

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UCSC

Estudio de prefactibilidad para uso de hidrógeno verde en comunidad aislada de Chile

Julio César Soto Levill

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Patrocinante:

MsC. Ricardo I. León C.

Profesores Informantes:

Dr. Ricardo Lizana

Dr. Muhammad Nisar

Concepción, Diciembre de 2024

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
MsC. Ricardo I. León C

“Estudio de prefactibilidad para uso de hidrógeno verde en comunidad aislada de Chile”

Julio César Soto Levill

Informe de Habilitación Profesional
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Diciembre 2024

Resumen

La creciente necesidad de energía en el mundo ha impulsado a la humanidad a buscar nuevas fuentes que sean más sostenibles y menos dañinas para el medio ambiente. En este sentido, las energías renovables han ganado relevancia, emergiendo como una de las mejores alternativas a los combustibles fósiles en la generación de energía actual. Las principales fuentes de energía renovable incluyen la solar, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica y marítima. Las principales ventajas de estas fuentes en comparación con los combustibles tradicionales, como el carbón y el petróleo, son que no generan gases de efecto invernadero ni contaminantes que agravan el cambio climático. Además, son recursos inagotables que se renuevan naturalmente, lo que las hace una opción más sostenible a largo plazo.

En presente informe, se explorará como el hidrógeno puede ser utilizado como solución energética, examinando sus ventajas y desafíos, así como su contribución potencial para abordar los problemas ambientales y energéticos que enfrenta nuestro país en la actualidad, más precisamente abordar los problemas que puedan surgir dentro de las comunidades aisladas en cuanto a pobreza energética, como el acceso a el suministro eléctrico para satisfacer necesidades básicas del hogar, la calidad de servicio del suministro eléctrico considerando las características de seguridad y continuidad de la fuente de suministro. Con la finalidad de poder plantear una posible solución a estas problemáticas mediante energías renovables y nuevas tecnologías energéticas menos dañinas para el medio ambiente, como lo es el hidrógeno verde, así con esto poder ofrecer un medio de inserción a las comunidades aisladas privadas de conexión a la red eléctrica nacional. Para abordar los problemas es necesario estudiar las nuevas tecnologías que ofrece el mercado para producción de hidrógeno verde, para comparar en términos de eficiencia, costos de producción y de mantenimiento, aquellas tecnologías que son óptimas para cubrir las necesidades energéticas de las comunidades aisladas, con diferente geografía dentro del territorio nacional.

A los alumnos del pasado, presente y futuro de la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica de la U.C.S.C.

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia, especialmente a mis padres Jorge Soto y Eva Levill, mi más sincero agradecimiento por su amor, comprensión y apoyo incondicional. Su confianza en mis capacidades y su aliento constante me han dado la fuerza necesaria para perseverar en cada etapa de este proceso.

En segundo lugar, me gustaría expresar un agradecimiento especial a mis compañeros de carrera que se convirtieron en amigos durante el proceso, quienes con sus aportes, críticas constructivas y palabras de ánimo han sido una fuente constante de inspiración.

En tercer lugar, quiero expresar mi gratitud a mi profesor guía Ricardo I. León C, por su invaluable guía, dedicación y paciencia durante este proceso. Su conocimiento y experiencia han sido pilares fundamentales en la construcción de este trabajo, y su constante apoyo me inspiró a superar los desafíos que surgieron en el camino.

Finalmente, me gustaría agradecer todas las personas familiares, amigos y compañeros que de una u otra forma, contribuyeron al desarrollo de este proceso.

Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
ABREVIACIONES	XI
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	1
1.2. CONTEXTO Y DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	2
1.2.1 Pobreza energética en Chile.....	3
1.2.2 Vulnerabilidad energética	4
1.2.3 Comunidades en condición de aislamiento.....	5
1.3. EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO	6
1.4. TRABAJOS PREVIOS	8
1.4.1 De los Contenidos.....	8
1.4.2 Discusión	10
1.5. HIPÓTESIS DE TRABAJO	11
1.6. OBJETIVOS	11
1.6.1 Objetivo General	11
1.6.2 Objetivos Específicos.....	11
1.7. ALCANCES Y LIMITACIONES	12
1.8. TEMARIO Y METODOLOGÍA.....	12
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO VERDE.....	14
2.1. INTRODUCCIÓN	14
2.2. ENERGÍAS RENOVABLES	14
2.2.1 Tecnología solar fotovoltaica	14
2.2.2 Tecnología eólica	15
2.3. TECNOLOGÍA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	16
2.3.1 Almacenamiento electroquímico.....	16
2.4. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO.....	18
2.4.1 Procesos termoquímicos.....	111
2.4.2 Proceso electrolítico o Electrólisis del agua	18
2.4.3 Procesos biológicos.....	111
2.4.4 Otros procesos.....	111
2.5. TECNOLOGÍAS DE HIDRÓGENO VERDE.....	18
2.5.1 Electrolizador.....	19
2.5.2 Almacenamiento de hidrógeno	22
2.5.3 Celda de combustible.....	23
2.6. COSTOS DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE.	26
2.7. IDENTIFICACIÓN DE CASOS DE USO DE H ₂ EN LOCALIDADES AISLADAS	27
2.7.1 Caso Surf 'N' Turf: Sitio aislado de la red.....	27
2.7.2 Iniciativa REMOT: Abastecimiento energético de zonas remotas con múltiples opciones de tecnologías integradas basadas en el hidrógeno.	28
2.7.3 Microred de la planta geotérmica de Cerro Pabellón.....	29
CAPÍTULO 3. ESTIMACIÓN ENERGÉTICA CASO BASE.....	30
3.1. INTRODUCCIÓN	30
3.2. SELECCIÓN CASO DE ESTUDIO: SUMINISTRO TOTAL EN UNA COMUNIDAD AISLADA.	30
3.3. CARACTERIZACIÓN DE LA COMUNIDAD.....	31
3.4. ESTIMACIÓN DE DEMANDA ELÉCTRICA.	32

3.4.1	<i>Perfil de demanda</i>	33
3.4.2	<i>Otros consumos de la isla</i>	36
3.4.3	<i>Proyección de demanda eléctrica</i>	37
3.5.	SIMULACIÓN CASO BASE.....	40
3.5.1	<i>Condiciones y parámetros de diseño</i>	40
3.5.2	<i>Resultados red eléctrica actual</i>	41
3.6.	COSTOS NIVELADOS DE LA ENERGÍA.....	43
3.6.1	<i>Cálculo de LCOE</i>	44
3.7.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.....	46
CAPÍTULO 4. DISEÑO DE MICRORRED AISLADA HIBRIDA DE ENERGÍAS RENOVABLES.....		47
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	47
4.2.	TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	47
4.3.	ESTUDIO DE RECURSO ENERGÉTICO DE LA ZONA.....	49
4.3.1	<i>Sitio de estudio</i>	49
4.4.	DIMENSIONAMIENTO FOTOVOLTAICO.....	51
4.4.1	<i>Dimensionamiento sistema de almacenamiento</i>	55
4.5.	SIMULACIÓN Y RESULTADOS MICRORRED.....	55
4.5.1	<i>Resultados microrred con recursos renovables</i>	57
4.5.2	<i>Cálculo de LCOE</i>	60
4.6.	EVALUACIÓN SOCIAL Y ECONÓMICA DE MICRORRED FOTOVOLTAICA.....	61
4.6.1	<i>Identificación de Beneficios Sociales</i>	62
4.6.2	<i>Costos Sociales</i>	62
4.6.3	<i>Configuración de Flujos Netos</i>	63
4.6.4	<i>Cálculo de Indicadores Económicos</i>	64
4.7.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.....	66
CAPÍTULO 5. MICRORRED HIBRIDA CON HIDRÓGENO VERDE.....		67
5.1.	INTRODUCCIÓN.....	67
5.2.	DIMENSIONAMIENTO SISTEMA H2V.....	67
5.3.	SELECCIÓN DE TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE.....	67
5.4.	REQUERIMIENTO DE HIDRÓGENO PARA LA COMUNIDAD.....	69
5.5.	DIMENSIONAMIENTO DE TECNOLOGÍA H2V.....	70
5.5.1	<i>Electrolizador</i>	71
5.5.2	<i>Sistema de Almacenamiento de Hidrógeno</i>	72
5.5.3	<i>Celda de Combustible</i>	75
5.6.	SIMULACIÓN Y RESULTADOS MICRORRED CON TECNOLOGÍA DE H2V.....	76
5.7.	RESULTADOS MICRORRED HIBRIDA.....	77
5.7.1	<i>Escenario 1: Sistema eléctrico híbrido con H2V</i>	77
5.7.2	<i>Escenario 2: Sistema eléctrico híbrido con H2V y baterías</i>	82
5.8.	CALCULO LCOE Y LCOH.....	88
5.8.1	<i>LCOE</i>	88
5.8.2	<i>LCOH</i>	89
5.9.	EVALUACIÓN SOCIAL Y ECONÓMICA.....	90
5.10.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	92
5.11.	DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.....	93
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES.....		94
6.1.	CONCLUSIONES.....	94
BIBLIOGRAFÍA.....		96
CAPÍTULO 7. ANEXOS.....		98
A.1.	LOCALIDADES EN CONDICIÓN DE AISLAMIENTO.....	98
A.2.	PROYECTOS DONDE SE UTILIZA HIDRÓGENO VERDE.....	100

<i>Proyecto GREEN HYSLAND</i>	100
<i>Sistema EcoCube</i>	102
A.3. METODOLOGÍA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL.....	103
<i>Descripción general electrificación rural</i>	103
<i>Formulación de proyecto</i>	103
<i>Evaluación de proyecto</i>	104
A.4. PROYECCIÓN DE LCOH PARA LATINOAMÉRICA 2050.	105
A.5. MICRORREDES AISLADAS CON ENERGÍAS RENOVABLES.	105
A.6. PROMEDIO MENSUAL DE INSOLACIÓN EN SITIO DE ESTUDIO.	106
A.7. CARACTERÍSTICAS PANEL SOLAR A IMPLEMENTAR.	107
A.8. COSTOS OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CENTRAL FOTOVOLTAICA	108
A.9. CÁLCULO DE LCOE FOTOVOLTAICO	110
A.10. COSTOS SOCIAL Y FLUJO DE CAJA PARA PROYECTO FOTOVOLTAICO.....	110
A.11. COMPARACIÓN DE ELECTROLIZADOR	112
A.12. COSTOS DE LA TECNOLOGÍA DE HIDRÓGENO VERDE.	114
A.13. CALCULO LCOE SISTEMAS HÍBRIDOS.....	118
A.14. FLUJO DE CAJA SOCIAL SISTEMAS HÍBRIDOS.....	119
A.15. COSTOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO BATERÍAS 2030.	119

