

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**Análisis técnico para la producción de Hidrógeno
Verde en Ecuador**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Presentado por:

Víctor Antonio Acosta Ortiz

Giordy de Jesús Ortiz Figueroa

GUAYAQUIL - ECUADOR

Enero de 2023

DEDICATORIA

VICTOR ANTONIO ACOSTA ORTIZ

Esta tesis va dedicada a Dios que ha sido mi guía y pilar en todo momento. A mi madre, Melva Ortiz, y mi papá de crianza y corazón, Vicente Egas, que gracias a sus esfuerzos, dedicación, apoyo y amor me han ayudado a alcanzar un nuevo logro en mi formación profesional.

GIORDY DE JESÚS ORTIZ FIGUEROA

Dedico este trabajo a Dios, como agradecimiento por las bendiciones otorgadas hasta el día de hoy. A mi papá, por dejarme como legado que el estudio es el mejor regalo de padres a hijos, y a mi mamá, por su amor infinito reflejado en todos estos años de lucha, en su deseo de brindarme siempre lo mejor.

AGRADECIMIENTOS

VÍCTOR ANTONIO ACOSTA ORTIZ

Mi más sincero agradecimiento a mis compañeros y amigos que conocí en esta prestigiosa universidad que me han acompañado en todo este duro camino de la carrera. Agradecer a la universidad ESPOL y a cada uno de sus colaboradores que me brindaron su ayuda. Y sobre todo a mi hermosa familia que siempre me brindó su apoyo y su cálido amor; a mis mejores amigos de toda la vida que siempre me han regalado sonrisas en los momentos difíciles.

GIORDY DE JESÚS ORTIZ FIGUEROA

Agradezco a mi papá, ser admirable y por quien guardo un enorme sentimiento de respeto y amor, a mi hermana, motivo de mis risas diarias, y a mi mamá, por ser el mejor ejemplo de todo lo que está bien en esta vida. Amigos que formaron parte de esta etapa universitaria, gracias.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Víctor Antonio Acosta Ortiz* y *Giordy de Jesús Ortiz Figueroa*, y 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”



Victor Acosta Ortiz



Giordy Ortiz Figueroa

EVALUADORES

Iván Endara
PROFESOR DE LA MATERIA

Ángel Recalde Lino
PROFESOR TUTOR

RESUMEN

El presente trabajo de titulación se dispone a analizar el comportamiento, en un corto-mediano plazo de 10 años comprendidos entre 2022 y 2032, del sector eléctrico nacional, sobre la incursión en la producción de hidrógeno verde, basándose en datos oficiales de proyección de demanda y generación dispuestos por el Plan Maestro de Electrificación 2018-2027, elaborado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales y No Renovables (MERNNR), y estudios referenciales previamente elaborados sobre el proceso de costeo de producción del hidrógeno verde . Utilizando el potencial hidroeléctrico de una de las centrales hidroeléctricas más importantes de Ecuador, Hidropaute, como fuente de energía de entrada para la electrólisis, se estima la capacidad y costo de producción de hidrógeno verde, teniendo en cuenta el ciclo hidrológico anual en Ecuador; a partir de esto, se plantean tres casos donde la central proporciona distintos porcentajes de energía y las repercusiones económicas que conlleva el adicionamiento de esta carga futura, detallando su viabilidad. El capítulo 1 contiene los objetivos del presente estudio, problemática, alcance y varias definiciones teóricas para contextualizar este caso. El capítulo 2 describe toda la metodología aplicada para analizar la producción de hidrógeno verde. El capítulo 3 explica y detalla los procesos realizados descritos en la sección metodológica. Por último, en el capítulo 4 se realiza las conclusiones y sus respectivas recomendaciones del estudio realizado, además, con mejoras a futuro.

Palabras Clave: Energía renovable, hidroeléctrica, electrólisis, costo de energía, repercusiones económicas, proyección.

ABSTRACT

This degree work consists of analyze the possible behavior, in a short-medium term of 10 years between 2022 and 2032, of the national electricity sector, on the incursion into the production of green hydrogen, based on official data from projection of demand and generation established by the Plan Maestro de Electricidad 2018-2027 prepared by the Ministerio de Energía y Recursos Naturales y No Renovables (MERNNR), and reference studies previously prepared about the costing process for the production of green hydrogen. Using the hydroelectric potential of one of the most important hydroelectric power plants in Ecuador, Hidropaute, as an input energy source for electrolysis, the capacity and cost of green hydrogen production are estimated, considering the annual hydrological cycle in Ecuador; from this, three cases are considered where the plant provides different percentages of energy. Finally, the economic repercussions of adding future charges and detailing their viability. Chapter 1 contains objectives of this study, problems, scope, and several theoretical definitions to contextualize this case. Chapter 2 describes the entire methodology applied to analyze the production of green hydrogen. Chapter 3 explains and details the processes carried out described in the methodological section. Finally, in chapter 4 the conclusions and their respective recommendations of the study carried out, in addition, future improvements suggested.

Keywords: Renewable energy, hydroelectric, electrolysis, energy cost, economic repercussions, projection.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍAS.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
CAPÍTULO 1.....	1
1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Justificación del problema	2
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo general.....	3
1.3.2 Objetivos específicos	3
1.4 Alcance.....	3
1.5 Estado del arte	4
1.6 Tipos de hidrógeno.....	4
1.7 Métodos de obtención de hidrógeno	4
1.8 Hidrógeno como portador de energía.....	5
1.8.1 Celdas de combustible.....	6
1.9 Precio del hidrógeno.....	6
1.10 Estado actual del sector eléctrico ecuatoriano	8
1.10.1 Estructura del sector eléctrico ecuatoriano.....	8
1.10.2 Base legal y normativa ecuatoriana.....	10
1.11 Complejo hidroeléctrico de Paute Integral.....	11

CAPÍTULO 2.....	12
2 METODOLOGÍA.....	12
2.1 Metodología para la proyección de la demanda.....	12
2.1.1 Atenuación exponencial doble.....	12
2.1.2 Expansión de la generación.....	13
2.1.3 Potencia excedente.....	15
2.2 Estimación del potencial ecuatoriano para producción de hidrógeno verde.....	15
2.2.1 Potencial eólico y fotovoltaico.....	16
2.2.2 Potencial hidroeléctrico.....	17
2.3 Complejo hidroeléctrico Paute Integral como punto de partida.....	19
2.4 Escenarios y ubicación propuestos.....	21
2.4.1 Disponibilidad anual de la planta de 3180 horas anuales.....	22
2.4.2 Disponibilidad anual de la planta de 8409 horas anuales.....	23
2.5 Estimación del costo de producción.....	23
2.5.1 Método de costeo.....	23
2.5.2 Resultados.....	26
2.5.3 Análisis de sensibilidad.....	27
2.6 Análisis financiero.....	29
2.7 Incidencia en el SNI.....	32
2.7.1 Método de despacho simplificado.....	33
2.7.2 Perfil hidroeléctrico ecuatoriano con base al ciclo hidrológico.....	33
2.7.3 Costo de generación promedio diario.....	34
2.7.4 Análisis de sensibilidad entre costo de generación y carga adicionada.....	35
2.8 Uso final de la cadena de valor del HV.....	38
2.9 Potencial de exportación.....	39
CAPÍTULO 3.....	41
3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	41

CAPÍTULO 4.....	45
4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	45
4.1 Conclusiones.....	45
4.2 Recomendaciones.....	46
5 Bibliografía	48

ABREVIATURAS

HV:	HIDRÓGENO VERDE
MW:	MEGAVATIO
GWh:	GIGAVATIO HORA
NDC:	CONTRIBUCIONES DETERMINADAS A NIVEL NACIONAL
CCUS:	CARBON CAPTURE USE AND STORAGE
MERNNR:	MINISTERIO DE ENERGÍA RENOVABLE Y RECURSOS NO RENOVABLES
CENACE:	OPERADOR NACIONAL DE ELECTRICIDAD
SNI:	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO
UE:	UNIÓN EUROPEA
BCM:	MILES DE MILLONES DE METROS CÚBICOS DE GAS NATURAL
PME	PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD
PIB	PRODUCTO INTERNO BRUTO
ERNC	ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES
INEC	INSTITUTO NACIONAL DE CENSO
LOSPEE	LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA
ERNC	ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL
PEM	PROTON EXCHANGE MEMBRANE
STE	SPILLED TURBINABE ENERGY
GEI	GASES DE EFECTO INVERNADERO
SPEE	SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

SIMBOLOGÍAS

S_t :	Serie suavizada exponencialmente del periodo t
S_{t-1} :	Serie suavizada exponencialmente del periodo t-1
G_t :	Estimado de tendencia del periodo t
G_{t-1} :	Estimado de tendencia del periodo t-1
F_t :	Pronostico del periodo t
α :	Coefficiente de suavización (entre 0 y 1)
β :	Coefficiente de suavización para la tendencia (entre 0 y 1)
n :	Número de periodos a calcular el pronóstico
y :	Valor real de la variable a pronosticar
PH_{2HE} :	Producción de hidrógeno
$Energía_{HE}$:	Energía del agua turbinable no utilizada
HHV :	High Heat Value
$Cost_{hv}$:	Costo del hidrógeno producido $US\$/kg_{H_2}$
Q_{in} :	Costo de las entradas $US\$/año$
Q_{elect} :	Costo de electricidad $US\$/año$
P_{H_2} :	Cantidad de hidrógeno a producir $kg_{H_2}/año$
P_{UE} :	Consumo eléctrico de la planta kWh/kg_{H_2}
Q_{gen} :	Costo de generación de electricidad $US\$/kW$
Q_{H_2O} :	Costo del agua $US\$/año$
C_{H_2O} :	Hidrógeno obtenido por unidad de volumen de agua
P_{H_2V} :	Producción de hidrógeno expresada como volumen
W_{H_2O} :	Tarifa de agua $US\$/1m^3 H_2 O$
Q_P :	Potencia consumida por la planta $kW/año$
Q_{CEL} :	Costo unitario de la planta de electrólisis
CFR :	Factor de recuperación de capital
i_r :	Tasa de descuento
t :	Periodo de recuperación de capital
Q_{inv} :	Costo de inversión anualizado
Q_{OM} :	Costo de operación y mantenimiento
VAN :	Valor actual neto.

V_i :	Tasa de interés
I_j :	Ingreso total durante el año j.
C_j :	Costo total durante el año j.
r :	Tasa de interés
n :	Vida útil del proyecto.
j :	Año en el que se evalúa el flujo.
q_t :	Sumatoria de los costos de operación del sistema en el tiempo t
$t(i)$:	Costo de producción de la central i
$g_t(i)$:	Energía producida por i
De_t :	Demanda en el tiempo t
$gmax_t(i)$:	Potencia máxima que puede generar la central i

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Rol del hidrógeno [7]	5
Figura 1.2 Composición de una celda de combustible [8]	6
Figura 1.3 Rango de precios de las fuentes de obtención del hidrógeno. [9]	7
Figura 1.4 Estructura del complejo hidroeléctrico Paute Integral.....	12
Figura 2.1 Pronóstico de la demanda 2022-2032.....	13
Figura 2.2 Expansión de proyectos de generación 2022-2032.....	14
Figura 2.3 Perfil de potencia excedente entre 2022-2032.	15
Figura 2.4 Complementariedad entre cuencas hidrográficas y recurso solar.	17
Figura 2.5 Potencial de producción mensual a través de STE.	19
Figura 2.6 Producción de HV según STE disponible en Paute Mazar-Molino.....	20
Figura 2.7 Ubicación de la S/E Sinincay en el diagrama unifilar del SNI. [21]	22
Figura 2.8 Curva de capex Qcel del electrolizador. [27]	26
Figura 2.9 Análisis de sensibilidad para el caso 1	28
Figura 2.10 Despacho económico en etapa de sequía en dos años diferentes.	32
Figura 2.11 Proyección de producción y consumo de energía hasta 2027. [13]	34
Figura 2.12. Perfil de generación hidroeléctrica en Ecuador, elaborado por los autores.	34
Figura 2.13 Ilustración de la herramienta utilizada.	35
Figura 2.14 Relación entre demanda adicional y costo promedio de generación.....	36
Figura 2.15 LCOH proyectado para 2040.....	37
Figura 2.16 Cantidad reducida de CO ₂ en primer caso aplicado.....	38
Figura 2.17 Cantidad reducida de CO ₂ en segundo caso aplicado.....	39
Figura 2.18 Demanda de proyectada de hidrógeno internacional [35]	40

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Precios estimados del hidrógeno por fuente de obtención. [6]	7
Tabla 1.2 Cadena de valor del hidrógeno verde [10].....	7
Tabla 1.3 Potencia instalada en el parque generador del SNI por tipo de generación	9
Tabla 1.4 Producción de energía en último año móvil.	10
Tabla 1.5 Detalles técnicos de las centrales del complejo de Hidropaute.	11
Tabla 2.1 Proyectos del Plan de Expansión de Generación del SNI, Caso Base.....	14
Tabla 2.2 Potencial eléctrico teórico solar y fotovoltaico en Ecuador.	16
Tabla 2.3 Volumen de agua vertido en los principales embalses 2016-2021 [Hm3].....	18
Tabla 2.4 Cotas máximas y mínimas de los principales embalses [msnm]	18
Tabla 2.5 STE disponible por central 2017-2021 [<i>MWh</i>] [17]	20
Tabla 2.6 Modelo de costo para el cálculo del costo de producción unitario de HV.	24
Tabla 2.7 Costos de producción para cada escenario.....	26
Tabla 2.8 Precio de venta del hidrógeno producido para cada escenario	27
Tabla 2.9 Tabla de costos fijos empresariales.....	29
Tabla 2.10 Tabla de costos totales anuales	29
Tabla 2.11 Detalles sobre VAN y TIR.....	30
Tabla 2.12 Flujo de ingresos y egresos al final de cada periodo	31
Tabla 2.13 Flujo de efectivo neto al final de cada periodo.....	31
Tabla 2.14 Resultados de los indicadores de evaluación.....	32
Tabla 2.15 Cambio en el costo medio de generación ante adición de carga.	36

CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

El hidrógeno es el elemento de mayor abundancia en el planeta, presente en la molécula de agua, materia orgánica e hidrocarburos, su disposición no es libre en la naturaleza, por lo que su obtención requiere diversos métodos con un aporte de energía para su función. Debido a sus propiedades, estructura, y versatilidad que, le permite cambiar a estado líquido o sólido lo que posibilita el almacenamiento, transporte y aplicación. Representa una solución al aprovechamiento del exceso de energía producido por ERNC (Energías Renovables No Convencionales) producto del desajuste entre generación y demanda en este tipo de tecnología. Se perfila como un potencial vector energético y se puede obtener un beneficio mayor al incluir el hidrógeno en la matriz energética de un país o región por sus múltiples aplicaciones. [1]

En Ecuador el 88% de la producción de energía proviene de fuentes renovables, de los cuales el 98% proviene de hidroeléctricas que aportan con un excedente de energía que es desaprovechada, por lo tanto, estas fuentes representan un gran potencial para ser utilizadas en la obtención de HV (hidrógeno verde) por su alta capacidad de generación; todo este proceso dependerá de la ubicación de la generadora de energía, y la fuente de recurso hídrico a utilizar en las plantas de electrólisis para garantizar la calidad de energía y optimizar el proceso. [2]

Ecuador que tiene características muy similares a países latinoamericanos que ya forman parte de este mercado, aún no ha incursionado en este, por lo tanto, en nuestro análisis evaluaremos las posibilidades, aristas y oportunidades de nuestro país, como toda etapa inicial de una hoja de ruta, se busca definir la viabilidad con datos actuales y confiables, el establecimiento de una economía de hidrógeno en Ecuador, para crear una base dentro de la planificación energética ecuatoriana que incluya una estrategia nacional de incorporación del hidrógeno dentro de la matriz energética ecuatoriana.

