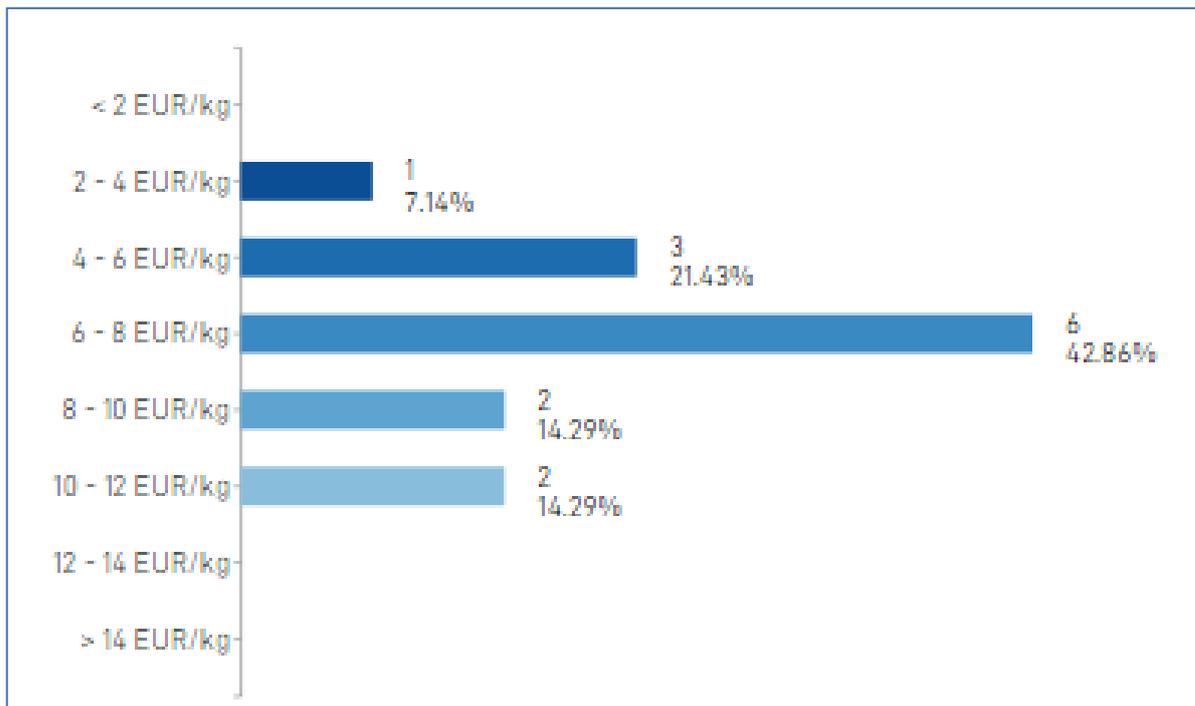
2021. Accessed: Dec. 13, 2022. [Online]. Available: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/technical-papers/download-power-to-x.html>
- [26] RAMIREZ CARRILLO CARLOS LUIS, “ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN MEDIANTE EL MÉTODO DE VALOR ACTUAL NETO,” UNIVERSIDAD TECNICA DE MACHALA, MACHALA, 2016. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: <http://repositorio.utmachala.edu.ec/bitstream/48000/8816/1/ECUACE-2016-EC-CD00012.pdf>
- [27] M. Orozco, “Jhonny de Jesús,” *Matemáticas Financieras Aplicadas*. 3ª Edición. Ecoe, 2008.
- [28] General Electric Grid Solutions, “Electrical Arc Furnace Power Transformers,” 2018. www.GEGridSolutions.com/contact (accessed Jan. 16, 2023).
- [29] Q. Yang, T. Bi, and J. Wu, “Power System Protection,” in *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 1996, pp. 1–6.
- [30] B. Ramos, L. Josué, Y. Cantos, and K. Elizabeth, “Estudios de los Ajustes de las Protecciones Aplicados a la Central Hidroeléctrica ‘Marcel Laniado de Wind,’” 2011, Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/19980>
- [31] “EMISIONES ATMOSFÉRICAS - DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS EN AMÉRICA DEL NORTE.” <http://www.cec.org/sites/default/napp/es/greenhouse-gases.php> (accessed Jan. 10, 2023).
- [32] “IDAE - Consumo y emisiones de CO2.” <https://coches.idae.es/consumo-de-carburante-y-emisiones> (accessed Jan. 10, 2023).
- [33] BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, “TASAS DE INTERÉS REFERENCIALES A ENERO 2023.” <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm> (accessed Jan. 10, 2023).