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Comparación de tecnologías para la electrolisis del agua.....	26
Tabla 2.2 Comparación tipos de tecnologías celdas de combustible.....	32
Tabla 2.3 Costos nivelados de producción H ₂	33
Tabla 2.4 Características caso Surf 'n' Turf.....	35
Tabla 2.5 Características caso DEMOs.....	36
Tabla 2.6 Características micro red cerro pabellón.....	36
Tabla 3.1 Consumo electico de electrodomésticos básicos.....	41
Tabla 3.2 Consumo electico de actividades productivas.....	43
Tabla 3.3 Consumo electico de actividades comunidad... ..	44
Tabla 3.4 Consumo electico iluminación pública... ..	44
Tabla 3.5 Proyección de demanda local de la comunidad... ..	46
Tabla 3.6 Parámetros de diseño generador diésel... ..	47
Tabla 3.7 Demanda eléctrica comunidad.. ..	48
Tabla 3.8 Datos de simulación... ..	50
Tabla 3.9 Principales Costos del Sistema de Generación Diesel... ..	52
Tabla 3.10 Costos del Sistema de Generación Diesel... ..	53
Tabla 4.1 Promedio mensual de la insolación diaria en unidades [kWh/m ² /día]	59
Tabla 4.2 Promedio mensual de la temperatura en la zona [°C].. ..	60
Tabla 4.3 Requerimiento de potencia y energía de la comunidad.	61
Tabla 4.4 Parámetros de diseño central fotovoltaica.....	66
Tabla 4.5 Costos central fotovoltaica.	66
Tabla 4.6 Parámetros baterías.	66
Tabla 4.7 Costos Sistema Almacenamiento.....	67
Tabla 4.8 Parámetros generador de respaldo.	67
Tabla 4.9 Datos de Simulación fotovoltaico.. ..	70
Tabla 4.10 Costos Privados y Sociales Sistema Fotovoltaico.....	74
Tabla 4.11 Ingresos por Ahorro de Combustible a lo largo de la vida útil del Sistema Fotovoltaico.. ..	74
Tabla 4.12 Indicadores Económicos Proyecto Fotovoltaico.	76
Tabla 5.1 Comparación de electrolizadores.. ..	78
Tabla 5.2 Requerimiento Energético de la Comunidad.	79
Tabla 5.3 Datos Central Fotovoltaica.....	82
Tabla 5.4 Clasificación de Tanques para Almacenamiento H ₂	83
Tabla 5.5 Parámetros de Diseño Electrolizador.. ..	86
Tabla 5.6 Costos Sistema Electrolizador.....	87
Tabla 5.7 Parámetros de diseño Tanque Almacenamiento.. ..	87
Tabla 5.8 Costos Sistema Tanque Almacenamiento.....	87
Tabla 5.9 Parámetros de Diseño Celda Combustible	66
Tabla 5.10 Costos sistema Celda de Combustible... ..	66
Tabla 5.11 Parámetros y Costo Nivelado de Hidrógeno	66
Tabla 5.12 Ingresos por Ahorro de Combustible Sistemas Híbridos.....	66
Tabla 5.13 Indicadores Económicos sistema hibrido.....	66

Lista de Figuras

Fig.1.1 Objetivos de desarrollo sostenible.	2
Fig.1.2 Dimensiones de la pobreza energética.	3
Fig.1.3 Viviendas sin energía por región.	5
Fig.1.4 Fuentes y métodos de obtención de hidrógeno	7
Fig.1.5 Principales usos del hidrógeno.	7
Fig.1.6 Proceso de producción de hidrógeno verde	8
Fig.2.1 Elemento de un panel fotovoltaico	17
Fig. 2.2 principales componentes de un aerogenerador	16
Fig. 2.3 Electrolizador alcalino	20
Fig. 2.4 Electrolizador de membrana de electrolito de polímero	20
Fig. 2.5 Electrolizador de óxido sólido	21
Fig. 2.6 Energía distintos tipos de combustible	23
Fig. 2.7 Celda de combustible alcalina	24
Fig. 2.8 Celda de combustible PEM	25
Fig. 2.9 Celda de combustible óxido sólido	25
Fig. 2.10 LCOH en base a energía solar y eólica v/s combustibles fósiles	27
Fig. 3.1 Ubicación geográfica de la isla	31
Fig. 3.2 Perfil demanda diaria para cada estación del año	35
Fig. 3.3 Perfil demanda diaria para la comunidad	35
Fig. 3.4 Proyección de demanda 2019-2039	38
Fig. 3.5 Proyección de demanda local de la comunidad	39
Fig. 3.6 Comportamiento diario de la red año 1	41
Fig. 3.7 Comportamiento diario de la red año 20	42
Fig. 3.8 proyección de costo combustible	45
Fig. 4.1 Proyección de costos de inversión de tecnologías de generación.	48
Fig. 4.2 Promedio horario de la radiación global instantánea	50
Fig. 4.3 Temperatura promedio mensual	50
Fig. 4.4 Ángulo de inclinación y azimut	51
Fig. 4.5 Degradación de módulos fotovoltaicos	53
Fig. 4.6 Características panel solar.	54
Fig. 4.7 Comportamiento diario de la red año 1.	57
Fig. 4.8 Comportamiento diario de la red año 20.	58
Fig. 4.9 Estado de carga sistema baterías año 1.....	58
Fig. 4.10 Estado de carga sistema baterías año 20.....	58
Fig. 5.1 Esquema de microrred híbrida.	71
Fig. 5.2 Tipos de tanque para almacenamiento H ₂	73
Fig. 5.3 Curva de densidad vs presión H ₂	74
Fig. 5.4 Grafica características celda de combustible PEM.	75
Fig. 5.5 Comportamiento diario de la red con H ₂ V año 1.	78
Fig. 5.6 Producción de hidrógeno año 1	78
Fig. 5.7 Consumo de celda combustible y generador diésel año 1.	79
Fig. 5.8 Almacenamiento de hidrógeno año 1	79

Fig. 5.9 Comportamiento diario de la red con H2V año 20	80
Fig. 5.10 Producción de hidrógeno año1	81
Fig. 5.11 Consumo de celda combustible y generador diésel año 20	81
Fig. 5.12 Almacenamiento de hidrógeno año 20	82
Fig. 5.13 Comportamiento diario de la red con H2V y baterías año 1... ..	83
Fig. 5.14 Producción de hidrógeno año1	83
Fig. 5.15 Consumo de celda combustible y generador diésel año1.	84
Fig. 5.16 Estado de carga sistema baterías año 1.	84
Fig. 5.17 Almacenamiento de hidrógeno año1	85
Fig. 5.18 Comportamiento diario de la red con H2V y baterías año 20... ..	86
Fig. 5.19 Producción de hidrógeno año 20	86
Fig. 5.20 Consumo de celda combustible y generador diésel año 20	87
Fig. 5.21 Estado de carga sistema baterías año 20	87
Fig. 5.22 Almacenamiento de hidrógeno año 20	88

Abreviaciones

Mayúsculas

CO_2	: Dióxido de carbono.
CH_4	: Metano.
N_2O	: Óxido de nitrógeno.
H_2O	: Agua.
PEM	: Proton Exchange Membrane.
AEM	: Anion Exchange Membrane.
SOEC	: Solid Oxide Electrolyzer Cell.
ZrO_2	: Óxido de circonio.
KOH	: Hidróxido de Potasio.
PFSA	: ácido perfluorosulfónico.
H_2	: Hidrógeno.
O_2	: Oxígeno.
CO_2	: Dióxido de Carbono.
KOH	: Hidróxido de potasio.
KW	: Kilo Watts.
MW	: Mega Watts.
MWh	: Mega Watts Hora.
ERNC	: Energía Renovable No Convencional
CORFO	: Corporación de Fomento de la Producción.
CAPEX	: Capital Expenditure.
OPEX	: Operating Expenses.
CC	: Corriente continua.
CA	: Corriente Alterna.
IEA	: Agencia Internacional de la Energía.
IRENA	: International renewable energy agency.
NREL	: National renewable energy laboratory
LCOE	: Coste nivelado de la energía.
LCOH	: Coste nivelado del hidrógeno.
O&M	: Operación y mantenimiento.
FC	: Fuel Cell (celda de combustible)
FV (PV)	: Fotovoltaico (Photovoltaic)
BOP	: Balance of plant
η	: Factor de rendimiento o eficiencia

Capítulo 1. Introducción y Contexto

1.1. Introducción General

Históricamente, la Tierra ha experimentado fluctuaciones climáticas naturales a lo largo de millones de años. Sin embargo, lo que es único en la época moderna es la velocidad alarmante a la que el clima está cambiando, en gran parte debido a la emisión de gases de efecto invernadero como el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y el óxido nitroso (N_2O) en la atmósfera. Estos gases atrapan el calor del sol y provocan un aumento en la temperatura global, un fenómeno conocido como efecto invernadero. El principal culpable detrás de estas emisiones de gases de efecto invernadero es la actividad humana, que incluye la quema de combustibles fósiles para generar energía, el transporte, la deforestación, la agricultura intensiva y la industria.

La búsqueda de soluciones energéticas sostenibles y limpias se ha convertido en una prioridad en un mundo que enfrenta desafíos ambientales y climáticos cada vez más urgentes. En este contexto, el hidrógeno verde ha surgido como una prometedora solución energética que podría desempeñar un papel fundamental en la transición hacia un futuro más limpio y sostenible. El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, pero rara vez se encuentra en su forma pura en la Tierra. Sin embargo, puede ser obtenido a partir de una variedad de fuentes, incluyendo la electrólisis del agua, la biomasa y otras fuentes renovables. Lo que hace que el hidrógeno sea especialmente atractivo para servir como una fuente de energía limpia, ya que su combustión o reacción con oxígeno solo produce agua como subproducto, sin emisiones de gases de efecto invernadero o contaminantes atmosféricos nocivos. Esto lo convierte en una alternativa prometedora a los combustibles fósiles en sectores clave como el transporte, la industria y la generación de energía.

1.2. Contexto y definición del problema

La relación entre energía, desarrollo social y pobreza es un tema de gran importancia en la agenda global y en las políticas públicas nacionales. Esta relación se refiere a cómo el acceso a fuentes de energía confiables y considerables puede tener un impacto significativo en el desarrollo social y en la reducción de la pobreza. El acceso a una fuente de energía confiable y asequible mejora la calidad de vida de las personas al proporcionar iluminación, calefacción, refrigeración y acceso a electrodomésticos que facilitan la vida cotidiana. Esto no solo mejora la comodidad, sino que también reduce la exposición a riesgos para la salud asociados con métodos de cocina y calefacción inseguros y contaminantes [1].

En septiembre del año 2015 la asamblea general de las Naciones Unidas presento los Objetivos de Desarrollo Sostenibles (ODS) que son un conjunto de 17 objetivos interconectados y universalmente aplicables, con los cuales se pretende erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos, como parte de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos años donde se tienen como finalidad abordar una serie de desafíos globales, incluyendo la pobreza, la desigualdad, el cambio climático, la degradación ambiental, la paz y la justicia, y mejorar la calidad de vida de las personas en todo el mundo.



Fig.1.1 Objetivos de desarrollo sostenible. Fuente: [2]

El objetivo de desarrollo sostenible número 7 “energía asequible y no contaminante” en particular se relaciona directamente con la pobreza energética y la promoción del acceso a energía asequible y sostenible, se centra en garantizar el acceso universal a energía asequible, confiable y sostenible,

abordando la pobreza energética, busca aumentar la eficiencia energética y promover fuentes de energía renovables, con el fin de mejorar las condiciones de los hogares vulnerables y asegurar el acceso a servicios básicos como calefacción, refrigeración e iluminación, para alcanzar las metas establecidas para 2030.

1.2.1 Pobreza energética en Chile.

En Chile el concepto de pobreza energética ha sido definido por la Plataforma de Colaboración Interdisciplinaria Red de Pobreza Energética (RedPE). La definición propuesta por la RedPE es que: “Un hogar se encuentra en situación de pobreza energética cuando no tiene acceso equitativo a servicios energéticos de alta calidad para cubrir sus necesidades fundamentales y básicas, que permitan sostener el desarrollo humano y económico de sus miembros”. Las necesidades fundamentales son aquellas que implican impactos directos en la salud humana; mientras que las necesidades básicas corresponden a aquellos requerimientos energéticos cuya pertinencia depende de las particularidades culturales y territoriales. La forma más común de caracterizarla ha sido a partir de cuatro dimensiones centrales e interconectadas [2].



Fig.1.2 Dimensiones de la pobreza energética. Fuente: [2].

Acceso físico: Implica acceder a las fuentes de energía y artefactos necesarios para satisfacer las necesidades energéticas de los miembros de un hogar. Esta dimensión considera como piso mínimo contar con suministro eléctrico 24/7, junto con los artefactos e instalaciones eléctricas necesarias para contar con iluminación, refrigeración o comunicación, entre otros servicios energéticos [2].

Calidad: Se refiere a las condiciones en que se accede a los servicios energéticos, considerando las características de seguridad y continuidad de la fuente de suministro utilizada, la seguridad y eficiencia

de los artefactos y un aspecto fundamental que tiene relación con el tipo de suministro utilizado y su impacto en la salud de las personas [2].