1.1 Descripción del problema

La capacidad instalada de energía en el Ecuador es de 8734,41 MW, mientras que la demanda está establecida en 4210 MW, teniendo como consecuencia un excedente de más de la mitad, la cual sirve como reserva de contingencia para ciertos eventos fortuitos. Teniendo en cuenta estos escenarios, poco más de 2.5 GW se encuentran en estado de subutilización, parte de esta potencia excedente puede ser empleada en la industria de hidrógeno verde, encaminando al país hacia una economía que considere el hidrógeno como parte de ella.

1.2 Justificación del problema

Actualmente en el territorio ecuatoriano no existen planes asociados al hidrógeno verde ni cuenta en Las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), las cuales son diversos compromisos adjudicados por los países para mejorar e intensificar las acciones contra el cambio climático. Tampoco cuenta con iniciativa para regulación ni producción de hidrógeno a escala. La demanda masiva de este componente empezó su auge entre 2020 y 2022 con los hechos suscitados en este periodo, como lo son el COVID y la guerra rusa-ucraniana, adoptando medidas para disminuir el uso de gas natural en la industria eléctrica y, además, disminuyendo la huella del carbono en el planeta.

Por otra parte, de acuerdo con el boletín emitido el 18 de julio de 2021, por el Ministerio de Energía y Minas, Ecuador cuenta con un amplio bloque de energías renovables no convencionales, con actualmente 500 MW instalados, considerando proyectos fotovoltaicos, eólicos y de biomasa en distintas regiones del país. [3] Con esto, Ecuador, a partir de alianzas y procesos específicas, puede convertirse en un potencial productor y eventual exportador de hidrógeno verde por su ubicación geográfica y disponibilidad de generación renovable.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

- Justificar la viabilidad de la producción de hidrógeno verde en Ecuador mediante un análisis técnico para su comercialización en el mercado ecuatoriano e internacional.

1.3.2 Objetivos específicos

- Estimar el potencial de producción de hidrógeno verde (HV) que posee Ecuador con base a su infraestructura eléctrica actual determinando qué porcentaje de la demanda nacional de hidrógeno puede suplir.
- Analizar la oportunidad de negocio que tiene Ecuador de introducirse en el mercado de hidrógeno verde a mediano plazo intensificando la cooperación energética nacional e internacional.
- Definir potenciales ubicaciones estratégicas cerca de generadoras hidroeléctricas con posibilidad de producción de energía adicional a partir de recursos no utilizados, para la creación de plantas de electrólisis.
- Determinar la incidencia en el costo promedio de generación mediante un despacho económico simplificado para la estimación de la relación costo beneficio desde un punto de vista nacional.

1.4 Alcance

El presente trabajo de titulación consiste en una investigación minuciosa acerca de la viabilidad de incursionar a nivel nacional en la implementación de una o más plantas de electrólisis para la producción de hidrógeno verde y el estudio de su potencial uso, los resultados serán obtenidos a través de un análisis técnico detallado donde se evaluará la capacidad y demanda de energía a nivel nacional, y la energía residual como oportunidad de ser explotada en la implementación de procesos de electrólisis a partir de energías renovables.

La investigación se desarrollará tomando como fuente datos reales y estadísticos de consumo energético del SNI (Sistema Nacional Interconectado) y el impacto del hidrógeno verde como vector energético o materia prima de procesos industriales, esto con la finalidad de proyectar a Ecuador como uno de los países productores y exportadores de hidrógeno de mediano a largo plazo.

1.5 Estado del arte

En esta sección se realiza una revisión bibliográfica de conceptos relacionados con la producción de hidrógeno verde, desde los conceptos de tipos de hidrógeno hasta capacidades de generación nacional, estas definiciones permitirán desarrollar la metodología correspondiente, la cual se trata con detalle en el Capítulo 2.

1.6 Tipos de hidrógeno

El hidrógeno no se considera un recurso, pues para su obtención se requieren de procesos intermedios ya que no se encuentra libre en la naturaleza, según la fuente de obtención, recibe distintos tipos de denominación de acuerdo con una paleta de colores, así, se tiene que: [4]

- Verde: Extraído por proceso de electrólisis a partir de fuentes renovables.
- Negro: Extraído por combustión de carbón mineral.
- Gris: Extraído a través de reformado de gas natural.
- Azul: Extraído a través de reformado de gas natural incluyendo CCUS.
- Rosa: Extraído mediante electrólisis, su fuente son las energías nucleares.
- Turquesa: Extraído por pirólisis del metano, genera carbón sólido como subproducto.
- Amarillo: Extraído mediante electrólisis, sus fuentes son energías renovables y no renovables.

1.7 Métodos de obtención de hidrógeno

El hidrógeno verde se obtiene a partir de una serie de procesos fisicoquímicos cuya fuente es energía renovable, existen distintos métodos de obtención, estos procesos son: [5]

- Electrólisis: Proceso electroquímico que contempla la separación de las moléculas del agua usando corriente eléctrica aplicada mediante dos electrodos sumergidos en el agua, la tecnología más utilizada es el tipo PEM, tecnología de alta eficiencia que produce un gas con alto grado de pureza.

- Gasificación: Proceso termoquímico que bajo condiciones de alta temperatura puede transformar la biomasa sólida de un gas combustible en energía y elementos útiles.
- Transformación molecular: Proceso de conversión de combustible de origen carbonoso en hidrógeno a través de la exposición a altas temperaturas en conjunto con gasificantes como vapor u oxígeno.

1.8 Hidrógeno como portador de energía

El hidrógeno es sinónimo de energía limpia, podría garantizar a largo plazo la reducción permanente de la dependencia fósil y la disminución de contaminación o los gases de efecto invernadero [6]. Sin embargo, el alto costo del proceso productivo, por el momento, puede hacerlo poco atractivo para uso convencional en centrales eléctricas.

Para obtener electricidad a partir del hidrógeno se lleva a cabo un proceso de reacciones inverso al que se realiza para la producción de este, es decir, reacciona con oxígeno y como resultado se obtiene electricidad y agua, esto se realiza mediante el uso de un dispositivo llamado “celda de combustible”.

[1]

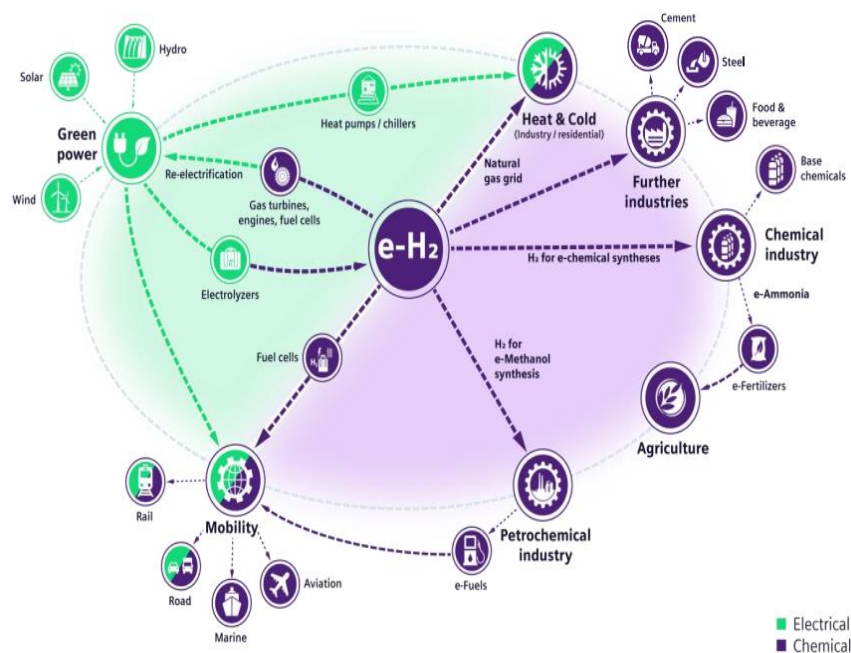


Figura 1.1 Rol del hidrógeno [7]

1.8.1 Celdas de combustible

Genera energía eléctrica a partir de la oxidación del hidrógeno en agua, sin pasar por generadores, conformadas de un ánodo, un cátodo y electrolitos, siendo así que el hidrógeno ingresa en el ánodo de la celda y el oxígeno en el cátodo, posteriormente se disocian los protones de los electrones y a través de un proceso químico interno se lleva a cabo la producción de agua y energía térmica. [8]

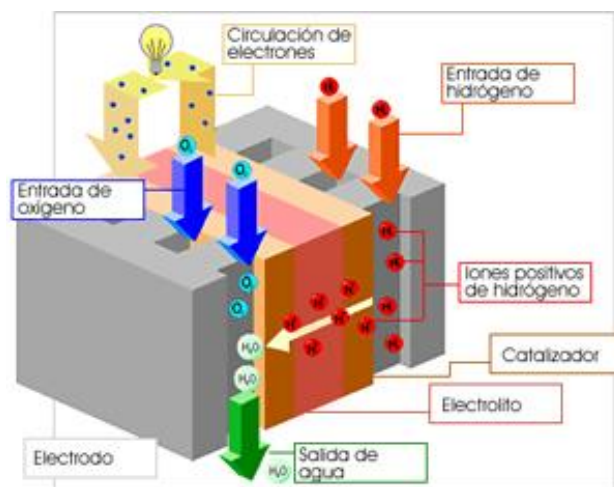


Figura 1.2 Composición de una celda de combustible [8]

1.9 Precio del hidrógeno

Actualmente, la producción de hidrógeno en el mundo ronda los 120 millones de ton/año, de este total, el 96% proviene de los procesos de gasificación del carbón y del reformado del metano, por su reducido precio convierte la producción rentable y eficiente energéticamente, pero que aporta gran cantidad de CO_2 al ambiente, estimándose una relación de 9 a 1 entre los kg de CO_2 emitidos al ambiente y el hidrógeno producido.

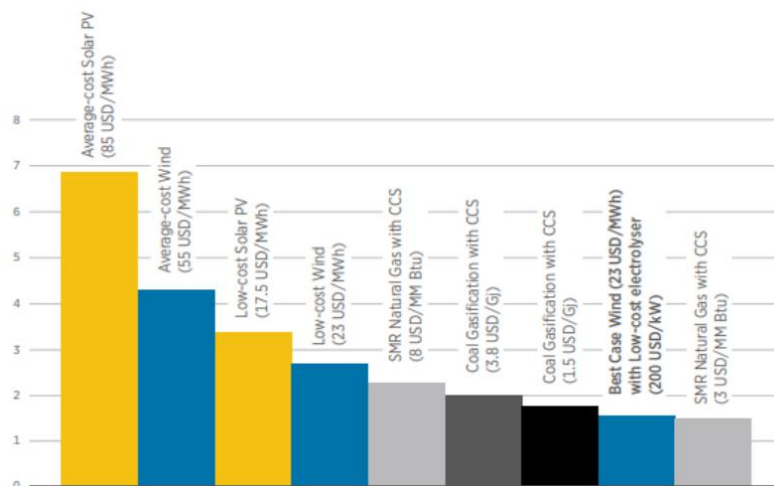


Figura 1.3 Rango de precios de las fuentes de obtención del hidrógeno. [9]

En cuanto al HV, los elevados costos de las energías renovables mantienen al costo de producción como el más elevado. Según la EIA, los costos estimados por fuente de obtención es el siguiente:

Tabla 1.1 Precios estimados del hidrógeno por fuente de obtención. [6]

<i>Fuente de obtención</i>	<i>Costo de producción US\$/kg_{H2}</i>
<i>Energía renovable</i>	3 – 7,5
<i>Carbón</i>	1,2 – 2,2
<i>CCUS</i>	1,5 – 2,9
<i>Gas natural</i>	0,9 – 3,2

Tabla 1.2 Cadena de valor del hidrógeno verde [10]

<i>Producción</i>	<i>Almacenaje</i>	<i>Distribución</i>	<i>Uso final</i>
<i>Electrólisis</i>	Gas a alta presión	Camión cisterna	Vector energético
	Licuefacción	Buque	Transporte
	Otros tipos	Ducto	Refino
			Químico

1.10 Estado actual del sector eléctrico ecuatoriano

El sector eléctrico ecuatoriano ha crecido de manera relevante en la última década, con importantes obras implementadas, priorizando el crecimiento del bloque de energías renovables enfatizando en la energía hidroeléctrica, que hoy en día, cuenta con una potencia instalada de 8825,31 MW. La potencia nacional se encuentra dividida como se muestra en la Tabla 1.3, desglosándose en 61.12% proveniente de fuentes de energía Renovable y un 38.88% de fuentes no renovables. Su objetivo es proveer el servicio eléctrico garantizando calidad y continuidad bajo el principio de soberanía, complementando la generación renovable con la generación térmica utilizada eficientemente; brinda seguridad relacionada a la estabilidad eléctrica, incluso cuando se afrontan periodos largos de sequía, esto ha permitido alcanzar la soberanía energética, obteniendo beneficios de diferente índole, tales como: económicos, técnicos, energéticos y medioambientales. [11]

1.10.1 Estructura del sector eléctrico ecuatoriano

Contempla jerárquicamente la siguiente estructura: en el nivel más alto se encuentra el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), entidad rectora que se encarga de planificar, otorgar títulos habilitantes y definir las políticas públicas y decretos para el sector eléctrico ecuatoriano (LOSPEE), proposición de proyectos a la presidencia de la república, elaboración del PME (Plan Maestro de Electricidad) y también instiga la investigación y el desarrollo científico y tecnológico. El siguiente escalón lo ocupan el Operador Nacional de Electricidad CENACE y la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos naturales no Renovables, el primero es considerado un organismo estratégico dentro del sector eléctrico del Ecuador y sus funciones son la operación y administración técnica del Sistema Nacional Interconectado (SNI) además de las interconexiones con Perú y Colombia; por su parte, la Agencia de Regulación es un ente regulador, cuyo fin es el de auditar, fiscalizar y controlar las acciones relacionadas a los Recursos Energéticos del país, tanto Renovables como No Renovables. El tercer nivel comprende las empresas encargadas de la generación y transmisión, bajo la tutela de la

Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC, a quien también corresponde la gestión de las auto generadoras; por debajo de esta se encuentran las empresas eléctricas distribuidoras de energía que finalmente conectan con la demanda. [12]

Tabla 1.3 Potencia instalada en el parque generador del SNI por tipo de generación

	<i>Potencia nominal en generación eléctrica</i>	<i>Potencia efectiva en generación eléctrica</i>
<i>Renovable</i>	5393,72	5343,83
<i>Hidráulica</i>	5191,30	5151,31
<i>Eólica</i>	21,15	21,15
<i>Fotovoltaica</i>	28,65	22,76
<i>Biomasa</i>	144,30	136,40
<i>Biogás</i>	8,32	7,20
<i>No renovable</i>	3431,59	2842,32
<i>MCI</i>	2034,44	1620,27
<i>Turbogás</i>	943,85	790,55
<i>Turbovapor</i>	453,31	431,50
	8825,31	

La Tabla 1.4 presenta detalladamente el balance energético del sector eléctrico ecuatoriano correspondiente al año móvil desde junio del 2021, hasta junio del año 2022. En esta tabla se encuentra considerada la energía importada desde Colombia. [2]

Tabla 1.4 Producción de energía en último año móvil.