- [34] “Municipio de Guayaquil firmó contrato de financiamiento de la Aerovía con Agencia Francesa de Desarrollo - El Comercio.”
<https://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador/municipio-guayaquil-contrato-financiamiento-aerovia.html> (accessed Jan. 10, 2023).

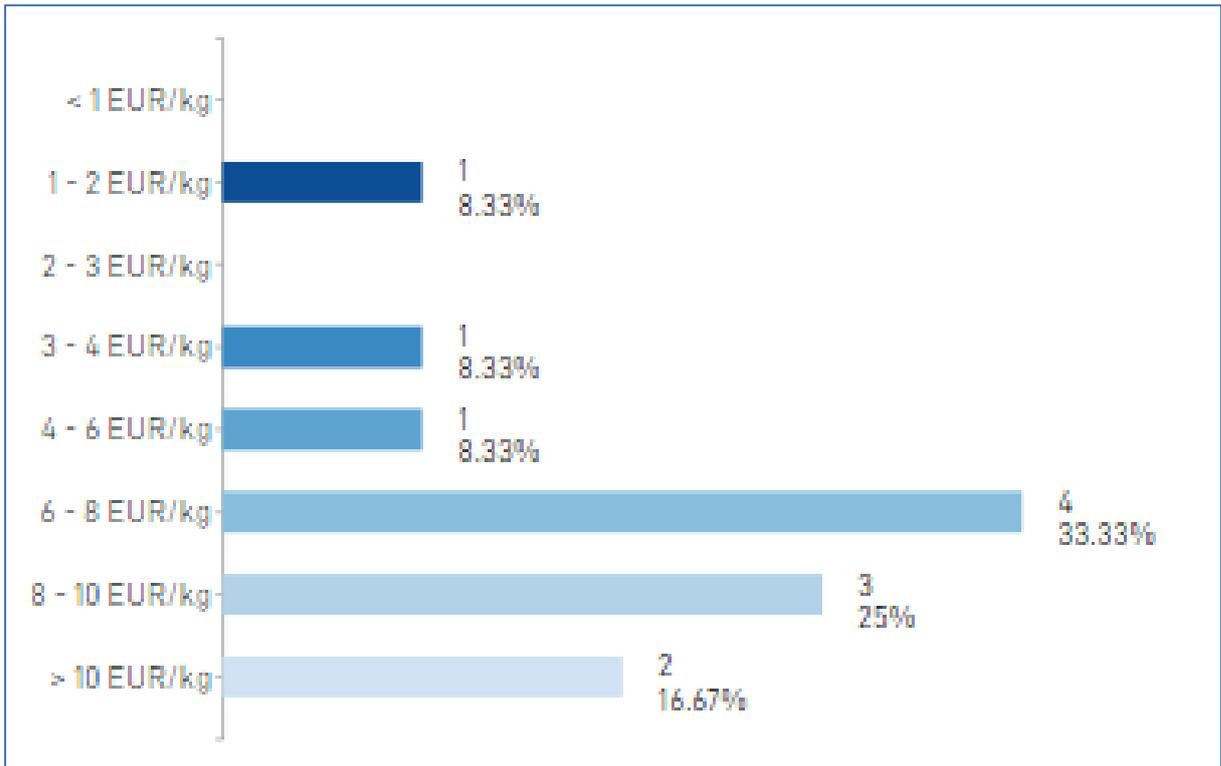
APÉNDICE

TIPO	ELECTRÓLISIS		
Vía de conversión	Reforma de biomasa	Membrana de intercambio de protones (pem)	Electrólisis de oxido solido (soec)
Abreviatura	BDL-E	E-PEM	E-SOEC
Materia	ETANOL	ELECTRICIDAD	ELECTRICIDAD
Gas natural (mj/kg h2)	–	–	50.76
Biomasa (kg/kg h2)	6.54	–	–
Electricidad (kwh/kg)	0.49	54.6	36.14
Agua (kg/kg h2)	30.96	9.02	9.1