Habitabilidad: Esta dimensión se posiciona como central en el abordaje de la pobreza energética, pues considera las características constructivas y de eficiencia energética de las viviendas, las que tienen un rol fundamental para poder lograr el confort térmico de los miembros del hogar y reducir el consumo energético para calefacción, efecto que es especialmente importante en el caso de utilizar fuentes de energía contaminantes [2].

Asequibilidad: Considera la capacidad de las personas de costear los servicios energéticos sin sacrificar otras necesidades. Esta dimensión demuestra que aun cuando los hogares tengan acceso de calidad a la energía, ello no asegura su capacidad para costear los servicios energéticos [2].

1.2.2 Vulnerabilidad energética.

En Chile, aunque la mayoría de los hogares tiene acceso a energía eléctrica, esto no garantiza que estén libres de vulnerabilidad energética. La vulnerabilidad no solo se refiere al acceso físico, sino también a la capacidad de usar la energía de manera asequible y eficiente.

Algunas razones por las cuales las personas pueden estar en situación de vulnerabilidad energética, pueden ser los costos elevados de la energía, aunque tienen acceso a la electricidad, algunas familias pueden optar por la elección de no utilizar la energía en situaciones críticas, como calefacción o refrigeración, durante condiciones climáticas extremas. También la falta de conocimiento sobre prácticas de eficiencia energética y el uso eficiente de los electrodomésticos, lo que incrementa el consumo y los costos. Además, los problemas de infraestructura pueden provocar un suministro eléctrico inestable en algunas áreas, con apagones frecuentes que impactan la vida cotidiana. Para abordar la vulnerabilidad energética de manera integral, es crucial considerar no solo el acceso a la electricidad, sino también su asequibilidad, la eficiencia energética, la calidad de las viviendas y la educación sobre el uso responsable.

Según el estudio realizado por la división de acceso y desarrollo social del ministerio de energía, se identificaron en total 24.556 viviendas sin energía a nivel nacional, siendo la región de los lagos la que presenta el mayor déficit y la región de O'Higgins el menor, dicha cantidad de viviendas equivale a cerca de 75.000 personas y representa 0.4% del total de la población a nivel nacional [3].

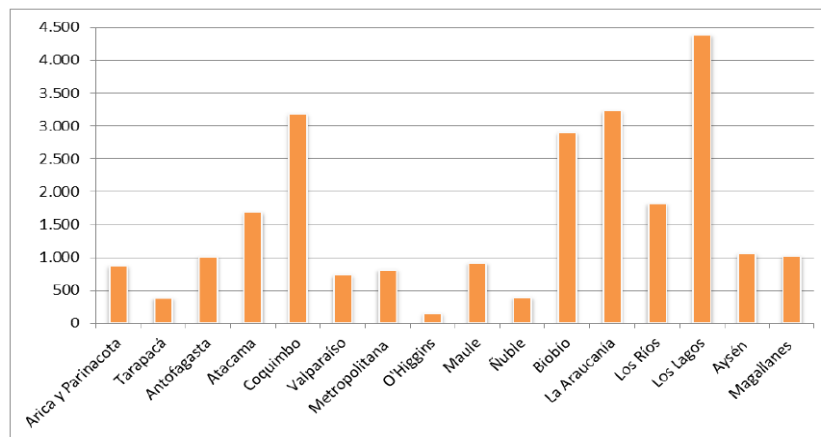


Fig.1.3 Viviendas sin energía por región. Fuente: [3].

El déficit en el acceso a suministro eléctrico se concentra en cuatro regiones, Los Lagos con 4.383 viviendas sin energía eléctrica, La Araucanía con 3.225 viviendas, Coquimbo y Biobío con 3.181 y 2.901 respectivamente.

En cuanto a las viviendas que se encuentran en sistemas aislados de generación eléctrica se identificaron 15.708, de las cuales 18.2% tienen suministro parcial. Contabilizando tanto las viviendas sin energía como aquellas con suministro parcial, se identifican 29.642 viviendas, que corresponde a cerca de 90.000 personas, de las cuales el 17% tiene suministro parcial y el 83% no tiene acceso a energía eléctrica [3].

Pr esta razón, la modernización de la infraestructura energética es fundamental para garantizar un acceso asequible y equitativo en el marco de la transición energética. Esto requiere la implementación de estrategias, como la inversión en fuentes de energía limpias y renovables, incluyendo solar, eólica e hidroeléctrica. Estas medidas no solo reducen la dependencia de fuentes costosas y contaminantes, sino que también contribuyen significativamente a la mitigación del cambio climático.

1.2.3 Comunidades en condición de aislamiento.

Chile es conocido por su geografía diversa que lo hace único en términos de variedad de ambientes. La geografía diversa no solo influye en sus paisajes, sino también en su clima, la biodiversidad y las actividades económicas de sus habitantes, este último punto en particular a provocado que las personas tengan la necesidad de adentrarse en zonas aisladas donde se desarrollen actividades económicas como la minería, agricultura, ganadería, pesca, acuicultura, entre otras, esto a

generando una descentralización de las ciudades más conglomeradas, provocando el surgimiento de nuevas localidades además de las ya existentes pertenecientes a comunidades indígenas de las diferentes etnias del país.

Una localidad aislada corresponde a un punto en el espacio, habitado por menos de 3.000 habitantes, que cuenta con bajos niveles de integración (acceso a bienes y servicios del estado y de privados), con dificultades de acceso, y por consecuencia de lo anterior, se encuentra en una situación de desventaja y desigualdad social respecto del desarrollo del país.

Según el informe de la Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo (Subdere) denominado “Identificación de Localidades en Condición de Aislamiento” publicado en marzo del 2021, existen 25.256 localidades dentro del territorio nacional, de las cuales 3.896 se encuentran en condición de aislamiento, esto se traduce a una población de 147.711 habitantes, lo que equivale a decir que el 0.8% de la población del país se encuentra en condición de aislamiento [4].

1.3. El Hidrógeno como vector energético

Los vectores energéticos son aquellos dispositivos y sustancias que poseen capacidad para almacenar una energía que posteriormente será liberada de forma controlada, entre ellos se encuentran la electricidad, el oxígeno y el hidrógeno como vector energético más prometedor, ya que tiene la particular característica de tener una alta densidad energética.

El hidrógeno es muy reactivo y tiende a formar enlaces químicos con otros elementos, por lo que es raro encontrar hidrógeno en forma pura en la atmósfera terrestre. La mayoría del hidrógeno que se utiliza en aplicaciones industriales o tecnológicas se obtiene a través de la reforma de hidrocarburos, como el gas natural, o mediante la electrólisis del agua, esto permite su clasificación por los métodos de obtención de este elemento. Entre estos se encuentran el “hidrógeno gris”, se refiere al hidrógeno producido a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural. Su producción se asocia a emisiones de dióxido de carbono (CO_2). El “hidrógeno azul”, se define como el que es producido a partir de combustibles fósiles. Sin embargo, se realiza la gestión de las emisiones de CO_2 mediante el uso de tecnologías de captura/secuestro u otras formas, para evitar su emisión a la atmósfera. El “hidrógeno verde” se define como aquel producido a partir de agua mediante procesos de electrólisis, empleando electricidad proveniente 100% de energías renovables, ya sea en forma directa o indirecta de la cual no se generan emisiones de CO_2 [7].



Fig.1.4 Fuentes y métodos de obtención de hidrógeno. Fuente: [7].

El gran efecto que tiene el H₂ en la transición energética puede resumirse en las siguientes dos ideas. Primero el H₂ puede ser utilizado como energy carrier, con la capacidad de resolver el problema de la producción intermitente de energía renovable. Esta molécula puede inyectarse a redes de gas natural, o bien convertirse en electricidad mediante una celda de combustible. Así, el exceso de energía producida vía recursos renovables en horarios peak puede almacenarse en forma de hidrógeno. Segundo el H₂ permite la descarbonización de sectores que son difíciles de electrificar, como es la industria de procesos y el sector transporte, la industria del acero y del cemento, también la de transporte de cargas y largas distancias [6].

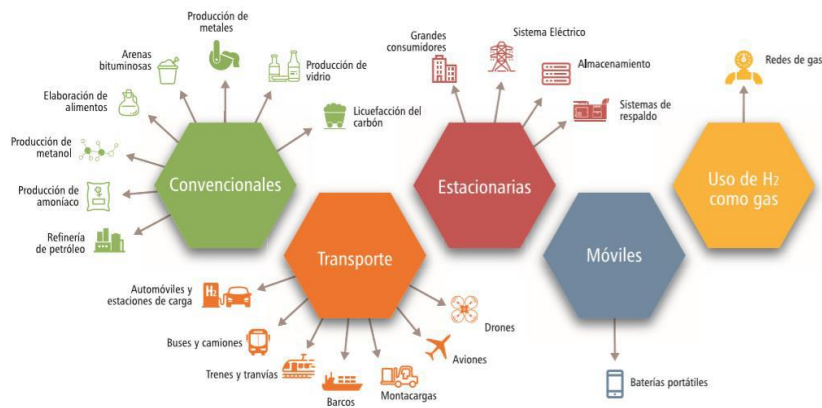


Fig.1.5 Principales usos del hidrógeno. Fuente [6].

Chile es un país con un abundante potencial en energías renovables, lo que lo coloca en una posición favorable para impulsar su desarrollo económico a través de fuentes de energía más limpias y sostenibles, además cuenta con una amplia diversidad de recursos naturales, incluyendo una extensa Patagonia apta para la energía eólica y el desierto más árido del mundo para producir energía

proveniente desde el sol, así como regiones montañosas propicias para la generación de energía hidroeléctrica. Este potencial en energías renovables hace que el país sea ideal para explorar la implementación de micro redes y sistemas de almacenamiento de energía mediante las tecnologías de producción de hidrógeno verde a nivel local, para aumentar la resiliencia y reducir los costos de suministro eléctrico en áreas remotas o aisladas.

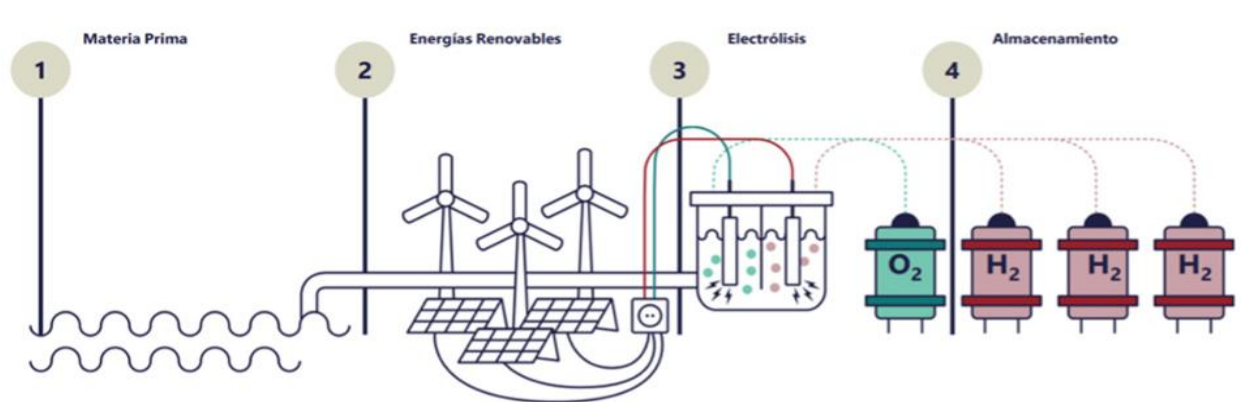


Fig.1.6 Proceso de producción de hidrógeno verde. Fuente: [7].

1.4. Trabajos Previos

En la sección que sigue, se llevará a cabo una revisión bibliográfica con el propósito de destacar los documentos de mayor relevancia que han sido analizados en el proceso de preparación de este trabajo de investigación.

1.4.1 De los Contenidos

- ♣ “*Acceso Equitativo a la Energía Sostenible*”, Políticas públicas para combatir la pobreza energética en Chile, 1^{ra} edición, diciembre 2021, Ministerio de energía, Gobierno de Chile.