*Año móvil a octubre 2022 (nov2021-oct2022)
(GWh)*

<i>Producción de energía e importaciones</i>	<i>33291,71</i>
<i>Nacional (renovable + no renovable)</i>	<i>33129,42</i>
<i>Renovable</i>	<i>26077,52</i>
<i>Hidráulica</i>	<i>25567,58</i>
<i>Eólica</i>	<i>53,34</i>
<i>Fotovoltaica</i>	<i>37,81</i>
<i>Biomasa</i>	<i>377,90</i>
<i>Biogás</i>	<i>40,80</i>
<i>No renovable</i>	<i>7051,90</i>
<i>MCI</i>	<i>4732,42</i>
<i>Turbogás</i>	<i>922,21</i>
<i>Turbovapor</i>	<i>1397,26</i>
<i>Importación</i>	<i>162,29</i>
<i>Colombia</i>	<i>162,29</i>
<i>Perú</i>	<i>-</i>

1.10.2 Base legal y normativa ecuatoriana

Las normativas ecuatorianas encaminan el horizonte a seguir en un determinado ámbito estableciendo si alguna acción debe ser ejecutada o no, siendo el fin, la búsqueda constante del crecimiento y desarrollo integral del país, respetando los recursos naturales y la biodiversidad presente. Estas normativas también rigen en el sector energético de Ecuador, por lo que se mencionan brevemente los principales estatutos vigentes en el Ecuador, que sientan el cimiento legal mediante el cual se sustenta el análisis de una posible incursión ecuatoriana hacia una economía basada en el hidrógeno. Dentro de la Constitución de la República del Ecuador, el artículo 15, dentro de la sección segunda, correspondiente a ambiente

sano, propone que: “El Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas, no contaminantes y de bajo impacto, la soberanía energética no se alcanzará en detrimento de la soberanía alimentaria, ni afectará al derecho al agua”. En la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía, Título IV, correspondiente a la gestión de las fuentes de ERNC, y el artículo 30, dictan que el MERNNR, debe incentivar el uso de energías amigables con el ambiente, y que es autorizado el uso de los recursos energéticos alternativos no convencionales con el propósito de alcanzar la sostenibilidad en un SE que favorezca el uso de energías alternativas. Para concordar con lo hasta ahora descrito, en el reglamento LOSPEE, dentro de los artículos 15 y 16, consideran a las energías renovables no convencionales dentro del plan de expansión de la generación y el aprovechamiento de estas.

1.11 Complejo hidroeléctrico de Paute Integral

Este complejo de generación eléctrica se encuentra ubicado entre las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, conformado por tres centrales, Mazar, Molino y Sopladora, y una más, Cardenillo, que actualmente están en etapa de estudios finales definitivos, en configuración de cascada o serie, y aprovechan la cuenca del río Paute; y sus principales características se detallan a continuación:

Tabla 1.5 Detalles técnicos de las centrales del complejo de Hidropaute.

	<i>Potencia [MW]</i>	<i>Producción anual [GWh]</i>	<i>Diferencia entre cotas [m]</i>	<i>Caudal de diseño [m³/s]</i>	<i>Turbinas</i>
<i>Mazar</i>	170	800	146	140	2 Francis
<i>Molino</i>	1100	4900	668	170	10 Pelton
<i>Sopladora</i>	487	2800	363	150	3 Francis
<i>Cardenillo</i>	596	2356	370	180	6 Pelton

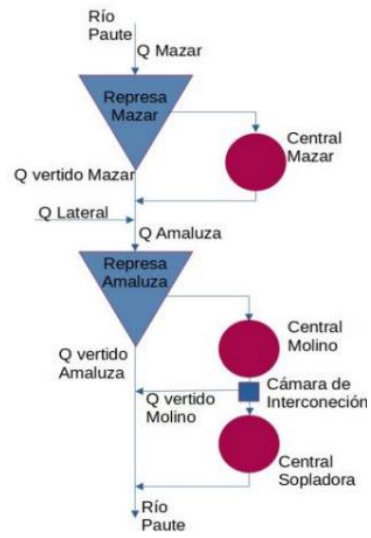


Figura 1.4 Estructura del complejo hidroeléctrico Paute Integral.

CAPÍTULO 2

2 METODOLOGÍA

Se contrastó la demanda y los proyectos de generación proyectados hasta 2032, de lo que se obtuvo la cantidad mínima de potencia subutilizada existente hasta dicho año.

Conocido esto, se estimó la producción de HV a partir de la energía hidroeléctrica de la central Paute en los escenarios propuestos, y finalmente se analizó la relación entre la adición de la carga correspondiente a las plantas de electrólisis y el costo promedio de generación en el Ecuador.

2.1 Metodología para la proyección de la demanda

La demanda ha presentado, en su data histórica, un crecimiento tendencial, que puede ser pronosticado en el corto, mediano y largo plazo, utilizando diferentes métodos matemáticos: estadísticos, de inteligencia artificial y microáreas. Dentro de los métodos estadísticos se encuentran los métodos de regresión, siendo el método econométrico más utilizado, además de la regresión simple y múltiple; otro método es con el uso de las series de tiempo y distribución de probabilidad.

En el PME, la demanda hasta el 2027 se realizó considerando tres escenarios de crecimiento con base a la desagregación de grupos de consumo, siendo la variable explicativa de la variación de la demanda, el PIB. Esta proyección se muestra en la Figura 2.1. [13]

Con base al escenario medio, del caso base, y, utilizando el método estadístico de atenuación exponencial doble, se realizó el pronóstico de la demanda entre 2027 y 2032.

2.1.1 Atenuación exponencial doble

Se denomina también el *Método de dos parámetros de Holt*, y es utilizado para el pronóstico de series de tiempo que muestran una tendencia lineal y consiste en realizar dos suavizaciones exponenciales a partir de las cuales se obtiene un pronóstico. El procedimiento trata de atenuar o suavizar de forma directa la tendencia de la serie, así como su pendiente, mediante el

empleo de dos constantes de suavización, α y β , siendo el pronóstico de n periodos futuros, el resultado de sumar la serie suavizada exponencialmente con la tendencia estimada, como se detalla con las ecuaciones a continuación. [14]

$$S_t = (a * y) + (n - \alpha) * (S_{t-1} + G_{t-1}) \quad (2.1)$$

$$G_t = \beta * (S_t - S_{t-1}) + (1 - \beta) * G_{t-1} \quad (2.2)$$

$$F_t = S_{t-1} + (G_{t-1} * n) \quad (2.3)$$

De la aplicación del método de Holt, se obtuvo la proyección de la demanda mostrada a continuación, en conjunto con la demanda realizada por el PME hasta 2027.

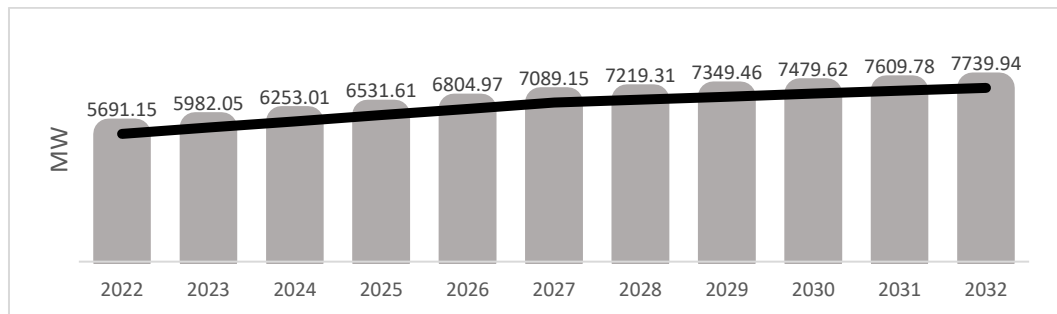


Figura 2.1 Pronóstico de la demanda 2022-2032

2.1.2 Expansión de la generación

Se especifican en la Tabla 2.1, obtenida del anexo 4-8 del Capítulo 4 del PME, los proyectos de generación clasificados por año en el de entrada en operación, tipo y potencia instalada.

Tabla 2.1 Proyectos del Plan de Expansión de Generación del SNI, Caso Base.

Año de entrada en operación	Proyecto / Central	Tipo	Potencia [MW]	Energía [GWh/año]
2020	San José de Minas	ERNC (Hidroeléctrico)	5,95	48,00
2021	Chalpi Grande	ERNC (Hidroeléctrico)	7,59	36,00
2021	Toachi Pilatón, Central Sarapullo	Hidroeléctrico	49,00	218,00
2021	Minas de Huaschachaca	ERNC (Eólico)	50,00	132,90
2021	Toachi Pilatón, Central Alluriquin	Hidroeléctrico	205,40	902,00
2022	El Aromo	ERNC (Fotovoltaico)	200,00	275,00
2022	Sabanilla	ERNC (Hidroeléctrico)	30,00	210,50
2022	Mazar-Dudas, Central San Antonio	ERNC (Hidroeléctrico)	7,19	44,87
2023	Machala Gas Tercera Unidad	Termoeléctrico	77,00	510,00
2023	Villonaco III	ERNC (Eólico)	110,00	384,00
2023	Maravilla	ERNC (Hidroeléctrico)	9,00	61,59
2024	La Magdalena	ERNC (Hidroeléctrico)	20,00	167,00
2024	Mazar-Dudas, Central Dudas	ERNC (Hidroeléctrico)	7,38	41,40
2024	Soldados Yanuncay, Central Soldados	ERNC (Hidroeléctrico)	7,20	39,20
2024	Machala Gas Ciclo Combinado	Termoeléctrico	110,00	690,00
2024	Chorrillos	ERNC (Hidroeléctrico)	4,00	23,20
2024	El Salto	ERNC (Hidroeléctrico)	30,00	247,00
2024	Soldados Yanuncay, Central Yanuncay	ERNC (Hidroeléctrico)	14,60	79,50
2024	Bloque ERNC I	ERNC	500,00	2.119,30
2025	Quijos	Hidroeléctrico	50,00	355,00
2025	Bloque ERNC II	ERNC	500,00	1.980,60
2026	Bloque CCGN Etapa I	Termoeléctrico	400,00	3.000,00
2026	Bloque ERNC III	ERNC	120,00	231,30
2028	Bloque ERNC IV	ERNC	320,00	1.401,60
2028	Chachimbiro	ERNC (Geotérmico)	50,00	394,20
2028	Chontal	Hidroeléctrico	194,00	1.044,00
2029	Paute - Cardenillo	Hidroeléctrico	595,60	3.409,00
2030	Santiago Etapa I	Hidroeléctrico	1.200,00	9.874,00
2031	Santiago Etapa II	Hidroeléctrico	1.200,00	4.739,00
	TOTAL		6.074	32.658

Con estos datos, la curva de expansión de la generación se aprecia en la Figura 2.2.

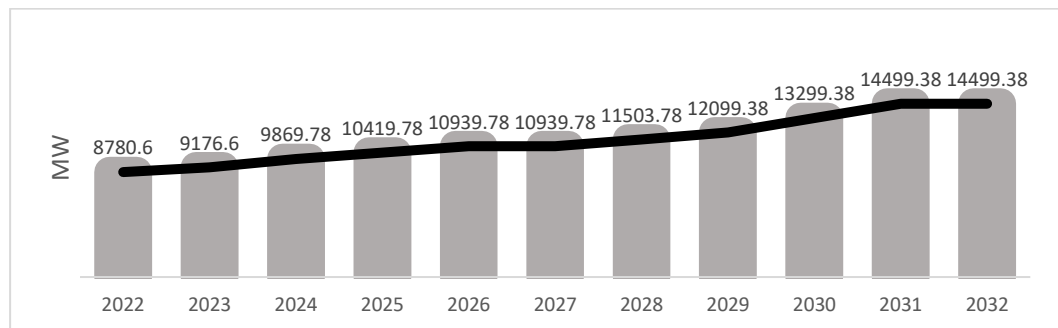


Figura 2.2 Expansión de proyectos de generación 2022-2032

2.1.3 Potencia excedente

La cantidad de potencia efectiva subutilizada disponible durante el periodo de los diez años siguientes es de 1336,58 MW , tomando como referencia el año en el que se da el mínimo valor entre la generación y la demanda, esto ocurre en el 2022, situación reflejada en la Figura 2.3

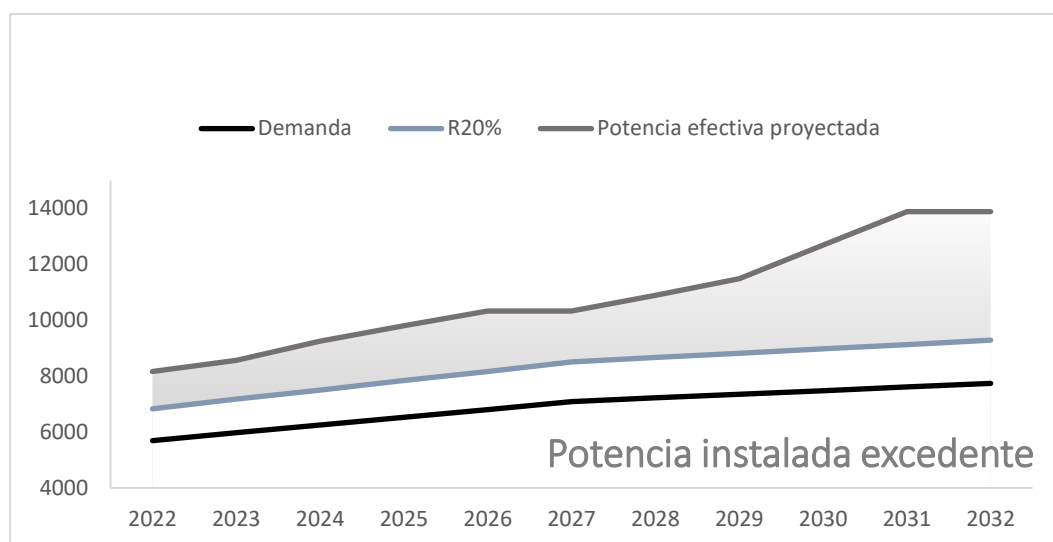


Figura 2.3 Perfil de potencia excedente entre 2022-2032.

Se consideró este valor el límite de potencia subutilizada aprovechable para el fin de producción de HV y otras aplicaciones.

2.2 Estimación del potencial ecuatoriano para producción de hidrógeno verde

Ecuador, cuenta con grandes fuentes de energía primaria potencialmente aprovechables, los grandes índices de recursos hídricos, solares y eólicos lo convierten teóricamente en un gran potencial productor de hidrógeno verde. Se aproximó el potencial teórico de producción de HV a partir de las diferentes tecnologías renovables. Esto como un indicador de prefactibilidad enfocado en la elaboración de HV.

2.2.1 Potencial eólico y fotovoltaico

Se define brevemente la definición de potencial teórico, económico y técnico.

- Potencial teórico: mide todo el recurso disponible, asumiendo su aprovechamiento al 100%.
- Potencial técnico: valor alcanzable de manera hipotética, limitado por restricciones técnicas.
- Potencial económico: parte del potencial técnico que puede ser puesto en marcha y viable económicamente.