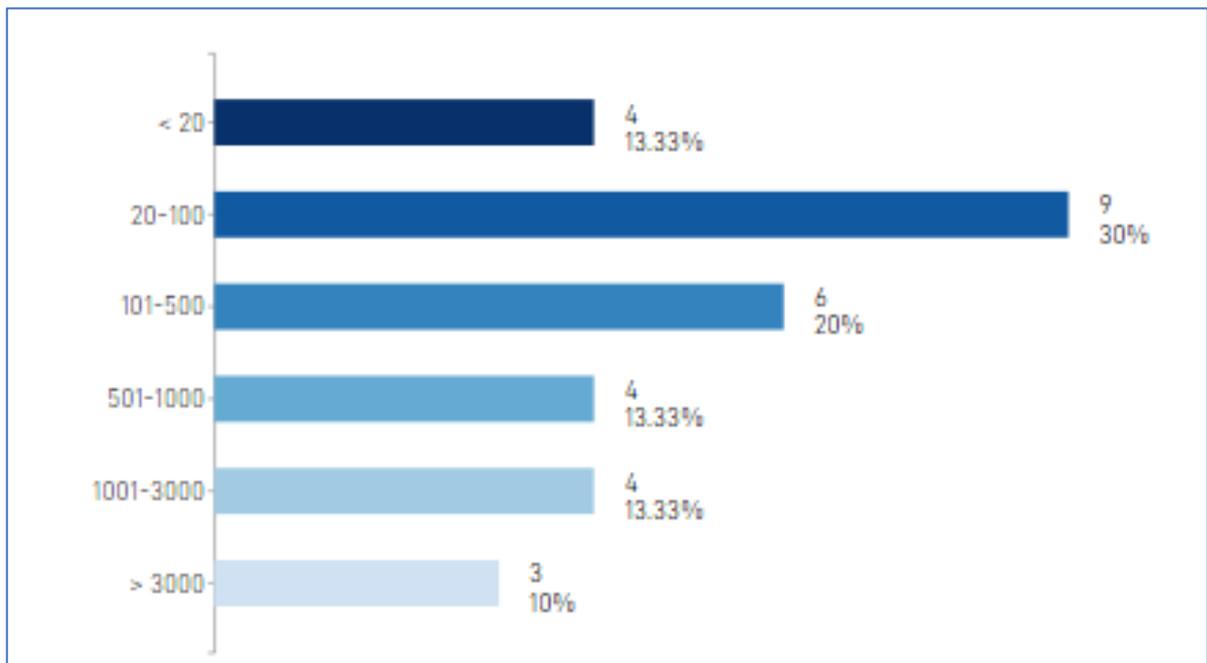
Anexo 1. Recursos necesarios para producir 1 kg de e-H₂ de diferentes tecnologías.



Anexo 2. Costo medio de producción de hidrógeno verde en Europa.



Anexo 3. Precio medio de venta del hidrógeno verde en el mercado europeo.



Anexo 4. Presupuesto total planificado - CAPEX sobre la vida total del proyecto de hidrógeno, a nivel global.

Basic Data	Name	Generador Daule Peripa	
Description	Rated Apparent Power	83,82	MVA
Version	Rated Voltage	13,8	kV
Load Flow	Rated Power Factor	0,9	
Short-Circuit VDE/IEC	No. of Phases	3	▼
Short-Circuit Complete	Connection	YN	▼
Short-Circuit ANSI			
Short-Circuit IEC 61363			
Short-Circuit DC			
Simulation RMS			
Simulation EMT			
Protection			
Power Quality/Harmonics			
Reliability			
Hosting Capacity Analysis			
Optimal Power Flow			

Anexo 5. Configuración del generador de Daule Peripa en Power Factory.