En este documento se presenta la relación entre energía, desarrollo social y pobreza energética, debido al creciente reconocimiento de la energía y servicios energéticos como factores determinantes para la calidad de vida de las personas al satisfacer muchas de las necesidades básicas y, por lo mismo, fundamentales para reducir la pobreza. Indica como el acceso a energía segura, asequible y sostenible no solo mejora la calidad de vida al interior de los hogares, sino que abre las puertas a una mejor salud y educación, amplía y diversifica las oportunidades laborales y promueve el desarrollo productivo y cultural de los territorios.

- ♣ “*Identificación de Localidades en Condición de Aislamiento*”, marzo 2021, División de Estudios y Políticas Públicas, Departamento de Estudios y Análisis Territorial, Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, Gobierno de Chile.

En este documento se presenta una actualización de los resultados de estudio Identificación de Localidades en Condición de Aislamiento, en este se presenta el análisis de los resultados arrojados por el censo de población y vivienda del 2017, el cual incorpora mejoras en la en la representación cartográfica de la delimitación de cada una de las identidades rurales definidas por el instituto nacional de estadísticas. Este documento presenta un listado donde se detalla la cantidad de localidades por comuna y por región, de las localidades con y sin condición de aislamiento y su población asociada.

- ♣ “*Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para Chile*”, segunda edición, mayo 2019, División de Prospectiva y Política Energética, Ministerio de energía, Gobierno de Chile.

En este documento se presenta un estudio realizado por GIZ por encargo del ministerio federal del medio ambiente, protección de la naturaleza y seguridad nuclear de la república federal de Alemania, en conjunto con el ministerio de energía del gobierno de Chile, en este estudio se da a conocer las diferentes tecnologías y aplicaciones que tiene el hidrógeno, así como su potencial desarrollo en Chile. Este presenta antecedentes tecnológicos de producción, almacenamiento y conversión de energética del hidrógeno. Además, las diferentes aplicaciones que a nivel internacional se están implementando y desarrollando, considerando aspectos de seguridad y manejo de este energético. Se describen las tendencias en investigación y desarrollo, así como los actores nacionales e internacionales en la materia. Finalmente, se presenta un análisis previo sobre costo de producción, así como las posibles líneas de acción para Chile.

- ♣ “*Metodología de Formulación y evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural*”, octubre 2022, División de Evaluación Social de Inversiones, Ministerio de Desarrollo Social y Familia, Gobierno de Chile.

Mediante este documento se presenta la metodología de formulación y evaluación de proyectos de electrificación rural aplicable a todos los aquellos proyectos que contemplen abastecimiento de energía eléctrica, tanto al sector residencial y público, como a sistemas productivos, ya sea mediante una conexión a un sistema convencional de red eléctrica, sistemas que utilicen energías renovables,

grupos electrógenos o sistemas híbridos, en este se indican los criterios técnicos y económicos que necesitan las distintas opciones tecnológicas para satisfacer el requerimiento energético de una localidad determinada para la provisión de energía eléctrica de manera más eficiente.

- ♣ M. Albornoz Saavedra, “*Estudio de potencial de demanda de hidrógeno verde en almacenamiento de energía y generación eléctrica en zonas aisladas de la red eléctrica en Chile*”, TRA tecnologías de remediación ambiental, marzo 2024.

En este informe se presenta un estudio realizado por un grupo de empresas privadas, en el cual se analiza y proporciona una estimación detallada de la demanda potencial de hidrógeno verde para la generación eléctrica en regiones que se encuentran desconectadas de la red eléctrica nacional. Como resultado de esta investigación, se desarrolló una evaluación destinada a facilitar la implementación de sistemas de generación eléctrica híbrida. Dichos sistemas están diseñados para combinar fuentes de energía renovable, específicamente solar y eólica, con soluciones de almacenamiento de energía tanto en baterías, como en sistemas basados en hidrógeno. Además, en este informe se realiza una investigación de proyectos que han sido ejecutados y probados en zonas remotas y comunidades aisladas de la red eléctrica, tanto nacional como internacional, que tiene como finalidad demostrar la viabilidad técnica y económica de soluciones de almacenamiento de energía mediante tecnologías del hidrógeno con celdas de combustible para su uso final. Entre estos destacan los proyectos piloto como, microrred de hidrógeno del proyecto cerro pabellón, Chile: respaldo energético para campamento minero. *Demo 1, Ginostra - Italia*: Aplicación de microrred aislada con hidrógeno mediante renovables basadas en generación solar. *Demo Spain, Islas Canarias*: Aplicación de microrred aislada con hidrógeno verde con integración de renovables, principalmente eólica y solar.

1.4.2 Discusión

La revisión realizada muestra que es posible la de generación de energía eléctrica a partir de tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde en zonas remotas y comunidades aisladas, ya que existen proyectos nacionales e internacionales en los cuales se ha implementado estas tecnologías de producción mediante electrolisis del agua para la obtención de hidrógeno, que luego es almacenado para su posterior conversión energía eléctrica a través de celdas de combustible, un ejemplo de esto es la microrred de cerro pabellón mencionado en [17] que cuenta con una planta

renovable híbrida basada en tecnología de almacenamiento de hidrógeno junto con baterías de litio y módulos fotovoltaicos para suministrar electricidad al campamento. Demostrando que la ejecución de estos proyectos puede ser replicables en zonas aisladas de la red eléctrica nacional, para mejorar los servicios energéticos de estas comunidades aportando a una mejor calidad de vida de las personas. Es de importancia considerar el tipo de tecnología en cuanto a su madurez, eficiencia, costos de los componentes y disponibilidad en el mercado, para desarrollar el análisis de viabilidad técnico económico y las respectivas simulaciones de los modelos planteados.

1.5. Hipótesis de Trabajo

La producción local de hidrógeno verde para almacenamiento de energía y generación eléctrica en comunidades aisladas les brindará una mayor independencia energética y reducirá la vulnerabilidad a interrupciones en el suministro eléctrico en comparación con sistemas de energía basados en combustibles fósiles.

1.6. Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Estudiar y evaluar el hidrógeno verde como posible solución energética para el almacenamiento de energía y generación eléctrica, en una comunidad aislada a la red eléctrica o con suministro eléctrico parcial.

1.6.2 Objetivos Específicos

- Identificar y describir las tecnologías de hidrógeno verde para almacenamiento de energía y generación eléctrica en sistemas aislados comunitarios y casos donde el hidrógeno verde es utilizado en zonas aisladas de la red eléctrica a nivel nacional e internacional.
- Estudiar y diseñar soluciones de generación de energía eléctrica a partir de energías renovables para comunidades aisladas.
- Estudiar el potencial uso de hidrógeno verde para generación de energía eléctrica y almacenamiento de energía en comunidades sin suministro eléctrico o con suministro eléctrico

parcial y su factibilidad técnico-económica en conjunto con un análisis de sensibilidad de la tecnología seleccionada.

1.7. Alcances y Limitaciones

En este trabajo se busca identificar zonas aisladas con pobreza energética, para luego evaluar soluciones tecnológicas mediante energías renovables y distintos tipos de almacenamiento de energía, como sistemas de batería y almacenamiento a través de hidrógeno, además desarrollar un modelo para la estimación de demanda de hidrógeno verde para el almacenamiento y generación de energía eléctrica en una comunidad aislada dentro del territorio nacional, con el fin de contribuir a la mejora de las condiciones eléctrica actuales. Así con esto, avanzar hacia la descarbonización de la economía nacional, promover una transformación energética y nuevas actividades económicas que contribuyan al desarrollo sostenible y a la reducción gases de efecto invernadero a nivel nacional y global.

1.8. Temario y Metodología

En este primer capítulo se presenta el contexto asociado a la problemática en la cual se abordan temas como la búsqueda de soluciones energéticas sostenibles y limpias para enfrentar los desafíos ambientales y climáticos más urgentes. En primera instancia se introduce el concepto de pobreza energética, también se incorpora y describe el concepto de vulnerabilidad energética en conjunto con estudios donde se identifican las viviendas sin energía a nivel nacional y localidades en condición de aislamiento. Este capítulo también cubre aspectos importantes como la formulación de una hipótesis de trabajo, así como el establecimiento de los objetivos, tanto general como específicos, además, se definen los alcances y limitaciones, para luego finalizar este capítulo con los trabajos previos para la investigación, donde se destaca la revisión bibliográfica de las principales y más relevantes fuentes de información que sientan las bases de este trabajo de investigación.

En el segundo capítulo se mencionan aspectos y características de las principales tecnologías de hidrógeno verde, tanto como para su producción, basadas en procesos electrolíticos como electrolizadores PEM, alcalinos y de óxido sólido, en conjunto con sus respectivas tecnologías de almacenamiento y generación de energía eléctrica como las fuel cell. Además, se presentan casos donde se han implementado este tipo de tecnologías en localidades aisladas a nivel nacional como internacional, ya sea implementados físicamente o casos de estudios.

En el tercer capítulo se selecciona una comunidad dentro del listado de comunidades en

condición de aislamiento presentes en el documento “Identificación de localidades en condiciones de aislamiento”, con el fin de encontrar una comunidad que se encuentre sin suministro eléctrico o con suministro parcial, para realizar el estudio. En este se describe la comunidad en cuanto a posición geográfica, principales actividades económicas, cantidad de viviendas y habitantes, con el fin de elaborar un perfil eléctrico que represente el consumo energético de la comunidad, y así poder modelar su actual red eléctrica, posteriormente realizar una simulación de la red eléctrica para identificar los costos económicos de instalación y mantenimiento, además del consumo y costo de combustible utilizado para mantener el sistema en funcionamiento.

En el cuarto capítulo se propone una solución tecnológica a partir de energías renovables, específicamente la energía solar, con el objetivo de proporcionar una tecnología más eficiente y menos costosa para la generación de energía durante todo el año, con un horizonte de 20 años de vida útil en la comunidad aislada, en este se estima un modelo de microrred a partir de energía fotovoltaica para la generación de energía eléctrica, en conjunto con un sistema de almacenamiento de energía a través de batería, con el propósito de reemplazar la actual tecnología de generación de energía basada en combustible fósil, para poder realizar una comparación tanto técnico como económico de los costos de implementación así como los costos de mantenimiento y operación del nuevo sistema.

En el quinto capítulo se presenta la propuesta de solución tecnológica básica basada en la producción de local de hidrógeno verde, almacenamiento y conversión a energía eléctrica mediante celda de combustible que pueda satisfacer la necesidad de una comunidad aislada eléctricamente. El objetivo es diseñar una solución tecnológica con energías renovables que sea capaz de entregar suministro eléctrico total las 24 horas del día y durante todo el año, necesaria para el funcionamiento básico de una cantidad de hogares, que pueda funcionar en las distintas condiciones geográficas que presenta la comunidad aislada eléctricamente y que posea la flexibilidad en el diseño de poder adaptarse a los distintos tamaños de la comunidad a abastecer.

En última instancia, se presentan las conclusiones derivadas de la evaluación realizada, las cuales permiten identificar las principales limitantes que afectan directamente la rentabilidad del proyecto, como los costos iniciales elevados, deficiencias en la infraestructura, problemas regulatorios o la incertidumbre en la adopción de tecnologías innovadoras. Además, se establece una comparación detallada con los resultados obtenidos en los capítulos anteriores, analizando cómo las proyecciones iniciales y los datos recolectados durante el desarrollo del estudio se relacionan respecto a los objetivos planteados.

Capítulo 2. Estado del Arte Tecnologías de Hidrógeno Verde

2.1. Introducción

En este capítulo, se aborda el desarrollo y la implementación de tecnologías asociadas al hidrógeno verde, comenzando desde la obtención de energía eléctrica a través de las energías renovables y su integración a las microrredes eléctricas, en este se expondrán los antecedentes tecnológicos relacionados con las principales etapas de la cadena de valor del hidrógeno verde, detrás de los procesos de producción, almacenamiento y conversión energética. Se analizarán las tecnologías actuales, su grado de madurez, los avances recientes y los desafíos asociados a cada etapa, proporcionando un panorama sobre las capacidades y limitaciones del hidrógeno verde. Además, se realiza una investigación para identificar casos donde se han implementado las tecnologías de hidrógeno verde mediante micro redes renovables para localidades aisladas tanto a nivel nacional como internacional, con el propósito de analizar los casos de manera técnico-económico y estudiar su posible replicabilidad en la comunidad de estudio.

