



UNIVERSIDAD TÉCNICA DE AMBATO
FACULTAD DE INGENIERÍA CIVIL Y MECÁNICA
CARRERA DE MECÁNICA

TRABAJO EXPERIMENTAL

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO

TEMA:

**“ANÁLISIS DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO PARA LA
GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN EL ECUADOR.”**

AUTOR: Henry Alexander Urquizo Analuisa

TUTOR: Ing. Mg. Luis Eduardo Escobar Luna

AMBATO - ECUADOR

Marzo - 2023

CERTIFICACIÓN

En mi calidad de Tutor del Trabajo Experimental, previo a la obtención del Título de Ingeniero Mecánico, con el tema: **“ANÁLISIS DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN EL ECUADOR”**, elaborado por el Sr. Henry Alexander Urquiza Analuisa, portador de la cédula de ciudadanía C.I. 2000150587, estudiante de la Carrera de Mecánica de la Facultad de Ingeniería Civil y Mecánica.

Certifico:

- Que el presente trabajo experimental es original de su autor.
- Ha sido revisado cada uno de sus capítulos componentes.
- Esta concluido en su totalidad.

Ambato, marzo 2023



Ing. Mg. Luis Eduardo Escobar Luna

TUTOR

AUTORÍA DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

Yo, **Henry Alexander Urquizo Analuisa**, portador de la cédula de ciudadanía C.I. 2000150587, declaro que todas las actividades y contenidos expuestos en el presente Trabajo Experimental con el tema: **“ANÁLISIS DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN EL ECUADOR”**, así como también tablas, análisis, gráficos, conclusiones y recomendaciones son de mi exclusiva responsabilidad como autor del trabajo experimental, a excepción de las referencias bibliográficas citadas en el mismo.

Ambato, marzo 2023



.....
Henry Alexander Urquizo Analuisa

C.I. 2000150587

AUTOR

DERECHOS DE AUTOR

Autorizo a la Universidad Técnica de Ambato, para que haga de este Trabajo Experimental o parte de él, un documento disponible para su lectura, consulta y proceso de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los Derechos en línea patrimoniales de mi Trabajo Experimental, con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este documento dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor.

Ambato, marzo 2023



Henry Alexander Urquiza Analuisa

C.I. 2000150587

AUTOR

APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO

Los miembros del Tribunal de Grado aprueban el informe del Trabajo Experimental, realizado por el estudiante Henry Alexander Urquiza Analuisa de la Carrera de Mecánica bajo el tema: **“ANÁLISIS DEL POTENCIAL HIDROELÉCTRICO PARA LA GENERACIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN EL ECUADOR”**.

Ambato, marzo 2023

Para constancia firman:



.....
Ing. Mg. Alex Santiago Mayorga Pardo
MIEMBRO CALIFICADOR



.....
Ing. Mg. Santiago Paúl Cabrera Anda
MIEMBRO CALIFICADOR

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico de manera especial a mi madre, Nelly, pues ella fue el principal cimiento para la construcción de mi vida profesional, me brindo su amor y apoyo incondicional. A ella que con todo su esfuerzo siempre busco en darme lo mejor durante toda la carrera.

A mi padre, Eduardo, a mis hermanos, Bryan, Diego y Danneth, quienes, con sus consejos, enseñanzas y apoyo en todo momento, me motivaron a cumplir mis objetivos.

~ Henry Urquizo.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por regalarme una familia maravillosa, quienes han creído siempre en mí, dándome un ejemplo de superación, humildad y sacrificio. A mi madre, por darme fuerza en los momentos difíciles y llenarme de cariño, por sus consejos y apoyo durante la carrera.

A mis maestros, por las enseñanzas que me dieron durante el tiempo que curse la Universidad y que me serán de mucha utilidad en el futuro, hago énfasis en mi tutor Ing. Mg. Luis Eduardo Escobar Luna por haber confiado en mi conocimiento y la aptitud necesaria para el desarrollo de este proyecto.

Extiendo un agradecimiento a la Dirección de Investigación y Desarrollo de la Universidad Técnica de Ambato por su apoyo durante el desarrollo del presente trabajo, el cual es parte del Proyecto de Investigación “Análisis de Factibilidad de Generación de Hidrógeno verde mediante Fuentes de Energía Hidroeléctricas en el Ecuador”.

Finalmente agradezco a la Unidad de Negocio Hydroagoyán, Central hidroeléctrica La Península y a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi por abrirme sus puertas para poder obtener la información necesaria para este estudio; y a mis amigos/as y colegas que me han acompañado a lo largo de la carrera.

~ Henry Urquizo.

ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDO

CERTIFICACIÓN	ii
AUTORÍA DEL TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR	iii
DERECHOS DE AUTOR	iv
APROBACIÓN DEL TRIBUNAL DE GRADO	v
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTO	vii
ÍNDICE GENERAL DE CONTENIDO	viii
ÍNDICE DE FIGURAS	xii
ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	xv
ÍNDICE DE ANEXOS.....	xvi
RESUMEN.....	xvii
ABSTRACT.....	xviii
CAPÍTULO I.....	1
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 Antecedentes investigativos	1
1.1.1 Antecedentes	1
1.1.2 Justificación.....	2
1.1.3 Fundamentación teórica	4
1.1.3.1 El hidrógeno y sus propiedades	4
1.1.3.2 El hidrógeno y su gama de colores	5
1.1.3.3 Rutas de producción de hidrógeno.....	6
1.1.3.4 Rutas electroquímicas	8
1.1.3.5 Rutas bioquímicas.....	8
1.1.3.6 Rutas termoquímicas.....	9
1.1.3.7 Rutas fotoquímicas	9
1.1.3.8 Otros métodos de obtención de hidrógeno	10
1.1.3.9 Rutas de producción de hidrógeno verde.....	11
1.1.3.10 Electrólisis del agua.....	11
1.1.3.10.1 Electrolizador alcalino.....	12
1.1.3.10.2 Electrolizador PEM	15
1.1.3.10.3 Electrolizador SOEC	17
1.1.3.11 Termólisis del agua.....	18

1.1.3.12	Fotólisis del agua	19
1.1.3.13	Gasificación de biomasa con vapor de agua.....	20
1.1.3.14	Reformado del bio-óil.....	21
1.1.3.15	Oxidación parcial.....	21
1.1.3.16	Energía hidráulica.....	22
1.1.3.17	Situación hidroeléctrica en el Ecuador	23
1.1.3.18	Principales componentes de una central hidroeléctrica	25
1.1.3.18.1	Represa	25
1.1.3.18.2	Mecanismos de control.....	25
1.1.3.18.3	Obra de toma y conducción.....	25
1.1.3.18.4	Casa de máquinas	26
1.1.3.18.5	Turbinas.....	26
1.1.3.18.6	Generadores.....	26
1.1.3.18.7	Subestación.....	27
1.1.3.19	Clasificación de las centrales hidroeléctricas	27
1.1.3.19.1	Por su potencia	27
1.1.3.19.2	Por el tipo de operación.....	27
1.1.3.19.3	Por tipo de demanda que satisfacen.....	28
1.2	Objetivos	28
1.2.1	Objetivo general	28
1.2.2	Objetivos específicos	28
CAPÍTULO II		29
2.	METODOLOGÍA	29
2.1	Materiales.....	29
2.2	Métodos.....	29
2.2.1	Herramientas de recolección y procesamiento de datos	29
2.2.2	Hoja de cálculo.....	29
2.2.3	Nivel o tipo de investigación.....	29
2.2.3.1	Bibliográfico	29
2.2.3.2	Descriptivo.....	30
2.2.3.3	Cuantitativo.....	30
2.2.3.4	De campo	30
2.3	Metodología	30
2.3.1	Población y muestra	30

2.3.1.1	Población de estudio	30
2.3.1.2	Muestra de estudio	30
2.3.2	Plan de procesamiento y análisis.....	33
2.4	Hidrología del Ecuador	34
2.5	Proyectos hidroeléctricos de Ecuador	35
2.6	Potencial hidroeléctrico para la generación de H ₂	36
2.7	Producción teórica de hidrógeno.....	37
2.7.1	Escenario 1: por potencial económico factible	37
2.7.2	Escenario 2: por vertimientos en los embalses	39
2.7.3	Escenario 3: por energía suministrada a sistemas auxiliares	41
2.8	Centrales hidroeléctricas de estudio.....	41
2.8.1	Ubicación geográfica de las plantas generadoras de electricidad de estudio	41
2.8.2	Central hidroeléctrica La Península	42
2.8.3	Central hidroeléctrica Agoyán	44
2.8.4	Central hidroeléctrica Pucará	46
2.8.5	Central hidroeléctrica San Francisco	47
2.8.6	Central hidroeléctrica Mazar	49
2.8.7	Central hidroeléctrica Paute Molino	51
2.8.8	Central hidroeléctrica Illuchi N° 1 y N° 2.....	52
2.8.9	Central hidroeléctrica Marcel Laniado.....	54
2.9	Fabricantes de electrolizadores	56
2.9.1	NEL Hydrogen	56
2.9.2	H-TEC Systems.....	56
2.9.3	SIEMENS Energy	57
2.9.4	McPhy Energy.....	57
2.10	Aplicaciones del hidrógeno.....	58
2.10.1	Uso en el sector del transporte	59
2.10.2	Uso en el sector energético	61
2.10.3	Uso en el sector industrial	64
2.11	Análisis económico de producción de hidrógeno	65
CAPÍTULO III.....		67
3.	RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	67
3.1	Cálculos de generación de hidrógeno verde para cada uno de los escenarios de estudio	67

3.2	Resultados obtenidos por potencial económico factible	69
3.2.1	Energía generada por el potencial económico factible en las centrales de estudio	69
3.2.2	Hidrógeno verde producido.....	70
3.2.3	Aplicaciones del hidrógeno en base al escenario 1	73
3.3	Resultados obtenidos por vertimientos en los embalses	76
3.3.1	Energía potencial generada por vertimientos en las centrales con embalse 76	
3.3.2	Hidrógeno producido por energía generada a partir de vertimientos de agua	81
3.3.3	Aplicaciones del hidrógeno en base al escenario 2.....	82
3.4	Resultados obtenidos por energía suministrada a sistemas auxiliares	85
3.4.1	Energía suministrada a los sistemas auxiliares 2021-2022.....	85
3.4.2	Hidrógeno producido por energía entregada a sistemas auxiliares.....	87
3.4.3	Aplicación del hidrógeno en base al escenario 3	89
3.5	Costos de producción de hidrógeno	91
3.6	Comparación entre la inversión en una central hidroeléctrica y una planta de generación de hidrógeno.	94
CAPÍTULO IV.....		96
4.	CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES	96
4.1	Conclusiones	96
4.2	Recomendaciones.....	97
BIBLIOGRAFÍA		99
ANEXOS		103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Gama de colores del hidrógeno [13].....	6
Figura 2 Principales rutas de generación de hidrógeno [14].....	7
Figura 3 Número de publicaciones por cada ruta en la producción de hidrógeno [14]8	
Figura 4 Producción de hidrógeno verde mediante fuentes renovables [15].....	11
Figura 5 Proceso básico de electrolisis [16].....	12
Figura 6 Componentes de un electrolizador alcalino [15].....	13
Figura 7 Componentes de un electrolizador polimérico [15].....	16
Figura 8 Esquema de un electrolizador SOEC [15].....	17
Figura 9 Esquematación de un fotocatalizador [19].....	20
Figura 10 Esquema de gasificación de biomasa con vapor de agua [20].....	20
Figura 11 Esquema del reformado de bio-oíl [20].....	21
Figura 12 Esquema para la determinación de energía de un río [22].....	22
Figura 13 Potencia nominal de fuentes de generación de energía renovable [23].....	24
Figura 14 Componentes de una central hidroeléctrica [22].....	25
Figura 15 Flujograma de recolección y análisis de datos.....	33
Figura 16 Potencia instalada por año de las Centrales hidroeléctricas [25].....	35
Figura 17 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su potencia.....	38
Figura 18 Subtipo de central en Ecuador.....	39
Figura 19 Aplicaciones del hidrógeno verde.....	59
Figura 20 Estimación de ventas de vehículos a base de diferentes combustibles [15]	60
Figura 21 Capacidad de almacenamiento de energía de diferentes sistemas [15].....	62
Figura 22 Sistema de almacenamiento de energías renovables mediante hidrógeno [15].....	63
Figura 23 Correlación entre el factor de planta y la energía generada.....	70
Figura 24 Cantidad de hidrógeno producido por las centrales hidroeléctricas con diferentes electrolizadores.....	72
Figura 25 Aplicaciones del hidrógeno verde en diferentes sectores.....	74
Figura 26 Uso del hidrógeno verde en el sector del transporte.....	75
Figura 27 Vertimientos de agua mensual en los embalses durante el periodo 2019- 2021.....	79
Figura 28 Energía generada por cada central hidroeléctrica en los años 2019, 2020 y 2021.....	80
Figura 29 Producción de hidrógeno en las centrales hidroeléctricas por diferentes electrolizadores alcalinos y PEM.....	82
Figura 30 Aplicaciones del hidrógeno verde por cada central hidroeléctrica.....	83
Figura 31 Estimación de tanques de almacenamiento y autonomía alcanzado por los automóviles y autobuses por el uso de hidrógeno generado por cada central.....	85
Figura 32 Energía suministrada a sistemas auxiliares 2021-2022.....	87
Figura 33 Producción de hidrógeno por energía entregada a sistemas auxiliares.....	89
Figura 34 Aplicabilidad del hidrógeno producido por cada central hidroeléctrica....	90
Figura 35 Uso del hidrógeno en modelos de autos y buses.....	91
Figura 36 Costo de inversión por kW de potencia.....	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Propiedades físicas y químicas del hidrógeno [11].....	5
Tabla 2 Comparación del hidrógeno con otros combustibles [11]	5
Tabla 3 Comparación de las principales tecnologías de generación de H ₂ [15]	18
Tabla 4 Potencia nominal y efectiva en Ecuador [23]	24
Tabla 5 Clasificación de las centrales Hidroeléctricas por su potencia [22].....	27
Tabla 6 Valores $Z_{((\alpha/2))^2}$ para los niveles de confianza más comunes [25].....	31
Tabla 7 Centrales hidroeléctricas seleccionadas para el estudio.....	32
Tabla 8 Cuencas hidrográficas de Ecuador [24]	34
Tabla 9 Clasificación de las cuencas por potencial hídrico [24].....	35
Tabla 10 Número de centrales y potencia efectiva de centrales hidroeléctricas [25]	37
Tabla 11 Datos técnicos de la hidroeléctrica la Península (proporcionada por el personal técnico)	44
Tabla 12 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica Agoyán [36]	46
Tabla 13 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica Pucará [35]..	47
Tabla 14 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica San Francisco [35]	49
Tabla 15 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica Paute Mazar [35]	50
Tabla 16 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica Paute Molino [35]	52
Tabla 17 Características técnicas básicas de la Central Illuchi N° 1 y N° 2 (proporcionada por el personal técnico).....	54
Tabla 18 Características básicas técnicas de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado [35]	55
Tabla 19 Características energéticas y técnicas de los electrolizadores dentro del estudio [28], [29], [37], [38].....	58
Tabla 20 Especificaciones técnicas de vehículos y buses que funcionan con hidrogeno [15], [40]	61
Tabla 21 Energía generada por la centrales hidroeléctricas para la producción de hidrógeno	69
Tabla 22 Hidrógeno verde producido con diferentes electrolizadores industriales ...	71
Tabla 23 Aplicación en los sectores energético e industrial del hidrógeno verde	73
Tabla 24 Aplicación del hidrógeno en el sector transportista	74
Tabla 25 Vertimientos de agua en los embalses en el año 2019	77
Tabla 26 Vertimientos de agua de los embalses en el año 2020	77
Tabla 27 Vertimientos de agua de los embalses en el año 2021	78
Tabla 28 Vertimientos de agua en los embalses en el periodo 2019-2021	78
Tabla 29 Energía eléctrica generada por excedentes de agua en las Centrales hidroeléctricas con embalse	80
Tabla 30 Hidrógeno producido por diferentes electrolizadores	81
Tabla 31 Aplicación del hidrógeno verde en distintos sectores	83
Tabla 32 Aplicación del hidrógeno verde en el sector del transporte	84
Tabla 33 Energía suministrada a sistemas auxiliares	86
Tabla 34 Hidrogeno producido con energía de sistemas auxiliares	88

Tabla 35 Aplicación del hidrógeno producido por energía entregada a sistemas auxiliares	89
Tabla 36 Uso del hidrógeno en el sector de transporte	90
Tabla 37 Costo de producción de hidrógeno según el tipo de producción [44].....	92
Tabla 38 Costo de electrolizadores 2022-2050 [45]	92
Tabla 39 Costo de inversión para el electrolizador alcalino	92
Tabla 40 Costo de producción de hidrógeno con electrolizador alcalino \$ USD/kg	93
Tabla 41 Costo de inversión para el electrolizador PEM.....	94
Tabla 42 Costo de producción de hidrógeno con electrolizador PEM \$ USD/kg	94
Tabla 43 Costo de inversión por central hidroeléctrica [46].....	95
Tabla 44 Costo de inversión por proyecto de hidrógeno verde [44], [47]–[49]	95

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Mapa con la ubicación de los puntos de interés a estudiar [34].....	42
Ilustración 2 Ubicación de la Central Hidroeléctrica La Península [34]	42
Ilustración 3 Central Hidroeléctrica La Península	43
Ilustración 4 Casa de máquinas de la Central La Península.....	43
Ilustración 5 Ubicación de la Central Hidroeléctrica Agoyán [34].....	45
Ilustración 6 Embalse de la central hidroeléctrica Agoyán [35]	45
Ilustración 7 Ubicación de la Central hidroeléctrica Pucará y el embalse Pisayambo [34]	46
Ilustración 8 Casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Pucará [35]	47
Ilustración 9 Ubicación de la Central Hidroeléctrica San Francisco [34].....	48
Ilustración 10 Casa de máquinas de la Central San Francisco [35]	48
Ilustración 11 Ubicación de la planta generadora Paute Mazar [34]	49
Ilustración 12 Embalse de la planta generadora Mazar [35].....	50
Ilustración 13 Ubicación de la Central Hidroeléctrica Molino [34]	51
Ilustración 14 Represa Daniel Palacios de la Central Hidroeléctrica Molino [35]	51
Ilustración 15 Ubicación de las Centrales Illuchi N° 1 y N° 2 [34].....	52
Ilustración 16 Casa de máquinas de la Central Illuchi N° 1	53
Ilustración 17 Casa de máquinas de la Central Illuchi N° 2	53
Ilustración 18 Ubicación de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado [34].....	54
Ilustración 19 Embalse Daule-Peripa de la Central Marcel Laniado [35]	55

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1 Centrales hidroeléctricas operantes en el país	103
Anexo 2 Vertimientos durante el periodo 2019- 2022 en la central hidroeléctrica Agoyán	109
Anexo 3 Vertimientos de exceso de agua en la central hidroeléctrica Pucará.....	109
Anexo 4 Vertimientos de exceso de agua en las centrales Mazar, Molino y Marcel Laniado 2021.....	110
Anexo 5 Vertimientos de exceso de agua en las centrales Mazar, Molino y Marcel Laniado 2020.....	110
Anexo 6 Vertimientos de exceso de agua en las centrales Mazar, Molino y Marcel Laniado 2019.....	111
Anexo 7 Portal SISDAT-BI	111

RESUMEN

Actualmente la mayor parte de hidrógeno que se produce a nivel mundial proviene de combustibles fósiles, lo que genera gases de efecto invernadero. Es por ello que se busca nuevas fuentes de energía amigables con el medio ambiente para amortiguar los efectos nocivos.

En el presente trabajo experimental se analizó el potencial hidroeléctrico para la generación de hidrógeno verde, mediante el proceso electroquímico conocido como electrólisis del agua, por lo que el objetivo de esta investigación es analizar al hidrógeno como vector energético que lleve al país hacia la descarbonización y a un mayor aprovechamiento de energías renovables. En este estudio se evaluaron tres escenarios para la generación de hidrógeno verde: por potencial económico factible, por vertimientos en los embalses y por energía entregada a sistemas auxiliares, todos estos evaluados en 9 centrales hidroeléctricas repartidas en el territorio nacional, estas fueron seleccionadas por la proximidad a la provincia de Tungurahua y por la disponibilidad de la información necesaria para el análisis de los procesos productivos del hidrógeno.

Finalmente, se analizó la aplicabilidad y los beneficios que tendría la implementación del hidrógeno en los sectores industrial, energético y del transporte, concluyendo que existe un gran potencial en el país para el desarrollo de esta tecnología.

Palabras claves: Hidrógeno verde, electrólisis, hidroeléctrica, vector energético, energías renovables, descarbonización.

ABSTRACT

Currently most of the hydrogen produced globally comes from fossil fuels, which generates greenhouse gas emissions. That is why new environmentally friendly energy sources are sought to cushion the harmful effects.

In the present experimental work, the hydroelectric potential for the generation of green hydrogen, through the electrochemical process known as water electrolysis, therefore, the objective of this research is to analyze hydrogen as an energy vector that leads the country towards decarbonization and a greater use of renewable energies. In this study, three scenarios for green hydrogen generation were evaluated: by feasible economic potential, by discharges into reservoirs and by energy delivered to auxiliary systems, all these evaluated in 9 hydroelectric plants distributed in the national territory, these were selected for the proximity to the province of Tungurahua and the availability of the necessary information for the analysis of hydrogen production processes.

Finally, the applicability and benefits of the implementation of hydrogen in the industrial, energy and transport sectors were analyzed, concluding that there is great potential in the country for the development of this technology.

Keywords: Green hydrogen, electrolysis, hydroelectric, energy vector, renewable energies, decarbonization.

CAPÍTULO I

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Antecedentes investigativos

1.1.1 Antecedentes

Para el desarrollo del presente trabajo experimental se realizó un estudio minucioso de investigaciones previas relacionadas con el tema, estas investigaciones actualmente buscan alternativas a los combustibles fósiles debido a la demanda del recurso energético a nivel mundial, por ende, en las últimas décadas las energías renovables han tomado fuerza. La generación hidrógeno verde es una de las apuestas con mayor fuerza como vector energético, pero debido a sus propiedades esta tecnología aún está en desarrollo en varios países.

Cordonasu y Llorca [1], menciona que con el crecimiento del consumo de energía y aumento de las emisiones de CO₂ en el ambiente, se buscan nuevas fuentes de energía. Por lo tanto, impulsa la innovación y desarrollo de la producción de hidrógeno, siendo utilizado en la generación de energía eléctrica o a su vez como un combustible alternativo, proponiendo una transición energética debido al consumo masivo de energía y el desarrollo de nuevas formas para cuidar el planeta Tierra.

Según Cancino [2], realiza una investigación con el objetivo de implementar una planta para la producción de hidrogeno verde, para ello realiza una evaluación técnico-económico con el fin de encontrar la mejor alternativa entre las opciones de estudio. Además, propone implementar una planta que funcione netamente con energía limpia (fotovoltaica), teniendo como resultado una planta con proceso de licuefacción, siendo esta la mejor opción en la creación de una planta de hidrógeno comprimido o líquido.

Thapa *et al.* [3], estos investigadores estudiaron los potenciales de producción de hidrógeno verde a partir de la energía hidroeléctrica y su aplicación en electricidad y sustitución de los hidrocarburos. Los resultados de producción de hidrógeno alcanzan unos rangos potenciales de 63.072 a 3.153.360 toneladas de hidrógeno provenientes de la energía excedente en las hidroeléctricas en 20% y 100% respectivamente. Este estudio determina que la producción de H₂ y la generación de electricidad

independiente es una gran oportunidad para guiar a un país hacia soluciones energéticas capaces de ser sostenibles y potenciar una economía a base del hidrógeno.

Jiménez [4], analiza la cadena de dotación de H₂ desde su etapa inicial, generación, hasta las etapas finales de aplicación en la industria como un combustible alternativo. Finalmente, en su investigación se menciona las condiciones óptimas para la producción de hidrógeno verde a gran escala y como utilizarlo en procesos industriales para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, mejorar la eficiencia de estos procesos para así alcanzar una economía estable e independiente de los precios internacionales de combustibles.

1.1.2 Justificación

El presente trabajo de investigación tiene énfasis en el análisis de generación de hidrogeno verde de fuentes hidroeléctricas del país como el vector que lleve el desarrollo de la sociedad Ecuatoriana en este siglo, donde las principales fuentes de energía son renovables generando energías secundarias a base de hidrógeno.

A nivel mundial se han logrado grandes avances gracias al uso combustibles fósiles, pero con costos ambientales muy altos. El aumento descontrolado de la población mundial significa que se utilizan más vehículos cada año, los cuales liberan más gases contaminantes a la atmósfera que provocan el calentamiento global, lo que lleva a un cambio climático sin precedentes. Las consecuencias de este efecto son el derretimiento de las capas de hielo y glaciares que provocan un aumento en el nivel del mar y el aumento de temperaturas en varios países, registrando a los últimos 7 años como los más calurosos de la historia [5].

Actualmente se busca desarrollar energías alternativas provenientes de los recursos renovables, esto ha motivado a muchos países a dirigirse hacia la recuperación verde a través de cambios estructurales, tales como: La Unión Europea, donde se tiene un Acuerdo Verde, el cual propone reanudar la actividad económica y acelerar los cambios para una economía descarbonizada hasta el 2050. Un caso similar es el de los Estados Unidos que recientemente se ha integrado al Acuerdo de Paris, donde se busca concretar un cambio total con inversiones para llevar a cabo una revolución de energía limpia [6].

Para ello se ha dedicado al hidrógeno con muchas esperanzas y gran parte de las investigaciones durante los últimos años, sin embargo, este no es un vector energético como los demás si no que contiene propiedades físicas y químicas que lo diferencian, además que, no se considera como un recurso natural, es decir que, no lo podemos encontrar de forma solitaria en el ambiente, sino de forma combinada con otros compuestos [5].

Este elemento es una de las nuevas alternativas en el sector energético, gracias a sus considerables ventajas y que a futuro se espera sea el reemplazo de los combustibles convencionales. En esta situación de desequilibrio energético actual y uso imprudente de la energía aparece oportunamente una próxima economía de hidrógeno basada en el uso extendido de este elemento como vector energético, tanto para el transporte vehicular; el principal consumidor de petróleo, como para generar electricidad, junto con otras aplicaciones [7].

Se espera que la tecnología de producción basada en hidrógeno y la energía renovable se conviertan en alternativas para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta es producida a partir de tres formas comunes de suministro de energía: hidrocarburos (carbón, gas natural, crudo, etc.), reactores nucleares y fuentes de energía renovables como solar, eólica, térmica, hídrica, etc., La mayor parte del hidrógeno, como el agua y la biomasa, se genera mediante procesos de recuperación de gas natural (principalmente metano) y otros combustibles [7].

El hidrógeno es producido mediante el proceso conocido como electrólisis, que utiliza una corriente eléctrica para separar el hidrógeno del oxígeno en las moléculas del agua. Si esta electricidad es generada por fuentes de energía renovables (solar, eólica o hidroeléctrica), el hidrógeno puro producido se denomina hidrógeno verde, este proceso no produce emisiones de gases de efecto invernadero. Sectores de la industria como la siderúrgica, la aviación, el transporte marítimo y de larga distancia (camiones y ferrocarriles), son las más beneficiadas por el hidrógeno verde, ya que tiene la ventaja de que su producto de combustión sea solamente vapor de agua [8].

1.1.3 Fundamentación teórica

1.1.3.1 El hidrógeno y sus propiedades

Se conoce al hidrógeno desde el año 1776 cuando fue descubierto por el científico británico Henry Cavendish, posterior a él, Antoine Lavoisier, considerado como el padre de la química moderna le da el nombre con el que se lo conoce actualmente. En el año 1974 luego de una crisis petrolera, el mundo de la ciencia comenzó el estudio para utilizar el hidrógeno como productor de energía [9].

El hidrógeno es el primer elemento que podemos encontrar en la tabla periódica y uno de los elementos más abundantes en el universo, sin embargo, no se lo puede encontrar de forma pura, sino más bien que está combinado con otros compuestos como el agua (H_2O), el amoníaco (NH_3), en hidrocarburos tales como el benceno (C_6H_6), policloruro de vinilo (C_2H_3Cl), entre otros [10].

El hidrógeno se presenta como un gas incoloro, inodoro, inflamable y no tóxico, presenta baja solubilidad en compuestos líquidos y alta en metales, es decir, puede solubilizarse con los metales dando como resultados compuestos con correlación estequiométrica más conocidas como aleaciones y con relación no estequiométrica de tipo como los hidrocarburos [8],[10].

La tabla 1 muestra las propiedades físicas y químicas del hidrógeno, este ostenta excelentes propiedades de ignición y combustión al estar en contacto con el oxígeno, debido principalmente a su poder calorífico superior (142,5 MJ/kg), gracias a ello produce una gran cantidad de energía emitiendo solamente vapor de agua y ningún residuo de carbono durante dicho proceso [11].

Tabla 1 Propiedades físicas y químicas del hidrógeno [11]

Parámetros	Valor	Unidades
Peso molecular	2.016×10^{-3}	$Kg * mol^{-1}$
Punto de fusión	13.96	K
Punto de ebullición	14	K
Densidad a 4.2 K (sólido)	89	$Kg * m^{-3}$
Densidad a 20.4 K (líquido)	71	$Kg * m^{-3}$
Densidad a 0 C y 101.3 kPa (gaseoso)	8.99×10^{-2}	$Kg * m^{-3}$
Conductividad térmica a 25 C	1.842×10^{-1}	$W * K^{-1} * m^{-1}$
Calor bruto de combustión a 25 C y 101.3 kPa	2.6504×10^5	$kJ * kg^{-1} * mol^{-1}$
Calor neto de combustión a 25 C y 101.2 kPa	2.4192×10^5	$kJ * kg^{-1} * mol^{-1}$
Temperatura de auto ignición	858	K
Límite de inflamabilidad en oxígeno	4 – 94	%
Límite de inflamabilidad en aire	4 – 74	%

La combustión de este elemento no produce gases de efecto invernadero debido a que no guarda ninguna relación con el carbono, como es el caso de otros combustibles. En la tabla 2 se presenta una comparación entre el hidrógeno y otros combustibles tradicionales [11].

Tabla 2 Comparación del hidrógeno con otros combustibles [11]

Combustibles	Densidad energética gravimétrica		Densidad energética volumétrica		Límite de inflamabilidad Vol %	Fracción de calor en forma de radiación Vol %
	$MJ * kg^{-1}$	$kWh * kg^{-1}$	$MJ * l^{-1}$	$kWh * l^{-1}$		
Hidrógeno a 20 MPa	120	33.3	2.1	0.58	-	-
Hidrógeno líquido	120	33.33	8.4	2.33	18.3-59	17-25
Metanol	19.7	5.36	15.4	4.36	6-36	17
Petróleo	42	11.36	31.5	8.75	1.1-3.3	30-42
Diésel	45.3	12.58	35.5	9.86	0.6-7.5	-
Kerosene	43.5	12.08	31	8.6	0.7-5	-

El hidrógeno produce más energía por unidad de peso (alrededor de 3 veces más), con respecto a otros combustibles como el metanol, la gasolina, el diésel o el kerosene. Debido a su inflamabilidad, se enciende muy fácilmente y se quema con una amplia gama de mezclas de oxígeno o aire; junto con el metanol tienen pocas probabilidades de incendiarse en comparación con la gasolina que es fuertemente un detonador de incendios, por sus valores bajos de calor en forma radioactiva [11].

1.1.3.2 El hidrógeno y su gama de colores

El pasado 14 de julio de 2021, se puso en marcha el Pacto Verde Europeo, las medidas también conocidas como “Fit for 55”, colocan a la Unión Europea en camino hacia la

imparcialidad climática de una manera sustentable, rentable y competitiva hasta el año 2050. El objetivo de este pacto es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 55% para el año 2030, para ello el hidrógeno es clave como energía alternativa. La gama de colores del hidrógeno determina como es la producción de este, además de ser un indicador de la cantidad de emisiones que genera su proceso, de forma que podemos encontrar la siguiente gama de colores tal y como se muestra en la figura 1 [12].

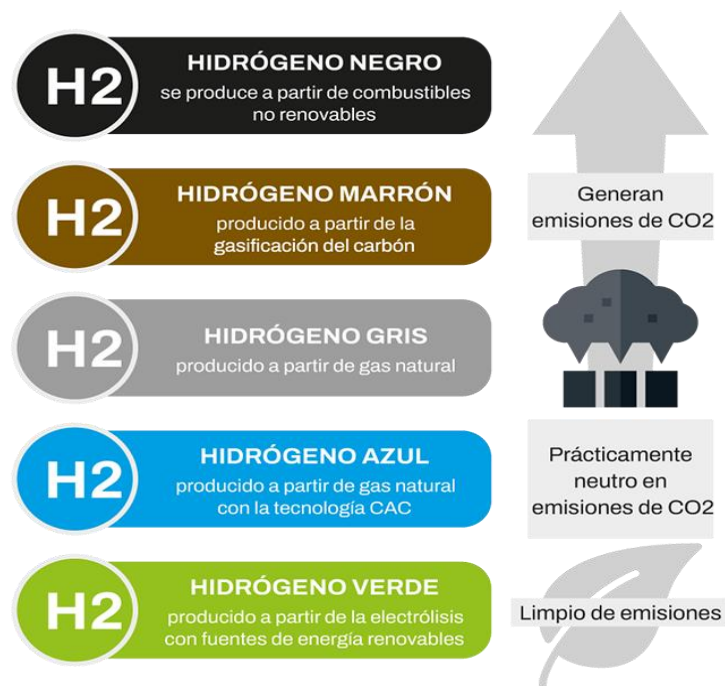


Figura 1 Gama de colores del hidrógeno [13]

Esta clasificación, la cual posiblemente será obsoleta en algún momento debido a que para el futuro se anhela neutralizar al carbono e ir reemplazándolo con otras opciones más amigables con el medio ambiente, hasta llegar a un escenario completamente de producción verde [12].

1.1.3.3 Rutas de producción de hidrógeno

Actualmente se conocen varias rutas de producción de hidrógeno, como se observa en la figura 2, podemos encontrar algunas tradicionales y otras no tan comunes, dado el amplio campo de aplicaciones que surgen al utilizar este elemento como una forma de energía [14].