Basic Data	Name	Trafo Generacion D.Peripa	
Description	Technology	Three Phase Transformer ▼	
Version	Rated Power	85,	MVA
Load Flow	Nominal Frequency	60,	Hz
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage		
Short-Circuit Complete	HV-Side	138,	kV
Short-Circuit ANSI	LV-Side	13,8	kV
Short-Circuit IEC 61363	Vector Group		
Short-Circuit DC	HV-Side	YN	▼
Simulation RMS	LV-Side	YN	▼
Simulation EMT	<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding		
Protection	Phase Shift	0,	*30deg
Power Quality/Harmonics	Name	YNyn0	
Reliability	Positive Sequence Impedance		
Hosting Capacity Analysis	Short-Circuit Voltage uk	10,	%
Optimal Power Flow	Copper Losses	2,	kW
	Zero Sequence Impedance		
	Short-Circuit Voltage uk0	10,	%
	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	2,	%

Anexo 6. Configuración de los transformadores de la subestación de la central Daule Peripa en Power Factory.

Basic Data	Name	Trafo 22MVA 138Kv/13.8Kv
Description	Technology	Three Phase Transformer
Version	Rated Power	22, MVA
Load Flow	Nominal Frequency	60, Hz
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage	
Short-Circuit Complete	HV-Side	138, kV
Short-Circuit ANSI	LV-Side	13,8 kV
Short-Circuit IEC 61363	Vector Group	
Short-Circuit DC	HV-Side	YN
Simulation RMS	LV-Side	YN
Simulation EMT	<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding	
Protection	Phase Shift	1, *30deg
Power Quality/Harmonics	Name	
Reliability	YNyn1	
Hosting Capacity Analysis	Positive Sequence Impedance	
Optimal Power Flow	Short-Circuit Voltage uk	7, %
	Copper Losses	1,2 kW
	Zero Sequence Impedance	
	Short-Circuit Voltage uk0	7, %
	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	1,2 %

Anexo 7. Configuración de los transformadores de la planta de hidrógeno verde en Power Factory.

Basic Data	Name	Trafo 500KVA
Description	Technology	Three Phase Transformer
Version	Rated Power	0,5 MVA
Load Flow	Nominal Frequency	60, Hz
Short-Circuit VDE/IEC	Rated Voltage	
Short-Circuit Complete	HV-Side	13,8 kV
Short-Circuit ANSI	LV-Side	0,24 kV
Short-Circuit IEC 61363	Vector Group	
Short-Circuit DC	HV-Side	YN
Simulation RMS	LV-Side	YN
Simulation EMT	<input type="checkbox"/> Internal Delta Winding	
Protection	Phase Shift	0, *30deg
Power Quality/Harmonics	Name	
Reliability	YNyn0	
Hosting Capacity Analysis	Positive Sequence Impedance	
Optimal Power Flow	Short-Circuit Voltage uk	7, %
	Copper Losses	0,6 kW
	Zero Sequence Impedance	
	Short-Circuit Voltage uk0	7, %
	SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0,6 %

Anexo 8. Configuración del transformador de baja tensión de la planta de hidrógeno verde en Power Factory.