2.2. Energías Renovables

Las energías renovables son originarias de recursos que no se agotan y se destacan por no ser consumidas a nivel humano en sus procesos de conversión y uso, ya sea por su gran cantidad de energía o por poder regenerarse en el futuro, por lo que son prácticamente infinitas. Dentro de estas opciones de energía se incluyen la hidráulica, la solar, la eólica y la marina. Igualmente, la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica y los biocombustibles, las más utilizadas son la solar y la eólica.

2.2.1 Tecnología solar fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica se basa en celdas compuestas por materiales semiconductores que convierten energía solar lumínica en energía eléctrica en forma de corriente continua mediante el efecto fotoeléctrico. La energía solar fotovoltaica es una fuente de energía renovable de carácter variable en el tiempo. Las celdas fotovoltaicas no necesitan que la radiación solar incida perpendicularmente sobre ellas para operar, sino que pueden producir electricidad también bajo

radiación difusa, por ejemplo, en días nublados. Las tecnologías actuales de paneles se clasifican en tres generaciones: primera generación, comprende las celdas de silicio cristalino, segunda generación, incluye las tecnologías de película delgada, y tercera generación, comprende tecnologías emergentes de materiales orgánicos y de celdas de uniones múltiples.

De las tecnologías más utilizadas en plantas de generación solar se encuentran los paneles de silicio cristalino, como los monocristalinos y policristalinos. Los primeros, eficientes y costosos, ofrecen hasta un 22% de eficiencia; los segundos, más económicos, pero menos eficientes 15% - 17%. Ambas tecnologías tienen una vida útil de 25-30 años, pero los monocristalinos mantienen un rendimiento superior y una menor tasa de degradación anual.

Los principales componentes que conforman una central fotovoltaica son los módulos o paneles fotovoltaicos, inversores, transformadores y los sistemas de montaje, que pueden ser fijos o con seguimiento solar en uno o dos ejes, el cual permite la captación de la luz solar para mejorar la eficiencia de la planta.

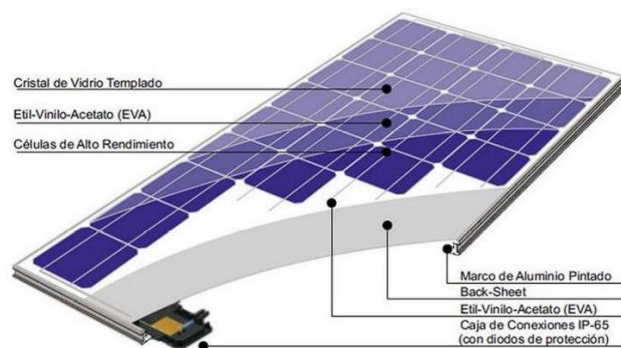


Fig. 2.1 Elementos de un panel fotovoltaico. Fuente: Global Energy Solar.

2.2.2 Tecnología eólica

Las centrales de energía eólica se basan en la transformación del movimiento generado por el viento en energía eléctrica mediante turbinas eólicas acopladas a generadores eléctricos síncronos o asíncronos. Dentro del equipamiento principal de este tipo de centrales se encuentran las turbinas eólicas, incluyendo torres, aspas, góndolas, generador eléctrico, sistema de lubricación, sistema contra incendios y estaciones meteorológicas, además de otros equipos eléctricos. El rendimiento de esta tecnología depende de diversos factores siendo los más relevantes, la velocidad del viento, el diseño de las aspas como la longitud y su forma, y la altura de la torre ya que a mayor altura permite acceder a vientos más estables y de mayor velocidad, lo que mejora su eficiencia.

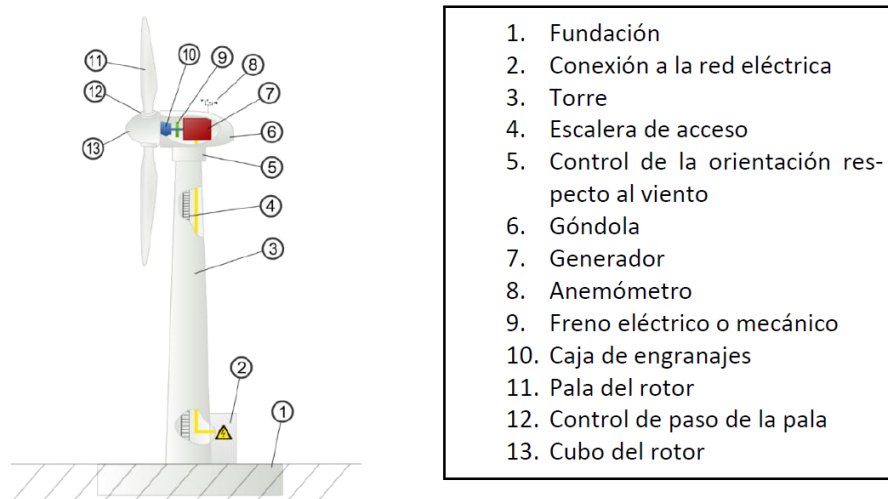


Fig. 2.2 Principales componentes de un aerogenerador. Fuente: [17].

2.3. Tecnología de Almacenamiento de Energía.

Los sistemas de almacenamiento son un conjunto de tecnologías diseñadas para captar y conservar energía de diversas fuentes con el fin de utilizarla posteriormente, estos sistemas están conformados por acumuladores, que son elementos que concentran energía almacenada de cierta forma, para luego ser transformada a energía eléctrica y pueda ser entregada cuando se requiera. Esta energía puede ser almacenada utilizando diversos principios, tanto físicos como químicos, donde destacan, el almacenamiento químico a partir de hidrógeno, hidrocarburos y alcoholes; y el almacenamiento electroquímico como las baterías y baterías de flujo.

2.3.1 Almacenamiento electroquímico

Dentro de las tecnologías más utilizadas se encuentra el almacenamiento por baterías, el cual se puede clasificar en dos categorías, estos son: 1) sistemas de almacenamiento en baterías o BES (Battery Energy Storage), y 2) sistemas de almacenamiento de energía en baterías de flujo o FBES (Flow Battery Energy Storage) ambos dispositivos utilizan la energía disponible para, mediante un proceso de reacciones químicas, generar una diferencia de potencial eléctrico entre un ánodo y un cátodo.

1) **Sistemas de almacenamiento en baterías o BESS (Battery Energy Storage System):** este sistema consta de varias celdas, cada una de las cuales contiene tres componentes fundamentales: un ánodo, un cátodo, y un electrolito. El rendimiento y almacenamiento energético de una batería están determinados por su tensión nominal, basada en su composición química, y por su capacidad, lo

que permite calcular la energía almacenada en Watt-hora. Su densidad de energía puede medirse volumétrica o gravimétricamente en [Wh/litro] o [Wh/kg], según el volumen o la masa de la batería. El nivel de energía disponible se evalúa mediante el estado de carga (SoC), expresado como un porcentaje de 0 a 100%, y la profundidad de descarga (DoD), que refleja el nivel de descarga en porcentaje o amperios-hora. Una batería envejece, evidenciándose en una mayor impedancia interna y una disminución de capacidad, lo cual se cuantifica a través del estado de salud (SoH), que indica el porcentaje de capacidad real frente a la capacidad inicial de fábrica [17].

Las baterías se clasifican en baterías primarias y secundarias. Las baterías primarias están diseñadas para un solo uso y no se pueden recargar una vez que se agota el producto químico, las baterías secundarias están diseñadas para ser recargables. Dependiendo del electrodo y del material del electrolito, las baterías secundarias se pueden clasificar en: baterías de plomo-ácido, de iones de litio, de níquel-cadmio, de azufre de sodio, de iones de sodio y de metal aire. Siendo las más utilizadas en proyectos fotovoltaicos las de plomo-ácido y las de iones de litio.

Las baterías de plomo-ácido, tienen un uso limitado para aplicaciones industriales debido su baja densidad de energía. Sin embargo, su eficiencia energética oscila entre el 85% y el 90%, presentan una baja tasa de autodescarga y un bajo costo de mantenimiento e inversión. Las baterías se clasifican en dos tipos, plomo-ácido inundado (FLA) y plomo-ácido regulado por válvula (VRLA), los cuales funcionan con el mismo principio [17].

Las baterías de iones de litio son más ligeras, más pequeñas y de mayor potencia que otras baterías, como, por ejemplo, las de plomo ácido. Su densidad de energía y potencia oscila entre 90 y 190 W h/kg y entre 500 y 2000 W/kg. Cuentan con miles de ciclos de vida útil, tienen una alta eficiencia de ciclo del orden de 85 a 90 % y una baja tasa de autodescarga del 0,05 a 0,2% por día. Sin embargo, su principal inconveniente es que tienen un ciclo de vida dependiente de la temperatura, lo que potencialmente las hace frágiles. Generalmente para evitar sobrecargas y potencial riesgo de inflamabilidad, requieren de un circuito de protección especial. Este tipo de batería presenta un muy bajo costo de mantenimiento [17].

2) Sistemas de almacenamiento de energía en baterías de flujo o FBES (Flow Battery Energy Storage): en este sistema la carga se almacena primero dentro del combustible y luego se suministra externamente a la superficie de los electrodos por dos componentes químicos disueltos en líquidos contenidos dentro del sistema y separados por una membrana [17].

2.4. Sistemas de Producción de Hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo, pero no se encuentra en su estado puro en nuestro planeta. Por lo tanto, este debe ser producido a través de variados procesos, estos se pueden clasificar en: Termoquímicos los cuales usan calor y reacciones químicas para obtener el hidrógeno de combustibles convencionales o biomasa; Electrolíticos donde el agua (H_2O) se disocia en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) usando electricidad; Biológicos a través de microorganismos, tales como bacterias y algas pueden generar hidrógeno por medio de procesos biológicos propios; y Otros procesos como la descomposición foto catalítica y biológica del agua [6].

2.4.1 Proceso electrolítico o Electrólisis del agua.

La electrólisis es un proceso electroquímico por el cual, a partir de electricidad, se obtiene hidrógeno y oxígeno a través de la descomposición de la molécula de agua. En este método se utiliza la circulación de corriente continua a través de dos electrodos (ánodo y cátodo) en contacto con agua, lo que permite separar sus moléculas en hidrógeno y oxígeno. Es una tecnología madura siendo el método más conocido y limpio para obtener hidrógeno a partir del agua mediante el uso de fuentes renovables. En la producción de hidrógeno, la corriente fluye entre los electrodos separados e inmersos en un electrolito acuoso, requiriendo además de un separador o diafragma para evitar la recombinación del oxígeno e hidrógeno. El agua utilizada durante el proceso debe ser tratada previamente logrando un nivel de pureza tal, que evite la deposición de minerales y el consiguiente deterioro de los elementos de las celdas, consiguiendo con esto, purezas en torno a un 99,9 vol. % del hidrógeno extraído. Los electrodos, el diafragma y el electrolito son los elementos que configuran una celda electrolítica. A su vez, es el elemento básico que compone el sistema de producción de hidrógeno denominado electrolizador [6].

2.5. Tecnologías de hidrógeno verde

En lo que se refiere a métodos de producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables mediante la electrólisis del agua, que es el método de producción más adecuado y el que más interés está despertando por parte de las industrias de los diferentes países a nivel mundial. Se trata de un método que permite la producción de hidrógeno de manera limpia, siempre y cuando la energía que se utilice para el proceso provenga de fuentes renovables, lo que la hace ideal para ser integrada con las distintas instalaciones de producción de energías renovables. La electrólisis tiene la capacidad de

operar en cargas parciales y variar la carga de forma muy rápida, lo que ofrece una gran flexibilidad para acoplarse con las instalaciones de producción de energías renovables.

2.5.1 Electrolizador.

Los electrolizadores son dispositivos de conversión energéticos que usan electricidad para dividir moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno, por lo tanto, son lo opuesto a una celda de combustible. La teoría básica y las reacciones que tienen lugar en los electrodos son las mismas para electrolizadores que para celdas de combustible, excepto que las reacciones se invierten. Se pueden usar diferentes electrolitos, al igual que para las celdas de combustible, el que debe ser de máxima conductividad para minimizar el consumo de electricidad.