José Jara (PhD), investigador ecuatoriano, en su estudio “*Solar photovoltaic potential to complement hydropower in Ecuador: A GIS-based framework of análisis*” en 2021, determinó que la “tierra apta” para desarrollar la tecnología fotovoltaica es de un 9,3% del territorio nacional, y que hilando más fino, la “tierra más adecuada”, solo comprende un 0.32% del territorio ecuatoriano, establecido en 2556370km^2 , es decir 820 km^2 de superficie distribuida en distintas zonas del Ecuador, que de ser aprovechadas al 100%, producen un estimado de $E_{pFV} = 6482\text{ GWh/año}$ [15]. Asimismo, en el Atlas Eólico del Ecuador, se propone como potencial factible a corto plazo, 884,22 MW instalables de generación eólica, lo que resulta en un aporte de energía de $E_{pEO} = 1517,17\text{ GWh/año}$. Con esta información, y la expresión 2.4, en donde $F_a = 0.95$ y $\eta_{elec} = 0.75$, representan la disponibilidad y la eficiencia general del proceso de electrólisis tipo PEM, respectivamente, y $HHV = 39,4\text{ kWh/kg}$, representa el poder calorífico superior del hidrógeno. [16]

$$PH_{2HE} = \frac{\text{Energía}_{HE}}{HHV} * F_a * \eta_{elec} \quad (2.4)$$

Se obtuvo que:

Tabla 2.2 Potencial eléctrico teórico solar y fotovoltaico en Ecuador.

Tipo ERNC	Potencial factible GWh/año	Producción de H2 kg _{H2} /año
Fotovoltaica	6482	1.1172*10 ⁸
Eólica	1518,17	2.7454*10 ⁷

2.2.2 Potencial hidroeléctrico

Las centrales de generación con embalse de regulación permiten hasta cierto punto, tener control sobre el recurso de entrada, sin embargo, en la época lluviosa, ocurre un vertimiento de agua almacenada debido a que se supera el límite de almacenamiento y por varias razones, la central no opera al total de su capacidad, el agua es descargada por los aliviaderos y vuelve al cauce del río sin haber pasado por el proceso de generación. La energía contenida en este cuerpo de agua, se la ha denominado STE (Spilled Turbinable Energy), se planteó este concepto como punto de partida en la búsqueda de producir HV en Ecuador. [17]

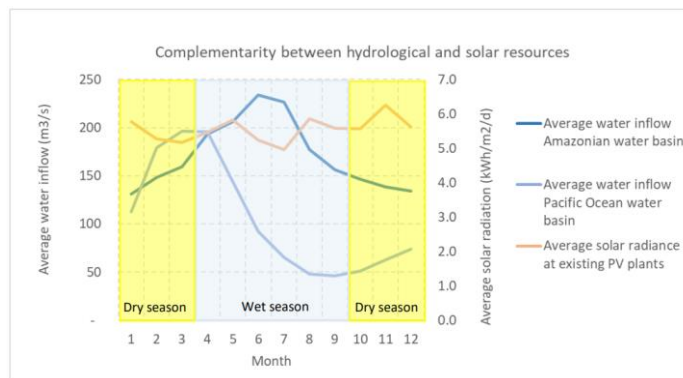


Figura 2.4 Complementariedad entre cuencas hidrográficas y recurso solar.

El SNI cuenta cinco grandes centrales hidroeléctricas con embalse de regulación: Paute-Molino (embalse Amaluza), Marcel Laniado (embalse Daule Peripa), Mazar (embalse Mazar), Pucará (embalse Piyasambo), y Baba (embalse Baba). [18]

Estas aprovechan los cauces de las dos principales cuencas que atraviesan el país. Por lo tanto, para estimar el potencial técnico de hidrógeno a producir con recurso hidroeléctrico, el punto de partida es la estimación la cantidad de energía que puede ser obtenida de los tres principales embalses en el Ecuador, a través del concepto de STE. El volumen de agua turbinable vertida en estos tres embalses, para el periodo 2016-2021, está detallado en la Tabla 2.3, y fue obtenido de los informes emitidos por CENACE anualmente. [19]

Tabla 2.3 Volumen de agua vertido en los principales embalses 2016-2021 [Hm³]

	<i>Mazar</i>	<i>Amaluza</i>	<i>Daule Peripa</i>
<i>Enero</i>	6,48	3,64	0
<i>Febrero</i>	0	4,78	0
<i>Marzo</i>	31,58	51,04	94,44
<i>Abril</i>	12	61,78	91,20
<i>Mayo</i>	202,89	262,90	135,14
<i>Junio</i>	145,11	300,64	1,57
<i>Julio</i>	93,40	215,45	4,18
<i>Agosto</i>	17,16	65,36	0,49
<i>Septiembre</i>	0	1,68	29,33
<i>Octubre</i>	7,02	21,22	9,48
<i>Noviembre</i>	9,90	12,94	0
<i>Diciembre</i>	7,34	7,06	0

La energía que se puede obtener del agua turbinable no utilizada, la obtenemos de 2.5:

$$Energía_{HE} = \rho_{H_2O} * g * V * h \quad (2.5)$$

Donde V , corresponde a los datos de volumen de agua que es derramada en los embalses mensualmente; h corresponde a la diferencia de cotas entre el nivel máximo del embalse, el que define hasta qué altura puede llegar el agua justo antes de ser derramada través de los aliviaderos, y la cota mínima, cuyo valor se toma como el nivel en el que el agua es devuelta al lecho del río, datos tomados de los informes anuales del CENACE, en el lapso 2016-2021, y resumidos en las Tablas 2.3 y 2.4.

Tabla 2.4 Cotas máximas y mínimas de los principales embalses [msnm]

	<i>Mazar</i>	<i>Amaluza</i>	<i>Daule Peripa</i>
<i>Cota máxima</i>	2153	1991	85
<i>Nivel de salida</i>	2007	1323	17

La cantidad de HV teóricamente producido a partir de STE, se lo obtiene a través de la siguiente expresión 2.4. Los resultados se muestran en la Figura 2.5.

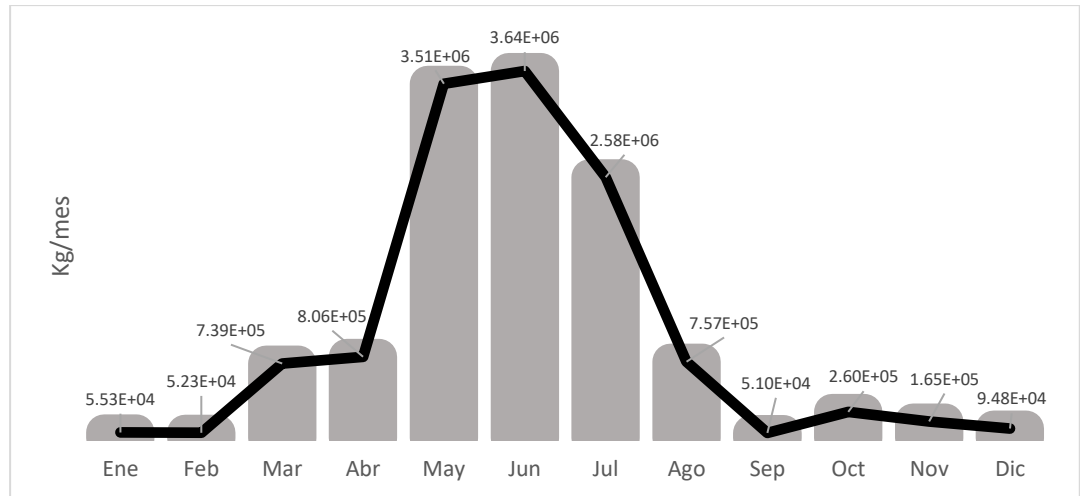


Figura 2.5 Potencial de producción mensual a través de STE.

Se obtiene un valor potencial de $1,2 * 10^7 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{año}$; en conjunto, los tres recursos pueden producir un potencial teórico total $1,5737 * 10^8 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{año}$.

2.3 Complejo hidroeléctrico Paute Integral como punto de partida

Definido el potencial teórico que puede producir Ecuador gracias a sus bastos recursos renovables. El paso subsecuente es definir una posible ubicación de las plantas electrolizadoras. Se seleccionó el complejo de Hidropaute Integral, descrito en 1.11. En donde, la STE, desagregada por mes y de cada central, se detalla en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 STE disponible por central 2017-2021[MWh] [17]

	<i>Mazar</i>	<i>Molino</i>	<i>Total</i>
<i>Enero</i>	0	0	0
<i>Febrero</i>	195	283	478
<i>Marzo</i>	269	1185	1454
<i>Abril</i>	361	1921	2282
<i>Mayo</i>	921	2582	3503
<i>Junio</i>	1018	4115	5133
<i>Julio</i>	1084	4867	5951
<i>Agosto</i>	830	2594	3424
<i>Septiembre</i>	283	475	758
<i>Octubre</i>	332	636	968
<i>Noviembre</i>	90	101	191
<i>Diciembre</i>	79	381	460
	5462	19140	24602

No se toma en cuenta la central Sopladora, porque en su diseño, se considera como una central de pasada, pues utiliza directamente el caudal que ha sido turbinado por la central Molino aguas arriba mediante una cámara de interconexión que ayuda en la regulación del caudal de entrada. La STE total es de 24,602 GWh al año, lo que se traduce en una producción real de hidrógeno de $4,448965 \times 10^5 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{año}$.

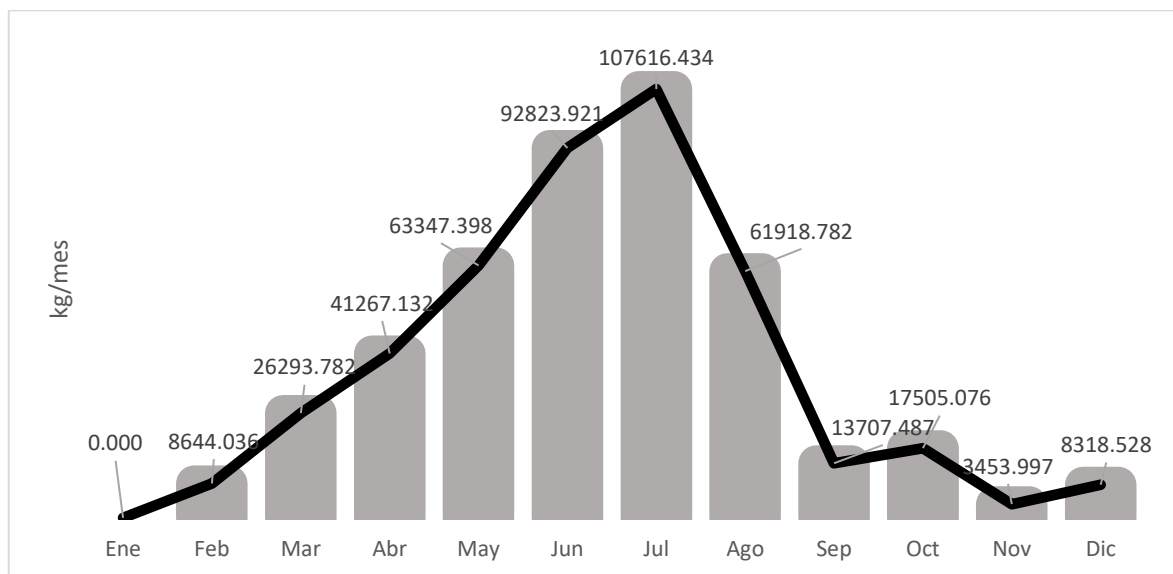


Figura 2.6 Producción de HV según STE disponible en Paute Mazar-Molino.

Se obtiene que la cantidad de hidrógeno a ser obtenida puede ser producida por una sola planta de electrólisis, sin embargo, existe mucha variabilidad de un mes a otro, lo que representa un problema, además que la cantidad obtenida, representa una producción pequeña; la solución, se propone a continuación.

2.4 Escenarios y ubicación propuestos

La propuesta de generar HV a partir de STE, necesita de un complemento para ser factible debido a la variación del recurso hídrico entre estaciones climáticas del año, la solución propuesta es adquirir energía adicional generada en la central Paute Molino, la cual, en los últimos cinco años, en promedio ha representado el 21,87% de la energía total generada por el SNI, con un promedio de 5299,7575 GWh al año y un factor de planta medio de 54,20%. Bajo estas premisas, se propuso como ubicación estratégica un lugar contiguo al complejo hidroeléctrico perteneciente a CELEC SUR, la subestación eléctrica Sinincay, ubicada en el sector Ochoa y León, a unos 8 km del parque industrial Cuencano, alimentada por la línea de 230 kV que viene desde Zhoray, donde a su vez llegan las líneas de 230 kV de Mazar y Molino; la S/E cuenta con un transformador trifásico de 167 MVA 230/69/13,8 kV, y de esta salen dos alimentadores, hacia Cuenca y Azogues. [20] Así se establece la conexión de la planta a un nivel de voltaje de 69 kV.

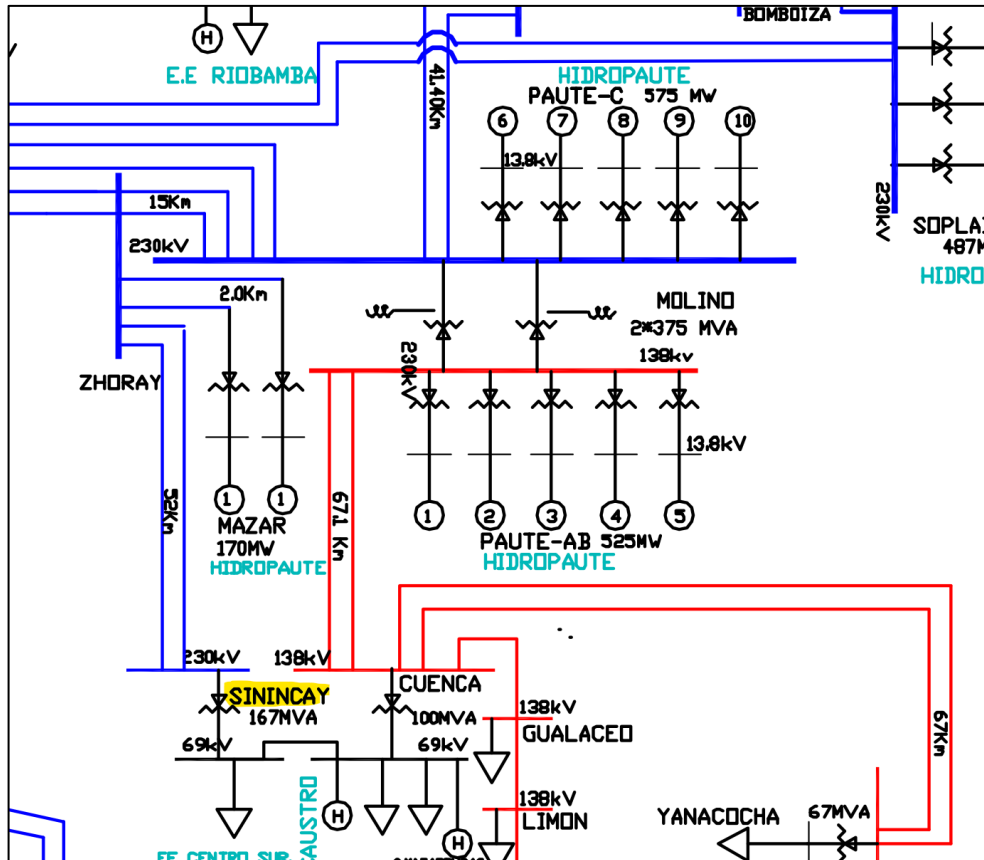


Figura 2.7 Ubicación de la S/E Sinincay en el diagrama unifilar del SNI. [21]

Se proponen así, dos escenarios distintos:

2.4.1 Disponibilidad anual de la planta de 3180 horas anuales

La STE anual en el complejo es de 24,602 $GWh/año$, resultando una producción de 448,965 $t_{H_2}/año$, pero con una variación considerable de producción mes a mes, se propone la compra de 0.58% de energía adicional (30,6962 $GWh/año$) aumentando la producción a 1000 $t_{H_2}/año$, y solucionando el problema anterior a una producción mínima de 79955 kg_{H_2}/mes mensualmente, que aumenta en los dos meses de gran recurso hídrico, bajo este supuesto, una sola planta es capaz de producir esta cantidad de hidrógeno. La operación de la planta se definió en doce horas los meses de junio y julio, y ocho horas el resto del año, es decir 3180 $h/año$ empezando las operaciones a las 12 am, tomando ventaja de la disminución del perfil de demanda en esa franja horaria.