External Grid - Daule_Peripa\SistemaEquivalente_D.Peripa.ElmXnet

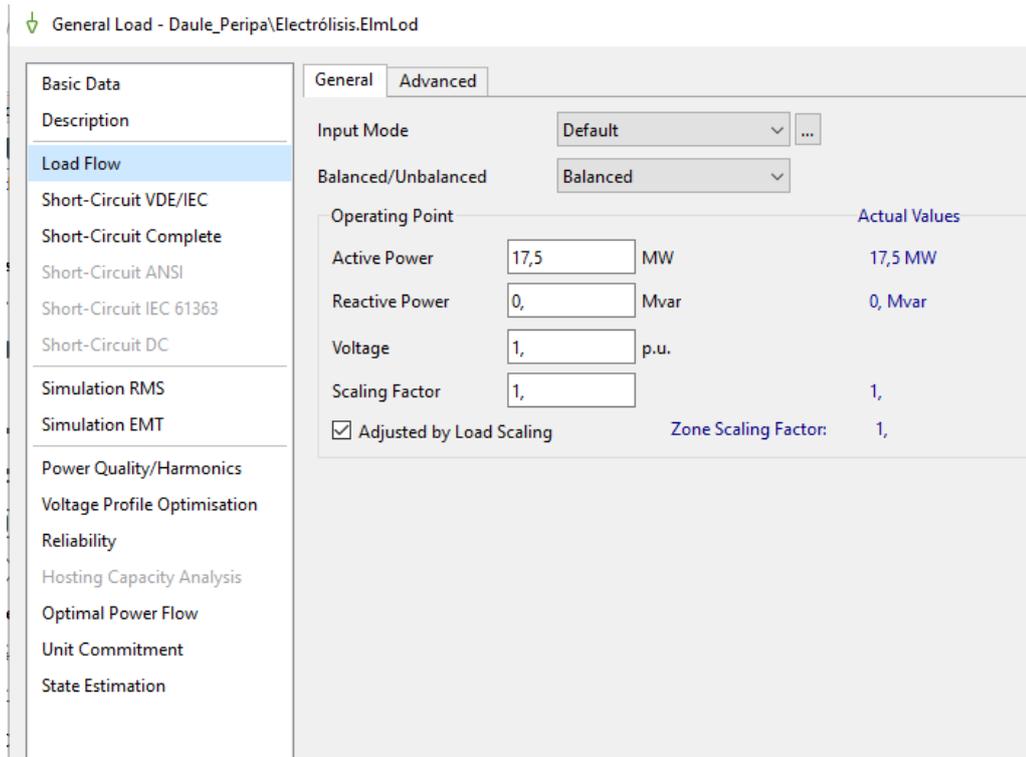
Category	Parameter	Value	Unit
Basic Data	Max. Values		
	Short-Circuit Power Sk''max	2008,57	MVA
	Short-Circuit Current Ik''max	8,40325	kA
	R/X Ratio (max.)	0,1060752	
	Impedance Ratio		
	Z2/Z1 max.	1,026846	
	X0/X1 max.	2,347155	
	R0/X0 max.	0,2037798	
	Min. Values		
	Short-Circuit Power Sk''min	1262,35	MVA
Short-Circuit Current Ik''min	5,281291	kA	
R/X Ratio (min.)	0,1276738		
Impedance Ratio			
Z2/Z1 min.	1,029821		
X0/X1 min.	1,631685		
R0/X0 min.	0,2519459		

Anexo 9. Configuración del sistema equivalente adjunto a central Daule Peripa en Power Factory.

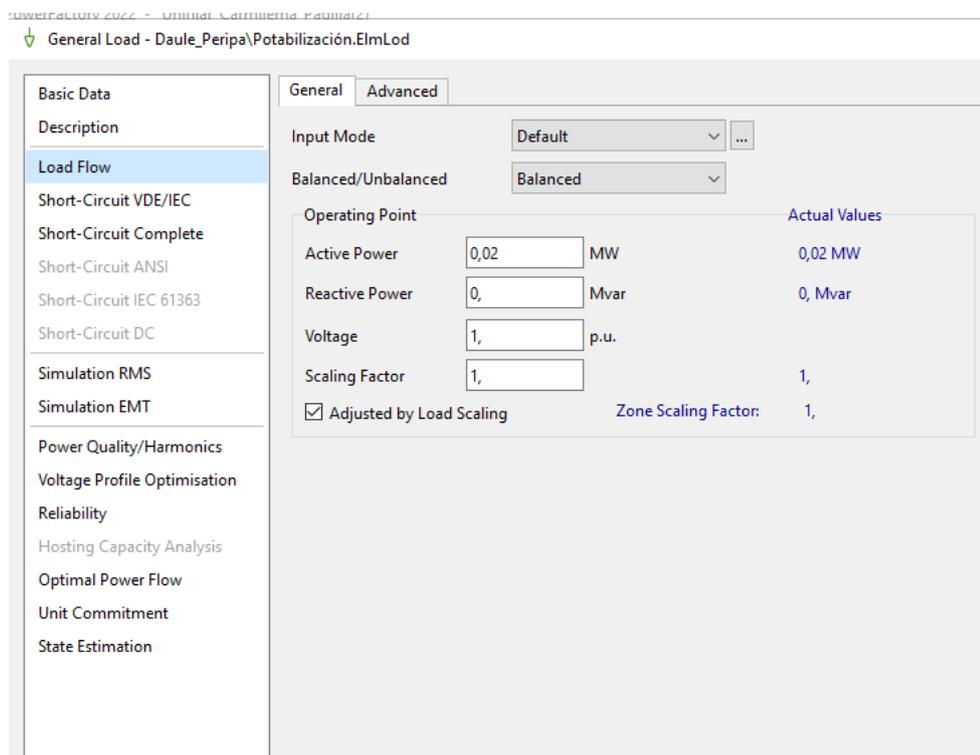
General Load - Daule_Peripa\Compresión.ElmLod