Los electrolizadores se pueden clasificar en función del electrolito y las condiciones de operación, sin embargo, comparten el mismo principio de funcionamiento. Estos tipos son: Alcalino (AEL), de membrana de electrolito de polímero (PEM), De óxido sólido (SOEC).

➤ 2.5.1.1 Electrolizador alcalino.

Este tipo de electrolizadores se caracteriza por tener los dos electrodos, cátodo y ánodo, sumergidos típicamente en una solución acuosa de agua con una concentración de un 25-30 % de peso de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH) como electrolito en lugar de agua pura, ya que el agua pura es muy resistente a la electricidad. Existen otros tipos de electrolitos que también se usan con frecuencia como son el ácido sulfúrico (H_2SO_4) y el cloruro de sodio (NaCl). El electrolito líquido permite la conducción de iones entre los electrodos. El electrolito debe separar los gases producidos de cada electrodo, pero con un electrolito líquido como el KOH, es necesario usar un separador o diafragma. Típicamente los electrolizadores alcalinos comerciales funcionan con densidades de corriente en el rango de 100-400 mA/cm², a temperaturas de funcionamiento entre 25 - 100 °C y presiones de 1 - 30 bar respectivamente. Se vuelven más eficaces cuando funcionan a bajas densidades de corriente (300 mA/cm²). La eficiencia de este tipo de electrolizadores alcanza aproximadamente el 50-60 % según el valor calorífico del hidrógeno y su consumo de energía para la producción de H₂ es de aproximadamente 4,5-5,5 kWh/Nm³. La pureza del hidrógeno generado es de aproximadamente el 99%. Sin embargo, debe eliminarse una niebla alcalina en el gas generado, para lo cual se suele utilizar la desorción. Las capacidades de los electrolizadores alcalinos están en un amplio rango, desde unos 20 kW hasta varios megavatios [10].

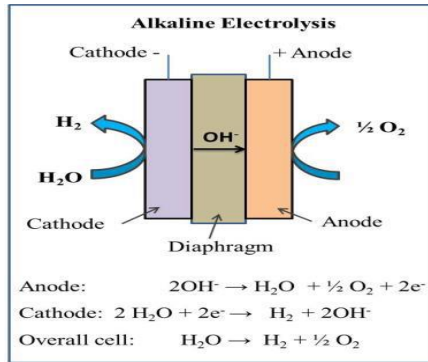


Fig. 2.3 Electroizador alcalino. Fuente: [10].

➤ **2.5.1.2 Electroizador de membrana de electrolito de polímero (PEM).**

Estos electroizadores representan un sistema que incorpora una membrana sólida conductora de protones que no es eléctricamente conductiva. La membrana tiene un doble propósito, la separación de gases y la conducción de iones (protones). Esta membrana es fundamental para el funcionamiento del electroizador PEM y está hecha de un polímero fluorado sulfonado, el cual proporciona la propiedad a la membrana de ser buen conductor de protones. La membrana más utilizada es la de Nafion. Se pueden emplear varios espesores de Nafion que van desde 25 a 250 [mm]. Las delgadas membranas poliméricas que sirven como separadores de gas. En el electroizador PEM el agua se introduce en el ánodo y se aplica un potencial a través de la célula del electroizador para disociar el agua. Es en el ánodo donde el agua se divide en un catión de hidrógeno (H⁺, Protón) y oxígeno (O₂). Mientras que el gas de oxígeno se da desde la salida del ánodo hacia el exterior, los cationes de hidrógeno pasan a través de la membrana polimérica hasta el cátodo. En el cátodo, los cationes de hidrógeno se fusionan con los electrones (e⁻) que fluyen del circuito exterior, lo que resulta en la creación de hidrógeno gaseoso (H₂) [10].

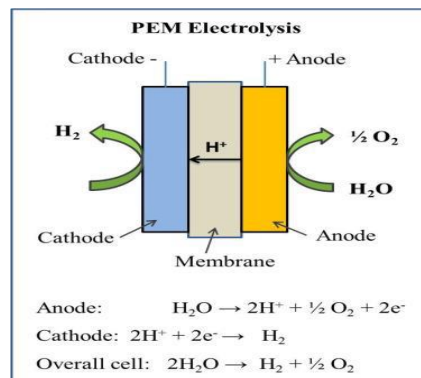


Fig. 2.4 Electroizador de membrana de electrolito de polímero [10].

TABLA 2.1 Comparación de tecnologías para la electrolisis del agua. Fuente [6].

Tipo	Electrolisis Alcalina	Electrolisis PEM	Electrolisis SOEC
Temperatura [°C]	60 - 85	40 - 80	800 - 1000
Presión [bar]	< 30	< 35	1-5
Consumo energético [kWh/Nm³ de H₂]	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]	> 100.000	10.000 – 50.000	En investigación.
Ventajas	-Tecnología bien probada y desarrollada comercialmente. -Es el tipo de electrolisis 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 liquido corrosivo. -Baja presión de los gases de salida y necesario una etapa de purificación.	-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 la temperatura de operación.

2.5.2 Almacenamiento de hidrógeno.

El hidrógeno presenta características energéticas particulares que lo hacen muy atractivo para el almacenamiento de energía ya que tiene el mayor contenido de energía por unidad de masa aproximadamente 120 [MJ/kg], pero su densidad de energía volumétrica es baja en condiciones normales de temperatura y presión al compararlo con otros combustibles.

La producción de hidrógeno obtenida con los métodos anteriormente mencionados es en estado gaseoso con una presión relativamente baja, independiente del proceso de producción del cual se obtenga. La energía por unidad de masa del hidrógeno supera a la de cualquier otro combustible, no obstante, su escasa densidad a temperatura ambiente conlleva una baja densidad energética por unidad de volumen, por lo tanto, se hace necesario explorar métodos de almacenamiento más avanzados que ofrezcan un potencial de mayor densidad energética. Por esto es necesario realizar un acondicionamiento del gas obtenido antes de que pase por cualquiera de las siguientes etapas para su uso. El acondicionamiento es un procesamiento subsecuente a la producción de hidrógeno, donde este

sufre un cambio físico o químico. En general, el hidrógeno puede sufrir un proceso físico de compresión o licuefacción.

La compresión es el método más habitual para acondicionar el hidrógeno, utilizando compresores mecánicos o electroquímicos. Estos contenedores de carga están especialmente diseñados para almacenar de manera segura y sin pérdidas significativas esta pequeña molécula, la forma más común es utilizando cilindros de acero inoxidable. Por lo general, el hidrógeno gaseoso se almacena comprimido a presiones que oscilan entre 350 [bar] y 700 [bar]. Debido a la baja densidad del hidrógeno gaseoso se requieren tanques de gran volumen para su almacenamiento, pudiéndose almacenar una menor cantidad de masa en comparación a gases más densos, es por esto que es deseable comprimir el gas de modo de poder almacenar mayor cantidad de hidrógeno en el mismo volumen.

Otra técnica de acondicionamiento, que implica una transformación física menos común, es la licuefacción del hidrógeno. El hidrógeno líquido, también conocido como hidrógeno licuado o criogénico, presenta una mayor densidad de energía en comparación con el hidrógeno gaseoso. Sin embargo, este proceso exige más energía que la compresión, ya que el punto de ebullición del hidrógeno es de aproximadamente -250°C bajo cero.

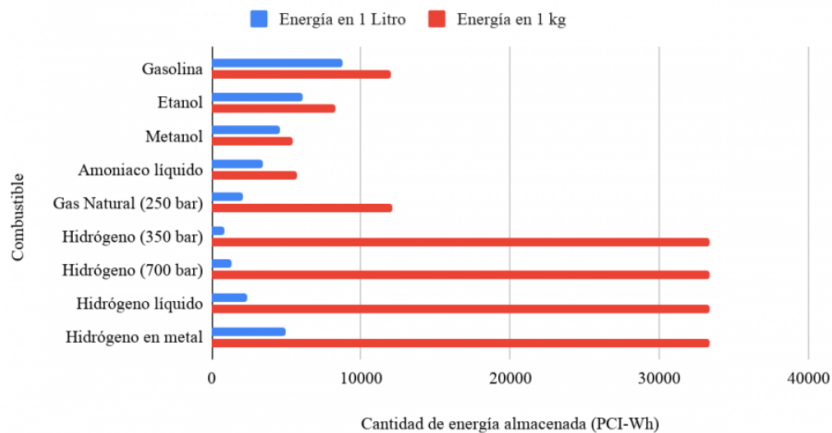


Fig. 2.6 Energía distintos tipos de combustible. Fuente: Generadoras de Chile.

2.5.3 Celda de combustible.

Las celdas o pilas de combustible son dispositivos que generan electricidad al combinar hidrógeno y oxígeno, produciendo agua y calor en un proceso inverso al de un electrolizador. A diferencia de una batería, estas celdas pueden funcionar de manera continua siempre que se les suministre un combustible, y su proceso de conversión de energía es considerablemente más eficiente

que la combustión, con una eficiencia que oscila entre dos a tres veces mayor. Numerosas celdas de combustible no solo funcionan con hidrógeno, sino también con otros combustibles convencionales que poseen un alto contenido de hidrógeno, como el gas natural, alcoholes o gasolina.

Las celdas de combustible pueden ser categorizadas como: Alcalinas, Membrana electrolítica de polímero (PEM), Ácido fosfórico, de Óxido sólido y Carbonato fundido. [6]

➤ 2.6.3.1 Celda Alcalinas.

El electrolito de este tipo de celda corresponde a una solución de hidróxido de potasio inserto en una matriz porosa, o una membrana alcalina polimérica, siendo el portador de carga (OH^-). Su temperatura de operación se encuentra entre los $60\text{-}200\text{ }^\circ\text{C}$ y consigue eficiencias en torno a un 60%. Sus ventajas corresponden a que existe una amplia gama de materiales estables lo que disminuye el costo de los componentes, baja temperatura y partidas rápidas. Se utiliza como catalizador el níquel. Uno de sus mayores desafíos es su sensibilidad al CO_2 en el aire y en el combustible, lo cual afectó su comercialización. No obstante, han sido ampliamente utilizadas en aplicaciones espaciales. Por otro lado, una desventaja es el manejo del electrolito líquido, o la baja conductividad eléctrica en el caso del uso de una membrana polimérica.[6]

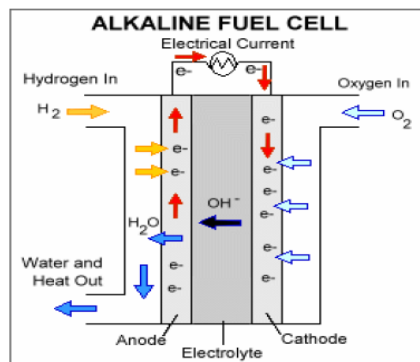


Fig. 2.7 Celda de combustible Alcalina. Fuente: [12].

➤ 2.6.3.2 Celda membrana electrolítica de polímero (PEM).

El electrolito de esta celda corresponde a un film polimérico, donde el más utilizado es el Nafion, siendo el portador de carga H^+ . Su temperatura de operación se encuentra entre 80 y $120\text{ }^\circ\text{C}$, con eficiencias en torno a un 60%. Entre sus ventajas se encuentra que el electrolito sólido reduce la corrosión y facilita su manejo, rápidos tiempos de partida y cambios en la carga. Este tipo de celdas también puede ser compatible con el uso de metanol. En esta categoría se diferencian entre celdas

PEM de baja y alta temperatura. Las celdas PEM (al igual que las alcalinas) disponibles actualmente operan entre 50 y 80 °C hasta 30 bar y producen calor de baja calidad que se recupera mediante vapor, que puede ser utilizado para calentar espacios o agua en hospitales, universidades o edificios comerciales. Las celdas de alta temperatura presentan varias ventajas, entre ellas que el combustible puede aceptar hidrógeno hasta con un 5 % vol. de monóxido de carbono con menores efectos en la eficiencia de la celda. Entre sus desafíos se encuentra que utiliza catalizadores de alto costo como el platino y es sensible a impurezas en el combustible.[6]

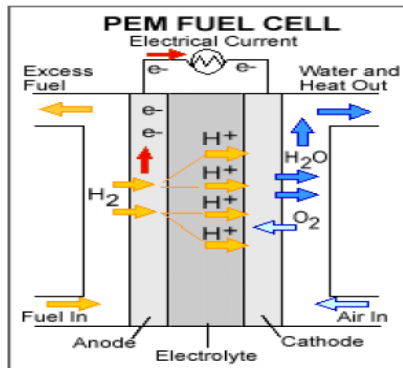


Fig. 2.8 Celda de combustible PEM [12].