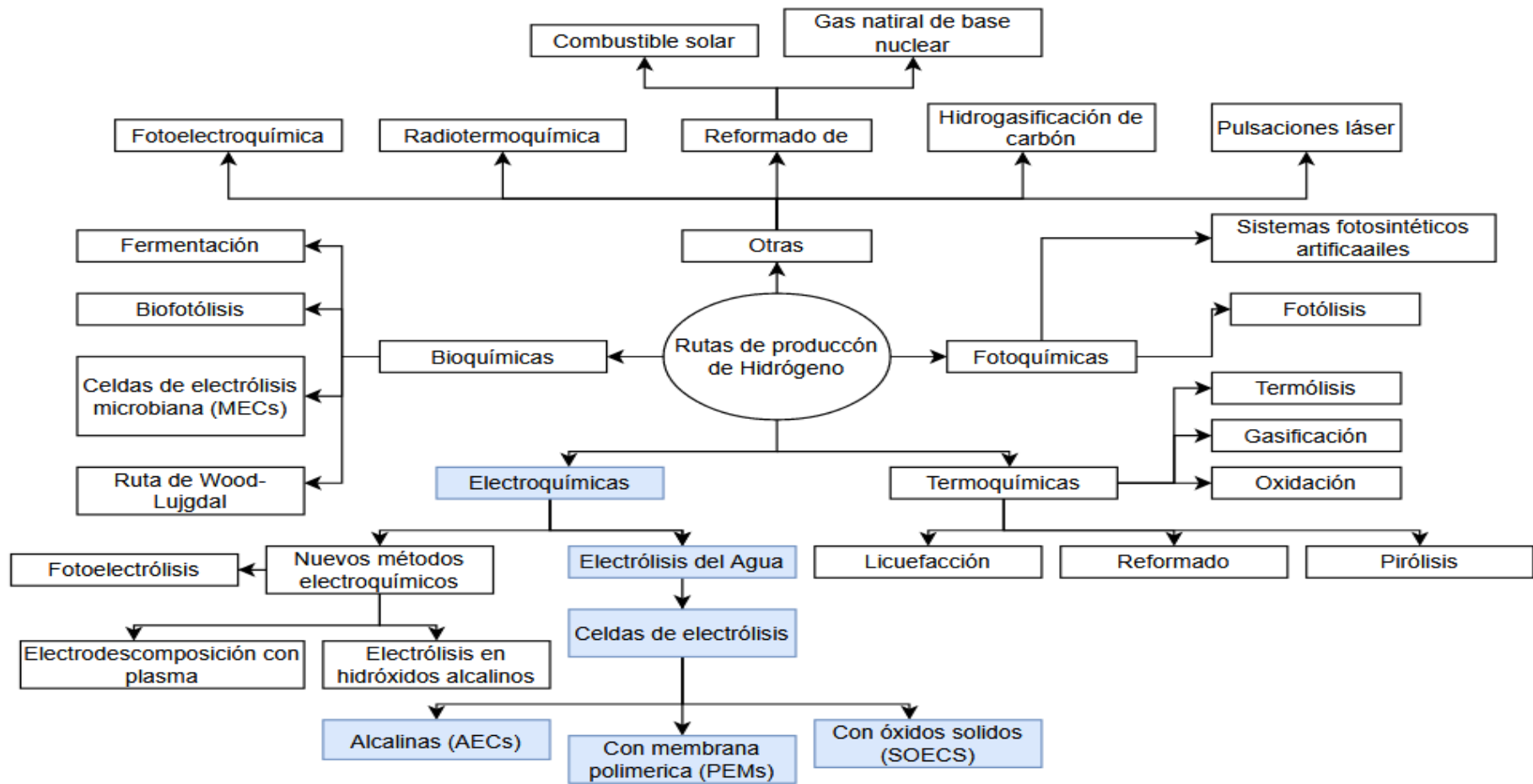


Figura 2 Principales rutas de generación de hidrógeno [14]

Tradicionalmente se obtiene hidrógeno por rutas electroquímicas, bioquímicas, termoquímicas y fotoquímicas las cuales parten del uso de biomasa y combustibles fósiles[14].

1.1.3.4 Rutas electroquímicas

Dentro de los métodos electroquímicos podemos destacar la electrólisis del agua y varias formas novedosas que se han implementado como la electrodescomposición con plasma y la fotoelectrólisis [14].

En los últimos años se ha venido evidenciando que los métodos electroquímicos son los más estudiados con respecto a otros, por lo tanto, es la ruta con más número de divulgaciones alcanzada por año, como se evidencia en la figura 3 [14].

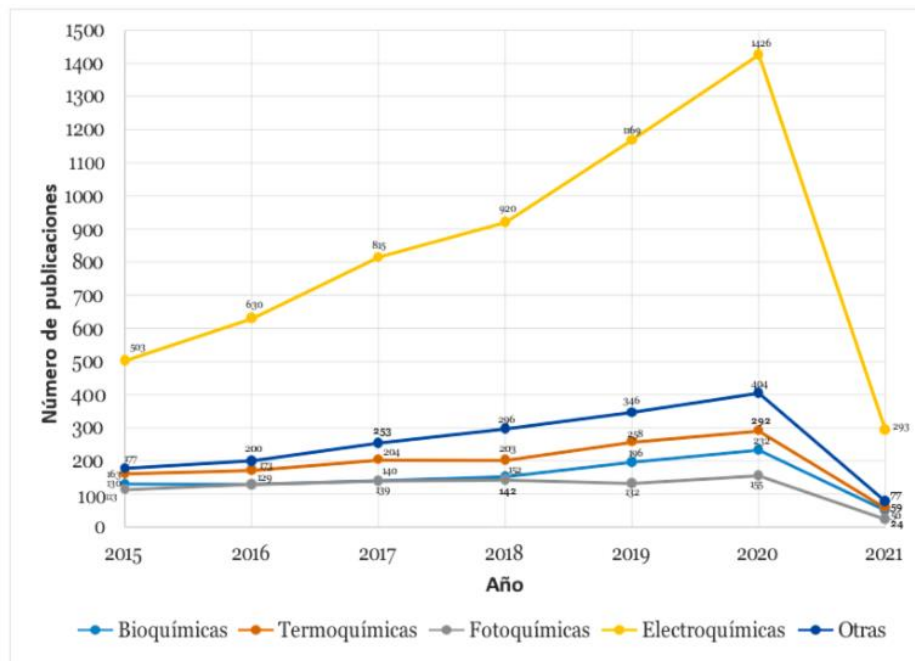


Figura 3 Número de publicaciones por cada ruta en la producción de hidrógeno [14]

1.1.3.5 Rutas bioquímicas

Dentro de los métodos bioquímicos encontramos a la biofotólisis directa, esta aprovecha la energía solar para producir hidrógeno mediante el agua; la biofotólisis indirecta donde se produce H₂ a través de la conversión de carbohidratos mediante la mediación catalítica de deshidrogenasas en condiciones anaeróbicas [14].

También se conoce el método de la foto fermentación, donde se realiza la conversión de los sustratos de hidrógeno, para la cual se utilizan técnicas fermentativas asistidas por la luz; la fermentación oscura, por su lado, se lleva a cabo sin la necesidad de luz; además se ha desarrollado métodos adicionales que hacen uso de las celdas de electrólisis microbiana donde se induce electricidad para extraer hidrógeno a partir de materiales orgánicos [14].

1.1.3.6 Rutas termoquímicas

Dentro de estos métodos se destacan los procesos como el reformado, donde se realiza una conversión de combustibles ricos en carbono hacia hidrógeno para lo cual se utiliza varias técnicas. Se conoce como reacciones de reformado cuando los combustibles trabajan con vapor u oxígeno a temperaturas altas, al contrario, si estos combustibles son tratados con vapor, se las conoce como reformado con vapor o reacción de oxidación [14].

La obtención de hidrógeno por este método no solamente es de origen fósil, además se obtiene a partir de biomasa, a este proceso se lo conoce por pirólisis, este permite modificar la temperatura de forma separada en sus diferentes etapas de transformación y reformado, con lo cual se evita el contacto entre la materia prima y las impurezas del catalizador de reformado. También existe la gasificación por vapor de biomasa, estos gases se usan directamente como productos intermedios en la producción de grandes masas de combustible y productos químicos [14].

1.1.3.7 Rutas fotoquímicas

Este método involucra distintos procesos donde uno de los novedosos usa fotocatalizadores que gracias a la mediación lumínica y radiación electromagnética permite realizar el proceso de fotodivisión del agua, otros procesos conocidos son la de conversión eléctrica, conversión térmica, conversión indirecta y conversión por fotones [14].

La conversión térmica e indirecta usan la radiación solar para provocar calor a altas temperaturas, la diferencia entre estos procesos es que la conversión indirecta almacena esta energía calórica y posteriormente la transforma en energía mecánica y

eléctrica, mientras tanto que la térmica lleva a cabo procesos térmicos para diferentes usos [14].

1.1.3.8 Otros métodos de obtención de hidrógeno

La producción de hidrógeno emplea varios métodos convencionales ya conocidos a nivel mundial y que han mejorado en los últimos años, pero también se han desarrollado nuevos métodos no convencionales, estos permiten abrir nuevas rutas para la obtención de este elemento. La mayor parte de estos procesos son la combinación de dos o más rutas de las ya mencionadas anteriormente dando como resultado un proceso híbrido sin la necesidad de utilizar un catalizador [14].

Debido a la diversidad en la composición química de las materias primas lignocelulósicas, estas pueden afectar a las tecnologías de conversión, por esta razón, deben ser evaluadas antes de la producción. Los hidrolizados de materiales de biomasa son los que mejores resultados se han obtenido, teniendo un buen comportamiento para la gasificación, estos resultados indican que son más sensibles a la degradación, por ende, producirán más hidrógeno [14].

Otro método para la obtención de H_2 , utiliza el etanol en plasma a presión atmosférica, esta se genera de una fuente de plasma por microondas que se basa en cilindros metálicos, el rendimiento energético obtenido es bastante alto debido a que se logra la conversión del etanol hasta en un 99% [14].

Por otro lado, la gasificación de agua supercrítica ha llamado la atención debido a la conversión eficiente y limpia del carbón, este proceso presenta un modelo cinético de oxidación parcial no catalítica del carbón en agua supercrítica, además dentro de las etapas se encuentran 7 reacciones, de ahí la importancia que tiene las diversas investigaciones para la selectividad hacia la obtención de hidrógeno dentro de procesos multietápicos que se generan de fuentes fósiles [14].

Un método poco conocido es el proceso de electrohidrólisis de residuos de alimentos, por su alto contenido orgánico. En la investigación de Cokay, los resultados obtenidos determinan el tiempo de reacción y el voltaje en aplicarse, teniendo efectos altamente significativos en la producción de H_2 y la eliminación de TOC, de este modo se verificó

que este método por electrohidrólisis a partir de desechos de alimentos es una alternativa eficaz en la producción de hidrógeno gaseoso casi puro [14].

1.1.3.9 Rutas de producción de hidrógeno verde

Como ya se mencionó anteriormente, el hidrógeno verde es aquel que se genera a partir de fuentes renovables, es decir, de orígenes como la energía solar, eólica, hidroeléctrica, geotérmica o provenientes de la biomasa, tal y como se muestra en la figura 4.

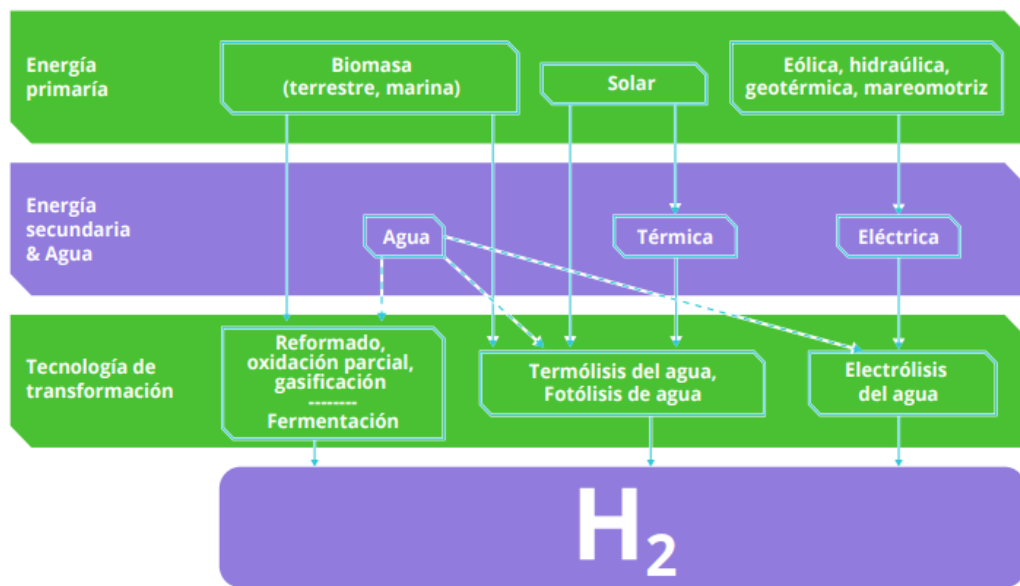


Figura 4 Producción de hidrógeno verde mediante fuentes renovables [15]

Los métodos de producción a base de energías renovables no son tan antiguos, se vienen realizando desde hace un par de décadas, por lo general se usan los procesos de oxidación parcial, el reformado, la gasificación de biomasa y la electrólisis del agua [15].

A nivel mundial la electrólisis del agua es el proceso de producción más apropiado y que ha despertado el interés de las industrias, debido a que permite la obtención de hidrógeno de manera limpia [15].

1.1.3.10 Electrólisis del agua

La electrólisis del agua es un proceso sencillo, tal y como se muestra en la figura 5, usa la conductividad eléctrica de ciertos materiales que generan una reacción de oxidación-reducción no espontánea [16].

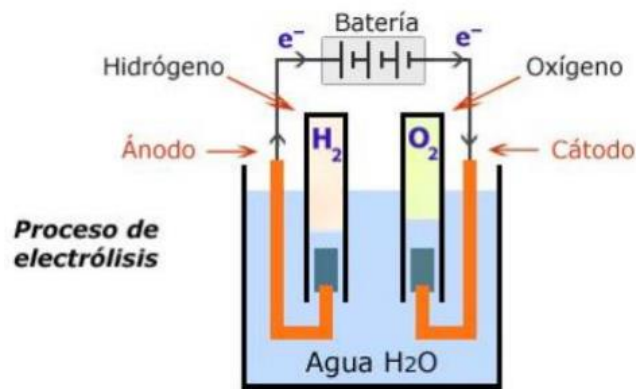


Figura 5 Proceso básico de electrólisis [16]

Este método necesita de una fuente de electricidad y dos electrodos (ánodo y cátodo), estos son sumergidos en agua que actúa como fluido conductor con el fin de crear un flujo de electrones que faciliten la reacción, debido a la carga eléctrica y la naturaleza de los elementos, el oxígeno emigra al ánodo debido a que está cargado negativamente mientras que el hidrógeno ira hacia el cátodo ya que está cargado positivamente, produciéndose así el rompimiento del enlace covalente del agua [16].

1.1.3.10.1 Electrolizador alcalino

Esta tecnología actualmente es utilizada a gran escala en las industrias, dado que existen equipos que se comercializan y ofrecen altas capacidades de producción de H_2 , llegando a producir hasta 8400 kg de H_2 gaseoso, la ventaja de esta es su durabilidad, la madurez, su disponibilidad y el bajo costo comparado con otras tecnologías, es uno de los proceso que se puede combinar con alguna fuente de energía renovable; la principal desventaja es la necesidad que se tiene en instalar un sistema de purificación complejo y la utilización de electrolitos líquidos corrosivos [15].

El sistema ocupa un depósito conocido como electrolizador alcalino donde se realiza la separación de las partículas del agua, además este dispositivo cuenta con equipos y sistemas necesarios para su correcto funcionamiento, en la figura 6 se representa gráficamente el croquis de un electrolizador alcalino [15].

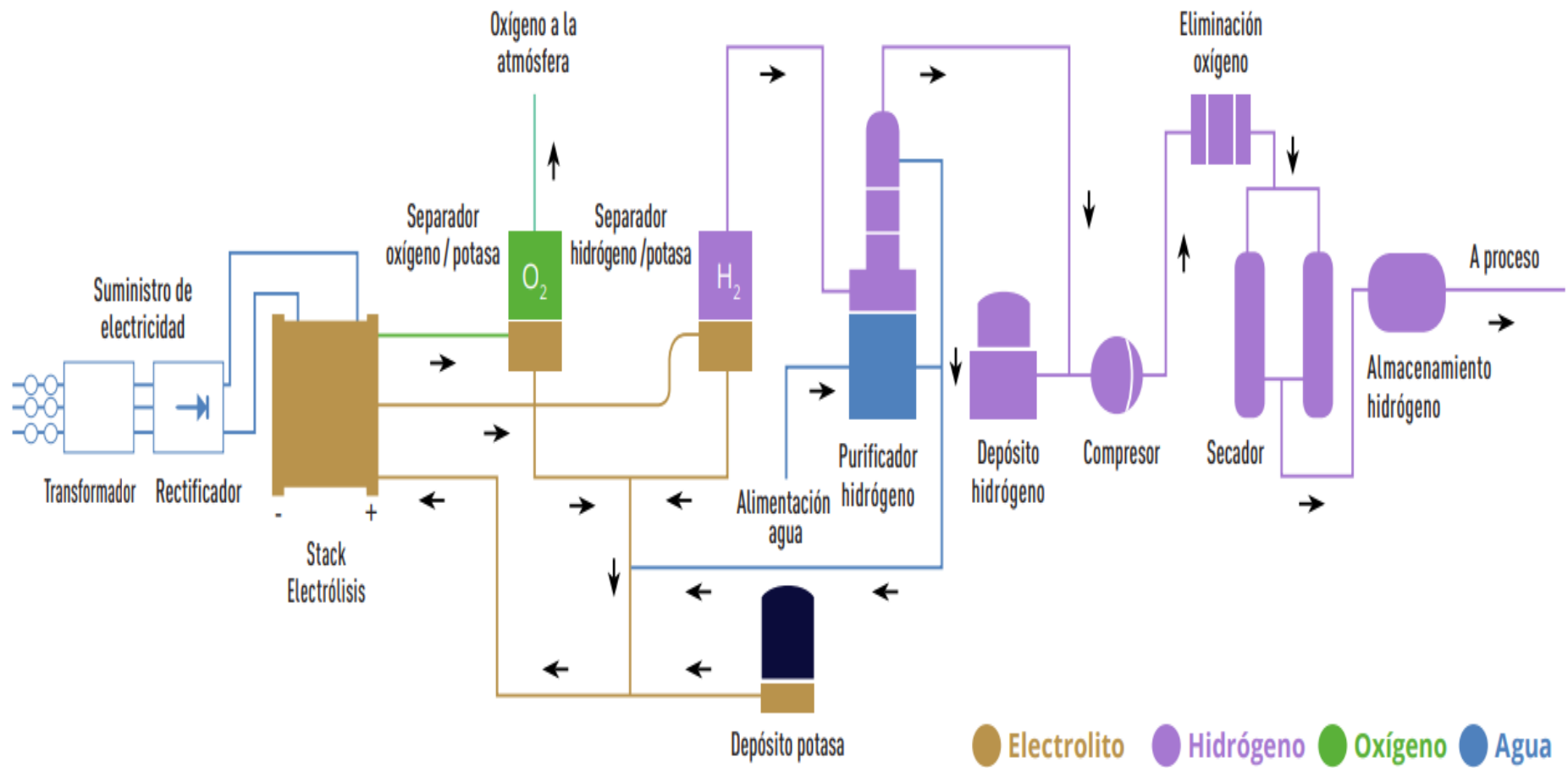


Figura 6 Componentes de un electrolizador alcalino [15]

- **Sistema de apartamiento de gases:** incluye separadores donde el gas producido abandona el stack para posteriormente ir a los separadores, donde se produce la disociación de gas y electrólito, este último recircula mientras que el gas pasa a las etapas de purificación y secado [15].
- **Sistema de arrastre de electrolito y secado de corriente:** luego de haberse separado el H₂ y O₂ se procede a pasar las corrientes gaseosas por un sistema de filtro de coalescencia, permitiendo eliminar los restos de electrólito transportados por las corrientes de gas y la humedad sobrante [15].
- **Sistema de secado y purificación:** utiliza un reactor de-oxo para eliminar las impurezas de oxígeno, para ello se hace uso de un catalizador de paladio donde los posibles residuos de oxígeno reaccionan con el hidrógeno generando vapor de agua para luego ser condensado y eliminado, lo que busca este sistema es tener hidrógeno lo más puro posible [15].
- **Sistema de ionización del agua:** para que el electrolizador no se contamine es necesario reponer el agua utilizada al momento de la electrólisis, por lo tanto, esta agua debe tener una pureza y conductividad menor a $5\mu S/cm^2$ [15].
- **Sistema de control térmico:** se necesita un sistema de refrigeración debido a que la corriente eléctrica suministrada al sistema se convierte en calor, este debe mantener la temperatura debajo de un valor especificado en función de la tecnología, caso contrario las altas temperaturas pueden causar un deterioro de los componentes del electrolizador y dejándolo obsoleto, por lo que es necesario que el electrólito recircule en el sistema para que se enfríe constantemente [15].
- **Sistema de gestión de presión:** con la ayuda de válvulas de regulación de presión se puede controlar la presión deseada para que sea constante, esto se debe a que con la producción de H₂ y O₂ en forma gaseosa, estos se acumulan y de igual forma aumenta la presión [15].
- **Sistema de monitoreo y control:** es el encargado de realizar acciones necesarias para el funcionamiento correcto y seguro del sistema, a través de la información proveniente de sensores y transductores [15].

- **Sistema electrónico de potencia:** tiene como objetivo poner en funcionamiento a cada dispositivo con energía continua y dentro de los rangos de tensión e intensidad adecuados [15].

1.1.3.10.2 Electrolizador PEM

Este sistema también conocido como electrolizador polimérico necesita de sistemas auxiliares que permiten controlar ciertos parámetros operativos, aumentar la eficiencia y hacer que funcione de manera óptima y segura, estos componentes se muestran en la figura 7 [15].

- **Sistema de preparación de energía eléctrica:** permite controlar el voltaje necesario para el electrolizador y así se lleve a cabo el proceso de electrólisis por el cual se separa el hidrógeno y el oxígeno [15].
- **Sistema de alimentación de agua:** es el que suministra y controla el caudal de agua necesaria para el electrolizador, por lo general se usa agua de red, posteriormente purificada hasta que tenga una conductividad por debajo de $2\mu S/cm^2$ [15].
- **Sistema de purificación de gases:** se encarga de purificar y controlar la presión del hidrógeno y oxígeno respectivamente en sus diferentes líneas [15].
- **Sistema de monitoreo y control:** conformado por sensores que informan sobre el estado de la celda y como se encuentra el sistema [15].

Este tipo de electrolizador ha evolucionado desde el año 2010, logrando disminuir el consumo energético en todo el sistema, lo que significa que la producción de H₂ ha ido mejorando gradualmente [15].

Por efecto de la degradación de la electricidad aplicada, el rendimiento se ve afectado porque es necesario que la producción sea constante, por lo que algunos fabricantes fabrican electrolizadores con eficiencias y vida útil acorde a los usos que se le da en la actualidad. El margen de horas de vida útil se encuentra más o menos entre las 75000 horas de funcionamiento, lo que equivale a 8.640 Kg de hidrogeno al día y un consumo de 434 MWh/día [15].

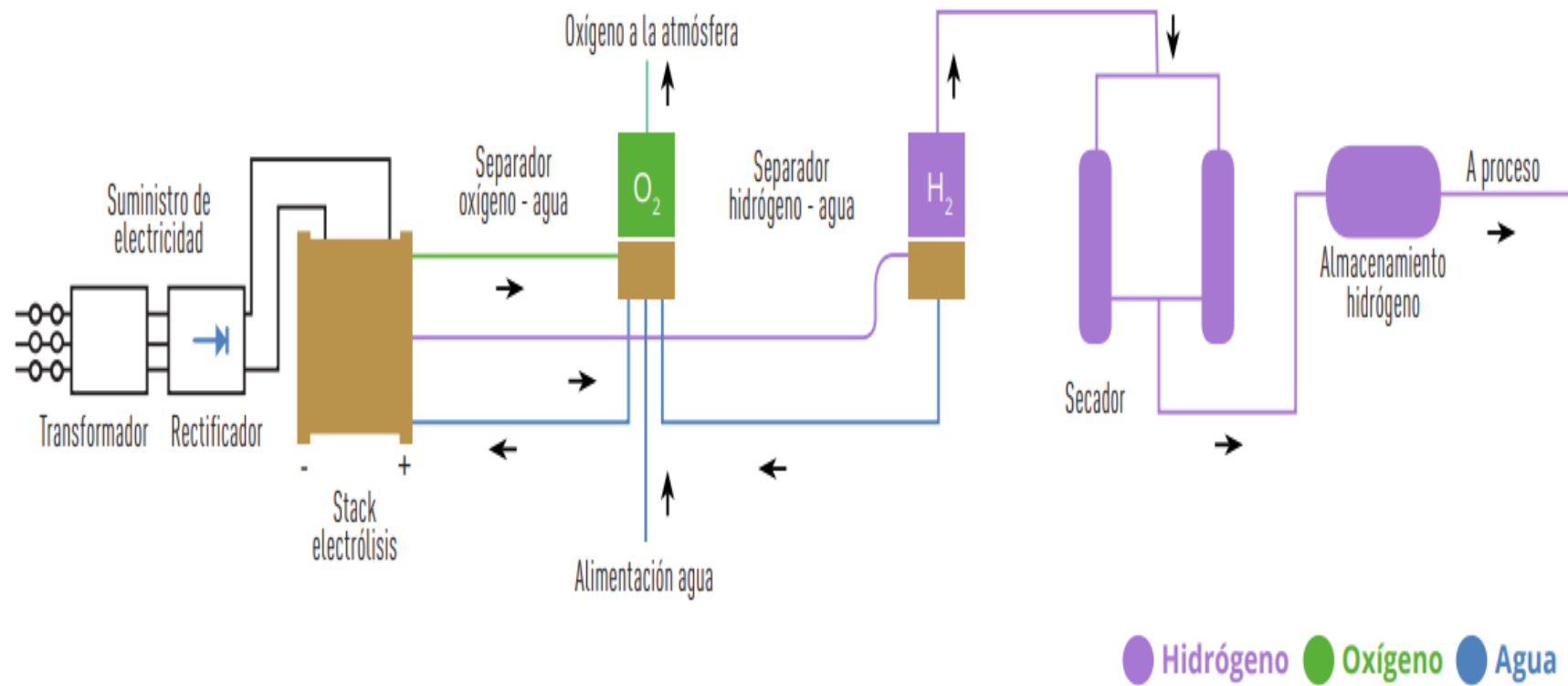


Figura 7 Componentes de un electrolizador polimérico [15]

1.1.3.10.3 Electrolizador SOEC

Este sistema se lo conoce como electrolizador de óxido sólido SOEC por sus siglas en inglés (*solid oxide electrolyser cell*), reemplaza la energía eléctrica requerida por energía térmica, este proceso al emplear altas temperaturas de alrededor de los 800 a 1000 °C puede tener limitaciones en alguna de sus aplicaciones, sin embargo, la ventaja que tiene la unidad SOEC, es que utiliza un electrolito sólido, que a diferencia de los otros sistemas, no es corrosivo y no percibe problemas relacionados con la distribución líquido/gas [15].

Como se muestra en la figura 8, encontramos un esquema de electrolizador SOEC simplificado y sus diferentes subsistemas que hacen parte del balance de la planta. Esta tecnología es más eficiente eléctricamente, pero presenta un grado menor en su desarrollo, además que su costo es elevado al necesitar materiales y métodos de fabricación más complejos [15].

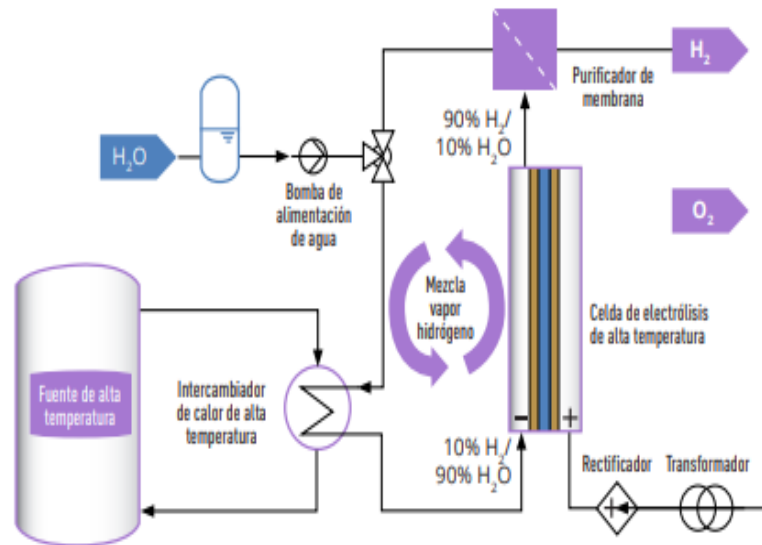


Figura 8 Esquema de un electrolizador SOEC [15]

Esta tecnología aun en desarrollo presenta grandes posibilidades de aplicabilidad en diferentes campos de energía, como centrales de concentración solar, geotérmica o reactores nucleares [15].

En la tabla 3 se presenta una comparación entre las 3 tecnologías o sistemas para la generación de hidrógeno verde.

Tabla 3 Comparación de las principales tecnologías de generación de H₂ [15]

	ELECTRÓLISIS ALCALINA	ELECTRÓLISIS PEM	ELECTRÓLISIS SOEC
Temperatura (°C)	60 - 85	40 - 80	800 - 1000
Presión (bar)	< 30	< 35	1 - 5
Consumo energético. (kWh/Nm ³ de H ₂)	4.3 - 5.0	4.2 - 4.7	3.2 - 3.7
Costo (€/kW)	1000 - 1500	1500 - 2000	Prototipos
Eficiencia global	60 - 70 %	70 - 80 %	85 - 95 %
Vida útil (horas)	> 100000	10000 - 50000	En investigación
Ventajas	Tecnología bien probada y desarrollada comercialmente. Es el tipo de electrólisis de mayor durabilidad y menor costo	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Puede trabajar a elevadas densidades de corriente	Electrolito sólido. Alta presión de los gases de salida. Bajo consumo de electricidad. Menor exigencia en la calidad del agua.
Inconvenientes	Electrolito líquido corrosivo. Baja presión de los gases de salida y necesario una etapa de purificación posterior del H ₂	Elevados costos de los catalizadores y de las membranas. Gran exigencia en el agua de alimentación	Limitada vida debido a los ciclos térmicos. Limitaciones en las aplicaciones debido a las temperaturas de operación
Esquema			

1.1.3.11 Termólisis del agua

La termólisis o descomposición fototérmica del agua, es una reacción de disociación que ocurre en un solo paso, la temperatura mínima que se necesita para que se genera la descomposición de la molécula de agua esta sobre los 2200 °C, obteniendo un 20% de eficiencia en este proceso, para lograr mejores resultados es necesario temperaturas del orden de 2500 °C y factores de concentración solar mayores a 4000, los cuales solo son posibles de alcanzar en sistemas de concentración de disco parabólico y hornos solares [17], [18].

A pesar de que la reacción es sencilla, tiene dos grandes problemas que dificultan su desarrollo. En primer lugar, las altas temperaturas necesarias para conseguir la disociación generan problemas al momento de seleccionar materiales y un aumento en las pérdidas por re-radiación, provocando una pérdida de eficiencia. En segundo lugar, la técnica efectiva necesaria para separar el hidrógeno y oxígeno no se encuentra desarrollada por completo para evitar que se produzca una mezcla explosiva, por estos motivos en la actualidad no existe una planta donde se lleve a cabo este proceso [17], [18].



1.1.3.12 Fotólisis del agua

Es uno de los métodos que más ha llamado la atención al utilizar una fuente de energía sostenible, debido a que usa radiación solar; a pesar de tener varias aplicaciones, la energía solar puede utilizarse en diferentes áreas como en la producción de calor, electricidad o hidrógeno, siendo esta última de gran interés porque no se asocia a ciertas limitaciones por la ruptura térmica de la molécula de agua o por la conversión de energía solar a eléctrica [19].

Este proceso ha sido estudiado con mayor intensidad en los últimos 10 años, específicamente por medio de descomposición fotocatalítica del agua mediante luz solar, ocupando un espectro solar correspondiente a la región visible ($\lambda = 420 - 670 \text{ nm}$). Dado que el agua no absorbe la radiación solar, es necesario un fotocatalizador capaz de absorber dicha energía para provocar la ruptura de los componentes del agua [19].

El fotocatalizador que más se ha utilizado en este método es el TiO_2 , debido a que posee una alta actividad al momento de la reacción, sin embargo, requiere del uso de luz ultravioleta, esto limita la utilización de TiO_2 en la disociación y eficiencia del sistema, que se ven afectadas específicamente por las propiedades foto-físicas y de la morfología del fotocatalizador; por ende, esta tecnología sigue en desarrollo siendo necesario importantes investigaciones para desarrollar fotocatalizadores activos y que sean más estables durante la reacción de disociación del agua [19].

La figura 9 muestra un esquema básico de cómo se realiza la descomposición del agua en una suspensión de partículas del fotocatalizador.

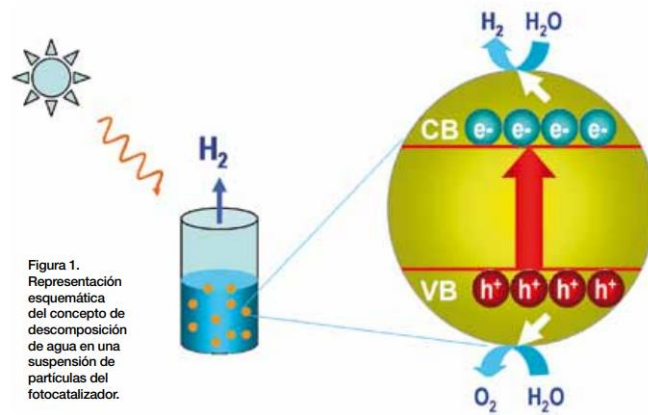


Figura 9 Esquematización de un fotocatalizador [19]

1.1.3.13 Gasificación de biomasa con vapor de agua

La gasificación con vapor de biomasa en la actualidad es ampliamente estudiada, ya que genera gas de síntesis rico en hidrógeno, permitiendo crear productos para usarse como combustibles o productos químicos. Pero la implementación de este método está altamente relacionada con la ubicación geográfica del recurso natural necesario, debido al alto costo de la transportación de la materia prima; la figura 10 presenta un esquema básico de gasificación de biomasa [20].

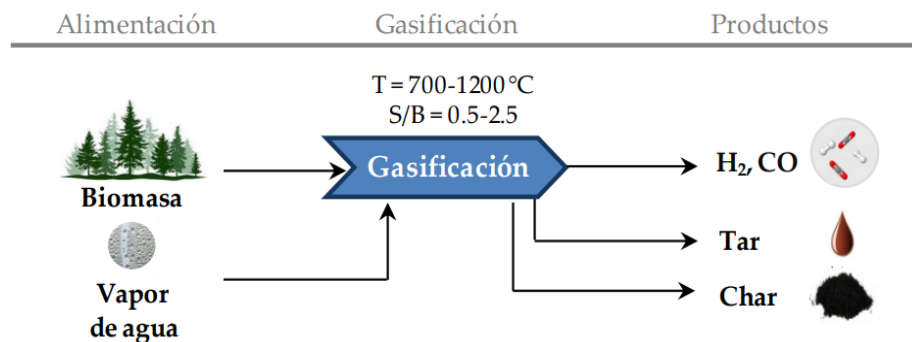


Figura 10 Esquema de gasificación de biomasa con vapor de agua [20]

Este proceso se lo realiza en rangos de temperatura que van desde los 700 a 1200 °C, teniendo un medio de reacción compuesto por vapor de agua, aire, oxígeno y otras mezclas, generando un flujo de corriente gaseosa compuesta por H_2 , CO , CO_2 , CH_4 y otros hidrocarburos. Los productos resultantes de la gasificación de biomasa

corresponden a la siguiente distribución: i) de 30 a 50% de H_2 en volumen, CO entre 25 a 40% de volumen, CO_2 de entre 8 a 20% en volumen y CH_4 con 6 a 15% de volumen, ii) una mezcla compleja de hidrocarburos aromáticos (Tar) y iii) una fracción de carbón sólido [20].