2.4.2 Disponibilidad anual de la planta de 8409 horas anuales

Se plantea la producción a mayor escala, bajo el mismo funcionamiento del escenario 1, la energía adicional adquirida propuesta por los autores es ahora un 2,37% adicional a la producción anual de la central Paute (125,6042 $GWh/año$), que, en conjunto con la STE, representan una producción anual de 2716,293 $t_{H_2}/año$.

El modo de funcionamiento de la planta aumenta a 24 horas, todos los días del año, dejando un margen de 4% de disponibilidad, para mantenimientos preventivos o ante alguna otra eventualidad, es decir la planta opera un total de 8904 horas al año.

Para ir escalando gradualmente en la producción de HV, se planteó como tercer caso, el aumento del 2,37% al 5,37% la cantidad de energía adquirida en adición a la STE, con un total de 309,1989 $GWh/año$, obteniendo 5591,4789 t_{H_2} . al año, producción que duplica el caso anterior y que por lo tanto requiere la implementación de una planta adicional operando en la misma forma del caso anterior (96% de disponibilidad).

2.5 Estimación del costo de producción

El dispositivo electrolizador seleccionado es el SIEMENS Silyzer 300, el cual implementa el proceso electrolítico conocido como PEM-WE, con un total de 24 módulos de esta tecnología, una potencia nominal de 17,5 MW y una producción nominal de hidrógeno de 335 kg_{H_2}/h con una pureza del 99,9%, la eficiencia del proceso es mayor al 76.5%, y es este el motivo que permite obtener hidrógeno a precios bajos y también minimizar los costos de inversión al momento de realizar la implementación. [22]

2.5.1 Método de costeo

El costo de producción se obtuvo a partir del concepto de costo unitario proyectado, considerando costos de entrada, electricidad y agua, costos de inversión y costos de operación y mantenimiento. Su obtención se detalla en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Modelo de costo para el cálculo del costo de producción unitario de HV.

$C_{up} = \frac{\text{Costo proyectado total}}{\text{Cantidad producida proyectada}} \quad (2.6)$		
Q_{in}	$Q_{elect} + Q_{H_2O}$ (2.7)	$Q_{elect} = P_{H_2} * P_{UE} * Q_{gen} \quad (2.8)$ <ul style="list-style-type: none"> • $P_{UE} = 52,53 \text{ kWh/kg}_{H_2}$ (2.9) • $Q_{gen} = 0,036 \text{ US\\$/kW}$ $Q_{H_2O} = C_{H_2O} * W_{H_2O} \quad (2.10)$ <ul style="list-style-type: none"> • $C_{H_2O} = P_{H_2V} * 0,001 \text{ m}^3\text{H}_2\text{O}/1\text{m}^3\text{H}_2$ (2.11) • $W_{H_2O} = 4,20 \text{ US\\$/m}^3\text{H}_2\text{O}$
Q_{inv}	$Q_{ins} * CFR$ (2.12)	$Q_{ins} = Q_P * Q_{CEL} \quad (2.93)$ <ul style="list-style-type: none"> • $Q_{CEL} = 1012,6856 \text{ US\\$/kW}$ • $Q_P = \frac{P_{H_2} * P_{UE}}{AD}$ • $AD = \text{horas de disponibilidad de la planta al año}$ $CFR = \frac{i_r * (1+i_r)^t}{(1+i_r)^t - 1} \quad (2.14)$ <ul style="list-style-type: none"> • $i_r = 0,1$ • $t = 10$
Q_{OM}	$0.07 * Q_{inv} \quad (2.15)$	
$Cost_{hv} = \frac{Q_{in} + Q_{inv} + Q_{OM}}{P_{H_2}} \quad (2.16)$		

Las consideraciones realizadas fueron las siguientes:

A la cantidad de hidrógeno a producir se multiplicó por un factor adimensional de 1.1 para reponer las pérdidas durante el proceso.

El P_{UE} corresponde al del equipo electrolizador seleccionado.

El costo de la generación está compuesto de los 0,020 $US\$/kW$, precio de generación en esta central, adicional 0,011 $US\$/kW$ [23], por el costo de generación de energía en exceso y 0,0068 $US\$/kW$ de transmisión, precio establecido en la actualización del análisis y determinación del costo de SPEE [24].

La tarifa de agua está dispuesta por ETAPA, la cual detalla dentro de su tarifario, que, para el sector comercial e industrial, el costo del m^3 de agua, en el rango de 0 a 50 m^3 , se encuentra definido en una tasa fija de 4,20 \$, adicionando 0,842 \$ por cada m^3 adicional [25]. Siendo que, la cantidad de agua que se necesita es mucho mayor a 50 m^3 , y que a ETAPA le cuesta 1,35 \$, procesar 1 m^3 de agua, definimos un precio de 4,20 $US\$/m^3$, amparando esta asunción en que por cada dólar que cambia el precio del agua, el costo del hidrógeno solo varía en un 0,3%; y que, esta agua, será obtenida desde el embalse del proyecto multipropósito de Cuenca, denominado Proyecto Eléctrico Soldados Yanuncay, que cuenta ya con título habilitante para su construcción con un embalse de 21 Hm^3 , y uno de sus objetivos es garantizar la provisión de agua para Cuenca, hasta 2050 [26].

AD corresponde a la disponibilidad de la planta, dato especificado en cada escenario.

i_r considera una tasa de interés promedio para proyectos industriales en el sector ecuatoriano.

Q_{CEL} depende de la capacidad de hidrógeno a producir, y se determina según la siguiente ecuación, donde $Pm3$ debe evaluarse en m^3/h .

$$Q_{CEL} = 2424,9 * Pm3^{-0.1062} \quad (2.17)$$

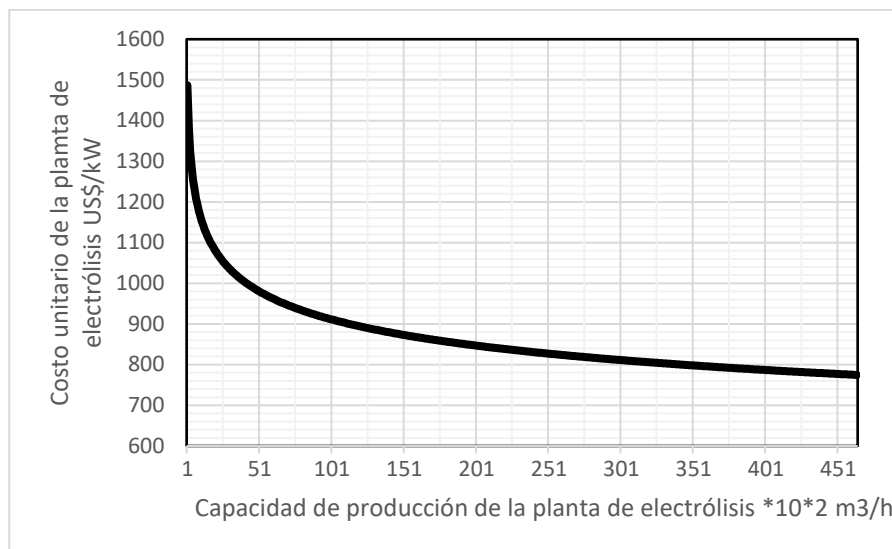


Figura 2.8 Curva de capex Qcel del electrolizador. [27]

2.5.2 Resultados

Los resultados obtenidos de costo de producción para cada caso aplicando el método descrito en la Tabla 2.6 y las consideraciones realizadas, son mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 2.7 Costos de producción para cada escenario

<i>Cantidad producida t_{H_2}/año</i>		
<i>Escenario 1</i>	<i>Escenario 2</i>	
<i>1 planta</i>	<i>1 planta</i>	<i>2 plantas</i>
<i>1000</i>	<i>2720,7762</i>	<i>5595,9641</i>
<i>Costo de producción US\$/kg_{H2}</i>		
<i>5,34</i>	<i>3,34</i>	

Este valor no comprende los costos asociados al almacenamiento y transporte del hidrógeno producido, para esto [28] acota que los costos de traslado del hidrógeno verde varían en un rango de 2,3 a 2,6 US\$/kg_{H2}. Para la distribución del hidrógeno, se propone comercializarlo en su estado gaseoso, evitando incurrir en gastos de licuefacción, que finalmente encarecerían el producto volviéndolo poco competitivo, en la misma fuente referencial, se estiman entre 0,3 y 0,4 US\$/kg_{H2} los costos afiliados al

almacenamiento del hidrógeno. Esto eleva el precio del hidrógeno producido, un total de $2,60 \text{ US\$/kg}_{\text{H}_2}$ por caso, establecido el caso de una producción descentralizada, es decir, el hidrógeno es consumido en un sitio distinto al de su producción. Adicional a esto, con el fin de generar rentabilidad, son agregados $0,4 \text{ US\$}$ al precio final en cada escenario, por lo que los precios finales quedan como se muestra a continuación:

Tabla 2.8 Precio de venta del hidrógeno producido para cada escenario

<i>Cantidad producida t_{H_2} / año</i>		
<i>Escenario 1</i>	<i>Escenario 2</i>	
<i>1 planta</i>	<i>1 planta</i>	<i>2 plantas</i>
<i>1000</i>	<i>2720,7762</i>	<i>5595,9641</i>
<i>Precio de venta $\text{US\\$/kg}_{\text{H}_2}$</i>		
<i>8,34</i>	<i>6,34</i>	

2.5.3 Análisis de sensibilidad

El costo final del HV depende de distintos factores que pueden variar dependiendo el contexto, se realizó un análisis de sensibilidad en el caso 1 para detectar qué variables poseen mayor incidencia en el valor final del costo unitario de producción, siendo mostrado en la figura 2.9.

Estas variables son: el costo del electrolizador y equipos auxiliares, costo de electricidad, tasa de descuento y disponibilidad de la planta. El rango de variación fue de desde un -30% hasta $+30\%$ en intervalos de 10% .

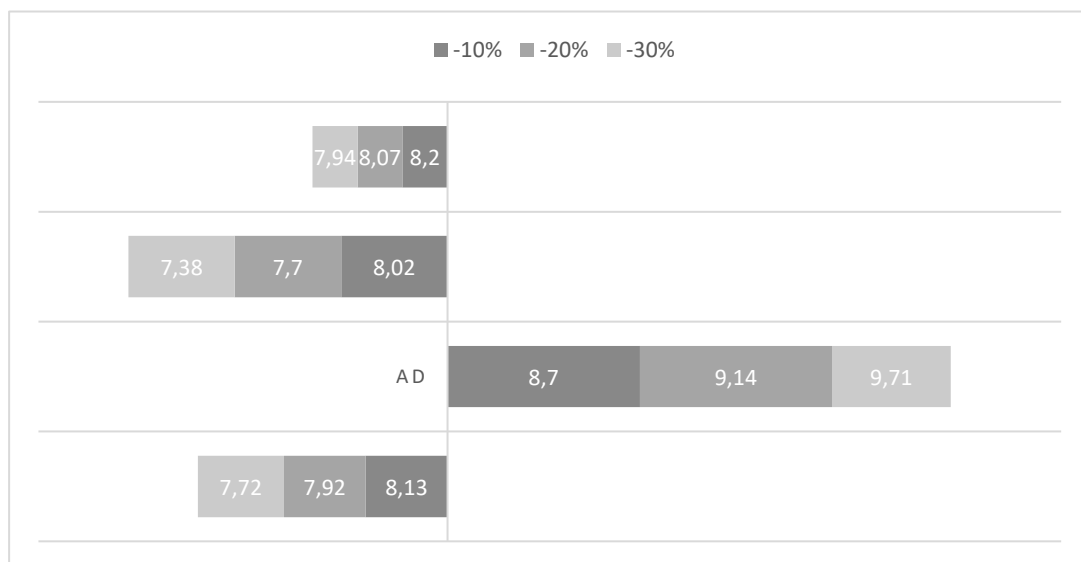
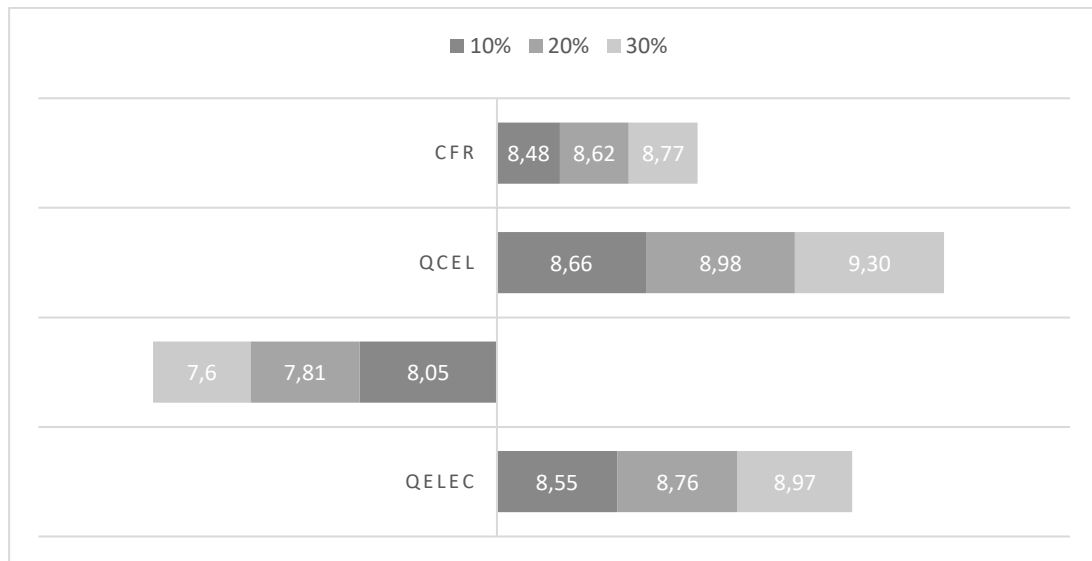


Figura 2.9 Análisis de sensibilidad para el caso 1

2.6 Análisis financiero

Además de los valores de costos presentados en a la sección 2.5.1, se obtienen costos fijos adicionales de una planta como se muestra en la tabla 2.7, tomando en cuenta la información de salarios del acuerdo ministerial MDT-2022-234. [29]

Tabla 2.9 Tabla de costos fijos empresariales

Costos fijos empresariales	
Descripción	Valor \$
Remuneración de personal	20452,02
Promoción	150,00
Publicidad	200,00
Permisos y gastos jurídicos	600,00
Total	21402.00

Se definió el interés para este caso de 5%, debido que las tasas de interés nacionales para grandes industrias rondan entre el 3% y 7%, por lo tanto, se utilizó el valor medio, $V_i = 5\%$. [30]

Los costos e ingresos estimados posibles son:

Tabla 2.10 Tabla de costos totales anuales

Costos totales anuales		
ítem	Caso 1 \$	Caso 2 \$
Operación y mantenimiento	209630,44	215629,00
Recursos de entrada	2994720,59	5799392,49
Almacenamiento	30000,00	816234.00
Transporte	2300000,00	6027785.26
Empresariales	21402,00	42804,00
Total	5825753.03	12901844.75

Para los dos diferentes casos consideraremos el precio de venta del hidrógeno será de \$8,34 y \$6.34 respectivamente, en ambos casos obteniendo una ganancia de 0,40 centavos por cada kilogramo de hidrógeno vendido. La utilidad de la operación de la planta en el primer año será:

$$\text{Rentabilidad} = \text{Ingresos} - \text{Costos} \quad (2.18)$$

El análisis financiero del proyecto se lo hace a través de los indicadores económicos TIR y VAN.