➤ 2.5.3.3 Celda de óxido sólido.

El electrolito utilizado por esta celda corresponde a una cerámica comúnmente fabricada a partir de un compuesto de circonita estabilizada con itria. Opera en rangos entre 500 y 1.000 °C, lo que los vuelve muy apropiados para aplicaciones combinadas de electricidad y calor. Alcanza eficiencias en torno a un 60 %. Entre sus ventajas se encuentra que consigue una alta eficiencia, posee alta flexibilidad en el uso del combustible (puede utilizarse también metano y monóxido de carbono) y un manejo más simple del electrolito, ya que se encuentra en estado sólido. Su desarrollo está en una etapa avanzada de investigación.[6]

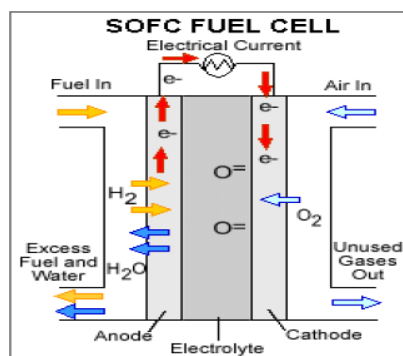


Fig. 2.9 Celda de combustible oxido solido [12].

TABLA 2.2 Comparación tipos de tecnologías celdas de combustible. Fuente: [6].

Tipo de celda de combustible	Temperatura operación [°C]	Tamaño típico	Eficiencia eléctrica	Aplicaciones	Ventajas	Desafíos
Membrana de intercambio protónico (PEM)	< 120	< 1 - 100 kW	60% H ₂ 40% reformado de combustible	-Energía de respaldo. -Energía portable. -Generación distribuida -Transporte -Vehículos especiales	-Baja temperatura. -Partida rápida. -Seguimiento de carga	-Catalizadores costosos. -Sensible impureza de combustible
Alcalino (AFC)	< 100	1 - 100 kW	60%	-Militar. -Espacial. -Energía de respaldo. -Transporte	-Bajo costos componentes. -Baja temperatura. -Partida rápida.	-Conductividad electrolito. -Manejo del electrolito. -Sensible al CO ₂ en el combustible
Oxido solido (SOFC)	500 - 1000	1 kW - 2 MW	60%	-Potencia auxiliar -Empresa eléctrica. -Generación distribuida	-Alta eficiencia. -Electrolito sólido. -Flexibilidad de combustible.	-Limitado número de detenciones. - Rotura de componentes por alta temperatura.

2.6. Costos de producción de hidrógeno verde.

Actualmente, una alternativa comercial que permite utilizar la energía eléctrica para producir hidrógeno es a través de la electrólisis del agua, la cual puede ser suministrada por plantas fotovoltaicas, de concentración solar (CSP), eólicas, hidráulicas u otras fuentes renovables.[6]

Hoy en día, independientemente de la tecnología utilizada, los costos de producción de hidrógeno están mayormente determinados por los precios de la energía, ya sea provenientes de combustibles fósiles o de electricidad con bajas emisiones de carbono como las renovables. Como se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 2.3 Costos nivelados de producción H₂. Fuente: [13].

Fuente de producción	Costos de producción
Gas natural	0.9 – 3.2 [USD/Kg]
Gas natural con captura y almacenamiento de carbono	1.5 – 2.9 [USD/Kg]
carbón	1.2 – 2.2 [USD/Kg]
Renovable	3.0 – 7.5 [USD/Kg]

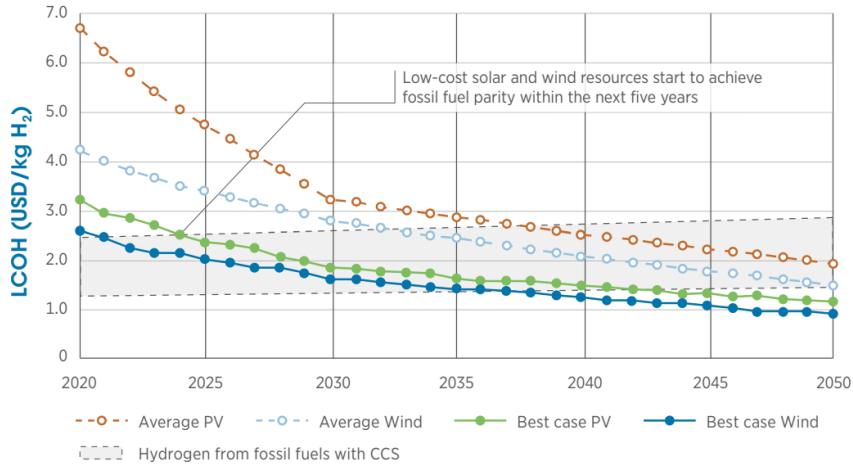


Fig. 2.10 LCOH en base a energía solar y eólica v/s combustibles fósiles. Fuente: [13].

Los altos costos asociados a las fuentes de energía renovable aún no permiten que la producción de hidrógeno verde sea competitiva en comparación con el generado a partir de gas natural o carbón. Sin embargo, se prevé que a medida que avance la tecnología y disminuyan los costos de las energías renovables, especialmente con la implementación de economías de escala y avances en la eficiencia, el hidrógeno verde pueda volverse más competitivo en el futuro y sea económicamente viable.

2.7. Identificación de casos de uso de H₂ en localidades aisladas

2.7.1 Caso Surf 'N' Turf: Sitio aislado de la red

El proyecto Orkney Surf 'n' Turf es una iniciativa piloto de aplicación del hidrógeno para comunidades aisladas. La iniciativa permite producir hidrógeno en la isla de Eday, Escocia, utilizando los excedentes de energía eólica y mareomotriz proveniente de las islas Orcadas para su utilización en distintas aplicaciones aisladas. La electricidad renovable generada en la isla de Eday se utiliza en electrolizadores para producir hidrógeno mediante la electrolisis. El hidrógeno se almacena como gas a alta presión en los remolques, que pueden transportarse a la zona continental de las Islas Orcadas. El hidrógeno actúa como medio de almacenamiento de energía que luego vuelve a convertirse en energía eléctrica y calor mediante una celda de combustible en la isla Kirkwall para edificios y hogares colindantes, así como combustible para el funcionamiento de vehículos de hidrógeno de cero emisiones en la isla y sus alrededores. Este proyecto es una de las primeras demostraciones de producción de H₂V a partir de energía mareomotriz y el uso de este en una red aislada. El proyecto

tuvo un costo de inversión de MUSD \$1.39, y su funcionamiento es completamente silencioso y sin emisiones contaminantes [17].

Tabla 2.4 Características caso Surf 'n' Turf. Fuente: [17].

Ítem	Microrred	Electrolizador	Celda combustible
Tecnología	Energía renovable	PEM	PEMFC
Capacidad	Mareomotriz: 2 [MW]; Eólica: 900[kW]	500 [kW]; 210[kgH ₂ /día]	75 [kW]

2.7.2 Iniciativa REMOT: Abastecimiento energético de zonas remotas con múltiples opciones de tecnologías integradas basadas en el hidrógeno.

En el proyecto REMOTE de la Unión Europea (UE), se ejecutan proyectos basados en la producción y almacenamiento de hidrógeno, que tiene como finalidad demostrar la viabilidad técnica y económica de soluciones de almacenamiento de energía mediante tecnologías del hidrógeno con celdas de combustible para su uso final en sitios remotos y comunidades aisladas de la red eléctrica en diferentes países (Italia, Grecia, Noruega y España) y cuenta con un presupuesto total de 6,7 millones euros [17].

La iniciativa se compone de cinco DEMOs alimentados por electricidad renovable en microrredes aisladas o en zonas remotas sin conexión a la red eléctrica:

- *Demo 1, Ginostra - Italia:* Aplicación de microrred aislada con hidrógeno mediante renovables basadas en generación solar.
- *Demo 2, Agkistro - Grecia:* Aplicación de microrred aislada con hidrógeno mediante renovables basadas en generadores hidráulicos.
- *Demo 3, Ambornetti - Italia:* Aplicación de microrred aislada con hidrógeno mediante renovables basadas en generación solar y la biomasa.
- *Demo 4, Isla Froan/Rye - Noruega:* Aplicación de microrred aislada mediante renovables basadas en sistema híbrido con generadores fotovoltaicos/eólicos apuntando a cargas residenciales e industria pesquera disponible.
- *Demo Spain, Islas Canarias/Gran Canaria - España:* Aplicación de microrred aislada con Integración de renovables, principalmente eólica y solar.

El objetivo de estos pilotos es impulsar la descarbonización de comunidades aisladas y remotas sin acceso a la red eléctrica mediante sistemas híbridos de almacenamiento de hidrógeno, baterías y celdas de combustibles de respaldo estacionario de los países que componen la UE.

Tabla 2.5 Características caso DEMOs. Fuente: [17].

Descripción/Casos	DEMO 1	DEMO 2	DEMO 3	DEMO 4	DEMO SPAIN
Fuente de energía	Solar	Hidroeléctrica	Solar y Biomasa	Solar y eólica	Solar y eólica
Potencia instalada ERNC [kW]	170	900	90	310	140
Tecnología Electrolizadores	Alcalino	Alcalino	Alcalino	PEM	Alcalino
Potencia total EL [kW]	50	25	25	55	80
Tecnología FC	PEMFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC	PEMFC
Potencia total FC [kW]	50	50	50	100	100
Eficiencia Electrolizadores	63%	63%	63%	63%	63%
Eficiencia FC	50%	50%	50%	50%	50%
Almacenamiento H2 [kg-H2]	50	30	15	100	50
Presión [bar]	28	30	30	30	200
Almacenamiento H2 [kWh]	1.665	999	500	3.330	1.665
Baterías ion litio [kWh]	600	30	550	550	100
Respaldo FC [h]	20	12	6	20	10

2.7.3 Microred de la planta geotérmica de Cerro Pabellón

El proyecto de hidrógeno tiene como finalidad el diseño y la demostración real de una planta renovable híbrida basada en tecnología de almacenamiento de hidrógeno junto con baterías de litio y módulos fotovoltaicos para suministrar electricidad al campamento base de la planta geotérmica. La planta híbrida 100% renovable cubre la energía necesaria para la planta de tratamiento de agua y del edificio central del campamento de trabajadores de Cerro Pabellón reduciendo el consumo de combustible diésel en más de un 90%. Para el caso del proyecto de Microred en el campamento de la central Cerro Pabellón se consideró una inversión aproximada de 0,9 millones de dólares [17].

Tabla 2.6 Características micro red cerro pabellón. Fuente: [17].

Ítem	Microrred	Electrolizador	Almacenamiento	Celda combustible	Baterías
Tecnología	Fotovoltaica	PEM	Tipo I	PEMFC	Ion litio
Capacidad	125 [kW]	50 [kW]; 40[kgH2/día]	12.000 [L]; 30[bar]	50 [kW]	528 [kWh]

Capítulo 3. Estimación energética caso base.