1.1.3.14 Reformado del bio-oíl

El reformado de bio-oíl, que se muestra esquemáticamente en la Figura 11, es uno de los métodos que utiliza calor indirecto para producir H_2 . Durante el pirólisis, tiene una densidad de energía más alta que la biomasa, el pirólisis se puede llevar a cabo en el sitio donde se almacenan las materias primas y luego las materias primas resultantes se transportan al catalizador de reformado con vapor [20].

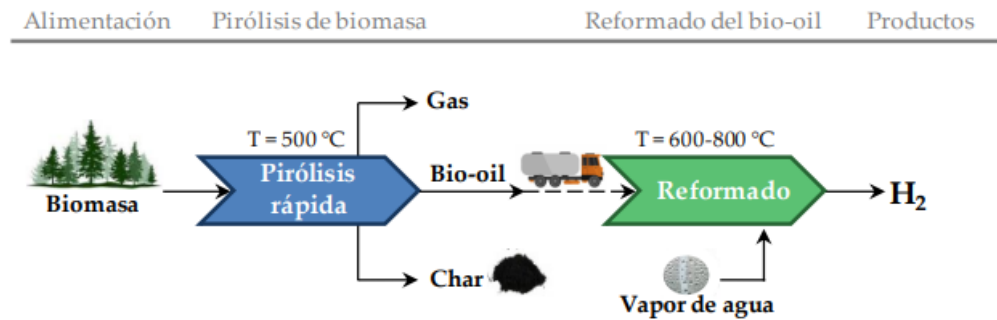


Figura 11 Esquema del reformado de bio-oíl [20]

Durante el proceso de pirólisis rápida, la biomasa tolera una degradación térmica por la ausencia de oxígeno a temperaturas de entre 450 a 600 °C y tiempos de residencia menores a los dos segundos, generando una eficiencia de bio-oíl de entre el 60 al 75% en masa, 15 a 25% de char o carbón y gas de entre 10 a 20% [20].

Una de las principales desventajas de la extracción de bio-oíl, es el problema activo por su evaporación, por reconstitución de derivados de la lignina durante el calentamiento y seguida de la formación de sedimentos sólidos. Estas dificultades han estimulado que se realicen estudios prácticos con compuestos modelo, para profundizar en el conocimiento de mecanismos de interacción [20].

1.1.3.15 Oxidación parcial

El proceso de oxidación parcial es una reacción exotérmica que no requiere ningún aporte de calor externo. La forma más sencilla de llevar a cabo la oxidación es

suministrar oxígeno con etanol a través de un catalizador adecuado. Los productos de la reacción son H_2 , CO y CO_2 , esto dependiendo del porcentaje de moles de oxígeno utilizado durante el proceso [21].

Este método tiene un bajo rendimiento en la producción de hidrógeno, además que con frecuencia crea zonas calientes dentro del reactor que reducen la eficiencia total. En este proceso, la temperatura de funcionamiento puede alcanzar $1200\text{ }^\circ\text{C} - 1500\text{ }^\circ\text{C}$, por lo que se requiere oxígeno puro, lo cual genera que sea un proceso costoso. Estos dos aspectos conducen a que la operación de este proceso sea complicada [21].

1.1.3.16 Energía hidráulica

El agua que fluye por un río realiza cierto trabajo debido a que contiene energía potencial y cinética. Mientras mayor sea la diferencia de niveles de H , que se determina por la inclinación de α , como se muestra en la figura 12, más grande es el caudal y por ende este tendrá mayor energía almacenada, por lo que se la determina como energía hidráulica, por el contrario, al total de la energía del río, se lo conoce como recurso hídrico [22].

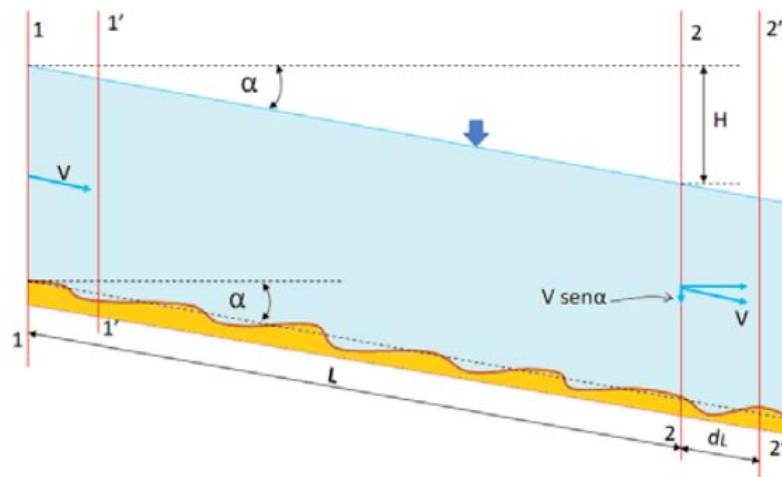


Figura 12 Esquema para la determinación de energía de un río [22]

La energía hidráulica se va consumiendo por la fricción entre las mismas partículas de agua, el roce con las paredes del cauce y por los obstáculos que atraviesa a lo largo de su trayectoria [22].

La forma de dar utilidad a la energía que se dispone en un tramo de río es mediante una central hidroeléctrica, esta es una instalación que aprovecha la energía hídrica para convertirla en energía eléctrica, pero en este proceso de transformación se ocasionan pérdidas, que pueden denominarse hidráulicas, mecánicas y eléctricas [22].

Pérdidas hidráulicas:

- Roce entre partículas.
- Aparición de vórtices.
- Fricción entre el agua y las paredes que la conducen.
- Pérdidas por obstrucciones, etc.

Pérdidas mecánicas:

- Roce en los rodamientos de la turbina, dependiendo de su diámetro.
- Pérdidas en los engranajes.
- Roce en el generador, depende de la potencia, etc.

Pérdidas eléctricas:

- Calentamiento del estator.
- Calentamiento en el transformador.
- En el sistema de transmisión, entre otras.

1.1.3.17 Situación hidroeléctrica en el Ecuador

Las corrientes, caídas, ríos entre otras constituyen la mayor fuente de agua dulce en nuestro país; para el año 2017, la disponibilidad de agua por habitante era de 29.000 m³ aproximadamente, cabe señalar que la distribución no es equitativa en las diferentes regiones del Ecuador, debido a que en las zonas con más población se dispone de menor volumen en comparación con las zonas con menos población [22].

Según estadísticas del Atlas del sector eléctrico ecuatoriano del año 2021 [23], la potencia nacional nominal fue de 8.734,41 MW, teniendo 5.308,27 MW provenientes de fuentes renovables lo que significaría un 60,77%, mientras tanto que por el lado de fuentes no renovables se tiene 3.426,14 MW correspondiente al 39,23%, tal y como se muestra en la tabla 4.

Tabla 4 Potencia nominal y efectiva en Ecuador [23]

Tipo de Fuente	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
No renovable	Térmica	MCI	2.020,67	1.614,85
		Turbogás	943,85	790,55
		Turbovapor	461,63	431,50
Total no renovable			3.426,14	2.836,90
Renovable	Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40
	Eólica	Eólica	21,15	21,15
	Hidráulica	Embalse	1.733,20	1.749,60
		Pasada	3.373,65	3.322,66
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	27,65	26,76
	Biogás	MCI	8,32	7,20
Total renovable			5.308,27	5.263,78
Total general			8.734,41	8.100,68

De las fuentes de energía renovable existe un amplio dominio de las hidroeléctricas con 5.106,85 MW que corresponde al 96,21%, estas centrales se encuentran distribuidas en las 3 regiones del país, siendo la región sierra la que cuenta con más centrales hidroeléctricas distribuidas en 9 provincias. Con el 2,72% encontramos a la energía proveniente de biomasa, con el 0,52% la energía fotovoltaica, con el 0,40% la energía eolia y finalmente con el 0,16% a la energía generada por biogás, tal y como se muestra en la figura 13 [23].

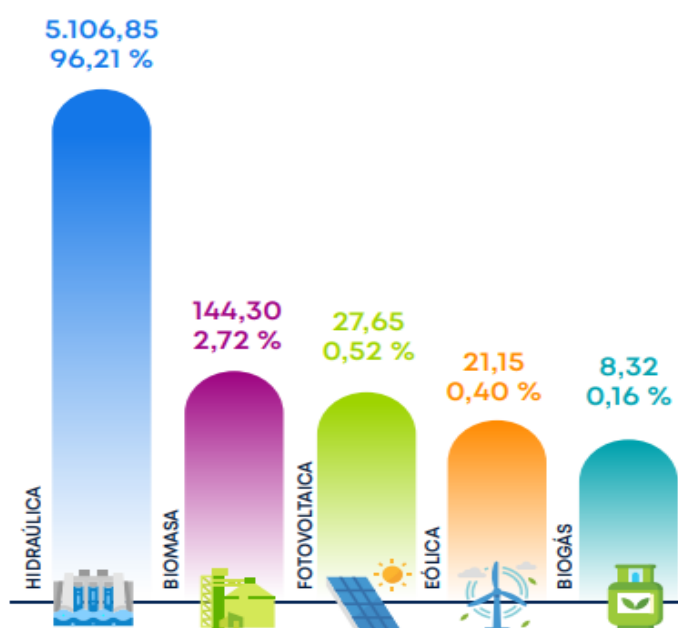


Figura 13 Potencia nominal de fuentes de generación de energía renovable [23]

1.1.3.18 Principales componentes de una central hidroeléctrica

En la figura 14 se muestra los componentes más esenciales de una central hidroeléctrica, los cuales son explicados a continuación.

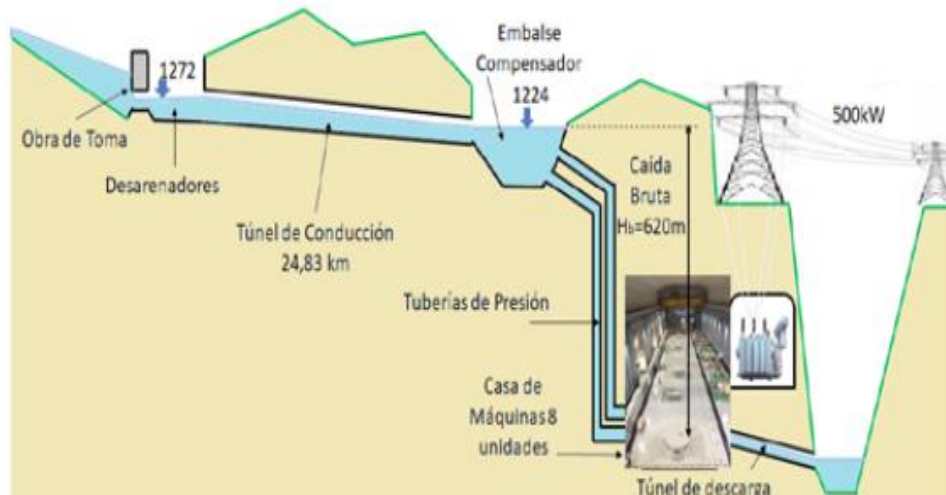


Figura 14 Componentes de una central hidroeléctrica [22]

1.1.3.18.1 Represa

Son utilizadas para el almacenar y desviar la cuenca de un río hacia el sistema central de la hidroeléctrica, además que, sirve para aumentar el salto necesario para que se genere energía. Debido a las características topográficas, geológicas y geotécnicas propias del terreno existen algunos tipos de presas a ser utilizadas [24].

1.1.3.18.2 Mecanismos de control

Son estructuras adyacentes a la presa, esta tiene como función proteger a dicha presa contra elevaciones o inundaciones del caudal del río, estos pueden ser componentes móviles o fijos, siendo este último el más utilizado y se los conocen como vertederos, mientras tanto que los elementos móviles se los llama compuertas o desagües y son utilizados al pie de la presa para la evacuación del sedimento que se haya acumulado [24].

1.1.3.18.3 Obra de toma y conducción

Este sistema facilita el ingreso del agua a las tuberías de conducción e impidiendo el paso de objetos no deseados hacia la central, además que cuentan con compuertas que ayudan a regular el caudal que se va a dirigir a la casa de máquinas donde se genera

energía. Estas obras pueden ser realizadas por canales superficiales o tuberías a presión que por lo general son subterráneas, las que deben priorizar que las pérdidas sean las menores en su posibilidad [24].

1.1.3.18.4 Casa de máquinas

Se conoce como casa de máquinas al lugar donde se encuentran los equipos hidráulicos, mecánicos y electrónicos que permiten el correcto funcionamiento de las turbinas, las dimensiones dependen tanto del tipo como del tamaño de las turbinas, debido a que se diseñan para facilitar el montaje, desmontaje y operación de los sistemas necesarios para la generación de energía eléctrica [22].

1.1.3.18.5 Turbinas

Su función principal es la de transformar la energía potencial que proviene del agua y transformarla en energía mecánica dentro de esta, estas se dividen en dos tipos: a) de acción y de b) de reacción [24].

- **Acción:** transforma la energía potencial a energía cinética mediante un chorro a gran velocidad, este se proyecta contra los receptores fijos en la periferia de un disco. En este grupo se destacan las turbinas tipo Pelton, Turgo y Michel Banki [24].
- **Reacción:** el proceso de transformación de energías es producto de la presión del agua que ejerce sobre los alabes del rodete, disminuyendo su valor a medida que avanza el recorrido. En este grupo podemos encontrar a las turbinas tipo Francis, Kaplan y Deriaz [24].

1.1.3.18.6 Generadores

Los generadores tienen la función de transformar la energía mecánica en energía eléctrica proveniente de las turbinas, estas máquinas se basan en la ley de Faraday que responde a la inducción electromagnética, produciendo que un conductor eléctrico se mueva en un campo magnético debido a la corriente eléctrica que se produce en este. Por lo general se utilizan generadores trifásicos de corriente alterna, pero existen excepciones de acuerdo con la red que se deba alimentar [24].

1.1.3.18.7 Subestación

Es la zona encargada de dirigir y transformar la corriente de energía, debido a que en ella entran y salen líneas de similar o diferente tensión. Estas pueden clasificarse en subestaciones de generación, de transporte o de distribución [24].

- Subestaciones de generación: incorpora a la red de energía del país lo que sea producido por las centrales de esta subestación.
- Subestaciones de transporte: transporta la energía desde la zona de generación hasta las áreas de consumo, estas interactúan entre diferentes líneas de la red.
- Subestaciones de distribución: conectan las líneas que transportan con las ramas que distribuyen la energía.

1.1.3.19 Clasificación de las centrales hidroeléctricas

1.1.3.19.1 Por su potencia

De acuerdo con la INEA, las centrales hidroeléctricas se podrían clasificar de acuerdo con la tabla 5 [22]:

Tabla 5 Clasificación de las centrales Hidroeléctricas por su potencia [22]

Clasificación	Potencia
Nano Central	$P < 1\text{kW}$
Pico Central	$1\text{kW} < P < 10\text{kW}$
Micro Centrales	$10\text{kW} < P < 50\text{kW}$
Minicentrales	$50\text{kW} < P < 1000\text{kW}$
Pequeña Central	$1\text{MW} < P < 5\text{MW}$
Mediana Central	$5\text{MW} < P < 50\text{MW}$
Gran Central	$P > 50\text{MW}$

1.1.3.19.2 Por el tipo de operación

- De pasada (sin embalse): no cuentan con embalse regulador por lo que la central trabaja mientras el caudal sea mayor al mínimo requerido por los grupos generadores [24].
- Con embalse o de regulación (presa o con conducción): aprovecha el almacenamiento del agua y de la regulación de los caudales para la generación que sea necesaria en ese momento [24].

1.1.3.19.3 Por tipo de demanda que satisfacen

- Centrales de base: generan la energía necesaria de forma constante para el consumo del sistema [24].
- Centrales de punta: proporcionan energía durante las horas de alto consumo (puntas o picos de consumo), estas por lo general se presentan un par de horas a día [24].

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Analizar el potencial hidroeléctrico para la generación de hidrógeno verde en el Ecuador.

1.2.2 Objetivos específicos

- Estudiar los diferentes métodos para la obtención de hidrógeno verde.
- Analizar el potencial hidroeléctrico del Ecuador.
- Analizar el uso del hidrógeno verde como un vector energético.

CAPÍTULO II

2. METODOLOGÍA

2.1 Materiales

Computador

12 GB de RAM, 1 TB de almacenamiento interno.

2.2 Métodos

El punto de partida de este trabajo es el análisis del potencial hidroeléctrico para la generación de hidrogeno verde, haciendo uso de las reseñas de las centrales hidráulicas en el Ecuador, por lo que el presente trabajo de investigación es experimental, ya que se basa en el análisis de datos, a fin de reconocer y cuantificar las causas del efecto, que servirán como referencia para futuras investigaciones aplicables a inversiones energéticas sustentables con el medio ambiente.

2.2.1 Herramientas de recolección y procesamiento de datos

En la recopilación de datos, la elaboración de fichas técnicas de levantamiento de información serán el actor principal para generar ilustraciones estadísticas y/o descriptivas que permitan la creación de criterios de análisis. El procesamiento de la información es uno de los pasos muy importante en toda investigación, aquí se notará la calidad de la información presentada además de su veracidad.

2.2.2 Hoja de cálculo

La hoja de cálculo es indispensable al momento de realizar los cálculos de generación de energía, generación de hidrógeno verde y análisis de los posibles usos que se le pueden dar a este H_2 producido.

2.2.3 Nivel o tipo de investigación

2.2.3.1 Bibliográfico

De acuerdo con el propósito del trabajo se optó por utilizar este método, ya que nos permitió recopilar toda la información necesaria para fundamentar la investigación con referencias como libros, tesis, artículos científicos, webs oficiales, entre otros.

2.2.3.2 Descriptivo

Debido a que se analizó el potencial hidroeléctrico en las centrales de energía hidráulica del país, recolectando datos con los que se evalúa parámetros técnicos para la generación de hidrógeno para futuras aplicaciones en el plan energético de Ecuador, además que analiza el buen desarrollo de tecnologías amigables con el medio ambiente.

2.2.3.3 Cuantitativo

Para el análisis de generación de hidrógeno verde, los datos pueden describirse por procesamiento de información que emplean números y técnicas estadísticas para su posterior análisis, siempre teniendo una relación de causa y efecto.

2.2.3.4 De campo

La investigación de campo es necesaria debido a que se realizó visitas a algunas de las centrales hidroeléctricas de estudio en donde se encuentra la información, tomando contacto directo con los sucesos, a fin de recopilar datos necesarios de cada una de las actividades realizadas dentro de la central para el análisis.

2.3 Metodología

2.3.1 Población y muestra

2.3.1.1 Población de estudio

La población del presente trabajo experimental está conformada por las centrales hidroeléctricas del país que se encuentran en operación actualmente (ver anexo 1), dándole un mayor enfoque a las grandes y medianas plantas generadoras de electricidad, por lo que es necesario determinar una muestra para obtener resultados con un mayor grado de confiabilidad.

2.3.1.2 Muestra de estudio

La muestra de estudio corresponde a los denominados representantes de un universo o conjunto, establecer el tamaño de la muestra es un procedimiento que permite realizar un estudio viable y objetivo.

Por ende, el tamaño de la muestra se determinará a partir de la ecuación 1, tomada de la referencia [25].

$$n = \frac{N \cdot Z_{\left(\frac{\alpha}{2}\right)}^2 \cdot p \cdot q}{e^2 \cdot (N - 1) + p \cdot q \cdot Z_{\left(\frac{\alpha}{2}\right)}^2} \quad (1)$$

Donde,

N , es tamaño de la población;

$Z_{\left(\frac{\alpha}{2}\right)}$, es el valor de la distribución normal estándar para un determinado nivel de confianza;

p , es la proporción de elementos que poseen las característica de interés;

q , es la diferencia entre 1 y el valor p ;

e^2 , es el error de estimación máximo tolerable;

n , es el tamaño de la muestra.

El valor $Z_{\left(\frac{\alpha}{2}\right)}$ esta ligado con el intervalo de confianza, cuyos valores se encuentran detallados en la tabla 6[25], para esta investigacion se tomará un nivel de confianza del 95%.

Tabla 6 Valores $Z_{\left(\frac{\alpha}{2}\right)}$ para los niveles de confianza más comunes [25]

Nivel de confianza	α	$\alpha/2$	$z_{\alpha/2}$
90%	.10	.05	1.645
95%	.05	.025	1.96
99%	.01	.005	2.576

Según Anderson, *et al* [25], mencionan que para el valor p es factible proponer una buena aproximación, por lo que para el cálculo de la muestra se utilizará un valor para p de 0.99 debido a que cada una de las hidroeléctricas operantes en el país poseen las características necesarias para poder implementar un sistema de generación de hidrogeno verde.

e^2 es el margen de error que se está dispuesto a aceptar y para el cálculo del tamaño de muestra, este valor será del 6%.

Remplazando los valores en la ecuación 1, tenemos que:

$$n = \frac{76 \cdot (1,96)^2 \cdot (0,99) \cdot (1 - 0,99)}{(6\%)^2 \cdot (76 - 1) + (0,99) \cdot (1 - 0,99) \cdot (1,96)^2}$$

$$n = 9,38 \approx 9$$

Se calcula que la muestra es de 9, es decir, se analizará a nueve centrales hidroeléctricas de diferentes partes del país, las cuales se encuentran descritas en la tabla 7.

Tabla 7 Centrales hidroeléctricas seleccionadas para el estudio

Central Hidroeléctrica	Provincia
Agoyán	Tungurahua
San Francisco	Tungurahua
Pucará	Tungurahua
La Península	Tungurahua
Marcel Laniado de Wind	Guayas
Mazar	Azuay
Paute-Molino	Azuay
Illuchi N°1	Cotopaxi
Illuchi N°2	Cotopaxi

Estas centrales fueron seleccionadas por criterios de proximidad a la provincia de Tungurahua y a la disponibilidad de acceder a la información requerida para su estudio.

2.3.2 Plan de procesamiento y análisis

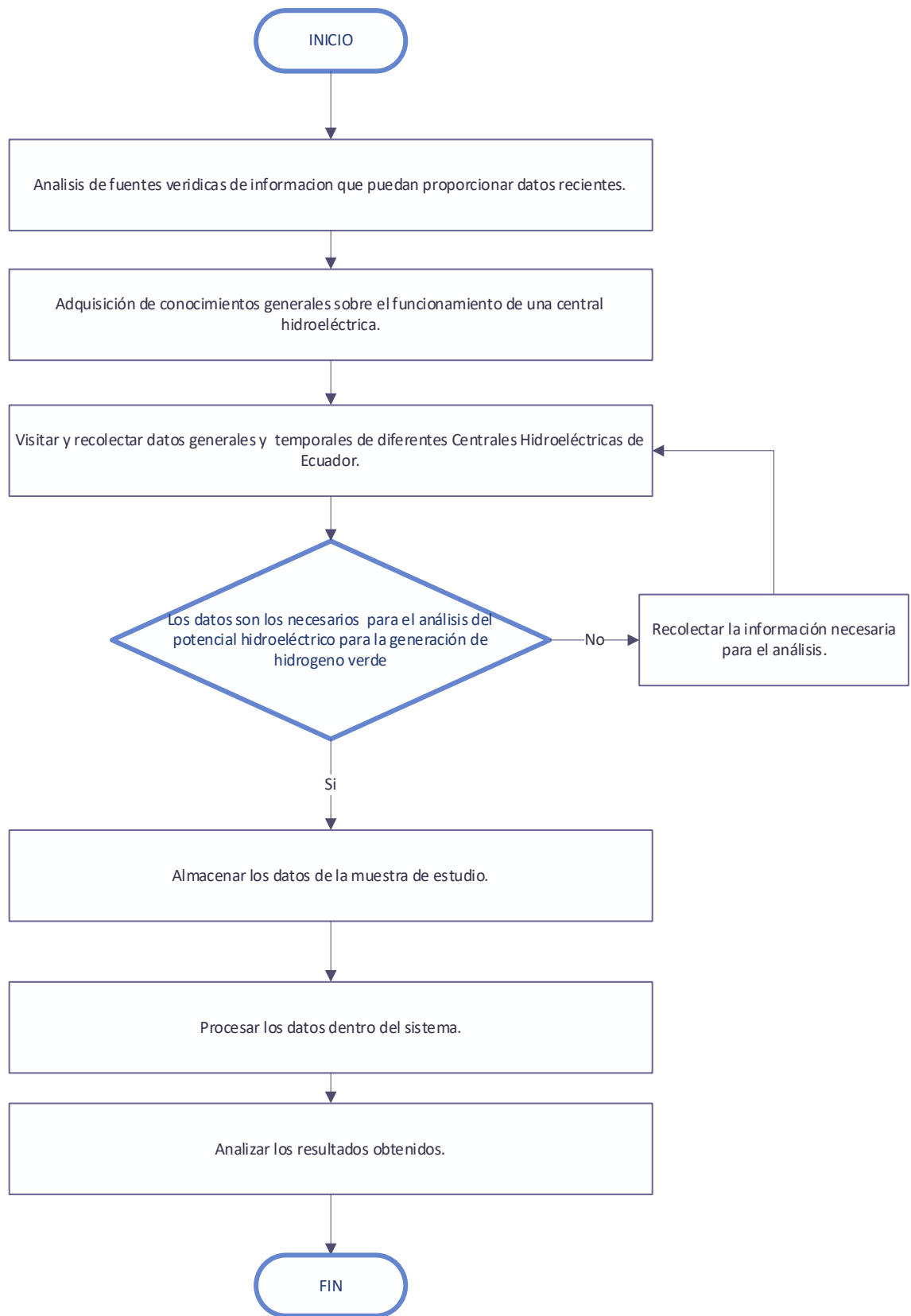


Figura 15 Flujograma de recolección y análisis de datos.

2.4 Hidrología del Ecuador

Ecuador es un país que abarca 256.370 km^2 de área territorial, y posee un alto potencial hídrico principalmente debido a la presencia de los Andes (sistema montañoso de Sudamérica) y a la alta pluviosidad que presenta todo el territorio nacional. Las vertientes hidrográficas del país se dividen en dos ramas: la vertiente del Pacífico, aquella que atraviesa la región Costa y que desemboca en el océano Pacífico; y la vertiente del Amazonas, que como su nombre lo dice atraviesa las llanuras amazónicas para luego desplegarse por miles de kilómetros hasta llegar al océano Atlántico [24].

Se estima un potencial hídrico en el Ecuador igual a $16.500 \text{ m}^3/\text{s}$, del cual $11.715 \text{ m}^3/\text{s}$ corresponde a la vertiente del Amazonas y $4.785 \text{ m}^3/\text{s}$ pertenece a la vertiente del Pacífico. De acuerdo con el ex Instituto Nacional de Electrificación (INECEL), las cuencas hidrográficas se han clasificado con relación al nivel de importancia de su potencial aprovechable, esta clasificación se muestra en las siguientes tablas 6 y 7 [24].

Tabla 8 Cuencas hidrográficas de Ecuador [24]

Cuencas hidrográficas	Área [km ²]	Potencial teórico [MW]	Potencial teórico aprovechable [MW]
Mira	6.022	2.887,2	488,5
Esmeraldas	21.418	7.530,4	1.878,5
Guayas	32.675	4.204,7	310,7
Cañar	2.462	1.338,6	112,2
Jubones	4.326	1.122,7	687,7
Puyango	4.965	960,9	298,7
Catamayo	11.012	1.085,9	459,6
Subtotal 1	82.880	19.130,4	4.235,9
Napo- Coca	5.641	7.643,5	6.355
Napo- Napo	26.987	13.125	5.929,5
Pastaza	20.543	11.101,7	1.434
Santiago- Namangoza	14.321	11.259,7	5.810,6
Santiago- Zamora	11.806	9.395,5	5.857,6
Mayo	3.720	1.733,9	859
Subtotal 2	83.018	54.259,3	26.245,7
Total	165.898	73.389,7	30.481,6

Tabla 9 Clasificación de las cuencas por potencial hídrico [24]

Clasificación	Cuencas hidrográficas	Potencial específico (MW/km)
Alto interés	Napo, Pastaza Bajo, Santiago y Aguarico	mayor a 6
Mediano interés	Mayo, Mira, Esmeraldas, S.M. Putumayo, Ceneba y Cayapas	3 a 6
Bajo interés	Curaray, Pastaza Alto, Morona, Cuayas, Babahoyo, Cañar, Jubones, Puyango y Catamayo	1 a 3
Sin interés	Mataje, Carchi, Verde, Muisne, Cojimies, Jama, Chone, Portoviejo, Jipijapa, Guayas (Daule), Zapotal, Taura, Arenillas, Zarumilla, Balao y Tigre	menor a 1

2.5 Proyectos hidroeléctricos de Ecuador

La figura 16 muestra la potencia instalada de las centrales de producción de energía renovable (hidráulica) en los últimos 10 años, teniendo un crecimiento desde el año 2016 gracias a la incorporación de grandes proyectos de generación en el país. Actualmente Ecuador cuenta con una capacidad instalada máxima de 5.155,30 MW de las cuales se destacan: Azuay que posee la mayor capacidad de generación (2.042,49 MW), básicamente 1.075 MW de electricidad es suministrada por la planta hidroeléctrica Paute-Molino. Napo se encuentra en el segundo lugar (1.565,60 MW), gracias al aporte de 1.500 MW de potencia nominal de la central Coca Codo Sinclair. Luego encontramos a la provincia de Tungurahua con 505,30 MW de capacidad divididas en las centrales Agoyán, San Francisco, Topo, La Península, Pucará y Rio verde Chico.

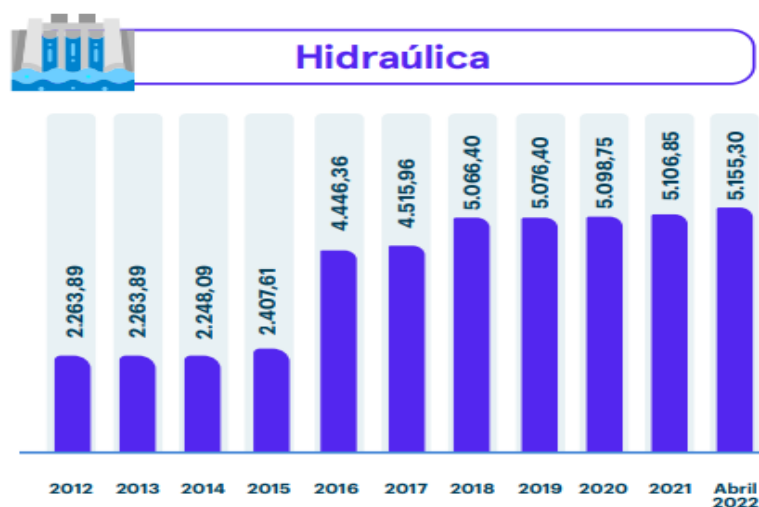


Figura 16 Potencia instalada por año de las Centrales hidroeléctricas [25]

Los proyectos hidroeléctricos que se encuentran en operación hasta la fecha de esta investigación se detallan en el anexo 1, dentro de esta podemos encontrar la potencia nominal y efectiva de las plantas generadoras de electricidad, los datos generales sobre su ubicación y empresa a la que pertenecen, además el número de turbinas que posee cada central, otro dato con el que se cuenta es un promedio anual de generación de electricidad.

La geolocalización de estas centrales de generación en el país nos permite localizarlas por provincia y cantón, permitiéndonos determinar su posible visita para la recolección de los datos necesarios para el análisis de esta investigación.

2.6 Potencial hidroeléctrico para la generación de H₂

Según el Plan maestro de electricidad (2018-2027) vigente en el Ecuador, en su capítulo cuatro [26], menciona que nuestro país cuenta actualmente con valores de potencial hidroeléctrico diversos y que en su mayor parte aún no han sido aprovechados:

- Potencial hidroeléctrico técnico, calculado por medio de los caudales medios mensuales: 91.000 MW.
- Potencial técnico factible: 31.000 MW (distribuidas en las diferentes cuencas hidrográficas del país).
- Potencial económicamente factible: 22.000 MW (en 11 cuencas hidrográficas del territorio nacional).

Este último hace referencia a la disponibilidad de los recursos necesarios para poder llevar a cabo un proyecto, es decir, la cantidad del recurso hidráulico con la que se cuenta a nivel nacional para su realización.

De acuerdo con [23], el potencial económico factible que se ha aprovechado pertenece a la potencia efectiva instalada en las 76 centrales hidroeléctricas del país (ver tabla 10), representando el 23% de todo el potencial que se puede utilizar, por lo que tenemos un 77% del potencial para ser aprovechado en futuras plantas generadoras.

Tabla 10 Número de centrales y potencia efectiva de centrales hidroeléctricas [25]

Tipo	Con Embalse		Sin Embalse		Total	
	Número de Centrales	Potencia Efectiva MW	Número de Centrales	Potencia Efectiva MW	Número de Centrales	Potencia Efectiva MW
Hidráulica	5	1.749,60	71	3.322,6	76	5.072,2
TOTAL					76	5.072,2

2.7 Producción teórica de hidrógeno

2.7.1 Escenario 1: por potencial económico factible

El potencial económico factible que aún no ha sido utilizado representa un 77% (16.940 MW), lo que nos abre las puertas para la estimación de la cantidad de hidrógeno que podría producirse a base de este potencial, para lo cual utilizaremos la ecuación 2, para la estimación del potencial hidroeléctrico que podría aprovecharse; esta es tomada de la referencia [27].

$$P_{hidro} = Pe \cdot \%_{minihidro} \quad (2)$$

Donde:

P_{hidro} , es el potencial hidroeléctrico aprovechable (MW);

Pe , es el potencial económico factible por aprovechar (MW);

$\%_{minihidro}$, es el porcentaje de minicentrales existentes en el país.

La figura 17 muestra el porcentaje de las hidroeléctricas según su clasificación por la potencia instalada que posee, dicha clasificación es referente a las centrales que se encuentran en operación hasta la fecha por lo que estos porcentajes pueden variar con el paso de los años.

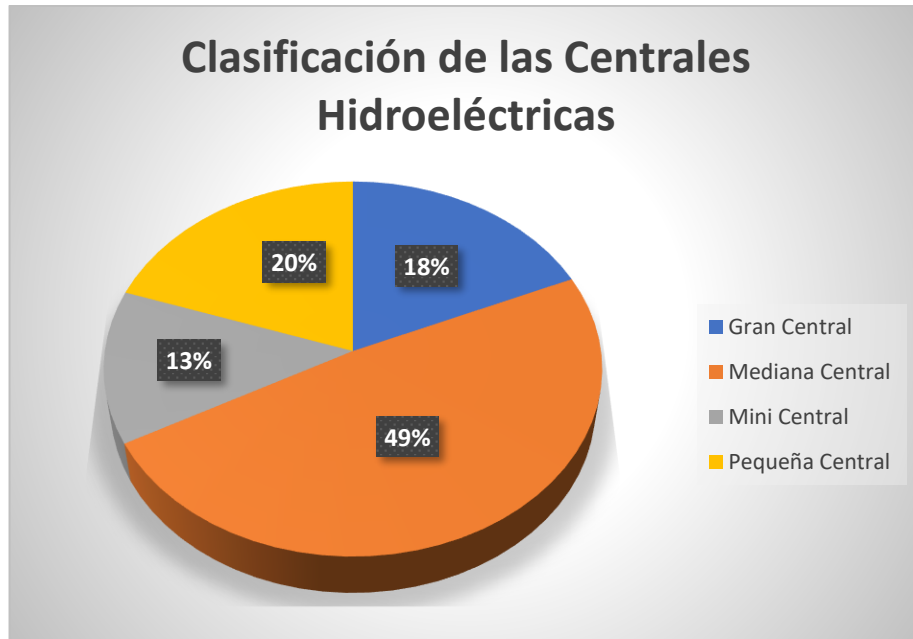


Figura 17 Clasificación de las centrales hidroeléctricas según su potencia

El 13% de las centrales del país corresponden a la clasificación de minicentrales, por lo que es válido suponer este valor dentro del cálculo del potencial hidroeléctrico aun si explotar.