Tabla 2.11 Detalles sobre VAN y TIR

VAN		TIR	
$\text{VAN} = \sum_{j=0}^n \frac{I_j - C_j}{(1+r)^j}$ <p style="text-align: center;">(2.19)</p>		$0 = \sum_{j=0}^n \frac{I_j - C_j}{(1+TIR)^j}$ <p style="text-align: center;">(2.20)</p>	
VAN > 0	Rentable	TIR > V_i	Rentable
VAN = 0	No rentable	TIR = V_i	No rentable
VAN < 0	No rentable	TIR < V_i	No rentable

Indicadores adicionales que son importantes de un proyecto son el periodo de recuperación de capital (PRC), el cual nos detalla en cuanto tiempo podremos recuperar nuestra inversión, y también, la relación costo – beneficio (RCB), que en resumen nos indica la rentabilidad que obtendremos por cada dólar invertido, las fórmulas son las siguientes

$$\text{PRC} = \frac{\text{Inversión Inicial} * \text{Periodo}}{\text{Total flujo neto presente}} \quad (2.21)$$

$$\text{RCB} = \frac{\text{Total flujo neto}}{\text{Inversión inicial}} \quad (2.22)$$

Considerando el alza de los precios anualmente de mínimo un 3%, obtenemos los siguientes valores de ingresos, egresos y el flujo de efectivo neto del proyecto evidenciados en las Tablas 2.10, 2.12 y 2.13.

Tabla 2.12 Flujo de ingresos y egresos al final de cada periodo

Año	Flujo de ingresos		Flujo de egresos	
	Caso 1 \$	Caso 2 \$	Caso 1 \$	Caso 2 \$
1	8340000,00	16615721,11	5825753,03	12901844,75
2	8590200,00	17114192,74	6000525,62	13288900,09
3	8847906,00	17627618,52	6180541,39	13687567,10
4	9113343,18	18156447,08	6365957,63	14098194,11
5	9386743,48	18701140,49	6556936,36	14521139,93
6	9668345,78	19262174,71	6753644,45	14956774,13
7	9958396,15	19840039,95	6956253,78	15405477,35
8	10257148,04	20435241,15	7164941,40	15867641,67
9	10564862,48	21048298,38	7379889,64	16343670,92
10	10881808,35	21679747,33	7601286,33	16833981,05

Tabla 2.13 Flujo de efectivo neto al final de cada periodo

Año	Flujo de efectivo neto	
	Caso 1 \$	Caso 2 \$
0	-18241300,00	-18241300,00
1	2514246,97	3713876,36
2	2589674,38	3825292,65
3	2667364,61	3940051,43
4	2747385,55	4058252,97
5	2829807,12	4180000,56
6	2914701,33	4305400,58
7	3002142,37	4434562,59
8	3092206,64	4567599,47
9	3184972,84	4704627,46
10	3280522,02	4845766,28

Con los datos obtenidos podemos calcular los aspectos clave para realizar una inversión, como lo son el VAN, TIR, PRC y RCB, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2.14 Resultados de los indicadores de evaluación

Indicadores de evaluación

	Escenario 1	Escenario 2
<i>Total, flujo presente neto</i>	\$ 28.823.023,82	\$ 42.575.430,35
<i>Inversión inicial</i>	\$ 18.241.300,00	\$ 18.241.300,00
<i>VAN</i>	\$ 3.752.317,12	\$ 14.246.190,54
<i>PRC</i>	6,33	4,28
<i>TIR</i>	8,85%	18,23%
<i>RCB</i>	1,58	2,33

2.7 Incidencia en el SNI

Es analizada, desde el punto de vista del Sistema Nacional Interconectado, la repercusión económica en la etapa de generación, sabiendo que la naturaleza de la generación ecuatoriana es 90% hidroeléctrica y existe un periodo de sequía dado por la intersección de las menguas en los caudales de las dos grandes cuencas que atraviesan el país, ilustrado en la figura 2.4, periodo en el que la generación termoeléctrica aumento su producción, aumentando el costo medio de generación

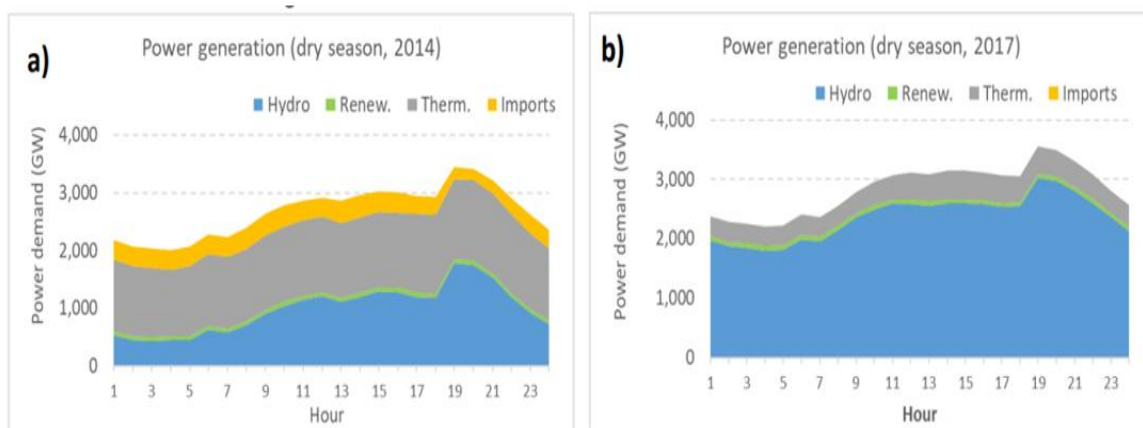


Figura 2.10 Despacho económico en etapa de sequía en dos años diferentes.

2.7.1 Método de despacho simplificado

La herramienta utilizada para el análisis es el uso de un despacho simple, que plantea la idea base del despacho realizado por CENACE, pero sin considerar restricciones técnicas ni operativas debido a la poca o nula información técnica-económica sobre las generadoras que conforman el parque generador del SNI, en donde la demanda base la suplan primero las generadoras hidroeléctricas, siguiendo las generadoras que emplean recursos renovables no convencionales, y que finalmente, sea la generación termoeléctrica la que complete la demanda, siguiendo el concepto de programación térmica, en donde asignación de unidades térmicas responde al siguiente proceso de optimización:

$$q_t = \text{Min} \sum_1^n t(i) * g_t(i) \quad (2.23)$$

Con las restricciones de balance entre generación y demanda:

$$\sum_1^n g_t(i) = De_t \quad (2.24)$$

Y, la restricción de generación máxima:

$$g_t(i) = gmax_t(i) \quad (2.25)$$

Proceso que se resume al ingreso de unidades térmicas por orden de costos, siendo la central marginal, la última en entrar al despacho, que a su vez dispone el costo marginal, complementando este procedimiento con la tendencia y comportamiento mes a mes de la generación hidroeléctrica acorde al perfil hidrológico ecuatoriano, ver ilustración 2.10.

2.7.2 Perfil hidroeléctrico ecuatoriano con base al ciclo hidrológico

La ilustración 2.10, obtenida del PME, muestra el mismo patrón anual de comportamiento de la generación eléctrica ecuatoriana, ocurriendo que, en los meses entre septiembre y marzo la producción hidroeléctrica disminuye y aumenta la producción de las unidades térmicas; esta figura muestra que este comportamiento es proyectable a futuro, pues corresponde a la relación entre la generación hidráulica y el ciclo hidrológico ecuatoriano.

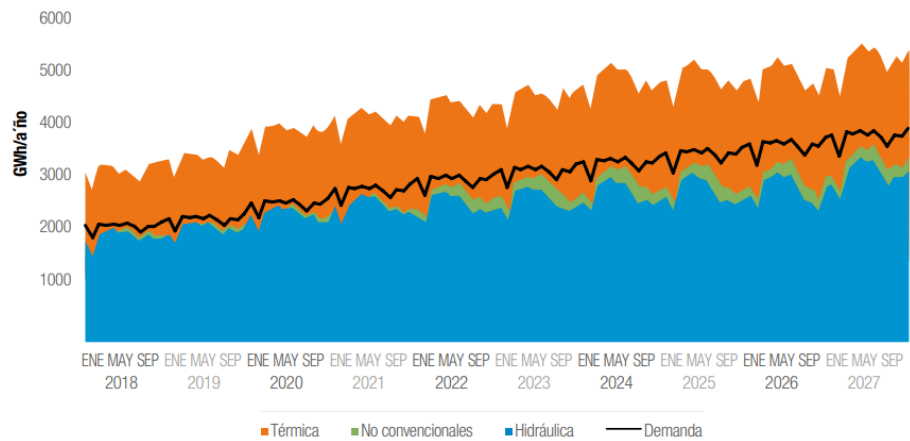


Figura 2.11 Proyección de producción y consumo de energía hasta 2027. [13]

Este perfil hidrológico se lo ha obtenido a partir de realizar un promedio de la información más actual obtenida, correspondiente a la producción de energía en el Ecuador en el periodo 2018-2022, información que es pública y ha sido obtenida en la web de datos abiertos y en la página web del CENACE. El resultado obtenido es el siguiente:

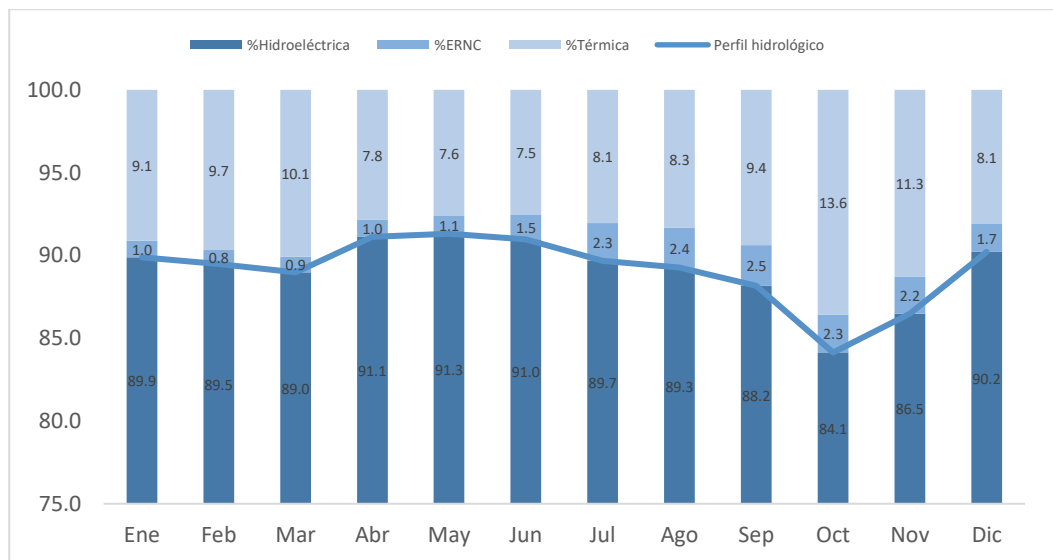


Figura 2.12. Perfil de generación hidroeléctrica en Ecuador, elaborado por los autores.

2.7.3 Costo de generación promedio diario

Se realizó el proceso descrito en 2.7.1, con la finalidad de obtener el porcentaje de aporte de la generación hidroeléctrica para suplir la demanda

de acuerdo con la disponibilidad del recurso hídrico durante el año, pues esto provoca que la solución óptima del despacho no sea independiente del tiempo, esto como alternativa de aproximación al despacho económico diario realizado por CENACE.

Y con el fin de establecer reglas de operación del despacho a medio plazo, lo que resulta de suma importancia, pues estas impactan de forma directa en el costo final de la generación del sistema eléctrico ecuatoriano.

Realizando este proceso, para satisfacer un día típico, en cada mes del año, se determinó el costo promedio de generación diario utilizando el despacho simple de un día típico a partir de la relación entre la energía generada en el día con el precio total de generación diario.

$$Costo_{promedio} = \frac{Energía\ total\ diaria}{Precio\ total\ diario} \quad (2.26)$$

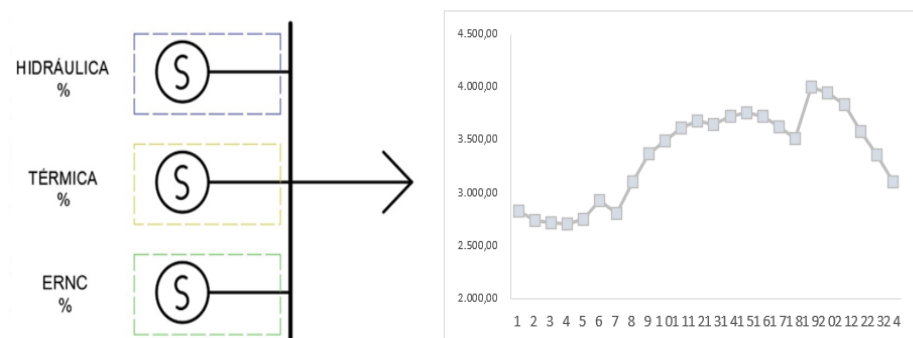


Figura 2.13 Ilustración de la herramienta utilizada.

2.7.4 Análisis de sensibilidad entre costo de generación y carga adicionada

En el gráfico, se muestra el efecto en el costo medio de generación promedio anual, cuando es adicionada una gran carga correspondiente a la/las plantas electrolizadoras responsables de la producción de hidrógeno verde en Ecuador. En la Tabla 2.15 se muestran los valores obtenidos.

Tabla 2.15 Cambio en el costo medio de generación ante adición de carga.