Category	Parameter	Value	Unit	Actual Values
Basic Data	General			
	Input Mode	Default		
	Balanced/Unbalanced	Balanced		
	Operating Point			
	Active Power	0,85	MW	0,85 MW
	Reactive Power	0,	Mvar	0, Mvar
	Voltage	1,	p.u.	
	Scaling Factor	1,		1,
	<input checked="" type="checkbox"/> Adjusted by Load Scaling	Zone Scaling Factor:		1,
	Advanced			
Voltage Profile Optimisation				
Reliability				
Hosting Capacity Analysis				
Optimal Power Flow				
Unit Commitment				
State Estimation				

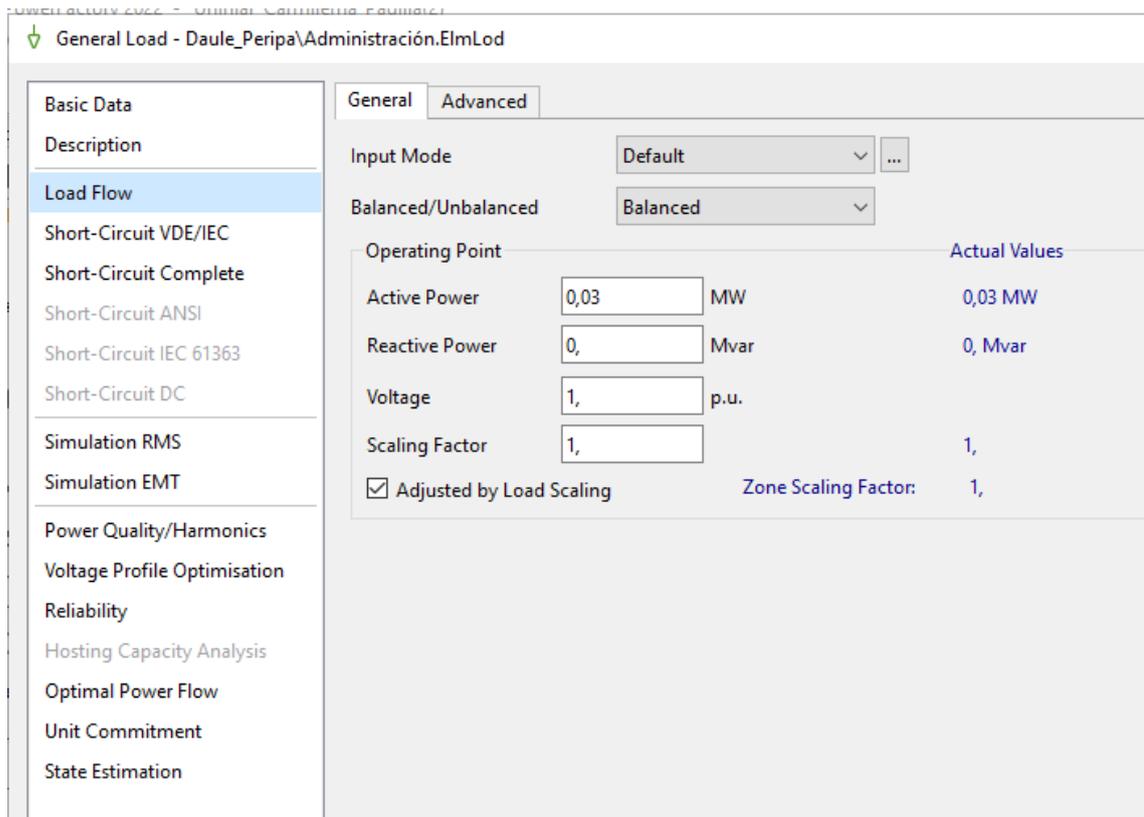
Anexo 10. Configuración de la etapa de compresión de la planta de hidrógeno en Power Factory.



Anexo 11. Configuración de la etapa de electrólisis de la planta de hidrógeno en Power Factory.



Anexo 12. Configuración de la etapa de potabilización de la planta de hidrógeno en Power Factory.



Anexo 13. Configuración del área administrativa de la planta de hidrógeno en Power Factory.