Para el cálculo de energía eléctrica a generar con el potencial económico factible aprovechable, utilizamos la ecuación 3 [27]; donde haremos uso del factor de planta de cada una de las centrales de generación en estudio y las horas de trabajo durante todo el año de las centrales, tomando las 24 horas de los 365 días del año.

$$E_{hidro} = P_{hidro} \cdot h \cdot F_p \quad (3)$$

Donde,

E_{hidro} , energía generada con el potencial hidroeléctrico aprovechable (MWh);

h , horas de trabajo de todo el año (h);

F_p , factor de planta de cada central hidroeléctrica (%).

Finalmente, para determinar la cantidad de hidrogeno a producir durante un año calendario utilizamos la ecuación 4 [27], para ello es importante conocer la potencia requerida por el electrolizador para producir un kg de hidrógeno; el factor de conversión del sistema del electrolizador, el cual depende del modelo a utilizar y de su

tecnología (alcalina o PEM), pudiendo encontrar rangos de entre 74% a 94% [28]–[30] en electrolizadores comerciales y finalmente el factor de disponibilidad de la planta generadora, teniendo como dato previsto para centrales hidroeléctricas de pasada una disponibilidad del 90% y para centrales con embalse del 92% [31].

$$M1_{H_2} = \frac{E_{hidro} \cdot F_c \cdot F_d}{E_{electrolizador}} \quad (4)$$

Donde,

$M1_{H_2}$, es la cantidad de hidrógeno potencial producido (kg_{H_2});

F_c , es el factor de conversión del sistema electrolizador (%);

F_d , es el factor de disponibilidad de la central hidroeléctrica (%);

$E_{electrolizador}$, es la potencia requerida por el electrolizador para producir un kg de hidrógeno (kWh/kg).

2.7.2 Escenario 2: por vertimientos en los embalses

La mayoría de las centrales del país son de tipo pasada (ver figura 18), lo que significa que tienen una capacidad limitada de almacenamiento y la generación de electricidad se ve afectada ya que esta depende de la climatología y del caudal del río, por lo que cada una de las hidroeléctricas operantes tienen sus respectivas restricciones en el uso del agua y sus caudales, por lo que es necesario planificar el momento preciso para utilizar cierta cantidad de la energía producida por estas centrales.

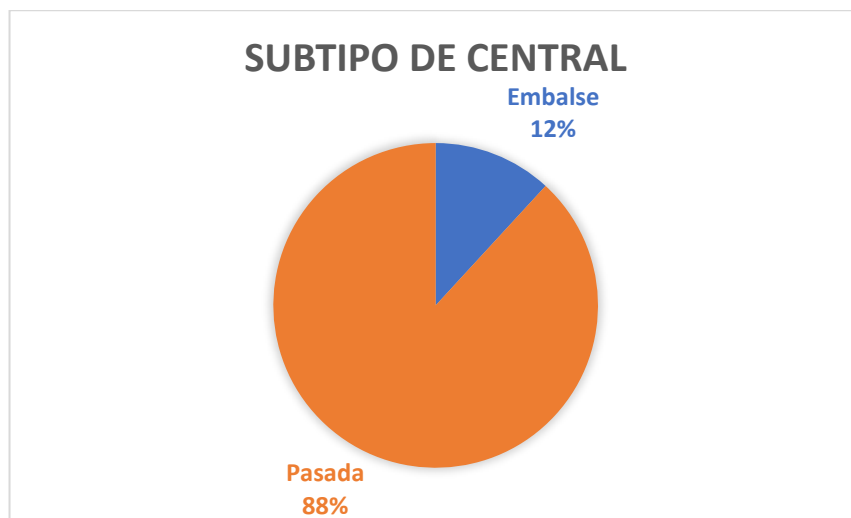


Figura 18 Subtipo de central en Ecuador

Pero desde el punto de vista de las centrales hidroeléctricas con embalse, estas cuentan un sistema de almacenamiento más conocidas como represas las cuales son capaces de almacenar agua en Hm^3 (Hectómetro cúbico) de volumen por lo que su disponibilidad de generación de electricidad es generalmente alta, lo que nos abre una puerta para un segundo método de análisis con los vertimientos de agua de cada central de generación con embalse; a través de los datos recopilados es posible crear una tabla con volumen de agua vertida y calcular el potencial energético a producirse y utilizarla para generar hidrógeno, aprovechando así estas aguas que se devuelven hacia el río sin turbinar.

El segundo escenario de estudio es estimado a base de la ecuación 5, tomado de la referencia [32], donde es indispensable conocer los datos de vertimientos de los embalses (ver anexo 2, 3, 4 y 5) y la altura o caída bruta utilizable, esta última es la diferencia entre el nivel máximo de operación y el nivel de salida del agua en metros sobre el nivel del mar (msnm) de la central hidroeléctrica.

$$E_{Hm^3} = \rho_{H_2O} \cdot g \cdot V \cdot H \cdot c \quad (5)$$

Donde,

E_{Hm^3} , es la energía potencial hídrica a partir del volumen de agua vertida (kWh);

ρ_{H_2O} , es la densidad del agua (kg/m^3);

g , es la aceleración gravitacional (m/s^2);

V , volumen de los vertimientos en los embalses (Hm^3);

H , altura neta utilizable de la central (m),

c , es la constante para convertir los Joules en kWh ($1 J \rightarrow 2,77 \times 10^{-13} GWh$).

A su vez para calcular el potencial de generación de hidrógeno ocupamos la ecuación 6, que fue tomada de la referencia [31].

$$M_{H_2} = \frac{E_{Hm^3} \cdot F_c \cdot F_d}{E_{electrolizador}} \quad (6)$$

Donde:

M_{H_2} , es la cantidad de hidrógeno potencial a producir (kg_{H_2});

F_c , es el factor de conversión del sistema electrolizador (%);

F_d , es el factor de disponibilidad de la central hidroeléctrica (%);

$E_{electrolizador}$, es la potencia requerida por el electrolizador para producir un kg de hidrógeno (kWh/kg).

2.7.3 Escenario 3: por energía suministrada a sistemas auxiliares

Los sistemas auxiliares utilizados dentro de las centrales hidroeléctricas están destinados a establecer y mantener las condiciones óptimas de funcionamiento, además se puede decir que son sistemas secundarios de vital importancia. Según [33] la energía eléctrica destinada a estos sistemas dentro de las plantas de generación de electricidad de fuente hidráulica representa alrededor del 0,2% de toda la capacidad de producción de energía bruta de la planta. Por lo que se propone en este estudio utilizar dicha energía suministrada a estos sistemas, utilizando electrolizadores de baja potencia y realizar los cálculos correspondientes de generación de hidrógeno verde con tal energía, para lo cual hacemos uso de la ecuación 7, tomada de la referencia [31]:

$$M3_{H_2} = \frac{E_{SA} \cdot F_c \cdot F_d}{E_{electrolizador}} \quad (7)$$

Donde,

$M2_{H_2}$, es la cantidad de hidrógeno potencial a producir (kg_{H_2});

E_{SA} , es la energía suministrada a equipos auxiliares (kWh);

F_c , es el factor de conversión del sistema electrolizador (%);

F_d , es el factor de disponibilidad de la central hidroeléctrica (%);

$E_{electrolizador}$, es la potencia requerida por el electrolizador para producir un kg de hidrógeno (kWh/kg).

2.8 Centrales hidroeléctricas de estudio

2.8.1 Ubicación geográfica de las plantas generadoras de electricidad de estudio

Se hace uso del software Google Earth para ubicar las centrales hidroeléctricas dentro de nuestro país con embalse y las centrales hidroeléctricas dentro de la provincia de Tungurahua y cercanas a ella.



Ilustración 1 Mapa con la ubicación de los puntos de interés a estudiar [34]

2.8.2 Central hidroeléctrica La Península

La minicentral hidráulica La Península, perteneciente a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A, está ubicada en la provincia de Tungurahua, cantón Ambato, sector la Península, en las coordenadas geográficas 1°14'25.02"S, 78°36'11.26"O. Su actividad principal es la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica generada a la parroquia Izamba y al sector la Península.



Ilustración 2 Ubicación de la Central Hidroeléctrica La Península [34]

En esta central operan 4 grupos generadores, las cuales están divididas en grupos de trabajo 1, 2 y 3 para las turbinas pequeñas y un grupo de trabajo 4 para la turbina grande, estos grupos de trabajo cumplen con las actividades de generación, transformación y distribución de energía eléctrica en los sectores antes mencionados.



Ilustración 3 Central Hidroeléctrica La Península

La casa de máquinas de la central es un edificio de un solo piso que cuenta con una grúa elevada, dentro de ella se encuentra los 4 grupos generadores, de los cuales una turbina tiene una potencia nominal de 1,5 MW y los 3 restantes cuentan con 0,5 MW de potencia, teniendo finalmente una potencia nominal instalada de toda la planta de 3 MW. Además, dentro de esta se encuentran el departamento de control tanto para los grupos generadores como para el sistema de abastecimiento a la subestación de distribución.



Ilustración 4 Casa de máquinas de la Central La Península

El proyecto se abastece del caudal del río Ambato, cuyo valor promedio anual es de $1,8 \text{ m}^3/\text{seg}$, sin embargo, con este valor, la cantidad de agua necesaria no es suficiente para que la generación sea constante durante todo el día, por ende, esta central cuenta con un pequeño almacenamiento de agua que necesita al menos un nivel de 800 m^3 para poder generar 0,5 MW de su capacidad total. El volumen almacenamiento total de esta es de 10.000 m^3 de los cuales solamente son necesarios 8.000 m^3 para que los cuatros grupos generadores trabajen a su máxima capacidad.

Tabla 11 Datos técnicos de la hidroeléctrica la Península (proporcionada por el personal técnico)

Características técnicas básicas de la C.H La Península		
Datos	Cantidad	
Número de turbinas	4	Francis
Potencial nominal	0,5	MW
Caudal nominal de agua	2,6	m^3/s
Caudal medio anual de agua	4,8	m^3/s
Caída nominal	125	m
Caída bruta	95	m
Producción media anual	2,5	GWh
Volumen total de acumulación de agua	10000	m^3
Volumen de acumulación de agua utilizable	800	m^3
Longitud de tubería de presión	210	m
Longitud de canal de conducción	2530	m

2.8.3 Central hidroeléctrica Agoyán

La central hidroeléctrica Agoyán perteneciente a la Unidad de Negocio Hidroagoyán, está ubicada en la provincia de Tungurahua, cantón Baños de agua Santa, parroquia Ulba, en las coordenadas geográficas $1^{\circ}23'53.27''\text{S}$, $78^{\circ}22'56.27''\text{O}$. Su actividad principal es la generación y transmisión de energía eléctrica en beneficio de todo el territorio nacional.



Ilustración 5 Ubicación de la Central Hidroeléctrica Agoyán [34]

Esta central de generación es una de las más importantes del país a razón de que posee una capacidad instalada de 156 MW, gracias a sus dos turbinas tipo Francis acopladas a dos generadores que producen 78 MW individualmente. Su embalse tiene un volumen de agua total de 1'850.000 m³, con una altura de 43 metros que aprovecha el caudal del río Pastaza [35].



Ilustración 6 Embalse de la central hidroeléctrica Agoyán [35]

Su casa de máquinas se encuentra a 120 metros por debajo de la superficie donde se encuentran sus dos grupos generadores ya mencionados anteriormente, las dimensiones de este edificio que cuenta con 4 pisos es de 18 metros de ancho, 50 metros de largo por 34 metros de alto [36].

Tabla 12 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica Agoyán [36]

Características técnicas básicas de la C.H Agoyán		
Datos	Cantidad	
Número de turbinas	2	Francis
Potencia nominal	78	MW
Caudal nominal de agua	123,7	m ³ /s
Caudal medio mínimo de agua	64,6	m ³ /s
Volumen total de acumulación de agua	1'850.000	m ³
Volumen de acumulación de agua utilizable	1'090.000	m ³
Altura de la represa	43	m
Ciada bruta de agua	161	m

2.8.4 Central hidroeléctrica Pucará

La central hidroeléctrica Pucará está ubicada en la provincia de Tungurahua, Cantón Píllaro en las coordenadas geográficas 1° 4'45.25"S, 78°27'18.98"O; la cual es propiedad de la empresa Hidropucará S.A (hoy en día Hidroagoyán), esta central aprovecha las aguas del embalse de Pisayambo ubicado en el Parque Nacional Llanganates.

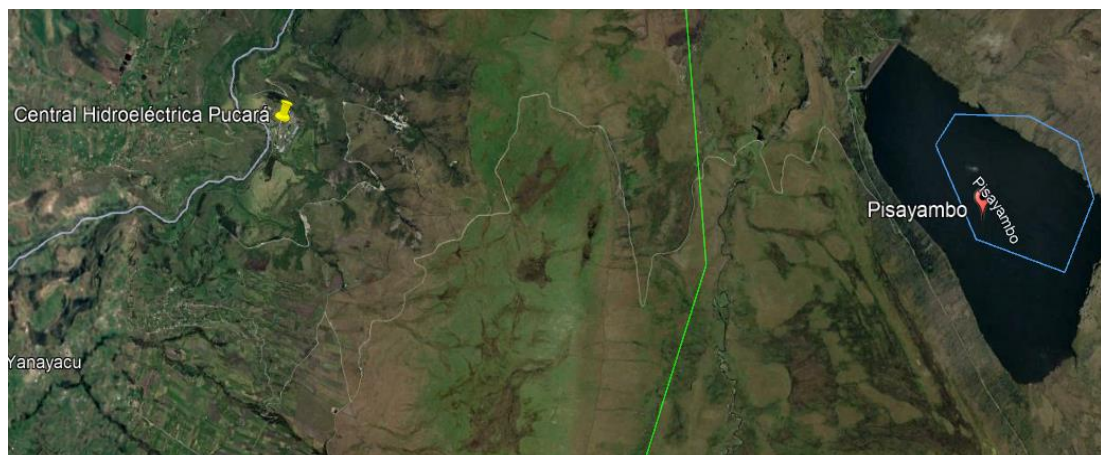


Ilustración 7 Ubicación de la Central hidroeléctrica Pucará y el embalse Pisayambo [34]

El embalse aprovecha los caudales de los ríos Talatag, Quillopaccha y Agualongopungo, que son conducidos por obras de captación hacia la represa, teniendo un almacenamiento total de 100'706.000 m³ de agua, de los cuales el volumen aprovechable es de 90'000.000 m³ de agua acumulada. El agua turbinada se devuelve al río Yanayacu por un túnel de descarga [36].

Esta planta de generación cuenta con dos grupos turbina – generador, que cuenta con dos turbinas tipo Pelton de potencia de 36,5 MW cada una, estas están ubicadas en la casa de máquinas juntamente con la sala de control [36].



Ilustración 8 Casa de máquinas de la Central Hidroeléctrica Pucará [35]

Esta estación se encuentra bajo el suelo teniendo una longitud de 47,50 metros, ancho de 12 metros y una altura total de 25,45 metros, a la cual se ingresa por un túnel de 243 metros. Esta central se conecta con las subestaciones de Mulalo y Ambato por líneas de un solo circuito a 138 Kv [36].

Tabla 13 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica Pucará [35]

Características técnicas básicas de la C.H Pucará		
Datos	Cantidad	
Número de turbinas	2	Pelton
Potencia nominal	36,5	MW
Caudal medio de agua	5,11	m ³ /s
Caudal con hidrología lluviosa	5,8	m ³ /s
Volumen total de acumulación de agua	100'706.000	m ³
Volumen de acumulación de agua utilizable	90'000.000	m ³
Altura de la represa	41,2	m
Caída bruta de agua	444	m

2.8.5 Central hidroeléctrica San Francisco

La planta de generación San Francisco, que pertenece a la Unidad de Negocio Hidroagoyán, se encuentra ubicada en las estribaciones de la cordillera de Los Andes,

específicamente en la provincia de Tungurahua, Cantón Baños de agua Santa en las coordenadas geográficas $1^{\circ}23'45.06''S$, $78^{\circ}24'59.26''O$, en la cuenca media del río Pastaza.

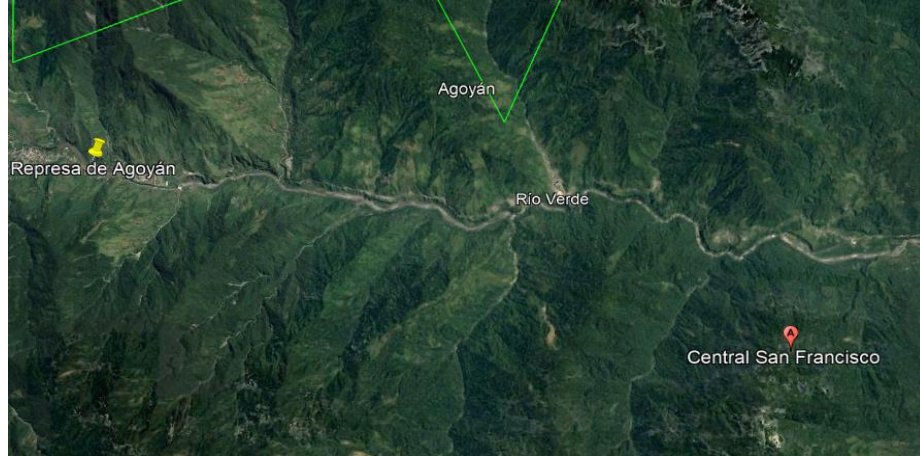


Ilustración 9 Ubicación de la Central Hidroeléctrica San Francisco [34]

Esta central está directamente ligada con la Central Agoyán debido a que recibe las aguas turbinadas de esta planta generadora mediante un túnel de interconexión revestido de hormigón de 6,4 metros de diámetro interior, este túnel lleva las aguas hacia la cámara de interconexión de 10 metros de ancho, 20 metros de alto y 100 metros de largo [36].



Ilustración 10 Casa de máquinas de la Central San Francisco [35]

Posee su casa de máquinas tipo caverna de 76 metros de largo, 19 metros de ancho por 42 metros de alto, en ella se encuentran dos turbinas tipo Francis de 115 MW cada

una, obteniendo una capacidad instalada total de 212 MW para la central hidráulica, que además cuenta con un puente- grúa de 210 toneladas [36].

Tabla 14 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica San Francisco [35]

Características técnicas básicas de la C.H San Francisco		
Datos	Cantidad	
Número de turbinas	2	Francis
Potencia nominal	115	MW
Caudal de diseño	58	m ³ /s
Caída bruta de diseño	213,4	m
Túnel de conducción	11,2	km
Caudal de diseño	116	m ³ /s
Longitud de tubería de presión	319,5	m
Díámetro interno	5700	mm

2.8.6 Central hidroeléctrica Mazar

El proyecto hidroeléctrico Paute Mazar que pertenece a la Unidad de Negocio CELEC Sur, está ubicada al suroeste de nuestro país, en la provincia de Azuay en el cantón Sevilla de Oro en las coordenadas geográficas 2°35'29.76"S, 78°47'03.66"O, cerca de los límites provinciales de Azuay y Cañar, que aprovecha el caudal del río Paute.

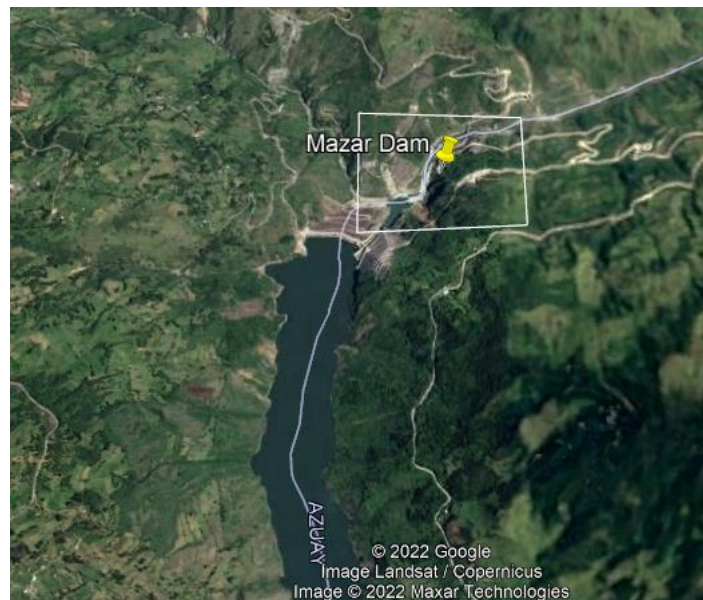


Ilustración 11 Ubicación de la planta generadora Paute Mazar [34]

Esta central contiene una represa de enrocado de 9 metros de ancho y 330 metros de largo con pantalla de hormigón de 410 millones de metros cúbicos de volumen de agua

almacenada y un volumen mínimo de operación de 101 millones de metros cúbicos, además que cuenta con un vertedero a cielo abierto más conocido como sistema de evacuación, está ubicado en la parte derecha del embalse y tiene como objetivo evacuar el agua de crecidas hacia una zona segura con el caudal del río [36].



Ilustración 12 Embalse de la planta generadora Mazar [35]

La central hidroeléctrica Mazar tiene una cada de máquinas de 62 metros de largo, 21 metros de ancho por 40 metros de alto y dentro de ella posee dos turbinas tipo Francis de 91,84 MW de potencia nominal cada una, dos generadores de 80 MW para tener una potencia instalada de 170 MW [36].

Tabla 15 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica Paute Mazar [35]

Características técnicas básicas de la C.H Paute Mazar		
Datos	Cantidad	
Número de turbinas	2	Francis
Potencia nominal	91,83	MW
Caudal de diseño	70,55	m ³ /s
Velocidad de rotación	257,14	rpm
Volumen total de acumulación de agua	410'000.000	m ³
Volumen de acumulación de agua utilizable	101'000.000	m ³
Altura de la represa	166	m
Caída bruta de agua	153	m

2.8.7 Central hidroeléctrica Paute Molino

La central hidroeléctrica Molino se ubica en la provincia de Azuay, Cantón Sevilla de Oro en las coordenadas geográficas $2^{\circ}34'30.42''S$, $78^{\circ}30'36.51''O$ y hace uso las aguas del embalse de Amaluza, la cual tiene una capacidad de almacenar 120 millones de metros cúbicos de agua con un volumen útil de 100 millones de metros cúbicos [35].

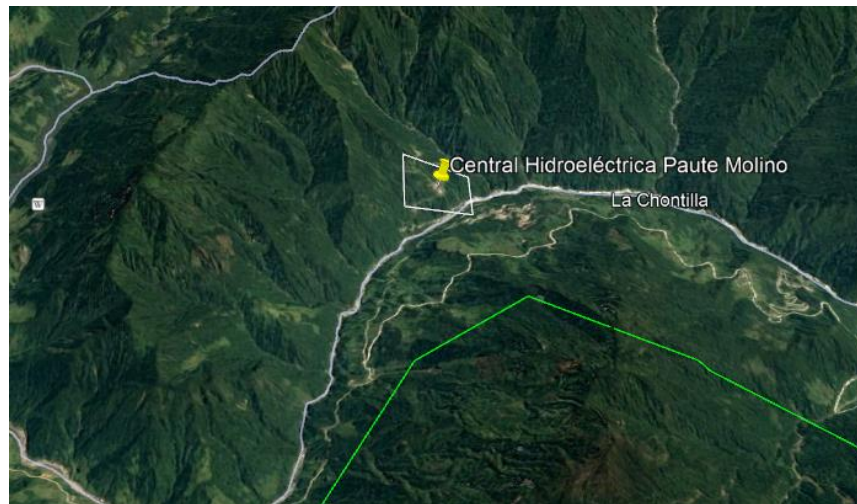


Ilustración 13 Ubicación de la Central Hidroeléctrica Molino [34]

Actualmente esta central pertenece a la Unidad de Negocio CELEC Sur y es la segunda más grande del país gracias a su potencia nominal de 1075 MW que aprovecha el caudal del río Paute, esta energía se genera gracias a sus 10 grupos generadores, las cuales hacen uso de turbinas tipo Pelton, 5 unidades cuentan con una potencia de 105 MW y las 5 restantes tienen una potencia de 115 MW las cuales se encuentran dentro de la casa de máquinas tipo caverna con las siguientes dimensiones (123 x 42 x 23)m [35].



Ilustración 14 Represa Daniel Palacios de la Central Hidroeléctrica Molino [35]

Tabla 16 Características técnicas básicas de la Central Hidroeléctrica Paute Molino [35]

Características técnicas básicas de la C.H Paute Molino		
Datos	Cantidad	
Número de turbinas	10	Pelton
Potencia nominal	115	MW
Longitud de canal de conducción	590	m
Longitud de tubería de presión	850	m
Volumen total de acumulación de agua	120'000.000	m ³
Volumen de acumulación de agua utilizable	100'000.000	m ³
Altura de la represa	170	m
Caída bruta de agua	668	m

2.8.8 Central hidroeléctrica Illuchi N° 1 y N° 2

Las centrales pertenecientes a ELEPCO S.A, están ubicadas en la provincia de Cotopaxi, cantón Latacunga en las coordenadas geográficas 0°55'8.16"S, 78°31'43.03"O para la central Illuchi 1 y 0°55'55.45"S, 78°32'48.50"O para la central Illuchi 2; estos proyectos se encuentran en puntos bien específicos para hacer uso del recurso hídrico para generar energía eléctrica y a su vez proporcionar de agua potable a la ciudad.



Ilustración 15 Ubicación de las Centrales Illuchi N° 1 y N° 2 [34]

La central Illuchi 1 posee 4 turbinas tipo Pelton, dos con su respectivo generador de marca BBC, conformando 4 grupos generadores de los cuales 2 tienen una capacidad

de 735 kW y los otros dos grupos cuentan con 1470 kW de potencia, esta planta hace uso del agua de un reservorio natural con un caudal de 350 l/s que es llevada mediante tuberías hacia la casa de máquinas con una altura meta de la caída de 290 metros para ahí mover las turbinas y generar electricidad.



Ilustración 16 Casa de máquinas de la Central Illuchi N° 1

La central Illuchi 2 posee características diferentes con respecto a la anterior debido a que utiliza las aguas turbinadas de la central antes mencionada, cuenta con dos grupos generadores de 2675 kW de potencia que cuenta con turbinas tipo Pelton más modernas en relación con las turbinas de la planta generadora Illuchi 1, utiliza una tubería de presión de 1723 metros de largo con un diámetro de 558 mm, que se encarga de llevar el agua hacia las turbinas para generar electricidad.



Ilustración 17 Casa de máquinas de la Central Illuchi N° 2

Tabla 17 Características técnicas básicas de la Central Illuchi N° 1 y N° 2 (proporcionada por el personal técnico)

Características técnicas básicas de la Central				
	Illuchi N° 1		Illuchi N° 2	
Datos	Cantidad		Cantidad	
Número de turbinas	4	Pelton	2	Pelton
Potencia nominal	0,735	MW	2,6	MW
Caudal medio anual de agua	0,35	m ³ /s	0,35	m ³ /s
Caída nominal	310	M	125	m
Caída bruta	290	M	95	m
Producción media anual	19,96	GWh	25,68	GWh
Longitud de tubería de presión	1150	m	1723	m
Diámetro de la tubería de presión	558	Mm	558	mm

2.8.9 Central hidroeléctrica Marcel Laniado

El proyecto hidroeléctrico Marcel Laniado de Wind pertenece a Hidronación, una unidad de negocio que forma parte de Celec EP; se encuentra ubicada en la provincia de Guayas, cantón El Empalme, en las coordenadas geográficas 0°55'41.85"S, 79°45'11.95"O. Este proyecto tiene varios fines de los cuales destacan: proteger la cuenca baja del río contra inundaciones, proporcionar riego y drenaje a la Península de Santa Elena, proporcionar agua de riego y potable a las comunidades de Manabí y la ciudad de Guayaquil además de generar electricidad para el sistema nacional interconectado (SNI) [35].



Ilustración 18 Ubicación de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado [34]

Esta central cuenta con 3 unidades de generación con turbinas tipo Francis de 71 MW de potencia cada una, además de contar con generadores de eje vertical con potencia nominal de 79 MVA para tener un total de potencia de la central de 213 MW.



Ilustración 19 Embalse Daule-Peripa de la Central Marcel Laniado [35]

La central hace uso de las aguas del embalse Daule – Peripa, el cual es un terraplén de 78 metros sobre el lecho del río, con una capacidad de almacenamiento de 6 mil millones de metros cúbicos de agua de los cuales 3800 millones de metros cúbicos de volumen son utilizables para la generación de electricidad. Posee 3 compuertas radiales de 8 por 15 metros las cuales sirven para verter el agua de las crecientes externas de los ríos [35].

Tabla 18 Características básicas técnicas de la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado [35]

Características técnicas básicas de la C.H Marcel Laniado		
Datos	Cantidad	
Número de turbinas	3	Francis
Potencia nominal	71	MW
Caudal de diseño	132,5	m ³ /s
Velocidad de rotación	164	rpm
Volumen total de acumulación de agua	6000'000.000	m ³
Volumen de acumulación de agua utilizable	3800'000.000	m ³
Altura de la represa	90	m
Caída bruta de agua	68	m

2.9 Fabricantes de electrolizadores

Actualmente existen grandes compañías que tratan de posicionarse en el mercado, buscando ganar protagonismo en la industria manufacturera de esta tecnología. Las principales empresas que lideran esta industria provienen de países de Europa, Asia y Estados Unidos.

Como ya se mencionó anteriormente existen 3 tipos de electrólisis, de las cuales la electrólisis alcalina y de membrana polimérica protónica son las más desarrolladas, por ende, son las que actualmente han desarrollado sistemas de 1000 kW hasta sistemas que superan los 20 MW de potencia, teniendo eficiencias hasta del 94% en el caso de electrolizadores alcalinos y llegando a tener hasta un 80% en los electrolizadores PEM.

2.9.1 NEL Hydrogen

Nel ASA es una empresa noruega que radica en la ciudad de Oslo, se dedica principalmente a ofrecer las mejores soluciones para generar, almacenar y distribuir hidrógeno a partir de energías renovables; desarrollando y mejorando constantemente las tecnologías de producción y estaciones de servicio de hidrógeno[28].

Esta compañía trabaja en varios proyectos a nivel mundial, la que incluye la puesta en marcha del primer tren impulsado por H₂ en Alemania; en 2019 junto a Hyundai Motor Company firma el acuerdo para suministrar alrededor de 60 a 80 MW para un total de 1000 camiones a base de hidrógeno y otras aplicaciones; en agosto del mismo año también llega a un acuerdo con Yara International para su proyecto de fertilizantes con aplicabilidad en la agricultura [28].

NEL comercializa electrolizadores de tecnología alcalina y PEM, seguros, rentables, de pureza y presión constantes en sus diversos modelos. Con rangos de producción de 4,5 kg/h hasta los 442 kg/h de H₂ que pueden alcanzar niveles de pureza de 99,99999% y un consumo energético entre 42,2 kWh/ kg H₂ a 50,085 kWh/ kg H₂ [28].

2.9.2 H-TEC Systems

H-TEC Electronic Co. Ltd. es una compañía alemana experta en hidrógeno, que impulsa la innovación y la transición energética mundial. Desarrolla electrolizadores

con tecnología PEM con el objetivo de convertir las energías renovables en H₂ verde lo que reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero en todo el planeta [29].

Los electrolizadores H-TEC en sus modelos HCS son diseñados de forma eficiente, económica, escalable y de la mejor calidad, contando con sistemas de entre 2 a 10 MW de potencia, los cuales pueden generar de 900 kg/día en el sistema de 2 MW hasta 4500 kg/día de hidrógeno en el sistema de 10 MW de potencia, teniendo una pureza del 99,99999% en volumen, con un consumo de energía eléctrica del electrolizador de 53,42 kWh/kg H₂ [29]

2.9.3 SIEMENS Energy

Siemens Energy es una empresa alemana que opera en la ciudad de Frankfurt, tiene como objetivo convertirse en la líder en tecnología energética a nivel mundial, sus productos, soluciones y servicios se encuentran disponibles en varios países donde sus principales negocios son la generación de energía, aplicaciones industriales, energía renovable a base de hidrógeno y nuevas soluciones energéticas [37].

Actualmente esta empresa cuenta con electrolizadores PEM con potencia de 17,5 MW de 24 módulos o stack que producen un total de 340 kg/h de hidrógeno, teniendo una eficiencia del 75% y una pureza en el volumen de H₂ del 99,9995% [37].

2.9.4 McPhy Energy

Es una empresa de origen francés que se especializa en equipos de producción y distribución de hidrógeno. Junto con el gobierno de Francia llevan a cabo el plan de convertir este país en el líder libre de carbono para el año 2030, para ello el proyecto Gigafactory se ubicará en la zona de Belfort y contribuirá en la innovación y desarrollo de electrolizadores alcalinos de una nueva generación para satisfacer las necesidades de Europa, haciendo énfasis en la descarbonización de la industria y aplicaciones del hidrógeno en movilidad y energía [38].

McPhy desarrolla electrolizadores alcalinos de nueva generación que alcanzan desde 20 MW hasta 100 MW de potencia, los cuales brindan confiabilidad y madurez necesaria para alcanzar una gran flexibilidad. Actualmente la empresa cuenta con electrolizadores de 100 kW hasta los 4 MW de potencia, que producen de 9 kg/h hasta

72 kg/h de H₂ con un consumo de energía eléctrica de 50,067 kWh/kg de hidrogeno y una eficiencia del 79% [38].

En la tabla 19 se enlista los electrolizadores alcalinos y PEM de mayor eficiencia de las marcas antes mencionadas, mismas que serán utilizadas dentro del análisis para calcular la probable cantidad de hidrogeno a producir en las centrales hidroeléctricas de estudio.

Tabla 19 Características energéticas y técnicas de los electrolizadores dentro del estudio [28], [29], [37], [38]

Modelo del fabricante	Tecnología	Producción de hidrogeno kg/h	Presión de producción de H ₂ Barg	Energía requerida por el sistema kWh/kg	Potencia requerida kW	Pureza del H ₂ %	Eficiencia del sistema %
NEL MC 250	PEM	22,10	30	50,085	1107	99,9995	79
NEL A 300	Alcalino	26,95	30	46,746	1260,00	99,9999	85
NEL A 485	Alcalino	43,58	30	44,52	1940,00	99,9999	89
NEL A 1000	Alcalino	87,15	30	43,402	3782,56	99,9999	91
NEL A 3880	Alcalino	348,61	30	42,294	14744,00	99,9999	94
NEL M 5000	PEM	442,05	30	50,085	22140,00	99,9995	79
H-TEC HCS 10	PEM	187,50	30	53,42	10016,25	99,9999	74
SIEMENS SILYZER 300	PEM	330,00	30	53,03	17500,00	99,9999	75
McPhy Mclyzer	Alcalino	79,90	30	50,085	4000,00	99,9999	80

2.10 Aplicaciones del hidrógeno

En este estudio se propone ciertas aplicaciones que se le puede dar al hidrógeno proveniente de energías renovables, una de las aplicaciones que más sobresale es en el sector de movilidad debido que este es uno de los sectores que más emisiones de CO₂ emiten hacia la atmosfera, ya que hace uso de combustibles fósiles.