Nro. Plantas	Potencia adicionada	Escenario 1	Escenario 2
0	-	39,6209034	39,6209034
1	17,5	39,6306282	39,6614453
2	35	39,6358922	39,6905898
3	52,5	39,6411561	39,7074016
6	105	39,6617738	39,8220004
9	158	39,6804368	39,9015687

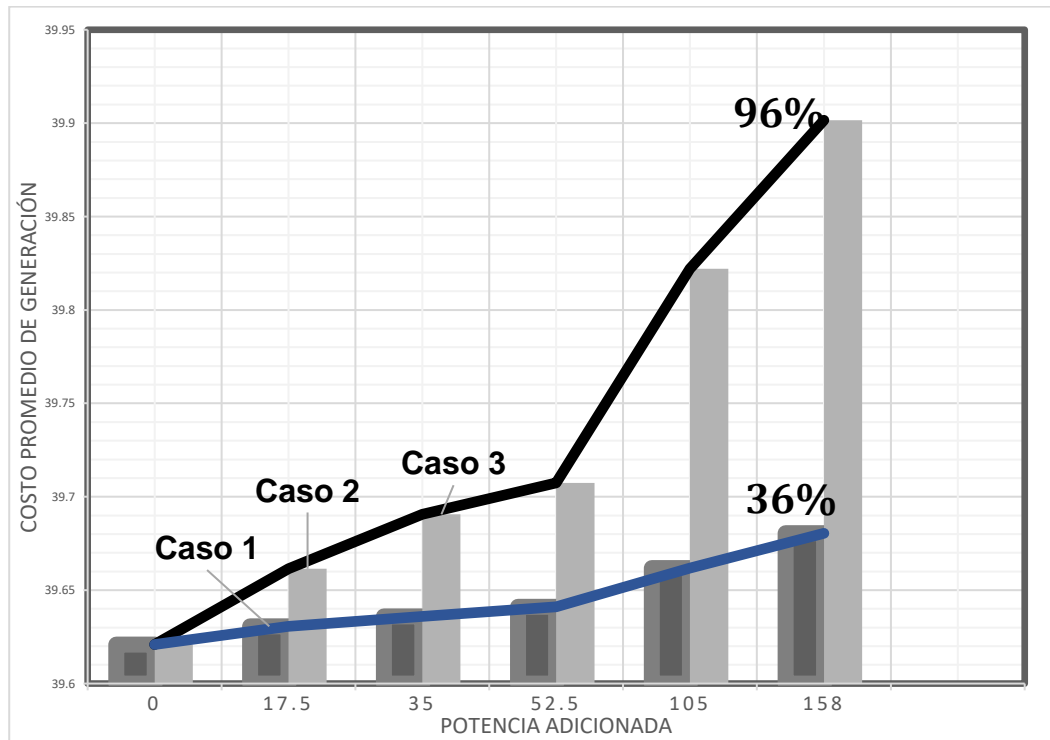


Figura 2.14 Relación entre demanda adicional y costo promedio de generación

En base al tiempo de estudio de corto - mediano plazo, podemos observar el alza tendencial del precio con respecto a la carga adicional, que en promedio es 0.03% y 0.14% de aumento por cada planta de 17.5 MW al sistema eléctrico cuando la planta opera 8 h/día (36% de disponibilidad) y 24 h/día (96% de disponibilidad) respectivamente. Se analiza hasta un máximo de 158 MW adicionales teniendo en cuenta el comportamiento y funcionamiento en el presente del SNI, ya que, con la futura participación

de centrales fotovoltaicas y eólicas, y también la tendencia decreciente de sus costos de generación a lo largo del tiempo, disminuyendo el LCOH (Levelized Cost Of Hydrogen), será mucho más rentable a largo plazo, considerando mediados de 2030 como el inicio de esta tendencia, utilizar como fuentes de energía estas centrales, este comportamiento se aprecia de mejor manera en la figura 2.15, donde se muestra el costo nivelado del hidrógeno en el periodo 2022 – 2050, según la fuente de la energía utilizada para su obtención, y se observa que tanto el hidrógeno obtenido mediante energía eólica y energía solar se proyecta a ser más económico que el hidrógeno obtenido por energía hidráulica, estos valores fueron obtenidos con la expresión 2.14, utilizando el porcentaje de disminución en los costos de las ERNC proyectado para 2040, mostrado en [31], estimado en 41% de reducción para la energía eólica y 60% para la energía fotovoltaica.

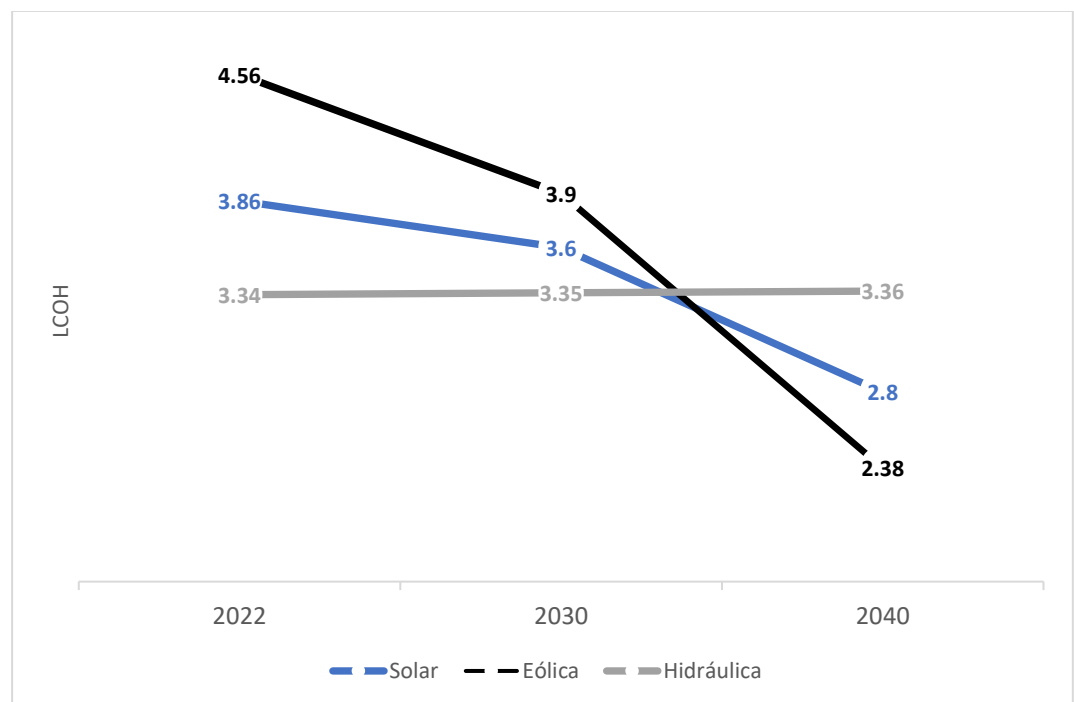


Figura 2.15 LCOH proyectado para 2040.

2.8 Uso final de la cadena de valor del HV

Se realizó una revisión de literatura sobre distintas aplicaciones del HV en las que Ecuador tiene posibilidad real de incursionar en el corto plazo, reemplazando el hidrógeno gris, es decir, una demanda ya existente, y en un mediano largo plazo, enfocado en el beneficio ambiental.

- Sector refinería

Las 3 grandes refinерías en Ecuador son: Esmeraldas (110000 *Bbl/día*), La Libertad (45000 *Bbl/día*) y Manta (20000 *Bbl/día*), la demanda de hidrógeno cubre procesos de: hidrocraqueo (4,4 kg_{H_2}/Bbl), hidrotratamiento (3,3 kg_{H_2}/Bbl) y otros procesos (1,9 kg_{H_2}/Bbl); procesos que tienen el objetivo de reducir la cantidad de azufre presente en el crudo, un total aproximado de 9,6 kg_{H_2}/Bbl . Se considera un aproximado de 9,3 kg_{CO_2} por 1 kg_{H_2} . En este contexto, la cantidad de CO_2 reducida por el caso de mayor producción propuesto (5595 $t_{H_2}/año$), se muestra en la figura:

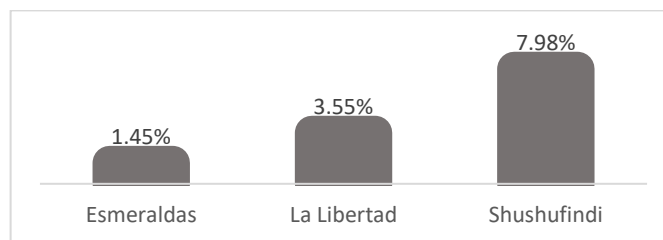


Figura 2.16 Cantidad reducida de CO_2 en primer caso aplicado.

- Reemplazo de diésel y fuel oil en centrales térmicas y sector transporte

Ecuador cuenta con un total aproximado de 204 centrales térmicas [18], entre incorporadas y no incorporadas al SNI, responsables de cierta emisión de GEI totales emitidos en Ecuador, debido al consumo de combustibles fósiles como diésel, fuel oil, y otros. De [32] se obtiene que un total de 125522,40 *kgal* de diésel fueron consumidos el último año para generación eléctrica.

El sector movilidad es el mayor consumidor de energía secundaria en el país, siendo que, en el 2021, el 83% del diésel consumido total fue destinado a este sector (990,190 *kgal*). Se plantea en ambos casos la sustitución paulatina de este combustible, pues la producción nacional es inferior a la demanda, lo que vuelve necesario la importación de estos combustibles [33]; a partir de los poderes caloríficos de estos elementos, se obtiene que $1 kg_{H_2\text{líquido}} = 3,33 l_{diésel}$.

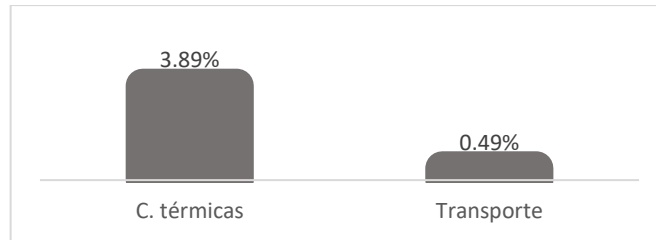


Figura 2.17 Cantidad reducida de CO₂ en segundo caso aplicado.

Para definir, con más certeza, el grado de competitividad del hidrógeno ante el diésel, a partir de la densidad del hidrógeno, se obtiene que: $1 \text{ kg}_{H_2} \approx 11,12 \text{ l}_{H_2} \approx 3,33 \text{ l}_{diesel}$. El precio del diésel en Ecuador se encuentra en promedio en $0,462 \text{ US\$/l}$, y el precio de producción, sin almacenaje ni transporte, es de $3,34 \text{ US\$/l}$, se determina una relación de 2,19 veces el precio del hidrógeno frente al precio del diésel. [34]

2.9 Potencial de exportación

Ecuador tiende a convertirse en un referente en la economía a nivel global debido a sus potenciales recursos renovables actuales y venideros, por esta razón, presentará competitividad en el mercado mundial del hidrógeno, logrando a largo plazo convertirse en un potencial exportador de este elemento.

La demanda internacional de hidrógeno se sitúa en tres grandes regiones como se puede observar en la figura , como lo son; Asia, que será el principal demandante de hidrógeno con una cantidad aproximada de 190 millones de toneladas en 2050; La Unión Europea, tendrá una demanda aproximada de 60 millones de toneladas de hidrógeno, aunque puede obtenerlo de países cercanos, eventualmente lo hará con otros países exportadores; Estados Unidos, tendrá una demanda aproximada de 60 millones de toneladas al igual que la UE, pero en este caso poseerá la infraestructura para poder autoabastecerse, en caso de importar, sería a menor escala.

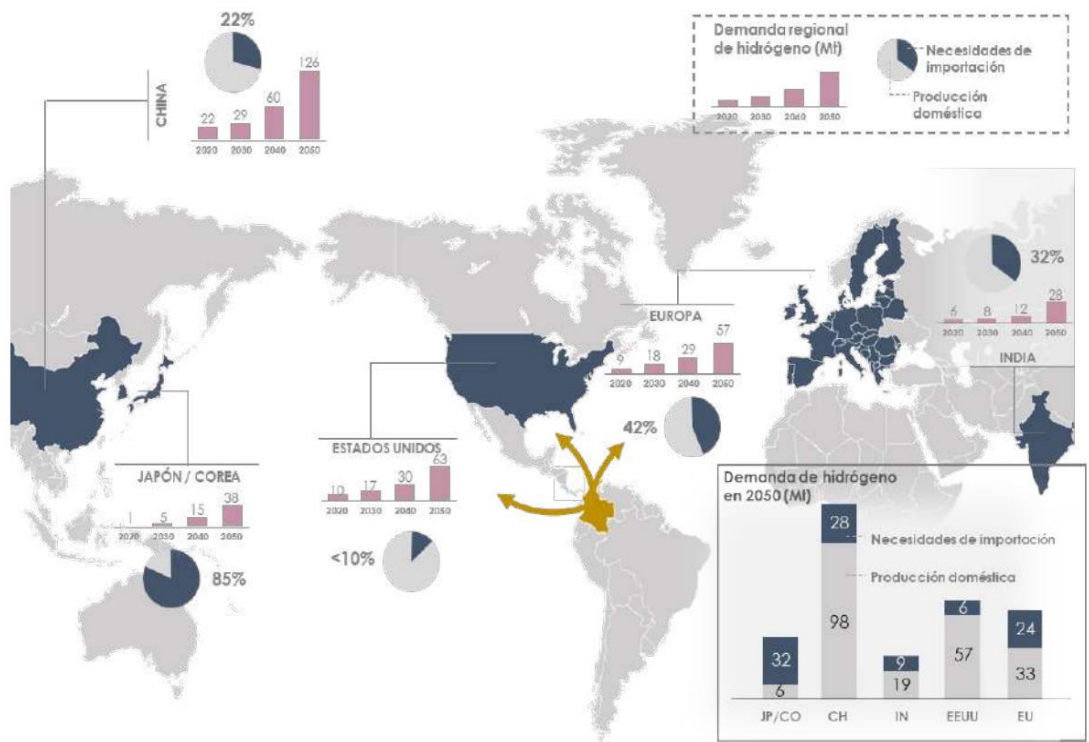


Figura 2.18 Demanda de proyectada de hidrógeno internacional [35]

CAPÍTULO 3

3 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A lo largo de esta sección se realizará la evaluación de los resultados obtenidos en el Capítulo 2, tomando en cuenta los escenarios propuestos que comprenden todas las aristas desde el punto de vista de la implementación de la planta, y también, la adición de la carga o futuras cargas dependiendo la rentabilidad del estudio base.

La demanda proyectada presentó un crecimiento anual promedio de 3,133%, la expansión de la generación depende de los proyectos a realizar en base a estudios realizados sobre el aumento de esta demanda, contrastando estas dos variables, se obtiene que la franja de potencia mínima subutilizada en el periodo 2022-2032, es de 1333 MW, y ocurre en 2022, potencia que se define como valor límite en la búsqueda del aprovechamiento del excedente de generación en Ecuador para el periodo de estudio.

La cantidad potencial técnica que puede ser obtenida de las tres principales fuentes renovables en el Ecuador, es de $1,5737 * 10^8 \text{ kg}_{\text{H}_2} / \text{año}$, cantidad voluminosa, que por el momento, solo es posible obtener de manera teórica, pero que da un buen indicio de: la factibilidad técnica que existe en el Ecuador para incursionar en la producción de hidrógeno verde, garantiza la producción a gran escala y constante durante el año, al existir complementariedad de las energías solar y eólica con respecto a la estación del año en el que el recurso hídrico escasea, diversifica la fuente de energía necesaria para la electrólisis, y finalmente, robustece la intención de incursionar en una economía de hidrógeno verde, debido a la tendencia en la disminución de costos de producción en la generación eólica y fotovoltaica, ambas con gran potencial en el país.

De los datos históricos del volumen de agua derramada del embalse de Paute, en los meses en los que el recurso acuífero es basto debido al comportamiento de la cuenca oriental, se observó que este volumen representa una gran cantidad de energía que se pierde al descargarse el agua por los aliviaderos impidiendo que este pase por el proceso

de generación hidroeléctrica. El promedio mensual de la energía contenida en el cuerpo de agua de los últimos 5 años suma un total de 24602 MWh/año , lo que refleja en un potencial de producción a corto plazo de $4,448965 * 10^5 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{año}$. Sin embargo, la producción mensual no es constante, existiendo gran disparidad entre los meses “secos” y los de abundante agua. Dejando este concepto como base, se propuso, con el fin de, mantener una producción constante y a mayor escala, y en aprovechamiento de las características de funcionamiento de Paute Molino, adquirir energía adicional a la STE, planteando así tres casos, en el que varía la cantidad de energía adicional entre cada uno, 0,58 %, 2,37% y 5,37%, obteniendo en el primer escenario, $30,6962 \text{ GWh/año}$ que junto con la STE, producen $1000 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{año}$, cantidad que es suplida por una sola planta bajo el funcionamiento propuesto en 2.4.1, resultando un precio de $5,34 \text{ US\$/kg}_{\text{H}_2}$; en el segundo escenario, un total de $125,6042 \text{ GWh/año}$ adicional a la STE, producen $2716,293 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{año}$, lo que obliga a que el número de horas de disponibilidad aumente en una relación de casi 3 a 1, a la disponibilidad propuesta en caso uno, factor que tiene gran influencia en el costo final de producción, logrando una disminución de $2 \text{ US\$/kg}_{\text{H}_2}$ con respecto al costo anterior, fijándolo en $3,34 \text{ US\$/kg}_{\text{H}_2}$. Y finalmente, bajo el mismo funcionamiento del segundo escenario, la energía adquirida aumenta a 5,37%, consiguiendo un total de $284,5970 \text{ GWh/año}$, adicional a la STE, donde la producción incrementa a $5591,4789 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{año}$, por lo que son necesarias dos plantas trabajando al 96%, por lo que el costo de producción se mantiene.