Otra aplicabilidad que se le puede dar es en sistemas de calefacción gracias a que podemos quemar directamente el hidrógeno y obtener energía térmica; además que también bajo el mismo criterio se la puede aplicar en plantas siderúrgicas para la producción de acero líquido; una alternativa de uso del hidrógeno es en la generación

de electricidad utilizando pilas de combustible (proceso inverso de electrólisis) para edificios, hospitales o para las mismas centrales de generación y finalmente el uso en la producción de metanol renovable, en la figura 19 se muestra la aplicabilidad del hidrógeno al pasar los años hasta el 2050.

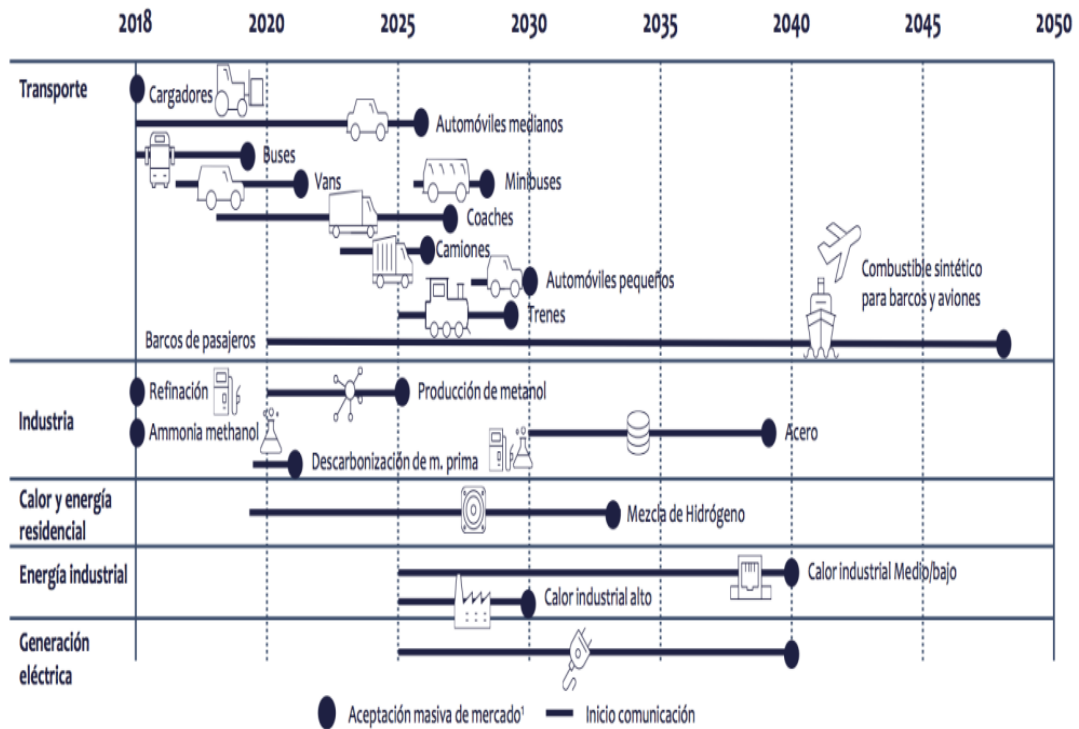


Figura 19 Aplicaciones del hidrógeno verde

2.10.1 Uso en el sector del transporte

La aplicabilidad del hidrógeno con mayor potencial es como combustible alternativo, sustituyendo a los combustibles tradicionales (diésel y gasolina), implicando la reducción exponencial de las emisiones de gases de efecto invernadero. Vehículos eléctricos que sean alimentados por H₂ convivirán con otras tecnologías y se estima que para el año 2050 estos vehículos tengan una cuota de venta alta, tal como se nos muestra en la figura 20 [15].

En la actualidad existen varios fabricantes que ya disponen de autos, camiones y buses eléctricos con pila de combustible a nivel comercial, tal es el caso de Hyundai con sus dos modelos Nexo y IX35, Toyota, Honda, General Motors, Volkswagen, Audi, BMW y Mercedes, entre otras marcas, cuentan con prototipos desarrollados y en vista de salir al mercado en un corto plazo [15].

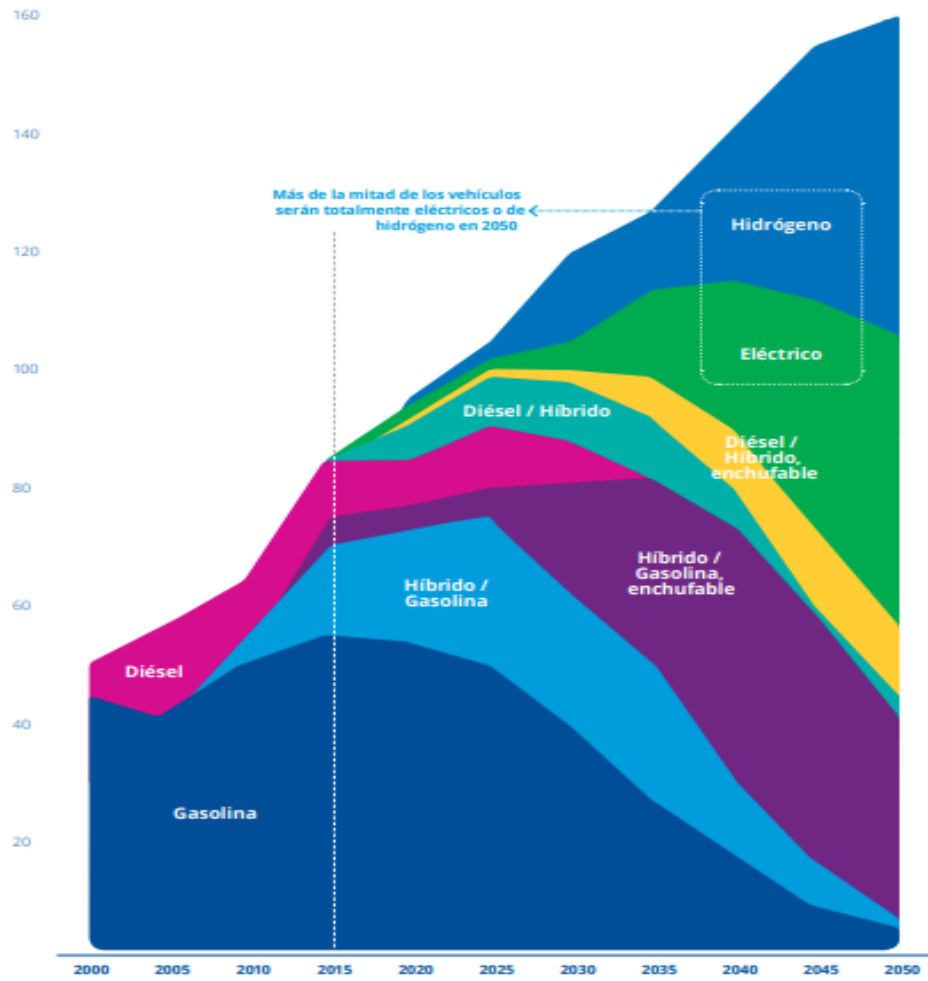


Figura 20 Estimación de ventas de vehículos a base de diferentes combustibles [15]

El uso del hidrógeno como combustible alternativo será un factor clave en la transición energética que contribuya a la descarbonización del sector transportista y en general del mundo, por lo que para estimar cuantos tanques de almacenamiento de hidrógeno que usan vehículos y buses y la distancia que se podría llegar a recorrer por la producción de kg_{H_2} (ver tabla 20) en centrales hidroeléctricas podemos hacer uso de la ecuación 8, tomada de referencia [39].

$$D_{H_2} = M_{H_2} \cdot \left(\frac{a}{T_{H_2}} \right) \quad (8)$$

Donde,

D_{H_2} , es la distancia por recorrer de los vehículos a base de hidrógeno (km);

M_{H_2} , es la cantidad de hidrógeno potencial producido (kg);

a , autonomía de los autos (km);

T_{H_2} , capacidad de almacenamiento de los tanques de hidrógeno (kg_{H_2}).

Actualmente existen automóviles y autobuses eléctricos de pila de combustible en Europa y Estados Unidos, que ya circulan en las calles, algunos de ellos con más de 10 años de garantía de operación, algunos de estos modelos son presentados en la tabla 20 [15].

Tabla 20 Especificaciones técnicas de vehículos y buses que funcionan con hidrógeno [15], [40]

	Vehículos		Buses		
	Marca	Hyundai	Octa	VanHool	
	Modelo	NEXO	IX35	Xcelsior	Exqui.City FC
Pila de combustible	Potencia	135 kW	124 kW	120 kW	-
Motor	Potencia	120 kW	100 kW	-	210 kW
	Torque	395 Nm	300 Nm	-	3600 Nm
Tanque de almacenamiento de Hidrógeno	Capacidad	6,33 kg	5,64 kg	60 kg	38,5 kg
Autonomía	Rango	754 km	954 km	500 km	451 km

Adicionalmente, existen prototipos para uso en vehículos para movilidad en interiores de centros logísticos, mediante montacargas eléctricos siendo estos alimentados por hidrógeno; a su vez en el sector del transporte de largas distancias, ferroviario, marítimo y aéreo tiene una gran aplicación gracias a las regulaciones ambientales a las cuales se deben regir, por ende en los últimos años se han creado varios prototipos ya en funcionamiento lo que abre nuevas puertas para el uso progresivo del hidrógeno [15].

2.10.2 Uso en el sector energético

El uso del hidrógeno dentro del sector energético tiene varias ventajas, fundamentalmente en la reducción de emisiones de CO₂ y en el almacenamiento de energías en rangos de GWh durante periodos largos tal y como se muestra en la figura 21 [15].

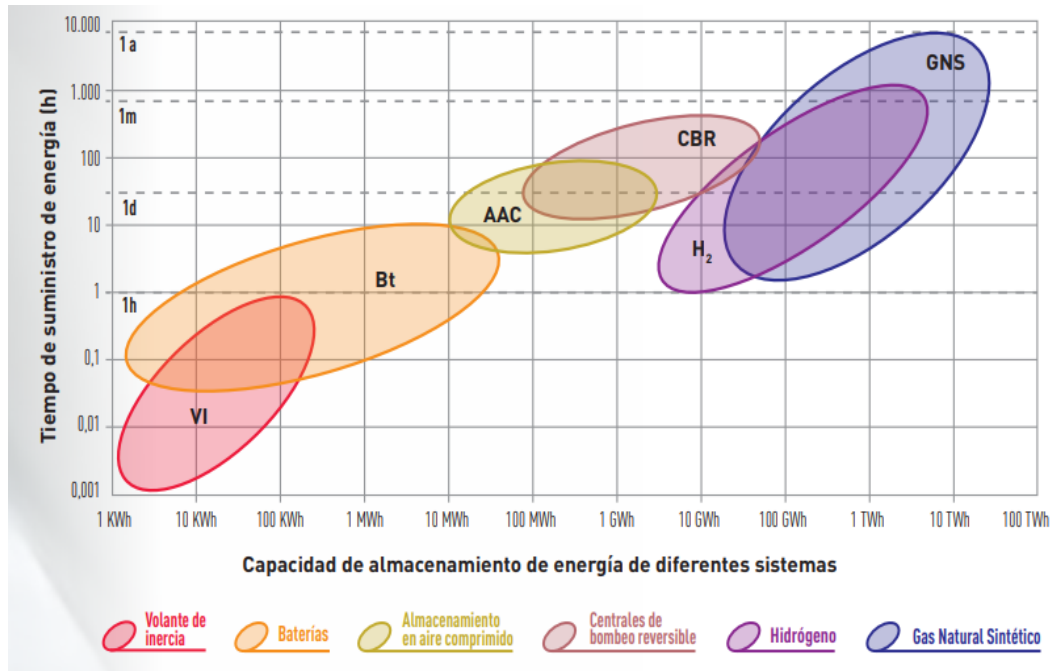


Figura 21 Capacidad de almacenamiento de energía de diferentes sistemas [15]

En las plantas de generación de electricidad existe un potencial nominal de producción por lo que en determinados momentos existe un excedente de energía eléctrica, misma que se estudia en esta investigación (hidroeléctricas), a partir de estos excedentes se genera hidrógeno y se almacena en tanques a presión básicamente, de forma que cuando la demanda energética sea inferior a la requerida, el hidrógeno previamente obtenido y almacenado es introducido en pilas de combustible, las cuales realizan proceso inverso de electrólisis, produciendo una reacción electroquímica donde se genera electricidad, agua y calor por la reacción entre el hidrógeno y el oxígeno del aire [15].

En la figura 22 se puede observar el sistema implementado por la planta Enertrag, la cual hace uso de los excedentes de la energía eólica para generar hidrogeno por medio de un sistema electrolizador y su posterior almacenamiento, este H₂ almacenado es aprovechado para producir energía eléctrica, térmica y además para proveer de dicho elemento hacia las estaciones de servicio [15].

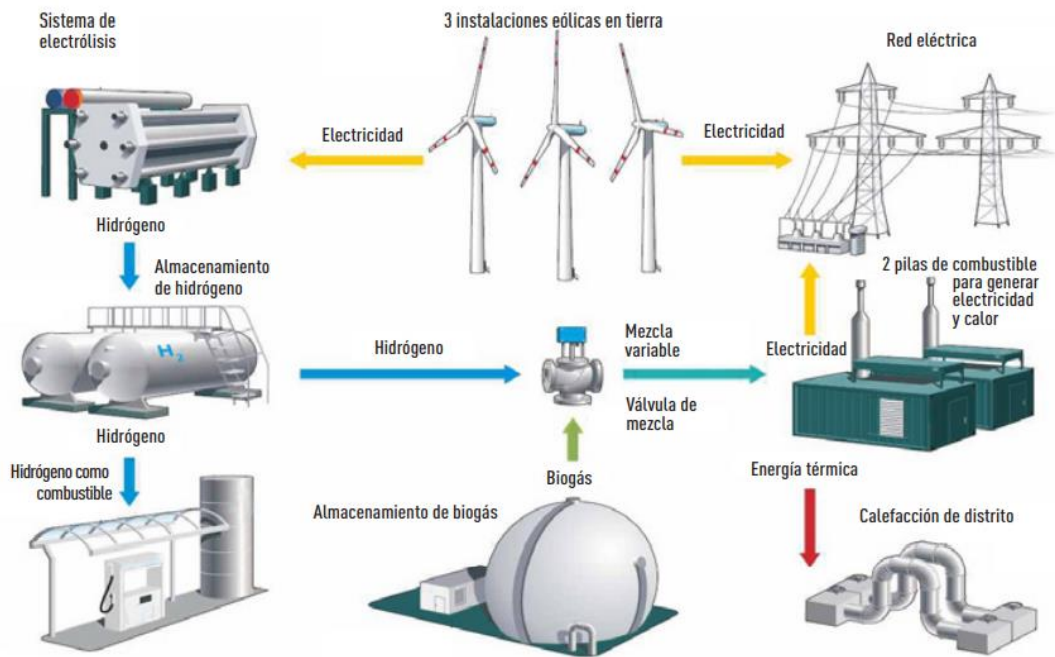


Figura 22 Sistema de almacenamiento de energías renovables mediante hidrógeno [15]

Además de esta, sobresale la planta eólica de Mainz, propiedad de Siemens la cual utiliza ese hidrogeno almacenado para inyectarlo a la red de gas natural por un lado y por otro para llenar remolques de hidrógeno a presión y trasportarlas hacia las estaciones de servicio conocidas como hidrogeneras [15].

Para determinar la cantidad de energía eléctrica generada por las pilas de combustible se hace uso de la ecuación 9, donde es necesario conocer la eficiencia de la pila de combustible y el poder calorífico inferior del hidrógeno; y la ecuación 10 para energía térmica, donde se conoce que el factor de producción es de 33,31 kWh/kg [39].

$$E_e = M_{H_2} \cdot PCI \cdot n \quad (9)$$

Donde,

E_e , es la energía eléctrica producida por la pila de combustible (kWh);

M_{H_2} , es la cantidad de hidrógeno potencial producido (kg);

PCI , es el poder calorífico inferior del hidrógeno (kWh/kg);

n , es la eficiencia de la pila de combustible (%).

$$E_T = M_{H_2} \cdot \rho \cdot C \quad (10)$$

Donde,

E_T , es la energía térmica producida (MJ);

M_{H_2} , es la cantidad de hidrógeno potencial producido (kg);

ρ , es el factor de producción por quema directa del hidrógeno (kWh/kg);

C , es la constante para convertir los kWh a MJ ($1 kWh \rightarrow 3,6 MJ$).

Estas energías fácilmente pueden aprovecharse dando electricidad y calefacción al sector residencial, comercial e industrial, siendo una de las aplicaciones más esperanzadoras del hidrógeno.

2.10.3 Uso en el sector industrial

El hidrógeno en la industria del acero puede ser una alternativa para las empresas siderúrgicas que deseen reducir drásticamente las emisiones de carbono al ambiente, sustituyendo la producción tradicional del acero que hace uso de combustibles fósiles, los cuales generan alrededor del 10% de emisiones de CO₂ a nivel mundial por lo que varios fabricantes de acero en Alemania y Corea ya trabajan en la fabricación de acero utilizando hidrógeno en vez de carbón y se espera que siga la transición hacia la producción verde de este material [41].

La ecuación 11, tomada de [39] permite calcular la cantidad de acero líquido que se podría producir mediante la utilización de hidrógeno almacenado a presión, teniendo en cuenta que para generar una tonelada de acero se requiere 3,72 kWh de energía.

$$A_L = \frac{M_{H_2} \cdot PCI}{E_c} \quad (11)$$

Donde,

A_L , es la cantidad de acero líquido que se puede producir (t);

M_{H_2} , es la cantidad de hidrógeno potencial producido (kg);

E_c , es la energía requerida para generar una tonelada de acero (kWh).

Otra aplicación dentro del sector industrial que se le puede dar al hidrógeno es en la producción de metanol renovable, siendo esta tecnología que menos ha sido estudiada, pero con grandes proyecciones por las aplicaciones que se puede dar al metanol, por

lo que para estimar un rango de producción de este se hace uso de la ecuación 12, donde se conoce que por un kilogramo de hidrógeno se puede producir 4,643 kg de metanol [39].

$$M_R = M_{H_2} \cdot m \quad (12)$$

Donde,

M_R , es la cantidad de metanol renovable (kg);

M_{H_2} , es la cantidad de hidrógeno potencial producido (kg);

m , es el metanol producido con un kg de hidrógeno (kg/kg_{H_2}).

2.11 Análisis económico de producción de hidrógeno

Para determinar el costo de producción de hidrógeno proveniente de energía renovable en este caso hidroeléctricas, se toma el escenario tres como el principal escenario para estimar este costo; los escenarios uno y dos son opciones de estudio con altos potenciales de generación de hidrógeno que en un futuro serán atractivos por su costo y por la competitividad que alcanzarán con otros métodos de obtención de H_2 .

De este modo, para calcular el costo de producción de hidrógeno verde se hace uso de las ecuaciones 13 y 14, tomadas de la referencia [39].

$$CP_{H_2} = \frac{C_{inv} + C_{ee}}{M_{H_2}} \quad (13)$$

Donde,

CP_{H_2} , es el costo de producción de hidrógeno (USD/kg);

C_{inv} , es el costo anual de inversión del electrolizador (USD/año);

C_{ee} , es el costo de energía eléctrica utilizada por el electrolizador (USD/año).

$$C_{inv} = C_{elect} \cdot f_{recup} + \left(\frac{C_{elect} \cdot OM}{100} \right) \quad (14)$$

Donde,

C_{elect} , es el costo total del electrolizador (USD),

f_{recup} , es el factor de recuperación de capital (0,15),

OM , es la tasa de operación y mantenimiento de la planta (0,4).

CAPÍTULO III

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

3.1 Cálculos de generación de hidrógeno verde para cada uno de los escenarios de estudio

Escenario 1

Del potencial económico factible (16.940 MW) que no se aprovechado de las cuencas hidrográficas del país, se toma el 13% debido a que este valor corresponde a la clasificación minicentrales hidroeléctricas por lo que este valor es tomado para usarlo en la ecuación 2 para el cálculo del potencial hidroeléctrico por explotar.

$$P_{hidro} = Pe \cdot \%_{minihidro}$$

$$P_{hidro} = 16.940 \text{ MW} \cdot 13\%$$

$$P_{hidro} = 2.202,2 \text{ MW}$$

Luego para determinar la cantidad de energía eléctrica que produciría cada central hidroeléctrica con este potencial hidroeléctrico aprovechable, es necesario conocer el factor de planta de cada central y las horas de funcionamiento anuales (8760 h) para ser reemplazadas en la ecuación 3.

$$E_{hidro} = P_{hidro} \cdot h \cdot F_p$$

$$E_{hidro} = 2202,2 \text{ MW} \cdot 8760 \text{ h} \cdot 76,37\%$$

$$E_{hidro} = 14732744,43 \text{ MWh} \rightarrow 14732,74 \text{ GWh}$$

Y finalmente para conocer la cantidad de hidrógeno verde a generarse en la central se toma a la ecuación 4, la cual depende de diferentes variables que ya se han mencionadas anteriormente. Por lo cual tenemos:

$$M1_{H_2} = \frac{E_{hidro} \cdot F_c \cdot F_d}{E_{electrolizador}}$$

$$M1_{H_2} = \frac{14732,74 \text{ GWh} \cdot 94\% \cdot 92\%}{4,2294 \times 10^{-5} \text{ GWh/kg}}$$

$$M1_{H_2} = 300,06 \times 10^6 \text{ kg}_{H_2}/\text{año}$$

Escenario 2

Con los vertimientos que se dan en las centrales con embalse, se utiliza la ecuación 5 para estimar la cantidad de energía eléctrica que se generaría con esta agua sin turbinar que es devuelta al caudal del río.

$$E_{Hm^3} = \rho_{H_2O} \cdot g \cdot V \cdot H \cdot c$$

$$E_{Hm^3} = 997 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 3423,30 \text{ Hm}^3 \cdot 668 \text{ m} \cdot 2,77 \times 10^{-13} \text{ GWh}$$

$$E_{Hm^3} = 6200,52 \text{ GWh}$$

Para calcular la cantidad de hidrógeno que se generaría con esta energía se utiliza la ecuación 6, reemplazando los valores tenemos que:

$$M_{2H_2} = \frac{E_{Hm^3} \cdot F_c \cdot F_d}{E_{\text{electrolizador}}}$$

$$M_{2H_2} = \frac{6200,52 \text{ GWh} \cdot 94\% \cdot 92\%}{4,2294 \times 10^{-5} \text{ GWh/kg}}$$

$$M_{2H_2} = 123,54 \times 10^6 \text{ kg}_{H_2}/\text{año}$$

Escenario 3

Por último este escenario solo hace uso de la ecuación 7, debido a que toma una parte de la energía eléctrica que se entrega a los sistemas auxiliares de las centrales, estos datos se encuentran detallados en la tabla 33, por lo que para este caso se generaría la siguiente cantidad de hidrógeno verde:

$$M_{3H_2} = \frac{E_{SA} \cdot F_c \cdot F_d}{E_{\text{electrolizador}}}$$

$$M_{3H_2} = \frac{13,520 \text{ GWh} \cdot 89\% \cdot 92\%}{4,452 \times 10^{-5} \text{ GWh/kg}}$$

$$M_{3H_2} = 248,51 \times 10^3 \text{ kg}_{H_2}/\text{año}$$

Los resultados para cada una de las centrales hidroeléctricas dentro de esta investigación se muestran a continuación de acuerdo con el escenario de estudio en el que se encuentren.

3.2 Resultados obtenidos por potencial económico factible

3.2.1 Energía generada por el potencial económico factible en las centrales de estudio

En el primer escenario de estudio se toma el 13% del potencial económico factible de las cuencas hidrográficas del país, por lo que este potencial sin explotar es válido para los cálculos de generación de electricidad en las centrales hidroeléctricas de estudio.

Tabla 21 Energía generada por la centrales hidroeléctricas para la producción de hidrógeno

CENTRAL HIDROELÉCTRICA	FACTOR DE PLANTA %	POTENCIAL MINIHIDRO (MW)	ENERGÍA GENERADA (GWh)
Molino	56,95	2202,2	10986,38
Mazar	50,13		9670,71
Agoyán	76,37		14732,74
San Francisco	72,08		13905,15
Pucará	35,80		6906,28
La Península	4,80		925,98
Illuchi N 1	56,9		10992,17
Illuchi N 2	58,63		11310,47
Marcel Laniado	56,38		10876,42

La tabla 21 muestra los resultados de los cálculos obtenidos haciendo uso de la ecuación 2 y 3 para cada central, la energía que se generaría en las centrales se asocia con el potencial mini hidro y el factor de planta, además se asume que las plantas generadoras trabajan las 24 horas de día por los 365 días del año, aprovechando el 100% de su capacidad.

Las centrales con mayor potencial de generación son las que presentan un mejor F_p , esto se ve reflejado en la figura 23 donde se observa que a mayor factor de planta de las centrales de estudio mayor será su generación de energía eléctrica para su uso en producción de hidrogeno verde.

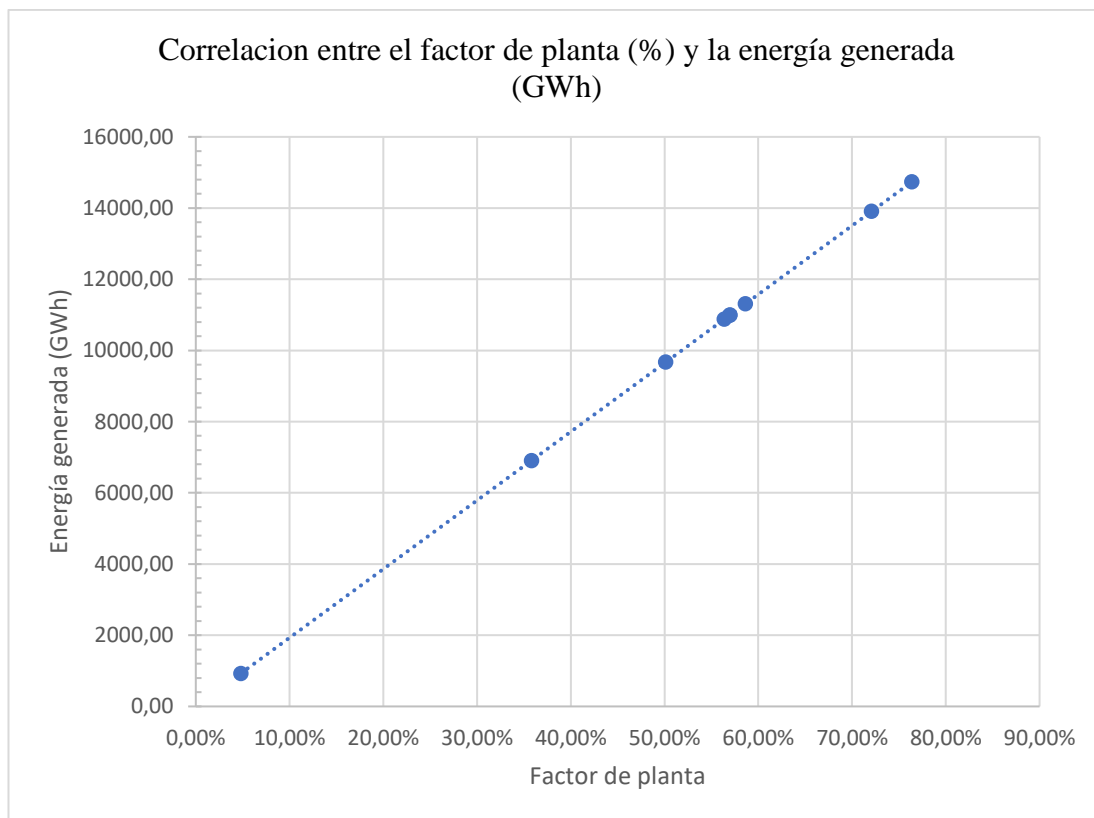


Figura 23 Correlación entre el factor de planta y la energía generada

3.2.2 Hidrógeno verde producido

La energía eléctrica generada por cada central hidroeléctrica será aprovechada para producir hidrógeno con los diferentes modelos de electrolizadores seleccionados para el análisis, para ello se hace uso de los datos técnicos del sistema electrolizador y de los factores de disponibilidad de las plantas de generación, 90% para centrales tipo pasada y 92% para las centrales que cuentan con embalse.

La tabla 22 muestra la cantidad de hidrógeno a producir con el potencial energético de las centrales de generación, utilizando diferentes electrolizadores tanto alcalinos como de membrana de intercambio de protones (PEM). Dentro de esta tabla se puede observar que las centrales Agoyán y San Francisco son las que presentan un rango de producción mayor en comparación con las demás plantas de generación. Mientras que la central que menor producción de hidrógeno es la central hidroeléctrica La Península.

Tabla 22 Hidrógeno verde producido con diferentes electrolizadores industriales

CANTIDAD DE HIDRÓGENO A PRODUCIR (x10 ⁶ kgH ₂ /Año)									
CENTRAL HIDROELÉCTRICA	MODELOS DE ELECTROLIZADORES								
	NEL MC 250	NEL A 300	NEL A 485	NEL A 1000	NEL A 3880	NEL M 5000	H-TEC HCS 10	SIEMENS SYLIZER 300	McPhy Mclzyer
Molino	159,56	183,17	201,94	212,48	223,76	159,56	140,26	142,33	161,45
Mazar	140,45	161,23	177,76	187,03	196,96	140,45	123,46	125,28	142,11
Agoyán	213,97	245,63	270,80	284,94	300,06	213,97	188,09	190,86	216,50
San Francisco	201,95	226,79	250,04	263,08	277,05	197,56	173,66	176,23	199,89
Pucará	100,30	115,14	126,95	133,57	140,66	100,30	88,17	89,47	101,49
La Península	13,45	15,10	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Illuchi N 1	159,64	179,28	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Illuchi N 2	164,27	184,47	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Marcel Laniado	157,96	181,33	199,92	210,35	221,52	157,96	138,85	140,90	159,83

Nota: las centrales hidroeléctricas La Península, Illuchi N° 1 e Illuchi N° 2, no son tomadas en cuenta para los cálculos con algunos de los electrolizadores dentro del estudio debido a que requieren una potencia superior y solamente son tomadas en cuenta para los cálculos con electrolizadores de baja potencia.

En la figura 24 se muestra la representación en barras de la producción de hidrógeno de los diferentes electrolizadores, donde los alcalinos muestran una mejor capacidad de generación, siendo el modelo NEL A 3880 el que exhibe números más altos de hidrógeno que se puede producir, esto debido a que presenta un factor del sistema de 94% y requiriendo una potencia de 14,7 MW, seguido del modelo NEL A 1000, el cual cuenta con 91% de eficiencia y de requerir la potencia de 4 MW.

Por otro lado, los electrolizadores PEM con mayor producción son los modelos NEL MC 250, el cual cuenta con una eficiencia del 79% y requiriendo de 1 MW de potencia, siendo este el que menos hidrógeno produciría en comparación con los demás electrolizadores, luego tenemos al modelo H-TEC HCS 10, con la misma eficiencia anteriormente dicha pero el cual requiere de una potencia de 10 MW, teniendo la diferencia a la hora de la producción donde este último generará muchos más kilogramos de hidrógeno gracias a su capacidad de producción.

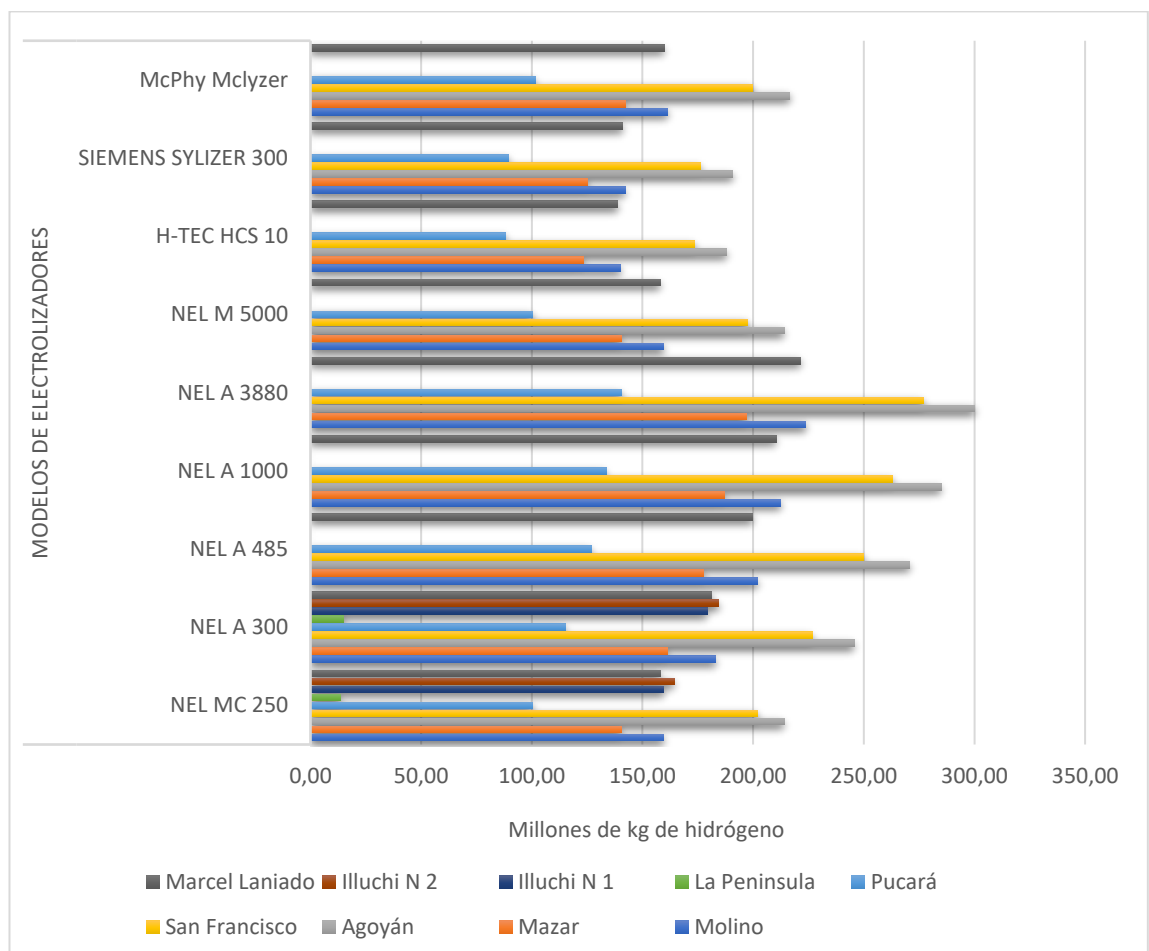


Figura 24 Cantidad de hidrógeno producido por las centrales hidroeléctricas con diferentes electrolizadores

3.2.3 Aplicaciones del hidrógeno en base al escenario 1

Para aprovechar al máximo el hidrógeno producido se propone su uso en diferentes sectores como el transporte, energético e industrial, principalmente lo sé que busca es reemplazar los combustibles contaminantes por energías alternativas.

Tabla 23 Aplicación en los sectores energético e industrial del hidrógeno verde

Aplicación del Hidrógeno					
Central hidroeléctrica	Hidrógeno producido (x10 ⁶ kgH ₂ /año)	Sector energético		Sector industrial	
		Energía eléctrica (GWh)	Energía térmica (x10 ⁶ MJ)	Metanol renovable (x10 ⁶ ton)	Siderúrgico Acero líquido (x10 ⁶ kg)
Agoyán	300,06	7000,72	35982,08	2688,45	1393,18
San Francisco	277,05	6463,82	33222,55	2482,27	1286,34
Pucará	140,66	3281,73	16867,34	1260,26	653,08
Mazar	196,96	4595,34	23618,98	1764,72	914,50
Molino	223,76	5220,52	26832,26	2004,81	1038,91
Marcel Laniado	221,52	5168,27	26563,70	1984,74	1028,51
Illuchi N 1	179,28	4182,78	21498,55	1606,29	832,40
Illuchi N 2	184,47	4303,91	22121,10	1652,81	856,50
La Península	15,10	352,36	1811,04	135,31	70,12

La tabla 23 muestra las estimaciones de utilidad del hidrógeno producido por las centrales hidroeléctricas en diferentes sectores, para ello se usó de las ecuaciones 9, 10, 11 y 12.

Uno de los sectores que más se benefician por el almacenamiento del hidrógeno es en el sector eléctrico, la consideración de su fácil conexión con el Sistema Nacional Interconectado facilitaría la entrega de electricidad hacia cada rincón del país. Esto se muestra en la figura 25 donde se representa mediante un gráfico combinado los valores calculados para cada aplicabilidad del hidrógeno.

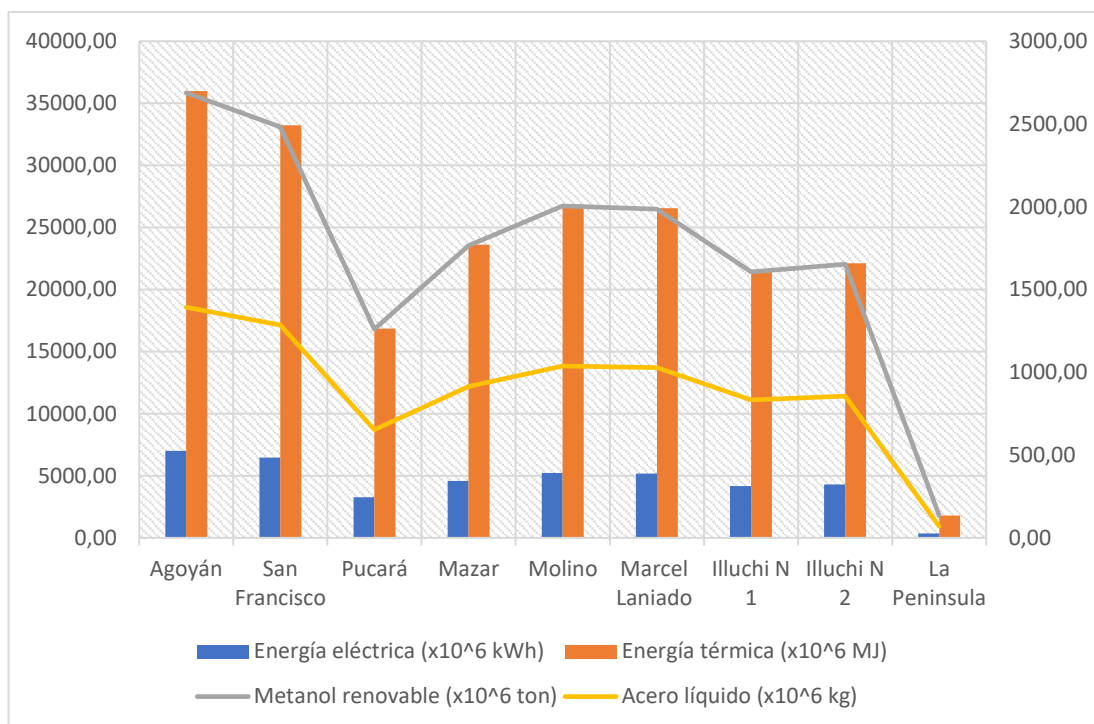


Figura 25 Aplicaciones del hidrógeno verde en diferentes sectores

Dentro del sector de transporte la sustitución de los combustibles fósiles por el hidrógeno como combustible alternativo es uno de los más prósperos, teniendo en cuenta que actualmente ya existe automóviles y buses que funcionan con pilas de combustible, por lo que para los cálculos pertinentes se evalúa a cada modelo por separado utilizando la ecuación 8.

Tabla 24 Aplicación del hidrógeno en el sector transportista

Tipo		Vehículo				Bus			
Marca		Hyundai				Octa		VanHool	
Modelo		NEXO		IX 35		Xcelnior		Exqui.City FC	
	Hidrógeno producido (x10 ⁶ kgH ₂ /año)	Millones de tanques de almacenamiento de 6,33 kg de cap.	Autonomía (x10 ⁶ km)	Millones de tanques de almacenamiento de 5,64 kg de cap.	Autonomía (x10 ⁶ km)	Millones de tanques de almacenamiento de 60 kg de cap.	Autonomía (x10 ⁶ km)	Millones de tanques de almacenamiento de 38,5 kg de cap.	Autonomía (x10 ⁶ km)
Central hidroeléctrica	300,06	47,40	35741,83	53,20	50754,95	5,00	2500,51	7,79	3515,00
Agoyán	277,05	43,77	33000,72	49,12	46862,46	4,62	2308,74	7,20	3245,43
San Francisco	140,66	22,22	16754,71	24,94	23792,42	2,34	1172,16	3,65	1647,73
Pucará	196,96	31,12	23461,28	34,92	33316,04	3,28	1641,36	5,12	2307,28
Mazar									

Molino	223,76	35,35	26653,10	39,67	37848,56	3,73	1864,66	5,81	2621,17
Marcel Laniado	221,52	35,00	26386,33	39,28	37469,74	3,69	1845,99	5,75	2594,94
Illuchi N 1	179,28	28,32	21355,01	31,79	30325,04	2,99	1494,00	4,66	2100,14
Illuchi N 2	184,47	29,14	21973,40	32,71	31203,18	3,07	1537,26	4,79	2160,95
La Península	15,10	2,39	1798,95	2,68	2554,58	0,25	125,85	0,39	176,92

En la tabla 26 se observa la cantidad de tanques de almacenamiento a los cuales podrían repostar cada central y la autonomía en kilómetros para los cuales alcanzaría a cubrir dicha cantidad de hidrógeno para los diversos modelos de autos y buses con pila de combustible.

Todos estos valores y representaciones se muestran en la figura 25, donde además podemos observar las centrales restantes, aquí las centrales Mazar, Molino y Marcel Laniado cuentan con valores parejos. Mientras que la central con menor potencial es La Península.

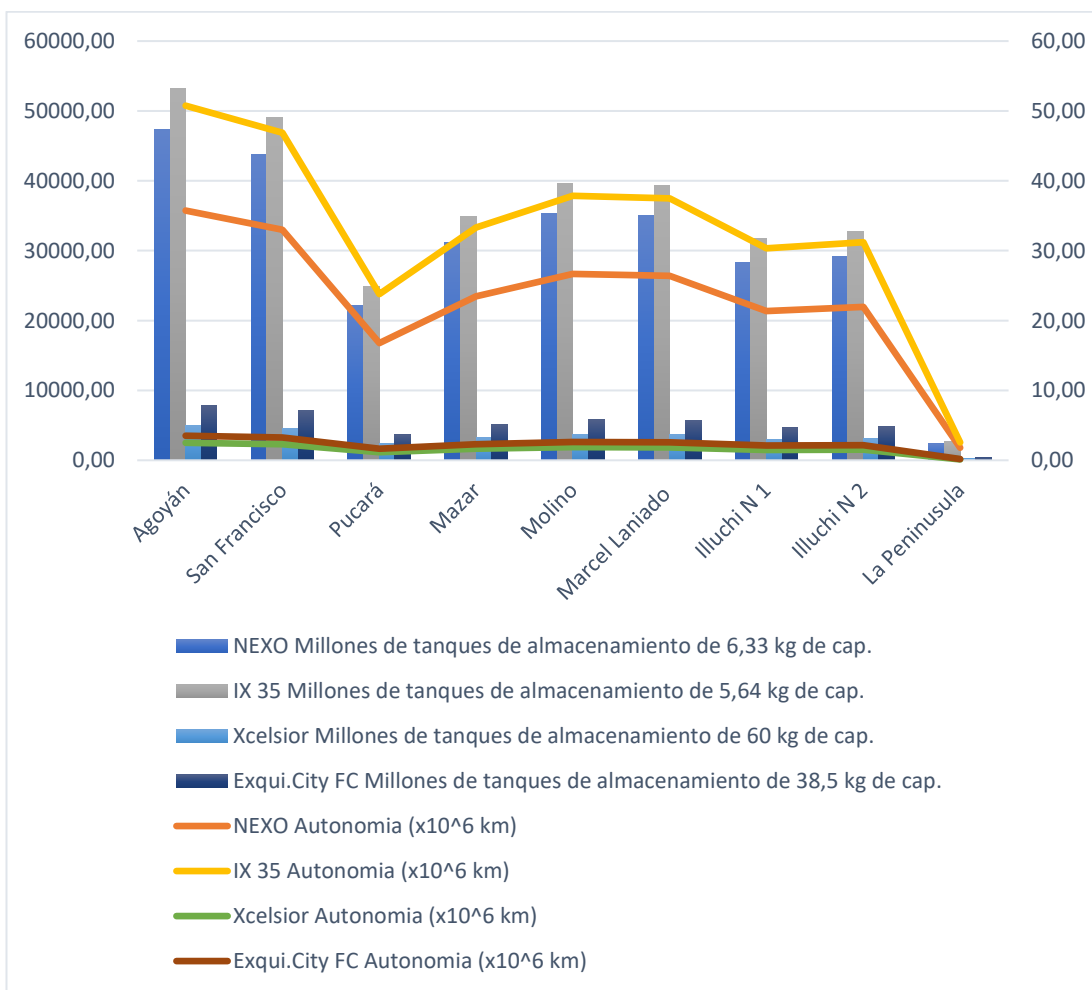


Figura 26 Uso del hidrógeno verde en el sector del transporte

3.3 Resultados obtenidos por vertimientos en los embalses

3.3.1 Energía potencial generada por vertimientos en las centrales con embalse

Para el segundo escenario de estudio se parte de los vertimientos de los embalses en las centrales Agoyán, Pucará, Paute- Molino, Paute-Mazar y Marcel Laniado de Wind, estos datos fueron otorgados por la Unidad de Negocio Hidroagoyán (ver anexo 2 y 3) y por datos del Informe anual del CENACE [42].

La tabla 25 muestra los vertimientos de exceso de agua en los embalses durante el año 2019, las centrales hidroeléctricas Agoyán, Molino y Marcel Laniado de Wind cuentan con valores de en ciertos meses del año, mientras que las centrales Pucará y Mazar no realizaron ningún vertimiento en sus embalses durante este periodo.

La tabla 26 presenta los excedentes de agua en las centrales para el año 2020, las plantas generadoras que vertieron fueron Agoyán, Mazar y Molino, mientras tanto que la central hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind solamente vertió aguas de su embalse en el mes de septiembre y la central Pucará para este año nuevamente no presento ningún tipo de vertimiento en el embalse de Pisayambo.

En la tabla 27 se presenta los vertimientos de exceso de agua mensual en los embalses del año 2021, donde la central que más excedentes vertió fue Agoyán, seguido de Paute – Molino, Mazar y Marcel Laniado tuvo, mientras que la Central hidroeléctrica Pucará no conto con excesos de agua para verter en ese año.

La tabla 28 muestra la suma total de los vertimientos de agua por mes durante los 3 años de análisis (2019-2021) en los embalses, la central Agoyán es la que vertió más excedentes de agua en este periodo, por lo que la generación de energía en esta planta será mayor que las demás. Por su parte la central hidroeléctrica Pucará no sería capaz de generar energía eléctrica por vertimiento de agua debido a que en el tiempo de estudio no presentó ningún valor en excedentes de agua por lo que no presento vertimientos.

Tabla 25 Vertimientos de agua en los embalses en el año 2019

Vertimientos de agua en los embalses (Hm³)													
	2019												
CENTRAL	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	ANUAL
Pucará	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agoyán	27,367	81,496	61,990	33,709	316,005	564,327	324,230	287,694	55,645	105,702	49,512	63,912	1971,589
Mazar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paute-Molino	0	23,900	0,000	123,600	494,700	435,200	231,700	247,100	8,400	62,900	9,200	30,100	1666,800
Marcel Laniado de Wind	0	0	205,800	74,160	306,714	0	0	0	0	0	0	0	586,674

Tabla 26 Vertimientos de agua de los embalses en el año 2020

Vertimientos de agua en los embalses (Hm³)													
	2020												
CENTRAL	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	ANUAL
Pucará	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agoyán	136,908	26,780	12,481	60,279	210,467	335,131	298,871	201,950	70,769	61,681	8,617	23,729	1447,663
Mazar	32,400	0	0	10,700	379,100	81,000	200,900	27,200	0	0	0	0	731,300
Paute-Molino	18,200	0	0	1,700	370,500	140,000	165,100	33,100	0	0	0	0	728,600
Marcel Laniado de Wind	0	0	0	0	0	0	0	0	0,20	0	0	0	0,200

Tabla 27 Vertimientos de agua de los embalses en el año 2021

Vertimientos de agua en los embalses (Hm ³)													
	2021												
CENTRAL	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	ANUAL
Pucará	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agoyán	47,252	35,733	123,005	99,384	401,084	318,329	384,651	78,758	77,709	87,082	152,731	139,101	1944,819
Mazar	0	0	137,800	0	476,400	75,000	190,300	23,600	0	16,000	49,500	36,700	1005,300
Paute-Molino	0	0	83,200	0	531,200	77,600	229,800	16,200	0	29,200	55,500	5,200	1027,900
Marcel Laniado de Wind	0	0	264,700	246,600	1,600	0	0,500	0,400	144,400	47,400	0	0	705,600

Tabla 28 Vertimientos de agua en los embalses en el periodo 2019-2021

Vertimientos de agua en los embalses durante el periodo 2019-2021 (Hm ³)													
	2019-2021												
CENTRAL	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL
Pucará	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agoyán	211,53	144,01	197,48	193,37	927,56	1217,79	1007,75	568,40	204,12	254,47	210,86	226,74	5364,07
Mazar	32,40	0	137,80	10,70	855,50	156,00	391,20	50,80	0	16,00	49,50	36,70	1736,60
Paute-Molino	18,20	23,90	83,20	125,30	1396,40	652,80	626,60	296,40	8,40	92,10	64,70	35,30	3423,30
Marcel Laniado de Wind	0	0	470,50	320,76	308,31	0	0,50	0,40	144,60	47,40	0	0	1292,47

En la figura 27 se ve reflejado los datos de la tabla 28, donde se observa los vertimientos de los embalses en los últimos 3 años, la central Agoyán presenta mayores valores en los meses de mayo hasta agosto y su pico en el mes de junio con un volumen de $1,22 \times 10^9 \text{ m}^3$ de agua vertida, en la planta de generación Paute – Molino se tiene que los meses con mayor volumen de exceso de agua es entre mayo y agosto, siendo el mes de mayo donde más agua se vertió con $1,09 \times 10^9 \text{ m}^3$.

La central hidroeléctrica Mazar tiene volúmenes más parejos durante los meses de estudio, teniendo su pico de exceso en el mes de mayo con $8,56 \times 10^8$ metros cúbicos de agua, por su parte la central Marcel Laniado tiene mayor vertimientos durante los meses de febrero a mayo, teniendo su pico en el mes de marzo con un total de $4,71 \times 10^8 \text{ m}^3$ y finalmente la central Pucará no presento ningún vertimiento por exceso de agua en su embalse durante el periodo de estudio, lo que significa que aprovecho todo el volumen de agua necesario para la generación de energía eléctrica.

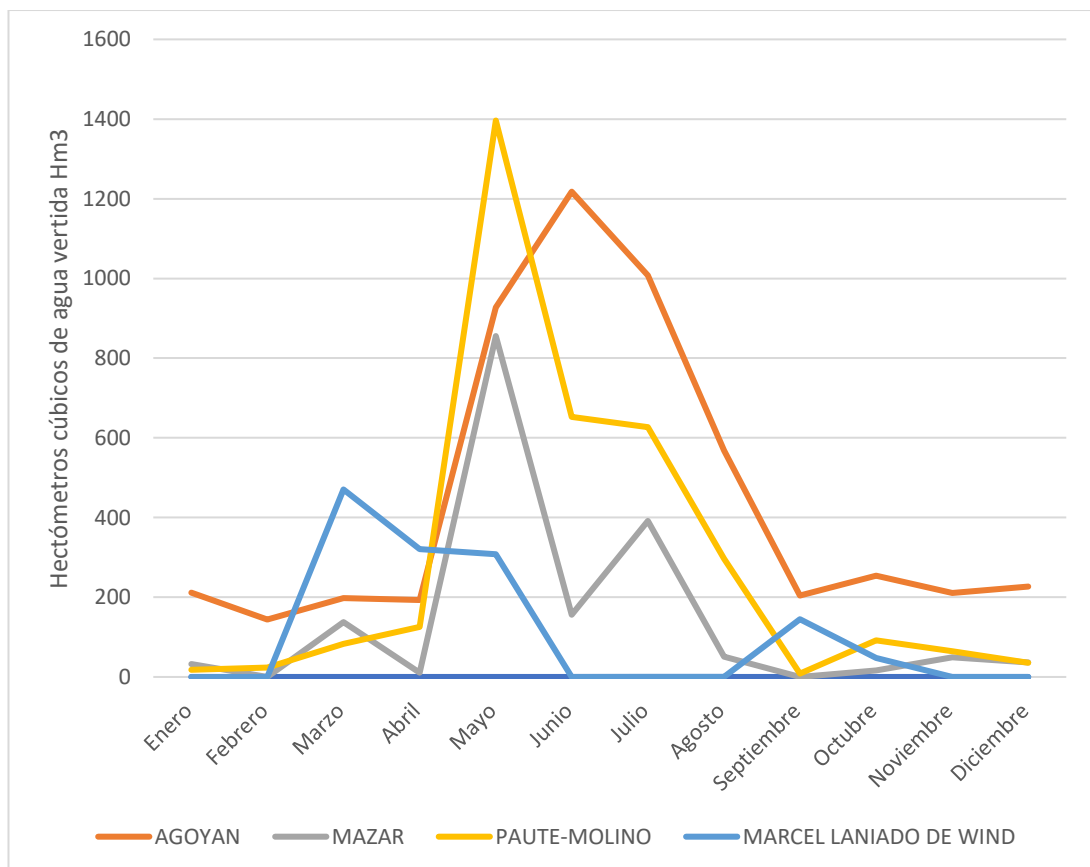


Figura 27 Vertimientos de agua mensual en los embalses durante el periodo 2019-2021

Tabla 29 Energía eléctrica generada por excedentes de agua en las Centrales hidroeléctricas con embalse

Energía generada en el periodo 2019 – 2021 por vertimientos de agua en los embalses (GWh)				
CENTRAL HIDROELÉCTRICA	2019	2020	2021	Total
Agoyán	860,69	631,98	849,01	2341,68
Mazar	0,00	303,38	417,06	720,44
Paute-Molino	3019,02	1319,69	1861,80	6200,52
Marcel Laniado de Wind	108,17	0,04	130,10	238,31

En la tabla 28 se presenta la energía eléctrica que se generaría por los excedentes de agua en los embalses durante los años 2019, 2020 y 2021 por cada central hidroeléctrica, esta energía se estima gracias al uso de la ecuación 5 descrita en el capítulo 2, los resultados obtenidos en tal tabla se representa en la figura 27, de donde podemos observar que la planta con mayor generación de electricidad es Paute-Molino, debido a que en esta central se presenta una mayor altura en la caída bruta del agua.

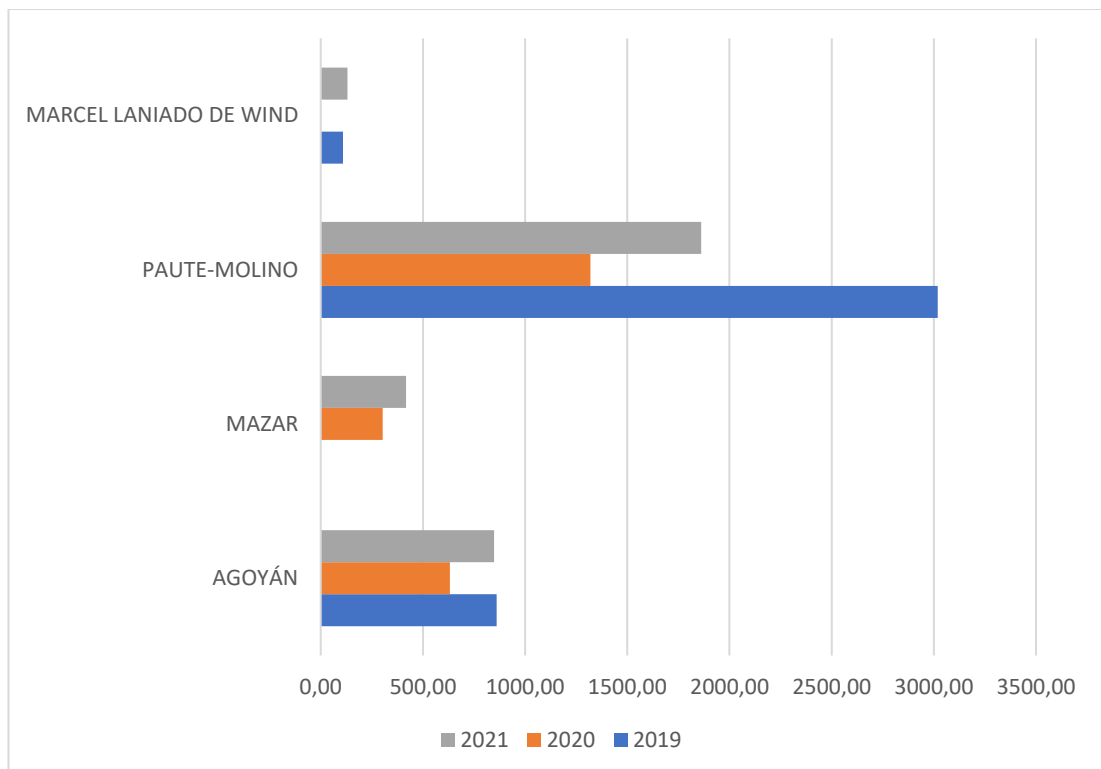


Figura 28 Energía generada por cada central hidroeléctrica en los años 2019, 2020 y 2021

3.3.2 Hidrógeno producido por energía generada a partir de vertimientos de agua

La energía eléctrica que se generaría por los excedentes de agua en los embalses se aprovecharía para la producción de hidrogeno verde, esta cantidad de H_2 se calcula con varios modelos de electrolizadores alcalinos y de membrana polimérica, donde se hace uso de la ecuación 6 para estimar dichas cantidades.

Tabla 30 Hidrógeno producido por diferentes electrolizadores

CANTIDAD DE HIDRÓGENO A PRODUCIR ($\times 10^6$ kg H_2 /Año)									
CENTRAL HIDROELÉCTRICA	MODELOS DE ELECTROLIZADORES								
	NEL MC 250	NEL A 300	NEL A 485	NEL A 1000	NEL A 3880	NEL M 5000	H-TEC HCS 10	SIEMENS SYLIZER 300	McPhy Mclzyer
Molino	88,09	101,13	111,56	117,31	123,54	88,09	77,44	78,58	89,14
Mazar	10,24	12,95	12,96	13,63	14,35	10,24	9,00	9,13	10,36
Agoyán	33,27	44,30	42,13	44,30	46,66	33,27	29,25	29,68	33,66
Marcel Laniado	3,39	4,75	4,29	4,51	4,75	3,39	2,98	3,02	3,43

La tabla 30 muestra la cantidad de hidrógeno verde producido por cada planta de generación con los diferentes electrolizadores, siendo más eficientes los electrolizadores tipo alcalinos que los de tipo PEM. Esto se da específicamente porque la eficiencia de los electrolizadores alcalinos supera el 80% mientras que los electrolizadores con tecnología PEM no superan dicha eficiencia, por lo que se observa que el electrolizador modelo NEL A 3880 es el que producirá mayor cantidad de hidrógeno.

En la figura 29 se aprecia los valores de producción de los diferentes electrolizadores donde podemos hacer una comparación entre los electrolizadores alcalino con mayor rango de producción y electrolizadores PEM con un rango menor de producción, por lo que para el análisis de los posibles usos que se le pueden dar al hidrógeno verde, se ha escogido la cantidad que produciría el electrolizador modelo NEL A 3880 pues es el que mejores resultados a presentado tanto en el escenario con el potencial

económico factible como para el presente escenario donde se hace uso de los excedentes presentes en los embalses.

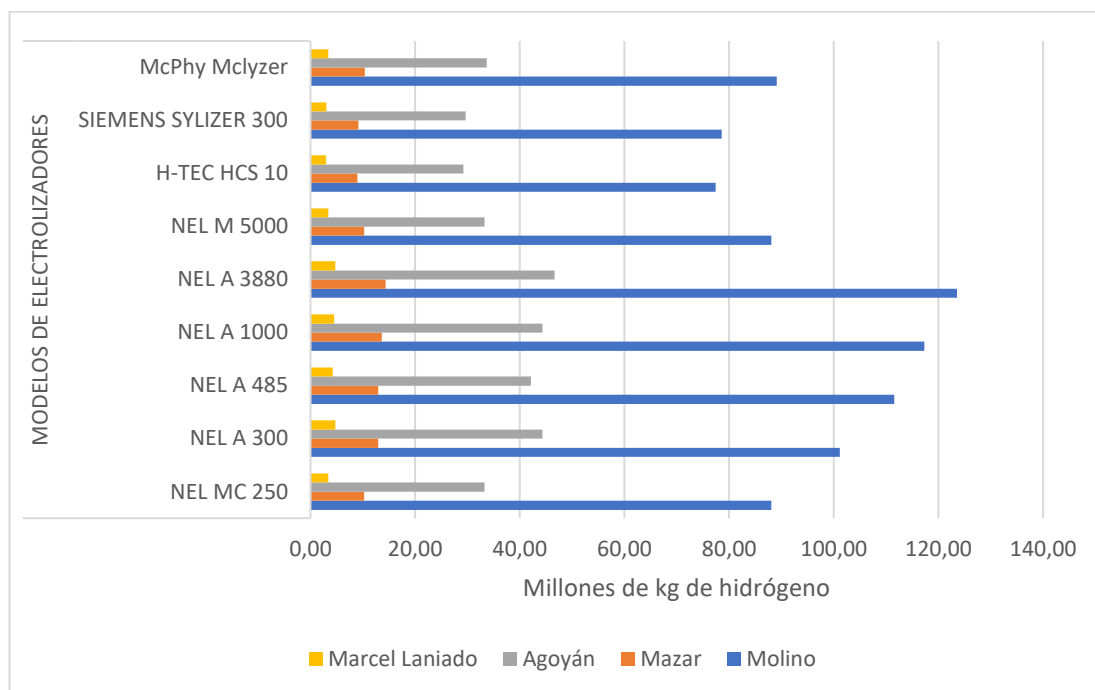


Figura 29 Producción de hidrógeno en las centrales hidroeléctricas por diferentes electrolizadores alcalinos y PEM

3.3.3 Aplicaciones del hidrógeno en base al escenario 2

Con base a la cantidad de hidrógeno producido por el electrolizador NEL A 3880 en las diferentes centrales de estudio, se estima los posibles usos dentro de los sectores del transporte, energéticos e industrial.

La tabla 31 presenta los potenciales usos del hidrógeno, donde el sector energético es el principal beneficiado pues gracias al uso del H_2 se generaría energía eléctrica y térmica en valores muy superiores al uso en los demás sectores, pero dentro del sector industrial, los usos para los cuales serviría el hidrogeno están centralizados en la producción de acero líquido debido a que el uso de combustibles fósiles tradicionales genera altos niveles de contaminación a nivel nacional e internacional, es ahí donde toma fuerza la transición hacia utilizar al hidrógeno como fuente de energía y finalmente, en la generación de metanol renovable sus valores son más pequeños debido a que requiere de mucha más energía para producirlo.

Tabla 31 Aplicación del hidrógeno verde en distintos sectores

Aplicación del Hidrógeno					
Central hidroeléctrica	Hidrógeno producido (x10 ⁶ kgH ₂ /año)	Sector energético		Sector industrial	
		Energía eléctrica (GWh)	Energía térmica (x10 ⁶ MJ)	Metanol renovable (x10 ⁶ ton)	Siderúrgico (Acero líquido) (x10 ⁶ kg)
Molino	123,54	2882,32	14814,45	1106,88	573,60
Mazar	14,35	334,90	1721,30	128,61	66,65
Agoyán	46,66	1088,53	5594,80	418,02	216,62
Marcel Laniado	4,75	110,78	569,37	42,54	22,05

En la figura 30 se observa mediante un gráfico de barras las cantidades estimadas para cada sector con su respectiva unidad y por cada central hidroeléctrica, donde es evidente la supremacía que existe por parte de la central Molino, esto gracias a que cuenta con un salto de agua muy por encima a las demás hidroeléctricas, por ende, se obtienen mejores resultados en la generación de energía eléctrica por vertimientos del excedente de agua y en su producción de hidrógeno, lo que genera que los posibles usos también presenten mejores resultados.

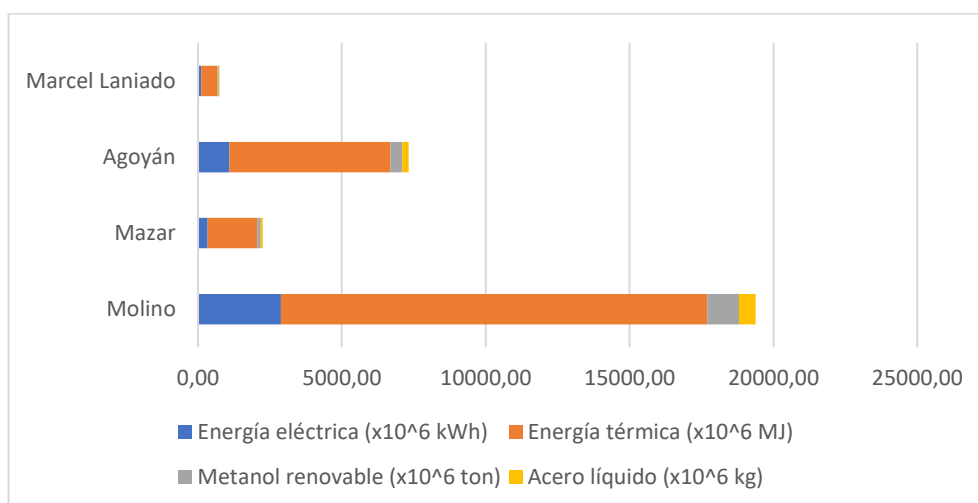


Figura 30 Aplicaciones del hidrógeno verde por cada central hidroeléctrica

Por último, en el sector del transporte como ya se hizo en el escenario 1, se hace las estimaciones para cada modelo de autobús y automóvil para tener resultados comparables.

La tabla 32 muestra los resultados de las estimaciones para los modelos de auto NEXO e IX35 de la marca Hyundai mientras que para los buses se ha tomado los modelos Xcelsior y Exqui City F.C de las marcas Octa y VanHool respectivamente.

Los resultados arrojan que se tendría una mayor capacidad de repostar a los tanques de almacenamiento para el modelo IX35, siendo este modelo quien presente un tanque de menor capacidad con mayor autonomía de kilometraje, mientras que, para los autobuses la mayor cantidad de tanques de hidrógeno que podría llenar se da en el bus de la marca VanHool.

Tabla 32 Aplicación del hidrógeno verde en el sector del transporte

Tipo		Vehículos				Buses			
Marca		Hyundai				Octa		VanHool	
Modelo		NEXO		IX 35		Xcelsior		Exqui.City FC	
	Hidrógeno producido (x10 ⁶ kgH ₂ /año)	Millones de tanques de almacenamiento de 6,33 kg de cap.	Autonomía (x10 ⁶ km)	Millones de tanques de almacenamiento de 5,64 kg de cap.	Autonomía (x10 ⁶ km)	Millones de tanques de almacenamiento de 60 kg de cap.	Autonomía (x10 ⁶ km)	Millones de tanques de almacenamiento de 38,5 kg de cap.	Autonomía (x10 ⁶ km)
Agoyán	46,66	7,37	5557,44	8,27	7891,81	0,78	388,80	1,21	546,54
Mazar	14,35	2,27	1709,80	2,55	2427,99	0,24	119,62	0,37	168,15
Molino	123,54	19,52	14715,53	21,90	20896,70	2,06	1029,50	3,21	1447,19
Marcel Laniado	4,75	0,75	565,57	0,84	803,13	0,08	39,57	0,12	55,62

La figura 31 presenta los valores múltiples de cada central hidroeléctrica, tanto la cantidad de tanques de almacenamiento para los cuales podría cubrir su cantidad de hidrógeno producido y la estimación de los kilómetros que recorrerían dichos modelos con la cantidad total de hidrógeno que generó cada central por los excedentes de agua en sus embalses. Además, se observa que las centrales Molino y Agoyán son las que más tanques de hidrógeno llenarían, mientras que las centrales Mazar y Marcel Laniado tienen valores muy inferiores a las centrales antes mencionadas.

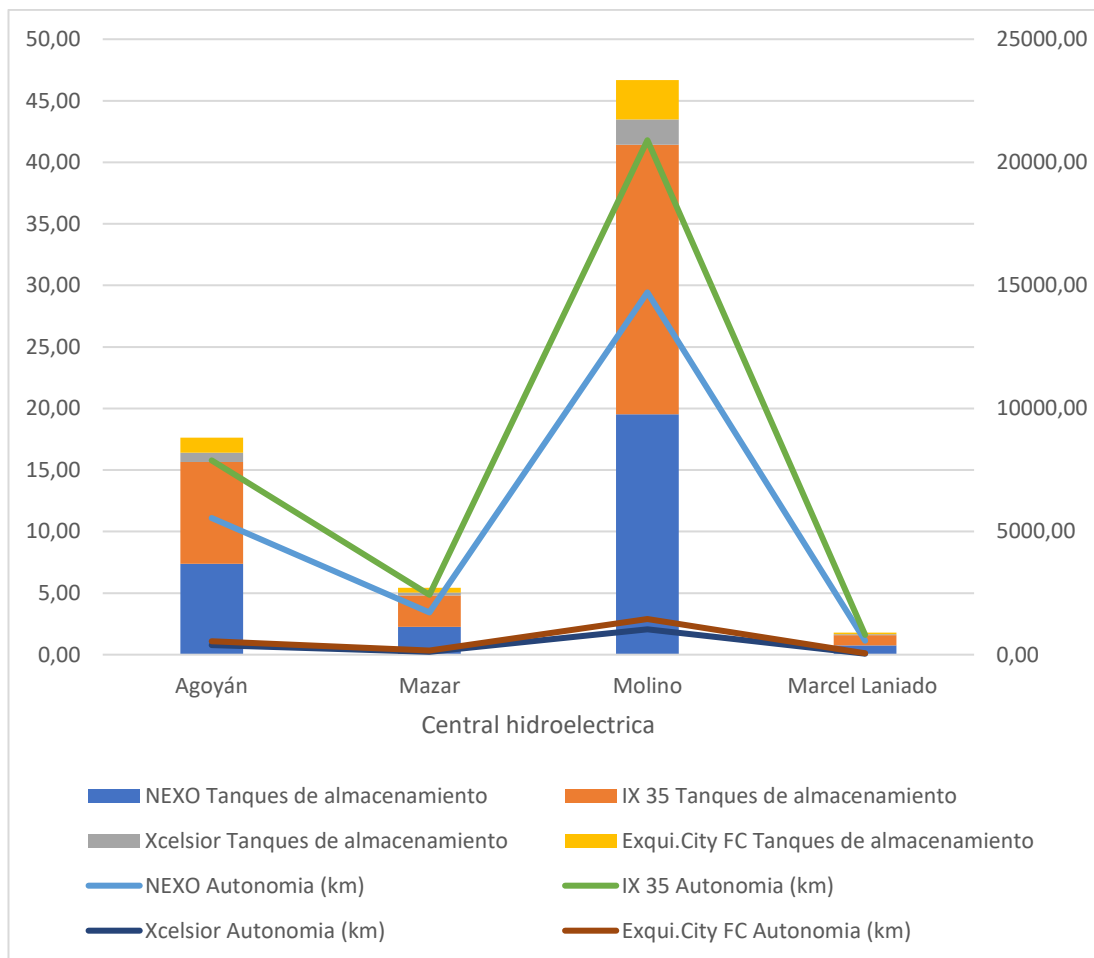


Figura 31 Estimación de tanques de almacenamiento y autonomía alcanzado por los automóviles y autobuses por el uso de hidrógeno generado por cada central

3.4 Resultados obtenidos por energía suministrada a sistemas auxiliares

3.4.1 Energía suministrada a los sistemas auxiliares 2021-2022

La energía que se entrega a equipos auxiliares es tomada del sistema de estadística del sector ecuatoriano (SISDAT-BI), el cual pertenece a la agencia de regulación y control de energía y recursos naturales no renovables (ver anexo 7). Para lo cual específicamente se tomaron los datos de la generación de energía para sistemas auxiliares de las centrales hidroeléctricas de estudio [43].