Del análisis de sensibilidad en el precio del hidrógeno, se detecta una tendencia marcada, la variación en los valores de electricidad, el capex de los electrolizadores influyen de manera proporcionalmente directa y en gran medida al costo final del producto, mientras que las horas de operación, también tiene una importante influencia en el costo final, pero con proporcionalidad inversa, complementando lo que dice la literatura consultada sobre la disminución de los costos de producir hidrógeno en el mediano y largo plazo marcado por la tendencia a disminuir del precio de las energías renovables y precios de equipos electrolizadores.

Del gráfico 2.14, se observa la relación directa en ambos escenarios entre el cambio en el costo promedio de generación y la adición de carga al SNI, para el escenario 1, el aumento en el precio de generación es en promedio un 0,03% y para el escenario 2, el aumento es de 0,14%, por cada planta que se adiciona al sistema eléctrico. De [24], se tiene que el costo medio de generación para el año 2021 fue de 846,56 MMUSD, se

utiliza este valor como referencia, al ser el valor más actual al que se tiene acceso; así que para el escenario 1, en el que la disponibilidad de la planta es de 3180 horas/año, lo que se traduce en una producción adicional de energía por parte del SNI, de 55,650 *GWh*, el incremento en el costo de generación es de 253968 *US\$*, es decir 0,0456 *¢/kWh*; visto desde la planta, en el escenario 1 se obtienen 0,1499 *¢/kWh*, considerando el precio de venta de 8,34 *\$/kg_{H2}*, lo que significa que por cada *kWh* que se destinó para la producción de HV en este caso, se produce una ganancia de 0,1043 *¢/kWh*. Repitiendo el mismo análisis para el escenario 2, en el que el consumo de energía es de 147,158 *GWh* y el aumento del precio en el costo medio de generación anual incrementa en 1185184 *US\$*, se tiene que el SNI, destina 0,0805 *¢/kWh* y desde la planta, en donde el precio de venta es de 6,34 *\$/kg_{H2}*, se obtienen 0,1207 *¢/kWh*, lo que representa una ganancia de 0,0402 *¢/kWh*.

Se recalca el hecho, de considerar como límite seis plantas, considerando dos factores, el periodo de análisis data solo de 10 años, por lo tanto se estima, en caso de incursionar en la producción de HV, no se superaría esta cantidad de plantas de electrólisis en este periodo, y segundo, la tendencia de los precios de energías solar y eólica, en un periodo de 15 años aproximadamente, alcanzarán e incluso superarán en a la energía hidráulica en ser el tipo de generación más económica, por lo que, seguramente, la proyección es, crear hidrógeno verde a partir de estas fuentes de energía renovable.

Con base a todos los ingresos y egresos calculados en la sección 2.4 y los indicadores de evaluación de la sección 2.5, se concluyó la rentabilidad en ambos casos, obteniendo un VAN superior a cero. En el segundo caso se evidencia una mayor rentabilidad debido al aumento en las horas de operación de la planta, lo que aumenta el flujo neto. El TIR de ambos casos es superior al interés de 5% con el que se trabaja, definiendo así, la viabilidad de inversión en el proyecto. Además, se define que los proyectos recuperan su inversión en 6.33 años y 4.28 años, además, por cada dólar invertido, recuperan la inversión y una retribución de \$0.58 y \$1.33, respectivamente, concluyendo viabilidad en ambos proyectos, con énfasis en el segundo, el cual genera mayor ganancia en menor tiempo debido a su capacidad de producción.

Finalmente, en Ecuador existe una demanda de hidrógeno gris en el sector de refinamiento de crudo, además de esta, existen otros procesos industriales que necesitan de hidrógeno como entrada para producir derivados, como el sector siderúrgico, producción de amoníaco, fertilizantes, entre otros. Ecuador actualmente se dedica a importar este tipo de productos, por lo que a corto-mediano plazo, lo ideal es satisfacer parte de la demanda nacional, también existiendo la opción de emplear el HV como vector energético, para la generación de electricidad, sustituyendo al diésel en centrales térmicas, o en el sector transporte utilizando la tecnología de las celdas de combustible.

Esto, acompañado del inmaduro estado de las tecnologías de transporte de hidrógeno a grandes distancia, la proyección de menores costos en las fuentes solar y eólica, el gran potencial ecuatoriano en estos campos, y el aumento masivo de la demanda de hidrógeno en los centros de gran consumo mundial, lo convierten a Ecuador en potencial exportador a futuro, sacando ventaja a corto plazo, a la satisfacción de una porción de la demanda nacional, adquiriendo beneficios económicos al conseguir la parcial descarbonización de la economía. Se determinó una relación económica unitaria de 2,19 a 1 del precio del HV frente al diésel, valor que, si bien no es competitivo, tiene un beneficio múltiple como es la reducción de GEI, el evitar la salida de divisas del país correspondientes al importe de esta fuente de energía secundario y a largo plazo, la disminución de dependencia sobre los combustibles fósiles.

CAPÍTULO 4

4 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

Se concluye que el país cuenta con las herramientas necesarias para producir HV a corto y mediano plazo, posee un gran respaldo energético proveniente de la potencia subutilizada, con proyección a crecer; cuenta con un gran potencial de recursos naturales renovables, con un panorama alentador en cuanto a su aprovechamiento, considerando los grandes bloques de ERNC contemplados en el plan de expansión hasta 2031, y la tendencia decreciente de los costos de generación solar y eólica. Desde el punto de vista legal, cuenta con algunos estatutos que respaldan el aprovechamiento y desarrollo de alternativas “verdes” de energía; los escenarios propuestos, pueden ser considerados base o pilotos, presentan indicadores económicos que determinan rentabilidad en la implementación.

Se determinaron acciones concretas a nivel de ingeniería conceptual, mediante procedimientos cuantitativos a partir de fuentes primarias y secundarias que permiten afirmar la viabilidad de producir hidrógeno verde en Ecuador; con un potencial teórico de $1,5737 * 10^8 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{año}$ y un potencial económico calculado bajo los parámetros de este estudio, en $5595,9641 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{año}$, con proyección de incremento, limitada en este caso, por los autores, a la cantidad de producción correspondiente a seis plantas de electrólisis ($16000 \text{ t}_{\text{H}_2}/\text{año}$) aproximadamente, que pueden ser distribuidas en diferentes zonas lindantes o cercanas a otras generadoras con embalse de regulación, bajo el mismo entorno conceptual.

Mediante la herramienta del despacho simplificado, se determinó la relación entre la energía destinada a producción de HV y el aumento en el costo promedio de la generación mediante un análisis de sensibilidad, resultado que muestra una retribución positiva por cada kWh empleado, indicador de factibilidad para la incursión de Ecuador en este sector.

La energía desperdiciada en el agua que es vertida por los embalses de Mazar y Amaluza, junto con todo el potencial hidroeléctrico que posee el complejo hidroeléctrico Paute Integral, representan un excelente punto de partida para la incursión en este mercado, del cual se obtuvo un costo de producción de $3,34 \text{ US\$/kg}_{H_2}$, para producción centralizada, y $6,34 \text{ US\$/kg}_{H_2}$ cuando se requiere de almacenamiento y transporte. Este costo se encuentra dentro del rango de precios del HV en Latinoamérica, precio que aún le resta competitividad ante otros tipos de hidrógeno, sin embargo, una eventual reducción en el precio de la electricidad, y del capex del electrolizador, provocarían una gradual disminución del HV en el mediano plazo, ampliando la demanda de hidrógeno verde en el mundo.

En este trabajo también se dedujo que la producción de HV es la ruta ideal para que Ecuador logre diversificar su matriz energética, descarbonizar su economía, satisfaciendo en primera instancia, la demanda nacional ya existente y con la inclusión y desarrollo de tecnología de aprovechamiento del hidrógeno, determinando el grado de penetración que puede tener tanto como vector energético o como entrada a procesos químicos, y que a pesar, de no tener una ventaja, la diferencia no es significativa, y resulta en una idea prometedora a mediano plazo. Finalmente, en el largo plazo, Ecuador se constituye en un potencial exportador de hidrógeno a los principales sectores de consumo mundial, en los que su la producción será inferior a la demanda y requerirán importar este producto, estimulando la cooperación energética internacional.

4.2 Recomendaciones

Los datos técnicos sobre el parque generador del SNI, deberían considerarse de acceso público, o ser facilitados sin dificultad principalmente a universidades con carreras afines a esta información, lo que contribuirá a la generación de estudios factibles que puedan aportar con información operativa real.

Es importante promover el apoyo gubernamental con políticas que favorezcan y apoyen la introducción de tecnologías relacionadas con el hidrógeno, con el fin de ofrecer seguridad y estabilidad en el mediano y largo plazo, elementos necesarios a la hora de realizar grandes inversiones.

Es necesario actualizar datos de generación y demanda con el paso de los años, debido a los posibles cambios o imprevistos del sector eléctrico, y tomar valores apegados a la realidad para poder efectuar un mejor estudio.

Además, definir con precisión, de ser el caso, el valor del interés en el préstamo para la inversión inicial, ya que dependiendo de aquello la rentabilidad puede variar.

5 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Funez-Reyes, «El hidrógeno como vector energético,» Santiago, 2019.
- [2] ARCERNR, «Panorama eléctrico,» Ecuador, 2023.
- [3] MEM, 18 Julio 2021. [En línea]. Available: <https://www.recursosyenergia.gob.ec/ecuador-actualiza-el-bloque-de-energias-renovables-a-500-megavattios-con-potencial-de-inversion-por-usd-300-millones/>. [Último acceso: 11 Noviembre 2022].
- [4] P. Vargas, Análisis del costo de producción de hidrógeno verde en la zona del caribe colombiano, una aplicación al sector industrial, Colombia, 2019.
- [5] Padró-Putsche, Survey of the Economics of Hydrogen Technologies, Colorado, 1999.
- [6] G20, «The Future of Hydrogen,» Japan, 2019.
- [7] A. López, «Hidrógeno como combustible del futuro,» 2022.
- [8] Universidad Zaragoza, «Pilas de Combustible: La Energía del Futuro,» Instituto de Síntesis Química y Catálisis Homogénea, Zaragoza, 2020.
- [9] N. García, «Industria del hidrógeno verde: costos de producción,» Chile, 2021.
- [10] Chile, Asociación chilena del hidrógeno H₂, «H₂ Chile,» [En línea]. Available: <https://h2chile.cl/cadena-de-valor/>. [Último acceso: 29 Diciembre 2022].
- [11] MERNNR, «Transformación y situación actual del sector eléctrico,» 2018.
- [12] DNRTSE, «Mapa normativo e institucionalidad del sector eléctrico ecuatoriano,» 2021.
- [13] MERNNR, «Estudio de la demanda,» 2018.
- [14] Hanke-Reitsch, Pronósticos en los negocios, Maryland composition, 1996.
- [15] J. Alvear, «Solar photovoltaic potential to complement hydropower in Ecuador: A GIS-based framework of analysis,» Sweden, 2018.
- [16] MEER, ATLAS EÓLICO DEL ECUADOR Con fines de generación eléctrica, Ecuador, 2013.
- [17] Posso-Zalamea-Espinoza-González, «Sustainable use of spilled turbinable energy in Ecuador: Three different energy storage systems,» Cuenca, 2022.
- [18] MERNNR, «Expansión de la generación,» 2018.
- [19] CENACE, «INFORME ANUAL 2021,» 2022.

- [20] CELEC, «Sistema Nacional de Transmisión que no interseca con el SNAP,» Ecuador, 2013.
- [21] CENACE, «SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - DIAGRAMA UNIFILAR,» Ecuador, 2018.
- [22] Zamora-Alcázar, «Diseño y dimensionamiento de una planta de obtención de hidrógeno mediante electrólisis de agua de 124 MW alimentada con energía solar fotovoltaica en la provincia de Huelva y análisis de viabilidad,» Valencia, 2021.
- [23] Zalamea-Sánchez-Espinoza-Posso, «Hydrogen from hydropower in Ecuador: Use and impacts in the transport sector,» 2015.
- [24] ETAPA, «Tarifario del servicio de Agua Potable y Saneamiento vigente año 2022,» Etapa, 2022. [En línea]. Available: <https://www.etapa.net.ec/principal/agua-potable/operacion-y-mantenimiento/tarifario-agua-potable-2022>. [Último acceso: 01 Diciembre 2022].
- [25] ElecAustro, «PROYECTO HIDROELÉCTRICO SOLDADOS YANUNCAY, agua y energía para la vida,» [En línea]. Available: <https://www.elecaustro.gob.ec/proyectos/proyecto-multiple-soldado-de-yanuncay/>. [Último acceso: 01 Diciembre 2022].
- [26] M. Galeano, «Techno-economical study of the use of the Itaipu Dam's spilled turbinable energy to produce ammonia,» Asunción, 2014.
- [27] InduAmbiente, «Revista de descontaminación industrial, recursos energéticos y sustentabilidad,» Julio 2021. [En línea]. [Último acceso: 19 Enero 2023].
- [28] M. TRABAJO, «ACUERDO MINISTERIAL No. MDT-2022-234,» 2022.
- [29] BCE, «Tasa de Interés,» Febrero 2023. [En línea]. Available: <https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>. [Último acceso: 24 Enero 2023].
- [30] IEA International Energy, World Energy Outlook 2016, Paris, 2016.
- [31] ARCERNNR, Estadística anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano, Ecuador, 2021.
- [32] Energético, IIGE Instituto de Investigación Geológico y, Balance energético nacional 2021, Ecuador, 2021.

- [33] GlobalPetroPrices, «Ecuador Precios del diesel, 30 enero 2023,» 2023. [En línea]. Available: https://es.globalpetrolprices.com/Ecuador/diesel_prices/#:~:text=Ecuador%20%2D%20precios%20del%20diesel%3A%20Mostramos,a%2017%2Doct%2D2022.. [Último acceso: 20 Enero 2023].
- [34] Gobierno Nacional de Colombia, «Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia,» i-deals, Bogotá, 2020.
- [35] MERRNER, «Análisis económico financiero PME,» 2018.
- [36] H. H. Verde, «H2 Hidrogeno Verde,» 2020. [En línea]. Available: <https://hidrogeno-verde.es/precio-del-hidrogeno/#:~:text=Teniendo%20en%20cuenta%20todos%20estos,y%2010%20euros%20por%20kilogramo.>
- [37] C. Sánchez, «EL MERCURIO,» 11 Noviembre 2021. [En línea]. Available: <https://elmercurio.com.ec/2021/11/11/revisaran-tarifas-de-agua-potable-en-cuenca/>. [Último acceso: 13 Enero 2023].