En la tabla 33 se presenta los datos registrados en el sistema SISDAT, para consumo de sistemas auxiliares de cada planta de generación desde agosto de 2021 hasta julio del presente año, lo cual nos permite calcular la producción de hidrógeno verde que se tendría para un año calendario.

Tabla 33 Energía suministrada a sistemas auxiliares

Energía entregada a sistemas auxiliares 2021-2022 (GWh)													
Central hidroeléctrica	2021					2022							Total
	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	
Molino	0,4900	0,4837	0,4863	0,4630	0,4490	0,4850	0,4367	0,4863	0,4861	0,5055	0,4716	0,4956	5,739
Mazar	0,8363	0,5631	0,6722	0,7871	0,7058	0,7739	0,4830	0,7033	0,5309	0,4522	0,6098	0,4316	7,549
Agoyán	0,1105	0,1074	0,1082	0,0654	0,1006	0,0843	0,0914	0,1578	0,1059	0,1075	0,1027	0,1112	1,253
San Francisco	0,2145	0,2132	0,2109	0,1286	0,2027	0,1785	0,1776	0,2028	0,2052	0,2052	0,1961	0,2002	2,335
Pucará	0,0966	0,0790	0,0950	0,0936	0,0694	0,1123	0,1001	0,0730	0,0413	0,0648	0,0633	0,0675	0,956
La Península	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,000
Illuchi N 1	0,0016	0,0015	0,0014	0,0015	0,0013	0,0011	0,0008	0,0012	0,0017	0,0019	0,0018	0,0022	0,018
Illuchi N 2	0,0024	0,0022	0,0018	0,0018	0,0016	0,0012	0,0008	0,0013	0,0021	0,0024	0,0025	0,0030	0,023
Marcel Laniado	0,6406	0,1909	0,6332	1,3047	1,5144	1,1216	1,3866	1,3408	1,7952	1,7561	0,9784	0,8576	13,520

Nota: la central hidroeléctrica La Península en este tiempo no presentó datos de entrega de energía a equipos auxiliares debido a que actualmente se encuentra en etapas de remodelación y por lo tanto no ha generado ningún tipo de energía eléctrica que se pueda aprovechar para producir hidrógeno verde.

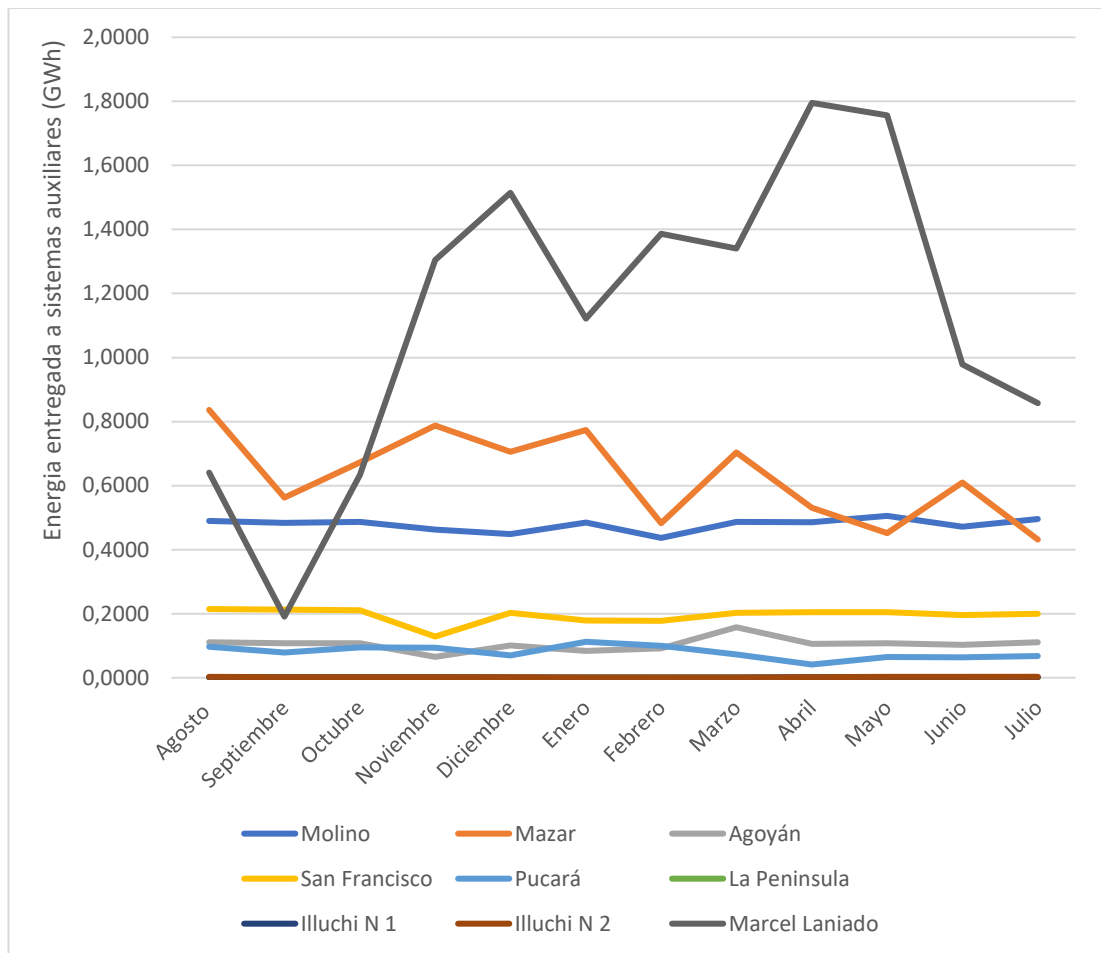


Figura 32 Energía suministrada a sistemas auxiliares 2021-2022

Como se muestra en la figura 32, la energía entregada a los sistemas auxiliares es considerablemente regular durante el año de estudio, teniendo picos altos y bajos debido a el trabajo de las unidades de generación en cada central hidroeléctrica.

3.4.2 Hidrógeno producido por energía entregada a sistemas auxiliares

Debido a que la energía suministrada a equipos auxiliares representa aproximadamente el 0,2% de toda la producción de energía eléctrica de cada planta de generación, se toma los electrolizadores de baja potencia (1 – 4 MW) para los cálculos de producción de H_2 en esta sección.

Tabla 34 Hidrogeno producido con energía de sistemas auxiliares

Cantidad de hidrógeno a producir (x10³ kgH₂/año)				
Central hidroeléctrica	Modelo de electrolizadores			
	NEL MC 250	NEL A 300	NEL A 485	McPhy Mclzyer
Molino	83,35	95,68	105,49	84,33
Mazar	109,64	125,86	138,77	110,94
Agoyán	18,19	20,89	23,03	18,41
San Francisco	33,18	38,09	41,99	33,57
Pucará	13,88	15,94	17,57	14,05
La Península	0,00	0,00	0,00	0,00
Illuchi N 1	0,26	0,29	0,32	0,26
Illuchi N 2	0,33	0,38	0,42	0,33
Marcel Laniado	196,36	225,41	248,51	198,68

La tabla 34 muestra los resultados de los cálculos de producción de hidrógeno de 4 electrolizadores de un megavatio a cuatro megavatios de potencia nominal, con la energía que se entrega a los sistemas auxiliares de cada central hidroeléctrica, donde se muestra la producción que tendría cada electrolizador, teniendo al modelo NEL A 485 como el que produciría mayor cantidad de hidrógeno.

En la figura 33 se interpreta las producciones de cada electrolizador en cada una de las centrales, de la cual nos concentraremos en el electrolizador de mejor producción para la estimación de los usos que se le daría a este hidrógeno en los diferentes sectores, cabe mencionar que la planta de generación La Península no registra generación debido a que no se encuentra en operación por motivos de remodelación y obras en dicha central hasta el momento de esta investigación, por lo que no se registra datos dentro de su potencial de producción.

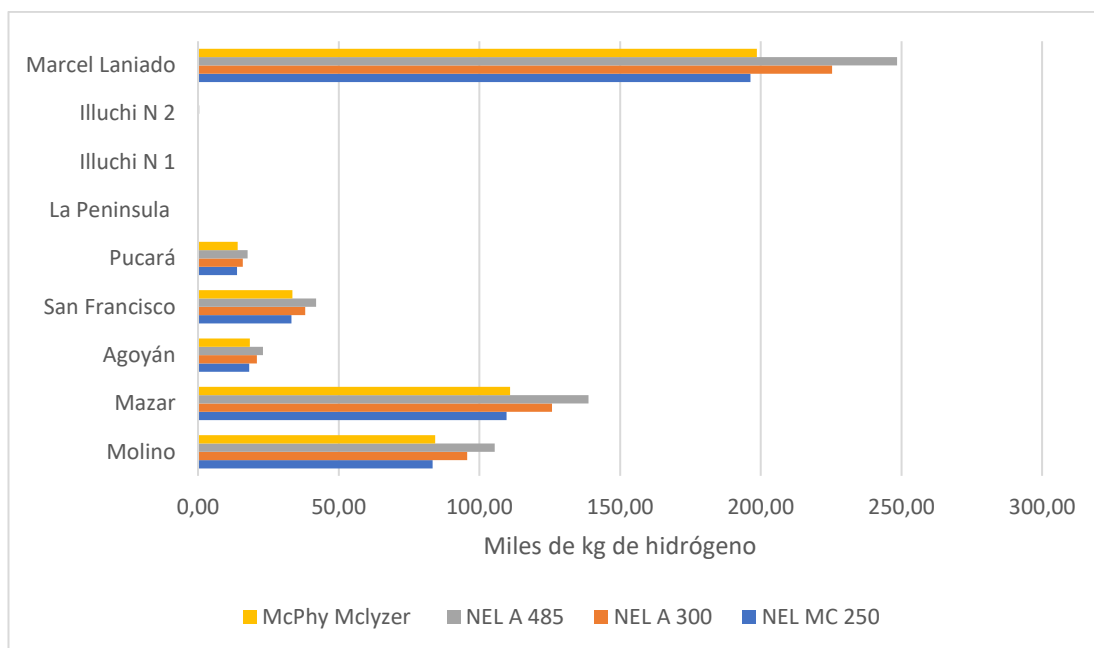


Figura 33 Producción de hidrógeno por energía entregada a sistemas auxiliares

3.4.3 Aplicación del hidrógeno en base al escenario 3

Como ya se ha mostrado anteriormente con los escenarios 1 y 2, los usos que se le pudiere dar al hidrógeno son amplios, pero en el caso del escenario 3 este se simplifica debido a que la cantidad de hidrógeno producido en cada central es significativamente menor en comparación con los dos escenarios estudiados con anterioridad.

Tabla 35 Aplicación del hidrógeno producido por energía entregada a sistemas auxiliares

Aplicación del Hidrógeno					
Central hidroeléctrica	Hidrógeno producido (x10 ³ kgH ₂ /año)	Sector energético		Sector industrial	
		Energía eléctrica (MWh)	Energía térmica (x10 ³ MJ)	Metanol renovable (x10 ³ ton)	Siderúrgico (Acero líquido) (x10 ³ kg)
Molino	105,49	2461,08	12649,38	945,11	489,77
Mazar	138,77	3237,53	16640,16	1243,29	644,29
Agoyán	23,03	537,26	2761,40	206,32	106,92
San Francisco	41,99	979,75	5035,68	376,25	194,98
Pucará	17,57	409,97	2107,13	157,44	81,59
La Península	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Illuchi N 1	0,32	7,54	38,73	2,89	1,50
Illuchi N 2	0,42	9,73	50,03	3,74	1,94
Marcel Laniado	248,51	5798,07	29800,76	2226,60	1153,85

La tabla 34 muestra los resultados de los cálculos para cada aplicabilidad del hidrógeno, siendo la central Marcel Laniado de Wind quien tiene mejores resultados en todas las aplicaciones, tal y como se aprecia en la figura 33.

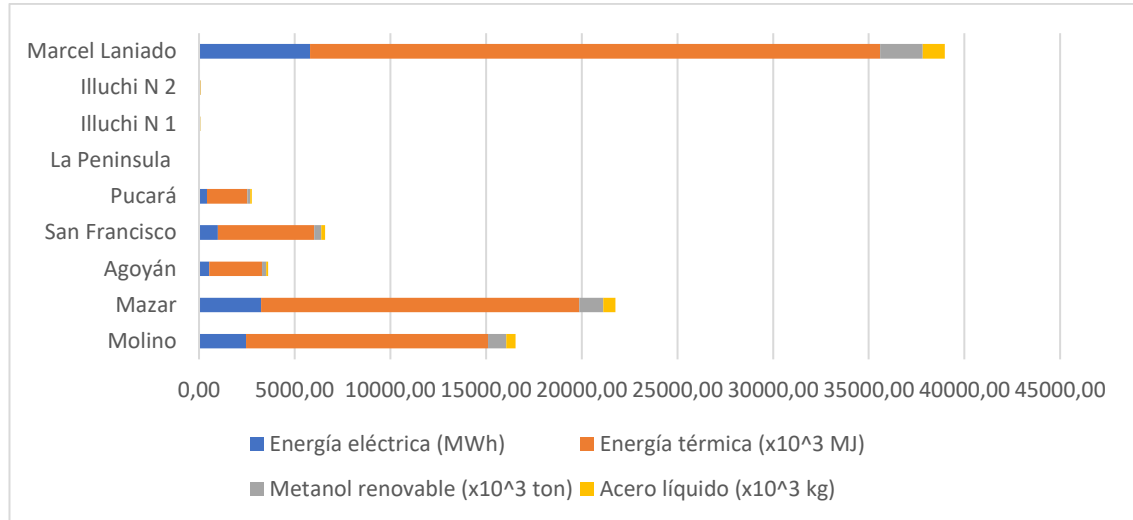


Figura 34 Aplicabilidad del hidrógeno producido por cada central hidroeléctrica

La tabla 36 muestra los resultados de los cálculos para el uso de hidrógeno como combustible alternativo, donde se determina la cantidad de tanques de almacenamiento que podría repostar cada central para cada modelo de vehículos y buses.

Tabla 36 Uso del hidrógeno en el sector de transporte

Tipo		Vehículos				Buses			
Marca		Hyundai				Octa		VanHool	
Modelo		NEXO		IX 35		Xcelsior		Exqui.City FC	
Centrales Hidroeléctricas	Hidrógeno producido (x10 ³ kgH ₂ /año)	Miles de tanques de almacenamiento de 6,33 kg de cap.		Miles de tanques de almacenamiento de 5,64 kg de cap.		Miles de tanques de almacenamiento de 60 kg de cap.		Miles de tanques de almacenamiento de 38,5 kg de cap.	
		Autonomía (x10 ³ km)	Autonomía (x10 ³ km)	Autonomía (x10 ³ km)	Autonomía (x10 ³ km)	Autonomía (x10 ³ km)	Autonomía (x10 ³ km)	Autonomía (x10 ³ km)	Autonomía (x10 ³ km)
Molino	105,49	16,66	12564,92	18,70	17842,74	1,76	879,04	2,74	1235,69
Mazar	138,77	21,92	16529,06	24,60	23471,98	2,31	1156,38	3,60	1625,53
Agoyán	23,03	3,64	2742,96	4,08	3895,13	0,38	191,90	0,60	269,75
San Francisco	41,99	6,63	5002,06	7,45	7103,14	0,70	349,94	1,09	491,92
Pucará	17,57	2,78	2093,07	3,12	2972,24	0,29	146,43	0,46	205,84
La Península	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Illuchi N 1	0,32	0,05	38,47	0,06	54,63	0,01	2,69	0,01	3,78

Illuchi N 2	0,42	0,07	49,70	0,07	70,58	0,01	3,48	0,01	4,89
Marcel Laniado	248,51	39,26	29601,78	44,06	42035,82	4,14	2070,95	6,45	2911,16

Los resultados muestran que la central Marcel Laniado es la que más cantidad de tanques de hidrógeno llenaría para cada modelo, luego de esta encontramos a las centrales Molino y Mazar con valores inferiores pero significativos y finalmente, en las centrales hidroeléctricas La Península, Illuchi N°1 e Illuchi N°2 los valores calculados no son representativos, todos estos datos son interpretados por lo que se muestra en la figura 35.

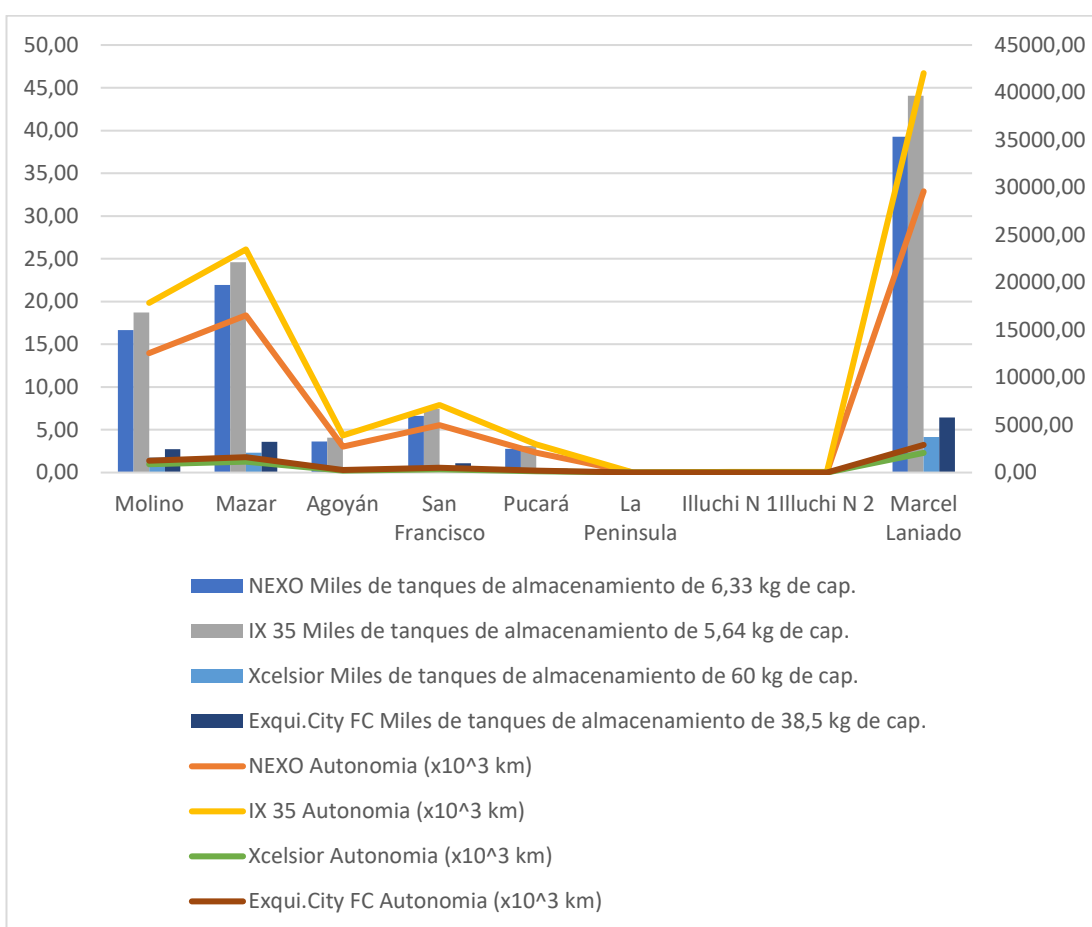


Figura 35 Uso del hidrógeno en modelos de autos y buses

3.5 Costos de producción de hidrógeno

Los costos de producción de hidrógeno verde actualmente no son competitivos en relación con otros métodos de obtención, en la tabla 37 se muestra los rangos de precios de producción de hidrógeno con diferentes rutas, siendo el costo proveniente de energías renovables el más alto (entre 3 y 7,5 USD/kg). Por lo que se busca estimar

los costos de producción de hidrógeno proveniente de energía hidroeléctrica entre ese rango.

Tabla 37 Costo de producción de hidrógeno según el tipo de producción [44]

Fuente de Producción	Costo de producción
Gas Natural	0,9-3,2 USD/kg
Gas Natural con CCUS	1,5-2,9 USD/kg
Carbón	1,2-2,2 USD/kg
Energías renovables	3,0-7,5 USD/kg

Según la IEA (agencia internacional de energía) [45], los costos de los electrolizadores se reducirán considerablemente entre 2030 y 2050, tal y como se muestra en la tabla 38, de aquí se puede estimar tanto los precios actuales y futuros para la producción de hidrógeno.

Tabla 38 Costo de electrolizadores 2022-2050 [45]

Costo del sistema	Electrolizador Alcalino			Electrolizador PEM		
	Actualmente	2030	2050	Actualmente	2030	2050
USD/kW	500	400	200	1100	650	200

Como se puede apreciar en la tabla 38, los electrolizadores alcalinos son los más baratos hasta el momento, por ende, se calcula los precios de producción en base al electrolizador alcalino marca NEL modelo A 485 y a su vez se toma al electrolizador con tecnología PEM modelo MC 250 para una comparación de costos de producción entre los dos electrolizadores.

Los resultados fueron obtenidos haciendo uso de las ecuaciones 13 y 14 descritas en el capítulo II, donde los costos de los electrolizadores alcanzan un valor de \$ 1.000.000,00 en el electrolizador alcalino y \$ 1.217.700,00 para el electrolizador PEM, mientras que el precio por kilovatio hora en el Ecuador ronda los 10 centavos de dólar, estos valores son utilizados dentro de las ecuaciones teniendo los siguiente valores:

Tabla 39 Costo de inversión para el electrolizador alcalino

Año	Modelo del Fabricante	Tecnología	Costo total (\$ USD)	Costo anual de inversión (\$ USD)
2022	NEL A485	ALCALINO	1.000.000,00	154.000,00
2030	NEL A485	ALCALINO	800.000,00	123.200,00
2050	NEL A485	ALCALINO	400.000,00	61.600,00

Tabla 40 Costo de producción de hidrógeno con electrolizador alcalino \$ USD/kg

Central hidroeléctrica	Costo Actual	Costo a 2030	Costo a 2050
Molino	6,47	6,17	5,59
Mazar	6,11	5,89	5,45
Agoyán	11,69	10,36	7,68
San Francisco	8,78	8,05	6,58
Pucará	13,77	12,02	8,51
La Península	-	-	-
Illuchi N 1	481,92	386,56	195,84
Illuchi N 2	374,20	300,39	152,75
Marcel Laniado	5,62	5,50	5,25

La tabla 40 muestra los costos de producción de hidrogeno de cada central hidroeléctrica dentro de este estudio, de las cuales las centrales Molino, Mazar y Marcel Laniado entran en el rango de costo, lo que significa que es factible desarrollar un sistema de generación de hidrógeno en estas plantas hidroeléctricas, mientras que las centrales de la Unidad de negocio Hidroagoyán aun cuentan con valores alejados del rango actual para energías renovables por lo que su viabilidad dependerá de cuanto disminuyan los precios de los electrolizadores en el futuro. Las plantas de generación Illuchi N°1 y N°2 presentan valores muy altos por lo que no es viable la implementación de un electrolizador dentro de estas centrales, debido principalmente por la poca energía que se suministra a los sistemas auxiliares.

Para el año 2050 se ve una reducción considerable en los precios, por lo que se espera que desde el año 2030 se genere una economía a base de hidrógeno donde se impulse el desarrollo de la cadena de valor de todo el proceso de producción, lo que conlleva a impulsar los sectores industriales y energéticos, tales como por ejemplo: los fabricantes de electrolizadores, fabricantes de pilas de combustible, fabricantes de componentes, fabricantes de vehículos, plantas de producción de hidrógeno a gran escala, así como también los sistemas de almacenamiento y transporte del hidrógeno hasta sus etapas finales de aplicación, por lo que se espera que los costos disminuyan con la mejora de las tecnologías de H_2 .

Tabla 41 Costo de inversión para el electrolizador PEM

Año	Modelo del Fabricante	Tecnología	Costo total (\$ USD)	Costo anual de inversión (\$ USD)
2022	NEL MC 250	PEM	1.217.700,00	187.525,80
2030	NEL MC 250	PEM	719.550,00	110.810,70
2050	NEL MC 250	PEM	221.400,00	34.095,60

Tabla 42 Costo de producción de hidrógeno con electrolizador PEM \$ USD/kg

Central hidroeléctrica	Costo actual	Costo a 2030	Costo a 2050
Molino	8,58	7,66	6,74
Mazar	8,04	7,35	6,65
Agoyán	16,64	12,42	8,21
San Francisco	12,13	9,82	7,50
Pucará	19,84	14,32	8,79
La Península	-	-	-
Illuchi N 1	741,30	440,69	140,08
Illuchi N 2	575,30	342,60	109,90
Marcel Laniado	7,29	6,90	6,51

La tabla 41 y 42 muestran los resultados para los costos de producción de hidrógeno con el electrolizador PEM modelo MC 250 en las diferentes hidroeléctricas de estudio, los precios en este caso no entran actualmente dentro de los rangos de costos por lo que se espera que en el futuro se desarrolle de mejor manera esta tecnología hasta alcanzar precios competitivos con el electrolizador alcalino y a su vez con las demás fuentes de obtención de hidrógeno verde.

Finalmente los resultados obtenidos se deben interpretar como un estudio que proporciona datos a considerar para la implementación de un sistema de generación de hidrógeno en la matriz energética de Ecuador a futuro, principalmente por el alto costo que tienen los electrolizadores en la actualidad.

3.6 Comparación entre la inversión en una central hidroeléctrica y una planta de generación de hidrógeno.

Por último, se hace una comparación entre el costo de inversión de para planta generadora de electricidad y una planta de generación de hidrógeno, tomando como punto de partida a los últimos proyectos hidroeléctricos en el Ecuador, los cuales se encuentran detallados en la tabla 43.

Tabla 43 Costo de inversión por central hidroeléctrica [46]

Central hidroeléctrica	Potencia nominal (kW)	Inversión total (\$ USD)	Costo (USD/kW)
<i>Coca Codo Sinclair Sopladora</i>	1500.000	2.850.966.262,00	1901
<i>Minas San Francisco</i>	487.000	962.846.620,00	1977
<i>Delsintagua</i>	270.000	662.480.054,00	2454
<i>Mandariacu</i>	180.000	334.843.245,00	1860
	60.000	227.389.966,00	3790

Del mismo modo, se toman en cuenta a los diversos proyectos de generación de hidrógeno verde que se encuentran actualmente en construcción, alrededor del mundo, estos se enlistan en la tabla 44.

Tabla 44 Costo de inversión por proyecto de hidrógeno verde [44], [47]–[49]

Planta de H2	Potencia nominal (kW)	Inversión total (\$ USD)	Costo (USD/kW)
<i>Power to Green Hydrogen Mallorca</i>	10.000	10.000.000,00	1000
<i>Puertollano-Iberdrola</i>	100.000	150.000.000,00	1500
<i>Green Island</i>	7.500	15.000.000,00	2000
<i>Parque energético Wunsiendel</i>	8.750	18.462.500,00	2110
<i>Holland Hydrogen I</i>	200.000	263.400.000,00	1317

En la figura 36 se observa la comparación de costo por kilo vatio de potencia instalada, donde es evidente que el costo de inversión en las plantas de producción de hidrógeno es menor en relación con las centrales hidroeléctricas, lo que nos hace cuestionar sobre el alto costo de estas últimas y el beneficio debido a los impactos sociales, ambientales y culturales que nos brindan las generadoras de hidrógeno verde.

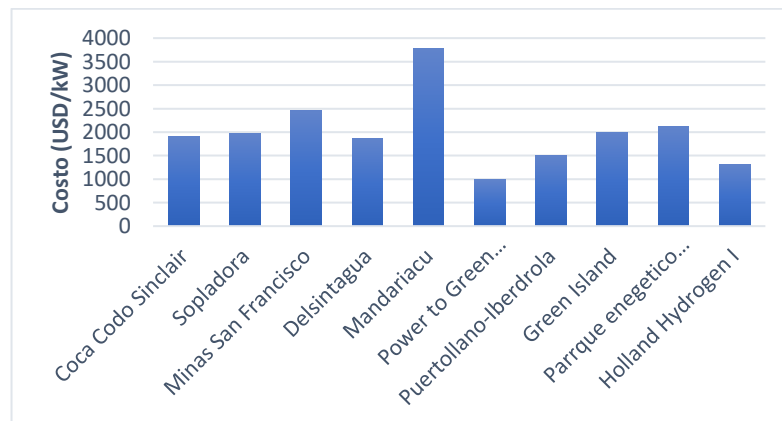


Figura 36 Costo de inversión por kW de potencia

CAPÍTULO IV

4. CONCLUSIONES Y RECOMEDACIONES

4.1 Conclusiones

- Después de la revisión bibliográfica, se identificó varias rutas para la generación de hidrógeno verde, donde la electroquímica es una de las más desarrolladas hasta el momento, dentro de esta se encuentran los procesos de electrólisis, la cual hace uso de la energía eléctrica y los procesos de termólisis y fotólisis, que usan la energía proveniente del sol (calor y radiación).
- La investigación realizada determina un conjunto de procesos por los cuales es posible generar H_2 , siendo el proceso electroquímico conocido como electrólisis del agua, el más desarrollado para producir hidrógeno verde de fuentes renovables, en este caso de centrales hidroeléctricas. En este proceso se conocen en 3 diferentes métodos, donde sobresalen la electrólisis alcalina, electrólisis PEM y electrólisis SOEC, siendo las dos primeras las más conocidas y estudiadas hasta el momento.
- Los resultados obtenidos en este estudio revelan el potencial de las centrales hidroeléctricas para la generación de hidrógeno, este potencial fue calculado en tres escenarios, en el primer escenario se calculó la cantidad de hidrógeno con el potencial económico factible, el cual viene a ser ideal puesto que aprovecha el 13% de la hidrografía del país y por el cual se obtiene un total de 168 millones de kilogramos de H_2 por año, con la máxima capacidad de generación de cada planta; el segundo escenario fue calculado con los vertimientos de exceso de agua provenientes de las centrales con embalses, este es un escenario más real y por el cual se obtuvo un total de 176 millones de kg de hidrógeno al año, sin contar a la central hidroeléctrica Pucará debido a que esta planta no registro vertimiento en su embalse durante los últimos tres años. Y el último escenario de estudio fue calculado con la energía entregada a sistemas auxiliares donde dichas cantidades representan solo el 0,2% de la generación total de cada central, teniendo una generación total 576 mil *kg* de hidrógeno al año, repartidos en las 9 centrales hidroeléctricas.

- Los datos de los electrolizadores alcalinos y PEM nos permiten observar los contrastes entre ellos, siendo la eficiencia el factor de mayor diferencia y por el cual los resultados obtenidos son más altos en los alcalinos puesto que estos presentan eficiencias teóricas por arriba del 80%, mientras que los PEM muestran eficiencias teóricas de hasta el 79%, por ende, se ha escogido al electrolizador alcalino marca NEL modelo A 3880 y A 485 para los cálculos correspondientes a cada escenario de estudio.
- Se estableció que es factible implementar un sistema de generación de hidrógeno verde a partir de energía hidráulica, principalmente porque se encuentran disponibles todos los equipos, herramientas, materiales y sistemas auxiliares para llevar adelante un proyecto de este tipo, aunque por el momento estas tecnologías no son competitivas con respecto a las que hacen uso de combustibles fósiles pero se espera que en un futuro cercano se alcance un gran impacto económico pues varios países se encaminan hacia una mayor participación de energías renovables.
- Los sectores energético, industrial y de transporte que requieren de hidrógeno hacen que exista un potencial ilimitado para la industria del H_2 , desde su producción, almacenamiento y aplicaciones convierten a este elemento como un vector energético capaz de llevar a nuestro país hacia la descarbonización y aprovechar el mayor potencial de las energías renovables.
- El costo de producción de hidrógeno en las centrales hidroeléctricas del país actualmente es elevado, puesto que no todas ingresan en el rango de precio internacional que existe hasta el momento de esta investigación, pero se espera que estos costos se reduzcan eventualmente a mediano plazo y así poder abrir nichos de oportunidades en el mercado energético.

4.2 Recomendaciones

En este trabajo de investigación los cálculos y análisis realizados son de importancia en un primer plano de investigación, pero existen más factores que contribuyen al desarrollo del potencial de generación de hidrógeno verde en centrales hidroeléctricas para lo cual se mencionan algunas recomendaciones:

- Se recomienda seguir con la investigación utilizando un porcentaje de 1% de la energía entregada a los sistemas auxiliares de cada central hidroeléctrica, para mejorar los resultados obtenidos en este estudio.
- Para realizar un estudio más detallado y preciso es recomendable ampliar el número de centrales hidroeléctricas de estudio tanto públicas como privadas.
- Por último se recomienda impulsar el desarrollo de nuevas energías no convencionales como la del hidrógeno para mitigar el impacto social y sobre todo ambiental.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] D. Cordonasu, “Obtención de hidrógeno verde y aplicación en cámaras de combustión industriales,” Universitat Politècnica de Catalunya , Barcelona , 2021.
- [2] R. Cancino, “Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile,” (Tesis de Grado), Universidad de Chile , Santiago de Chile , 2021.
- [3] B. S. Thapa, B. Neupane, H. seong Yang, and Y. H. Lee, “Green hydrogen potentials from surplus hydro energy in Nepal,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 43, pp. 22256–22267, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.04.096.
- [4] F. Jiménez, “Evaluación técnica y económica del uso de hidrógeno verde en aplicaciones de la industria y el desplazamiento de combustible fósil,” Universidad de Chile , Santiago de Chile, 2020.
- [5] C. López, “Alimentación de un motor monocilíndrico con Hidrógeno obtenido a través de la Electrólisis del agua,” [Tesis de Grado], Universidad Nacional de Loja, Loja, 2018.
- [6] S. Larrea, E. Echeverría, and W. Ernest, “Hidrógeno Verde: Oportunidad para liderar la descarbonización de Costa Rica - Energía para el Futuro,” *BID*, Mar. 15, 2021. <https://blogs.iadb.org/energia/es/hidrogeno-verde-oportunidad-para-liderar-la-descarbonizacion-de-costa-rica/> (accessed May 09, 2022).
- [7] H. Carvajal, J. Babativa, and J. Alonso, “Estudio sobre producción de H₂ con hidroelectricidad para una economía de hidrógeno en Colombia,” *Ingeniería y Competitividad*, vol. 12, no. 1, pp. 31–41, 2010.
- [8] C. Sosa, “El hidrógeno verde es lo último en tecnología para limpiar el planeta - El Comercio,” *El Comercio*, Oct. 31, 2021. Accessed: May 09, 2022. [Online]. Available: <https://www.elcomercio.com/tendencias/ambiente/hidrogeno-verde-ultimo-tecnologia-planeta.html>
- [9] C. Prades, *El hidrógeno como nueva forma de energía*, 1st ed. Buenos Aires : ProQuest EBook Central, 2003.
- [10] M. de los A. Isgró, “El hidrógeno como vector energético: su obtención por electrólisis,” La Plata, 2015.
- [11] A. Godula-Jopek, *Hydrogen Production: Electrolisis*, 1st ed. Munich : Wiley-VCH, 2015.
- [12] Good New Energy, “Del gris al verde, los colores del hidrógeno ,” *Enagas*, Sep. 30, 2021. <https://goodnewenergy.enagas.es/innovadores/del-gris-al-verde-los-colores-del-hidrogeno/> (accessed May 17, 2022).
- [13] Conexión Industriales, “¿Por qué hidrógeno?,” Jun. 23, 2021. <https://conexionindustriales.com/por-que-hidrogeno/> (accessed Jun. 01, 2022).

- [14] M. Brijaldo, C. Castillo, and G. Pérez, “Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno,” *Ingeniería y competitividad*, vol. 23, no. 2, 2021, doi: 10.25100/iyc.v23i2.11155.
- [15] C. F. Guerra and L. Reyes -Bozo, *El hidrógeno como vector energético*, 1st ed. Santiago: Centro de Comunicación de las Ciencias , 2019. [Online]. Available: www.shutterstock.com.
- [16] N. Bedoya and J. C. Medina, “Evaluación de la producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua de mar utilizando energía renovable como fuente de energía eléctrica,” Universidad de América , Bogotá, 2021. Accessed: May 25, 2022. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/20.500.11839/8656>
- [17] J. Montes, A. Abánades, and J. M. Martínez, “Producción de hidrógeno a partir de energía solar,” *Centro de Análisis de Desarrollo Energético Sostenible*, vol. 12, no. 38, 2016.
- [18] J. R. Ares, F. Leardini, C. Sánchez, J. F. Fernández, and I. J. Ferrer, “El hidrógeno como vector energético: mucho hecho pero casi todo por hacer,” *Encuentros Multidisciplinarios*, vol. 7, no. 62, Aug. 2019.
- [19] N. Mota, M. C. Alvarez, M. B. Pouceiro, J. Arenales, R. M. Navarro, and J. L. G. Fierro, “Producción de hidrógeno renovable mediante fotólisis de agua con luz solar,” *Energética*, vol. 21, no. 113, 2011.
- [20] E. Fernández Sáenz, “STRATEGIES FOR THE IMPROVEMENT OF CATALYST STABILITY IN THE STEAM REFORMING OF BIOMASS PYROLYSIS VOLATILES TESIS DOCTORAL,” (Tesis Doctoral), Universidad del País Vasco , 2022.
- [21] D. Semprini and J. Pugliano, “Revisión de las tecnologías de reformado de bioetanol,” 2007.
- [22] W. Sandoval Erazo, *Diseño de obras Hidrotécnicas*, 1st ed., vol. 1. Quito : EDIESPE, 2019. [Online]. Available: www.repositorio.espe.edu.ec.
- [23] ARCERNNR, “Atlas del sector eléctrico ecuatoriano 2021,” Quito , 2021.
- [24] M. R. Peláez and J. L. Espinoza, *Energías renovables en el Ecuador: Situación actual, tendencias y perspectivas*, 1st ed., vol. 1. Cuenca: Gráficas Hernández, 2015.
- [25] A. Sweeney, W. Estadística, P. Administración, and Y. Economía, “ESTADÍSTICA PARA ADMINISTRACIÓN Y ECONOMÍA.”
- [26] Ministerio de Energía y Recursos No Renovables, *Plan Maestro de Electricidad*. Quito, 2018.
- [27] F. Posso, J. Sánchez, J. L. Espinoza, and J. Siguencia, “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.

- [28] Nel Hydrogen, “Water electrolyzers / hydrogen generators .” <https://nelhydrogen.com/water-electrolysers-hydrogen-generators/> (accessed Sep. 25, 2022).
- [29] H-TEC SYSTEMS, “H-TEC PEM Electrolyzers HCS.” <https://www.h-tec.com/en/products/detail/h-tec-pem-elektrolyseur-hcs/2-mw-hcs/> (accessed Sep. 25, 2022).
- [30] Direct Industry, “Generadores de Hidrogeno HySTAT - Hydrogenics - Catálogo PDF | Documentación técnica | Brochure.” <https://pdf.directindustry.es/pdf/hydrogenics/generadores-hidrogeno-hystat/33492-427517.html> (accessed Sep. 25, 2022).
- [31] CONELEC, “Regulación complementaria N° 2 para la aplicación del mandato Constituyente N° 15,” 2009.
- [32] F. Posso, J. L. Espinoza, J. Sánchez, and J. Zalamea, “Hydrogen from hydropower in Ecuador: Use and impacts in the transport sector,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 45, pp. 15432–15447, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.08.109.
- [33] P. Arévalo, “Análisis de alternativas, respecto de la fuente de alimentación de los servicios auxiliares de la central Mazar,” 2015.
- [34] Google Earth, “Google Earth .” Ecuador , 2022.
- [35] Celec-EP, “Información general.” <https://www.celec.gob.ec/> (accessed Sep. 20, 2022).
- [36] R. M. Aguilera, “Generación de un Catálogo de las Centrales Hidroeléctricas del Ecuador mediante una herramienta SIG,” ESPE, Sangolquí, 2013.
- [37] Siemens Energy México, “Soluciones de Hidrógeno, Renewable Energy .” <https://www.siemens-energy.com/mx/es/soluciones/energia-renovable/soluciones-de-hidrogeno.html#Portafolio> (accessed Sep. 26, 2022).
- [38] McPhy, “McLyzer range: 100 to 800 Nm³/h at 30 bar.” <https://mcphy.com/en/equipment-services/electrolyzers/large/> (accessed Sep. 26, 2022).
- [39] W. C. Nadaleti, V. A. Lourenço, and G. Americo, “Green hydrogen-based pathways and alternatives: Towards the renewable energy transition in South America’s regions – Part A,” *Int J Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 43, pp. 22247–22255, Jun. 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.03.239.
- [40] Gasnam, “Autobuses a hidrógeno .” <https://gasnam.es/autobuses-a-hidrogeno/> (accessed Sep. 28, 2022).
- [41] Xataka, “El ‘acero verde’ que sólo emite agua durante su fabricación da sus primeros pasos en Europa.” <https://www.xataka.com/ecologia-y-naturaleza/acero-verde-que-solo-emite-agua-durante-su-fabricacion-da-sus-primeros-pasos-europa> (accessed Sep. 28, 2022).

- [42] CENACE, “Informe Anual CENACE 2020,” 2020.
- [43] ARC, “SISDAT,” 2022. <http://reportes.controlrecursosyenergia.gob.ec/> (accessed Oct. 25, 2022).
- [44] D. Armaroli *et al.*, *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part III – Green hydrogen cost and potential*. 2022. [Online]. Available: www.irena.org/publications
- [45] IEA, “The Future of Hydrogen,” 2019.
- [46] S. Naranjo-Silva, D. J. Punina Guerrero, and J. Álvarez del Castillo, “Costo comparativo por kilovatio de los últimos proyectos hidroeléctricos en Ecuador,” *Revista InGenio*, vol. 5, no. 1, pp. 22–34, Jan. 2022, doi: 10.18779/ingenio.v5i1.473.
- [47] “Siemens pone en marcha una de las mayores plantas de producción de hidrógeno verde de Alemania - World Energy Trade.” <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/gas/siemens-pone-en-marcha-una-de-las-mayores-plantas-de-produccion-de-hidrogeno-verde-de-alemania> (accessed Jan. 08, 2023).
- [48] “Shell construirá Holland Hydrogen I, la planta más grande de Europa.” <https://hidrogeno-verde.es/shell-planta-holland-hydrogen-i/> (accessed Jan. 08, 2023).
- [49] “Green hydrogen: Siemens commissions German production plant.” <https://www.cnbc.com/2022/09/15/green-hydrogen-siemens-commissions-german-production-plant.html> (accessed Jan. 08, 2023).

ANEXOS

Anexo 1 Centrales hidroeléctricas operantes en el país

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL ECUADOR																
DATOS GENERALES								POTENCIA				EQUIPOS		GEOREFERENCIACIÓN		
AÑO DE ENTRADA EN OPERACIÓN	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	EMPRESA/INSTITUCIÓN	INVERSIÓN PÚBLICA O PRIVADA	PROVINCIA	CANTÓN	TIPO DE CENTRAL	SUBTIPO DE CENTRAL	NOMINAL (MW)	EFFECTIVA (MW)	ENERGÍA BRUTA (GWh)	ESTADO DEL PROYECTO	TURBINAS	POTENCIA DE LA UNIDAD (MW)	LATITUD	LONGITUD	CLASIFICACIÓN DE LA CENTRAL
2010	Paute-Molino	CELEC EP	Pública	Azuay	Sevilla de Oro	GENERADOR	Embalse	1075	1100	5487,57	En operación	10 turbinas tipo Pelton	116	2°34'30.42" S	78°30'36.51"O	Gran Central
2016	Sopladora	CELEC EP	Pública	Azuay	Sevilla de Oro	GENERADOR	Embalse	487	486	2607,81	En operación	3 turbinas tipo Francis	165,5	2°35'31.97" S	78°26'54.00"O	Gran Central
2018	Minas San Francisco	CELEC EP	Pública	Azuay	Pucará	GENERADOR	Embalse	270	270	1170,91	En operación	3 turbinas tipo Pelton	90	3°18'56.36" S	79°35'00.73"O	Gran Central
2010	Mazar	CELEC EP	Pública	Azuay	Sevilla de Oro	GENERADOR	Embalse	170	170	746,59	En operación	2 turbinas tipo Francis	91,84	2°35'29.76" S	78°47'03.66"O	Gran Central
1999	Saucay	Electro Generadora del Austro S.A	Privada	Azuay	Cuenca	GENERADOR	Pasada	24	24	123,74	En operación	2 turbinas tipo Pelton	8	2°45'12.07" S	79°00'47.14"O	Mediana Central
1999	Saymirín	Electro Generadora del Austro S.A	Privada	Azuay	Cuenca	GENERADOR	Pasada	15,52	14,4	74,39	En operación	2 turbinas tipo Pelton	8	2°47'58.23" S	79°00'27.04"O	Mediana Central
1999	Gualaceo	Electro Generadora del Austro S.A	Privada	Azuay	Gualaceo	GENERADOR	Pasada	0,97	0,97	7,13	En operación	1 turbina tipo Pelton	0,97	2°54'00.42" S	78°45'40.94"O	Minicentral

2006	Sibimbe	Electro Generadora del Austro S.A	Privada	Bolívar	Echeandía	GENERADOR	Pasada	15,37	15	89,24	En operación	2 turbinas tipo Francis	7,69	1°26'57.97" S	79°19'55.54"O	Mediana Central
2017	San José de Tambo	FMA Tambo	Privada	Bolívar	Chillanes	GENERADOR	Pasada	8	7,2	175	En operación	2 turbinas tipo Francis	4	1°57'23.80" S	79°12'33.86"O	Mediana Central
2005	Río Chimbo	CNEL	Pública	Bolívar	Chimbo	DISTRIBUIDO R	Pasada	1,35	1,35	2,26	En operación	2 turbinas tipo Francis	0,88	nd	nd	Pequeña Central
2012	Ocaña	Electro Generadora del Austro S.A	Privada	Cañar	Cañar	GENERADOR	Pasada	26,1	26,1	148,05	En operación	2 turbinas tipo Pelton	13	2°29'24.76" S	79°14'01.74"O	Mediana Central
2016	Alazán	CELEC EP	Pública	Cañar	Azogues	DISTRIBUIDO R	Pasada	6,23	6	101,81	En operación	1 turbina tipo Pelton	6,23	2°34'21.56" S	78°39'25.42"O	Mediana Central
2005	San Miguel de Car	Empresa Eléctrica Regional Norte S.A	Privada	Carchi	Tulcán	DISTRIBUIDO R	Pasada	2,95	2,52	22,56	En operación	1 turbina tipo Pelton	2,95	0°48'11.85" N	77°48'08.41"O	Pequeña Central
2005	La Playa	Empresa Eléctrica Regional Norte S.A	Privada	Carchi	Tulcán	DISTRIBUIDO R	Pasada	1,43	1,23	7,77	En operación	3 turbinas tipo Pelton	0,44	0°50'30.89" N	77°42'20.74"O	Minicentral
2020	El Laurel	CBS Energy S.A	Privada	Carchi	Mira	GENERADOR	Pasada	1	0,9	1,17	En operación	1 turbina tipo Francis	0,96	nd	nd	Minicentral
2014	Carolina	Hidroimbabura S.A	Privada	Carchi	Mira	GENERADOR	Pasada	0,92	0,9	4,52	En operación	nd	nd	nd	nd	Minicentral
2005	Alao	E.E. Riobamba	Privada	Chimborazo	Riobamba	DISTRIBUIDO R	Pasada	10,5	10,44	80,62	En operación	4 turbinas tipo Pelton	2,72	1°48'41.47" S	78°35'48.86"O	Mediana Central
2005	Río Blanco	E.E. Riobamba	Privada	Chimborazo	Riobamba	DISTRIBUIDO R	Pasada	3,13	2,95	8,86	En operación	1 turbina tipo Francis	3,14	1°39'42.18" S	78°32'24.23"O	Pequeña Central
nd	Planta Chimborazo	UCEM	Privada	Chimborazo	Riobamba	GENERADOR	Pasada	2	1,9	1,18	En operación	1 turbina tipo Pelton	2	1°39'12.47" S	78°45'24.54"O	Pequeña Central

2009	Nizag	E.E. Riobamba	Privada	Chimborazo	Alausí	AUTOGENERADOR	Pasada	0,8	0,75	1,1	En operación	1 turbina tipo Pelton	0,8	nd	nd	Minicentral
2018	Sigchos	Hidosigchos C.A.	Privada	Cotopaxi	Sigchos	GENERADOR	Pasada	18,6	18,39	102,76	En operación	3 turbinas tipo Pelton	8,6	0°38'41.22" S	79°28'19.10"O	Mediana Central
2006	Calope	Enermax	Privada	Cotopaxi	La Maná	AUTOGENERADOR	Pasada	16,6	15	94,14	En operación	2 turbinas tipo Francis	8,2	1°01'58.77" S	79°13'56.30"O	Mediana Central
1984	Illuchi No.2	E.E. Provincial Cotopaxi	Privada	Cotopaxi	Latacunga	DISTRIBUIDOR	Pasada	5,2	5	25,68	En operación	2 turbinas tipo Pelton	2,6	0°55'55.45" S	78°32'48.50"O	Pequeña Central
1951	Illuchi No.1	E.E. Provincial Cotopaxi	Privada	Cotopaxi	Latacunga	DISTRIBUIDOR	Pasada	4,19	4	19,96	En operación	4 turbinas tipo Pelton	1,4	0°55'8.16" S	78°31'43.03"O	Pequeña Central
1990	El Estado	E.E. Provincial Cotopaxi S.A	Privada	Cotopaxi	Pujilí	AUTOGENERADOR	Pasada	1,7	1,66	94,14	En operación	2 turbinas tipo Francis	0,9	0°51'52.92" S	79° 3'36.22"O	Pequeña Central
1989	Catazacón	E.E. Provincial Cotopaxi S.A	Privada	Cotopaxi	Pangua	AUTOGENERADOR	Pasada	0,8	0,76	35,11	En operación	nd	nd	nd	nd	Pequeña Central
nd	Angamarca	E.E. Provincial Cotopaxi S.A	Privada	Cotopaxi	Pujilí	AUTOGENERADOR	Pasada	0,3	0,26	0,36	En operación	3 turbinas tipo Pelton	0,3	nd	nd	Pequeña Central
2010	Marcel Laniado	CELEC EP	Pública	Guayas	El Empalme	GENERADOR	Embalse	213	213	868,23	En operación	3 turbinas tipo Francis	71	0°55'41.85" S	79°45'11.95"O	Gran Central
2015	Manduriacu	CELEC EP	Pública	Imbabura	Cotacachi	GENERADOR	Embalse	63,36	65	344,7	En operación	2 turbinas tipo Kaplan	30	0°13'00.72" S	78°54'38.08"O	Mediana Central
nd	Perlabí	Hidroperlabi	Privada	Imbabura	nd	AUTOGENERADOR	Pasada	2,78	2,78	3,54	En operación	1 turbina tipo Pelton	2,46	nd	nd	Pequeña Central
2013	Baba	CELEC EP	Pública	Los Ríos	Buena Fe	DISTRIBUIDOR	Embalse	42,2	42	161	En operación	2 turbinas tipo Kaplan	21	0°40'19.45" S	79°28'07.95"O	Mediana Central
2015	San Bartolo	Hidosanbartolo S.A	Privada	Morona Santiago	Santiago de Méndez	GENERADOR	Pasada	49,98	49,95	399,18	En operación	3 turbinas tipo Francis	10,5	2°43'21.58" S	78°22'17.51"O	Mediana Central

2018	Normandía	Hidronormandía	Privada	Morona Santiago	Morona	AUTOGENERADOR	Pasada	49,58	49,58	421	En operación	5 turbinas tipo Pelton	12,7	2°13'31.15" S	78°16'14.01"O	Mediana Central
2005	Abanico	Hidroabanico o S.A	Privada	Morona Santiago	Macas	AUTOGENERADOR	Pasada	38,45	38,5	295,19	En operación	5 turbinas tipo Pelton	7,55	2°15'44.52" S	78°10'30.77"O	Mediana Central
2016	Coca Codo Sinclair	CELEC EP	Pública	Napo	El Chaco	GENERADOR	Embalse	1500	1476	6599,58	En operación	8 turbinas tipo Pelton	187,5	0°11'57.65" S	77°41'01.93"O	Gran Central
2018	Quijos	CELEC EP	Pública	Napo	Quijos	GENERADOR	Embalse	50	50	335	En operación	3 turbinas tipo Pelton	17	0°26'57.35" S	78°00'15.77"O	Gran Central
2018	Pusuno	Elite energy Generación eléctrica S.A	Privada	Napo	Tena	GENERADOR	Embalse	38,25	19,12	210,69	En operación	2 turbinas tipo Francis	11,3	0°59'45.03" S	77°37'06.64"O	Mediana Central
2016	Victoria	Hidrovictoria S.A	Privada	Napo	Quijos	GENERADOR	Pasada	10,32	10	29,79	En operación	2 turbinas tipo Pelton	5	0°24'32.59" S	78°01'59.29"O	Mediana Central
nd	Chalpi	EPMAPS	Privada	Napo	Quijos	AUTOGENERADOR	Pasada	8,1	8,1	32,58	En operación	2 turbinas tipo Pelton	4	0°21'56.61" S	78°05'07.06"O	Mediana Central
2004	Papallacta	Ecoluz S.A	Privada	Napo	Quijos	AUTOGENERADOR	Pasada	6,63	6,2	26,35	En operación	2 turbinas tipo Francis	3	0°22'32.91" S	78°08'41.79"O	Mediana Central
2004	Loreto	Ecoluz S.A	Privada	Napo	Quijos	AUTOGENERADOR	Pasada	2,3	2,1	15,14	En operación	1 turbina tipo Pelton	2,11	0°19'39.45" S	78°08'43.22"O	Pequeña Central
2005	Cumbayá	Empresa Eléctrica Quito S.A	Privada	Pichincha	Quito	DISTRIBUIDOR	Pasada	40	40	117,25	En operación	4 turbinas tipo Pelton	10	0°11'23.90" S	78°29'26.12"O	Mediana Central
2005	Nayon	Empresa Eléctrica Quito S.A	Privada	Pichincha	Quito	DISTRIBUIDOR	Pasada	29	28,8	153,51	En operación	2 turbinas tipo Francis	14,85	0°09'49.37" S	78°24'45.89"O	Mediana Central
2005	Guangopolo	Empresa Eléctrica Quito S.A	Privada	Pichincha	Rumiñahui	DISTRIBUIDOR	Pasada	20,92	20,4	87,55	En operación	5 turbinas tipo Francis	2	0°18'03.80" S	78°27'48.37"O	Mediana Central

2013	Recuperadora	EM AAP-Q	Pública	Pichincha	Quito	AUTOGENERADOR	Embalse	14,5	14,5	105,4	En operación	1 turbina tipo Pelton	14,7	nd	nd	Mediana Central
2017	Palmira	CEM	Privada	Pichincha	Quito	DISTRIBUIDOR	Pasada	10	10	83,55	En operación	2 turbinas tipo Francis	5	0°06'20.72" S	78°19'29.54"O	Mediana Central
2013	El Carmen	EM AAP-Q	Pública	Pichincha	Quito	AUTOGENERADOR	Embalse	8,4	8,3	38,21	En operación	1 turbina tipo Pelton	9,49	nd	nd	Mediana Central
2005	Ambi	Empresa Eléctrica Regional Norte S.A	Privada	Pichincha	Quito	DISTRIBUIDOR	Pasada	8	8	38,86	En operación	2 turbinas tipo Pelton	4	nd	nd	Mediana Central
2020	San José de Minas	Hidroeléctrica San José de Minas	Privada	Pichincha	Quito	GENERADOR	Pasada	6,75	5,95	15,4	En operación	1 turbina tipo Pelton	5,7	0°10'19.43" S	78°23'55.29"O	Mediana Central
nd	Vindobona	Vicunha Ecuador S.A	Privada	Pichincha	Mejía	AUTOGENERADOR	Pasada	6,09	6	16,93	En operación	2 turbinas tipo Pelton	1,43	0°10'20.23" S	78°54'29.24"O	Mediana Central
2005	Pasochoa	Empresa Eléctrica Quito S.A	Privada	Pichincha	Quito	DISTRIBUIDOR	Pasada	4,5	4,6	24,38	En operación	2 turbinas tipo Pelton	22,5	0°25'43.50" S	78°28'41.88"O	Mediana Central
2005	Los Chilllos	Empresa Eléctrica Quito S.A	Privada	Pichincha	Rumiñahui	DISTRIBUIDOR	Pasada	1,75	1,8	11,2	En operación	2 turbinas tipo Pelton	0,89	0°22'28.80" S	78°25'01.13"O	Mediana Central
2020	Toachi-Pilatón	CELEC EP Hidrotoapi	Pública	Pichincha/Cotopaxi	Mejía/Sigchos	GENERADOR	Embalse	254,4	254,4	1120	En operación	3 turbinas tipo Francis	16,3	0°21'47.80" S	78°54'51.55"O	Gran Central
2017	Due	Hidro Alto generación de energía S.A	Privada	Sucumbíos	Gonzalo Pizarro	AUTOGENERADOR	Embalse	64,3	49,71	332,93	En operación	3 turbinas tipo Francis	16,55	0°00'53.18" N	78°25'55.22"O	Gran Central
2007	San Francisco	CELEC - Hidroagoyán	Pública	Tungurahua	Baños de Agua Santa	GENERADOR	Pasada	230	212	1341,01	En operación	2 turbinas tipo Francis	115	1°23'45.06" S	78°24'59.26"O	Gran Central
2010	Agoyán	CELEC - Hidroagoyán	Pública	Tungurahua	Baños de Agua Santa	GENERADOR	Embalse	160	156	1031,8	En operación	2 turbinas tipo Francis	78	1°23'53.27" S	78°22'56.27"O	Gran Central
2010	Pucará	CELEC - Hidroagoyán	Pública	Tungurahua	Pillaro	GENERADOR	Embalse	73	73	222,72	En operación	2 turbinas tipo Pelton	36.5	1° 4'45.25"S	78°27'18.98"O	Gran Central

2017	Topo	Proyectos Energéticos Ecuagesa S.A.	Privada	Tungurahua	Baños de Agua Santa	GENERADOR	Pasada	29,2	27	207,38	En operación	2 turbinas tipo Pelton	14,5	1°22'25.73" S	78°12'53.90"O	Mediana Central
2019	Río Verde Chico	Hidrosierra S.A.	Privada	Tungurahua	Baños de Agua Santa	GENERADOR	Pasada	10	10	83,02	En operación	2 turbinas tipo Pelton	10	1°39'08.86" S	78°45'27.52"O	Gran Central
2005	La Península	E.E. Ambato Regional Centro Norte S.A.	Privada	Tungurahua	Ambato	DISTRIBUIDO R	Pasada	3	2,9	2,5	En operación	4 turbinas tipo Francis	1,5/0,5	1°14'25.02" S	78°36'11.26"O	Pequeña Central
nd	Tiliví	Consejo Provincial de Tungurahua	Pública	Tungurahua	Ambato	GENERADOR	Pasada	0,1	0,06	0,68	En operación	1 turbina tipo Pelton	0,15	1°14'33.07" S	78°44'34.44"O	Minicentral
2018	Delsitanisagua	CELEC EP	Pública	Zamora Chinchipe	Zamora	GENERADOR	Embalse	180	180	850,82	En operación	2 turbinas tipo Pelton	60	4°02'00.35" S	78°59'00.52"O	Gran Central
2005	Carlos Mora	Empresa Eléctrica Regional Sur S.A.	Privada	Zamora Chinchipe	San Ramón	GENERADOR	Embalse	2,4	2,5	16,84	En operación	2 turbinas tipo Pelton	0,6	3°50'44.89" S	78°54'09.19"O	Pequeña Central

Nota: las celdas con información no disponible están llenadas con un apostrofe nd, el cual indica que la información no se encuentra disponible por el momento.

Anexo 2 Vertimientos durante el periodo 2019- 2022 en la central hidroeléctrica Agoyán

CENTRAL HIDROELÉCTRICA AGOYAN
EXCEDENTES VOLUMEN DE AGUA PRESA MENSUAL (Hm³)

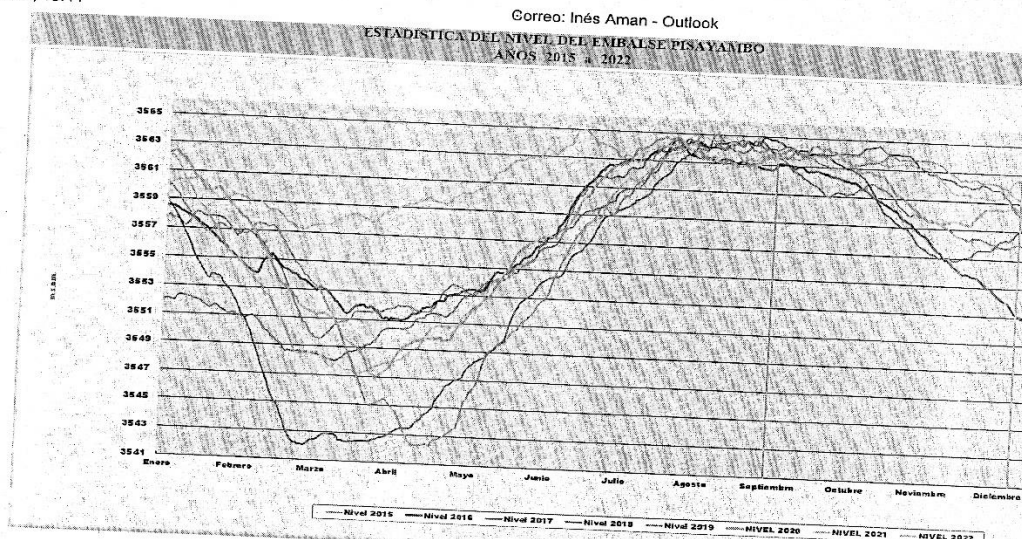
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE
2019	27.367	81.496	61.990	33.709	316.005	564.327	324.230	287.694	55.645	105.702	49.512
2020	136.908	26.780	12.481	60.279	210.467	335.131	298.871	201.950	70.769	61.681	8.617
2021	47.252	35.733	123.005	99.384	401.084	318.329	384.651	78.758	77.709	87.082	152.731
2022	39.230	5.825	32.462	111.684	197.414	196.987	485.213	219.485			

Valores excedentes incluida energía no generada por despacho CENACE

Recibido
Hansj

Anexo 3 Vertimientos de exceso de agua en la central hidroeléctrica Pucará

19/22, 10:44



Excedentes del volumen de agua en la represa mensual (desde año 2019):

Desde el 2019 NO ha existido excedentes de volumen de agua en el embalse Pisayambo que no hayan sido aprovechados para la generación de energía eléctrica; es decir, todo el volumen de agua de Pisayambo ha sido aprovechado, para lo cual en la siguiente imagen se indica la evolución del embalse y su referencia con la cota máxima la cual no ha sido superada (3-565 m.s.n.m.):

Recibido
Hansj

Anexo 4 Vertimientos de exceso de agua en las centrales Mazar, Molino y Marcel Laniado 2021

Los vertimientos en los embalses Amaluzá, Mazar y Daule Peripa tuvieron el siguiente comportamiento:

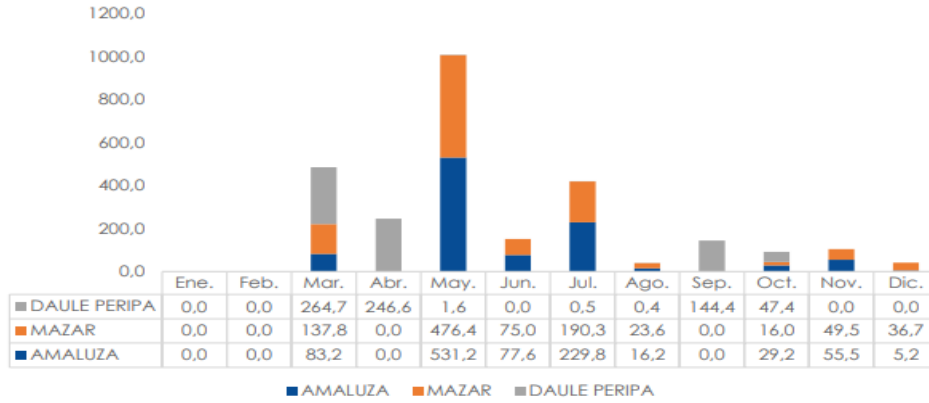


Figura 1.23 Comportamiento de los vertimientos en los embalses Amaluzá, Mazar y Daule Peripa

En total por los vertederos, se evacuaron 2.738,8 Hm³ de los cuales el 36,7% pertenece a Mazar, el 37,5% a Amaluzá y el 26% a Daule Peripa. Analizando en función de la capacidad de sus embalses en Amaluzá se registraron vertimientos equivalentes a 14,7 veces su embalse; y, en Mazar equivalentes a 3,4 veces su embalse.

Anexo 5 Vertimientos de exceso de agua en las centrales Mazar, Molino y Marcel Laniado 2020

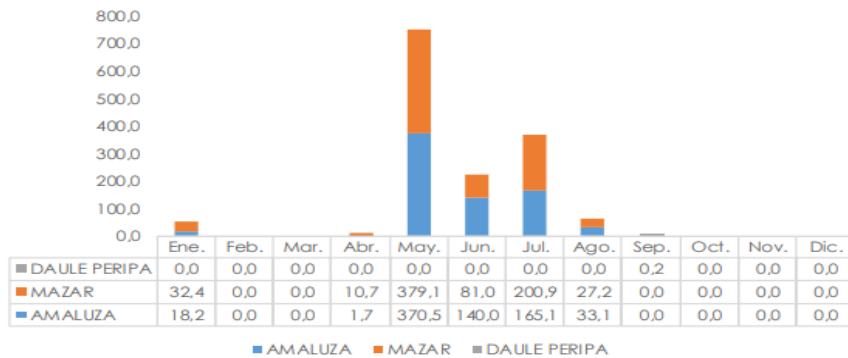


Figura 1.23 Comportamiento de los vertimientos en los embalses Amaluzá, Mazar y Daule Peripa

En total se por los vertederos, se evacuaron 1.460 Hm³ de los cuales el 50,1% pertenece a Mazar y el 49,9% a Amaluzá. Analizando en función de la capacidad de sus embalses en Amaluzá se registraron vertimientos equivalentes a 10,4 veces su embalse; y, en Mazar equivalentes a 2,4 veces su embalse.

Anexo 6 Vertimientos de exceso de agua en las centrales Mazar, Molino y Marcel Laniado 2019

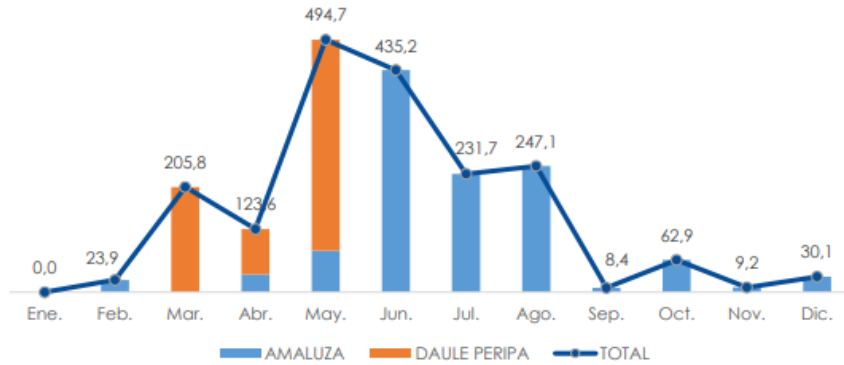


Figura 1.23 Comportamiento de los vertimientos en los embalses Amaluzá y Daule Peripa

Anexo 7 Portal SISDAT-BI

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES SISDAT

Reportes de Información Estadística del Sector Eléctrico

Tipo de Reporte:

Año: **Mes:**

Grupo Empresa:

Observación:

[Generar Reporte](#)

Unidad	Tipo Central	Subtipo Central	Tipo Energía	Tipo Servicio	Sistema	Energía Bruta (MWh)	Consumo Auxiliares Unidades (MWh)	Energía Neta (MWh)	FUELO
G-3014	Térmica	Térmica MCI	No Renovable	No Público	No Inc.	301,197000	8,955003	292,241997	0,0
G-3012	Térmica	Térmica MCI	No Renovable	No Público	No Inc.	244,847000	7,236366	237,610634	0,0
G-3011	Térmica	Térmica MCI	No Renovable	No Público	No Inc.	37,845000	1,356818	36,488182	0,0
G-3010	Térmica	Térmica MCI	No Renovable	No Público	No Inc.	0,000000	0,000000	0,000000	0,0
G-3009	Térmica	Térmica MCI	No Renovable	No Público	No Inc.	248,383000	7,372048	241,010952	0,0
G-3008	Térmica	Térmica MCI	No Renovable	No Público	No Inc.	48,629000	1,763864	46,865136	0,0
G-3007	Térmica	Térmica MCI	No Renovable	No Público	No Inc.	37,125000	1,288977	35,836023	0,0