3.1. Introducción

En este capítulo se identifican los diferentes problemas energéticos que afectan a la comunidad, como el estado de pobreza energética en que se encuentra, en cuanto a acceso físico a fuentes de energía, si se encuentran con suministro parcial o sin suministro, que le permita contar con servicios fundamentales del hogar, también determinar la calidad de los servicios energéticos como la seguridad y continuidad de suministro, y la capacidad de las personas para costear los servicios energéticos, con el objetivo de cuantificar las comunidades aisladas que presentan la mayor cantidad de problemas energéticos para poder plantear una solución mediante nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica. A partir de esto se seleccionará una comunidad para realizar el estudio, en la cual se busca replicar su consumo eléctrico actual y su sistema de generación eléctrica y los costos que esta presenta. Un punto importante por considerar dentro de la población afectada es el crecimiento de la población y como impacta dentro de la demanda proyectada, además, se debe tener en consideración el tamaño de la comunidad. Para esto se utilizará como guía la “metodología de formulación y evaluación social de proyectos de electrificación rural” para plantear nuevas soluciones energéticas mediante tecnologías renovables. Los principales criterios de la metodología de electrificación rural se pueden ver en detalle en el anexo (A.3).

3.2. Selección caso de estudio: Suministro total en una comunidad aislada.

De acuerdo con la investigación realizada mediante [3] y [4], se puede identificar la región con mayor cantidad de personas sin acceso a energía eléctrica y en condición de aislamiento respectivamente, ambos documentos coinciden en que la región más afectada es la región de Los Lagos, de acuerdo con [3] el mayor déficit en el acceso a suministro eléctrico se concentra en esta región con 4.383 viviendas sin energía eléctrica, además según [4] la población en condición de aislamiento, supera los 20 mil habitantes en esa condición. Esto se debe en gran parte a la geografía de la región ya que esta cuenta con una gran cantidad de islas que dificultan el acceso a la energía eléctrica y por consecuencia quedan en condición de aislamiento. Por este motivo la localidad de estudio se seleccionará en esta región, específicamente en una de sus islas.

Mediante un análisis previo dentro del listado de comunidades aisladas, se seleccionó la isla de Lin-Lin perteneciente a la comuna de Quinchao en el archipiélago de Chiloé, que cuenta con las características necesarias para realizar el estudio, para la selección se tomaron en cuenta factores como la cantidad de población y viviendas de la comunidad, su actual sistema de generación eléctrico basado en combustible fósil, además de la información encontrada respecto a el consumo eléctrico de esta.

3.3. Caracterización de la Comunidad.

La comunidad para el estudio está ubicada en el archipiélago de Chiloé específicamente en la isla de Lin-Lin, cuyas coordenadas geográficas son: latitud: 42,23° sur; longitud:73,26° oeste, perteneciente a la comuna de Quinchao, X región de los Lagos, Chile. Es una comunidad indígena en una localidad rural, la cual cuenta con un aproximado de 158 viviendas y de 379 habitantes, sus principales actividades productivas son las siembras de avena, papas, entre otros productos agrícolas, además de la pesca y recolección de algas marinas. La isla se divide en 2 sectores principales que son Lin-Lin los pinos y Curaco Lin-Lin, los cuales cuentan con algunos establecimientos públicos, como una escuela rural llamada “Escuela Rural los pinos”, una posta central para toda la isla, un par de sede sociales, además de 2 iglesias una por sector.

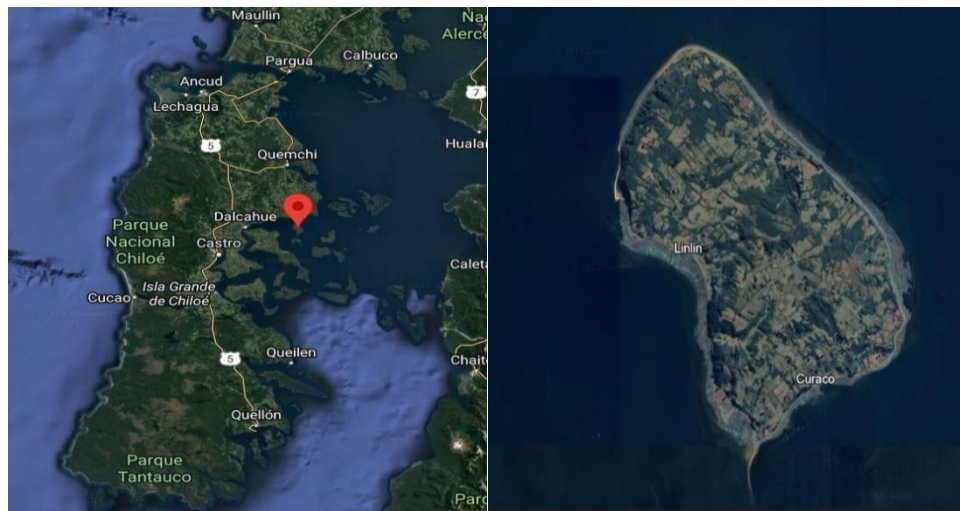


Fig. 3.1 Ubicación geográfica de la isla. Fuente: Google Maps.

El sistema eléctrico de la isla Lin-Lin cuenta con suministro eléctrico 24 horas al día, la cual es abastecida por una micro red que consta de 2 grupos de generadores Diesel de 400 [KVA] cada uno, que trabajan de forma alternada para suministrar la energía requerida, lo que suma una potencia instalada total de 800 [KVA]. Adicionalmente, el sistema cuenta con una red de distribución trifásica

con 12 km de línea en media tensión 23 [kV] y 16 km de línea de baja tensión, el cual abastece principalmente a viviendas e instituciones públicas. El gobierno regional a través del “informe de reconocimiento y cálculo del monto de subsidio a la operación de los sistemas de autogeneración aislados”, informa un total de 158 clientes residenciales y 7 no residenciales (escuela, posta, junta de vecinos, cedes, etc.), es decir un total de 165 empalmes.

La operatividad de este sistema es totalmente autónoma, prescindiendo de cualquier conexión con una red eléctrica de mayor escala. Dado el alto costo nivelado de la electricidad, los consumidores finales necesitan la integración de subsidios significativos en sus tarifas, estos subsidios para la operación de sistemas de autogeneración de energía son financiados por el gobierno regional a través de presupuestos para el sector público. En este contexto específico, la tarea es identificar la combinación más eficiente de tecnologías que incluyen generadores diésel, paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, así como tecnologías de almacenamiento en sistemas de baterías y almacenamiento en hidrogeno, para garantizar un suministro de electricidad confiable, sostenible y rentable en este entorno aislado.

3.4. Estimación de demanda eléctrica.

Un perfil de carga o demanda eléctrica representa gráficamente la variación del consumo de energía a lo largo de un período específico. Este período puede abarcar desde un día hasta un año, dependiendo de los objetivos de análisis. La representación visual del perfil de carga ilustra la dinámica del consumo eléctrico, permitiendo identificar patrones, picos y tendencias que son esenciales para comprender las necesidades energéticas de un sistema. Existen tres tipos de categorías de clientes, estas son: los clientes industriales, comercial y residencial. Aunque cada una de estas categorías influye de manera significativa en el comportamiento de la red eléctrica, es importante destacar que, en el contexto de las comunidades rurales, son los clientes residenciales los que poseen una mayor relevancia en la demanda eléctrica.

La demanda residencial corresponderá a la suma de los consumos individuales de la totalidad de las viviendas de la localidad, el que deberá considerar una tasa de crecimiento del consumo en sí, además de la tasa de crecimiento vegetativo. El requerimiento mensual de electricidad, tanto de energía como de potencia, del sector residencial se puede obtener de la siguiente ecuación [11].

$$Q_t^r = q_t * NV \quad (3.1)$$

donde,

- Q'_t : demanda mensual de electricidad, en [kW] y [kW/mes], para el año t.
 q_t : demanda de una vivienda en el año t, en [kW] y [kW/mes].
 NV : número de viviendas habitadas existente en la localidad.

En términos generales, el análisis de la demanda se apoya en la generación de perfiles de demanda, también conocidos como curvas de carga. Estos perfiles contienen registros detallados de la potencia consumida, compuestos en unidades de W o kW, en momentos específicos del tiempo. Estos perfiles de demanda ofrecen una representación gráfica y cuantitativa de cómo varía el consumo de energía a lo largo de un período determinado.

3.4.1 Perfil de demanda.

Mediante el documento “Informe final de usos de la energía de los hogares en Chile 2018”, realizado por la corporación de desarrollo tecnológico, el cual caracteriza el uso de la energía en el sector residencial en Chile, se puede obtener el promedio de uso de los electrodomésticos durante el día, además del consumo promedio anual de cada artefacto eléctrico del hogar, por sector socioeconómico y por zona térmica, el promedio de consumo eléctrico anual de una vivienda en Chile es de 8.083 [kWh/año], eso es aproximadamente 673.5 [kWh/mes], valor que está alejado de la realidad de una vivienda en un sector rural de bajos recursos, es por esto que se opta por elaborar el perfil de demanda representativo para la comunidad.

El proceso de diseño debe comenzar con la identificación de las cargas eléctricas típicas de los hogares, teniendo en cuenta factores como la iluminación, electrodomésticos, sistemas de calefacción y refrigeración, entre otros. Además, es fundamental considerar posibles futuras expansiones y cambios en los patrones de consumo a medida que la comunidad se desarrolle. En este escenario, la propuesta es suministrar a las viviendas un nivel de potencia que tenga la capacidad de satisfacer los requerimientos energéticos esenciales para hogares que albergan de 4 a 6 personas en una comunidad aislada eléctricamente.

En el contexto de una vivienda que experimenta por primera vez un acceso libre a la energía eléctrica, se ha identificado una selección de artefactos esenciales que contribuirán al bienestar y funcionalidad del hogar. Se han considerado siete luminarias eficientes de bajo consumo, estratégicamente ubicadas. En el ámbito de la información, educación, entretenimiento y distracción, se ha incluido una computadora, un televisor, un equipo de radio minicomponente y celulares. Estos dispositivos no solo facilitan el acceso a recursos educativos y de entretenimiento, sino que también

fomentan la conexión con el mundo exterior y brindan oportunidades para el desarrollo personal y comunitario. Además, se han considerado utensilios necesarios para las labores del hogar, como una lavadora y una licuadora, que sirven como elementos referenciales de electrodomésticos. Estos artefactos aportan eficiencia a las tareas diarias y a reducir la carga de trabajo manual. No se incluirán artefactos como microondas, hornos eléctricos o hervidores de agua, debido a la consideración de que el uso predominante de la leña como fuente de energía para la cocción de alimentos y calefacción hace que estos dispositivos no sean de extrema necesidad.

Luego con esta información se puede elaborar la siguiente tabla de consumos de electrodomésticos en el hogar.

TABLA 3.1 Consumo eléctrico de electrodomésticos básicos. Fuente: Elaboración propia.

Artefacto	Cantidad de unidades	Potencia c/u [W]	Potencia Total [W]	Horas diarias de uso [h]	Energía Diaria [kWh/día]	Energía Mensual [kWh/mes]	Energía Anual [kWh/año]
Luminarias	7	8	56	6	0,336	10,08	120,96
TV	1	70	70	4	0,28	8,4	100,8
Radio	1	60	60	3	0,18	5,4	64,8
Computador	1	250	250	4	1	30	360
Refrigerador	1	200	200	6	1,2	36	432
Licuadora	1	300	300	0,5	0,15	4,5	54
Lavadora	1	500	500	1	0,5	15	180
Celulares	2	10	20	3	0,06	1,8	21,6
Total		1388	1436		3,706	111,18	1334,16

La cantidad total de potencia consumida por los dispositivos mencionados es de 1,436 [kW]. Esto implica que, en el escenario hipotético en el que todos los dispositivos estén operativos simultáneamente, la demanda máxima de potencia sería de 1,436 [kW]. Sin embargo, es importante considerar que la probabilidad de que todos los artefactos estén en funcionamiento al mismo tiempo y se requiera que la potencia máxima mencionada sea bastante baja, debido a esto se debe considerar un factor de coincidencia.

Al considerar las horas específicas de consumo de los diversos artefactos, es posible elaborar un perfil de demanda que refleje el patrón de consumo de energía en una vivienda ubicada en una comunidad aislada. Para esto se debe considerar los perfiles de cada estación del año (invierno, otoño, invierno, primavera) para poder obtener un óptimo representativo para todos los días del año.

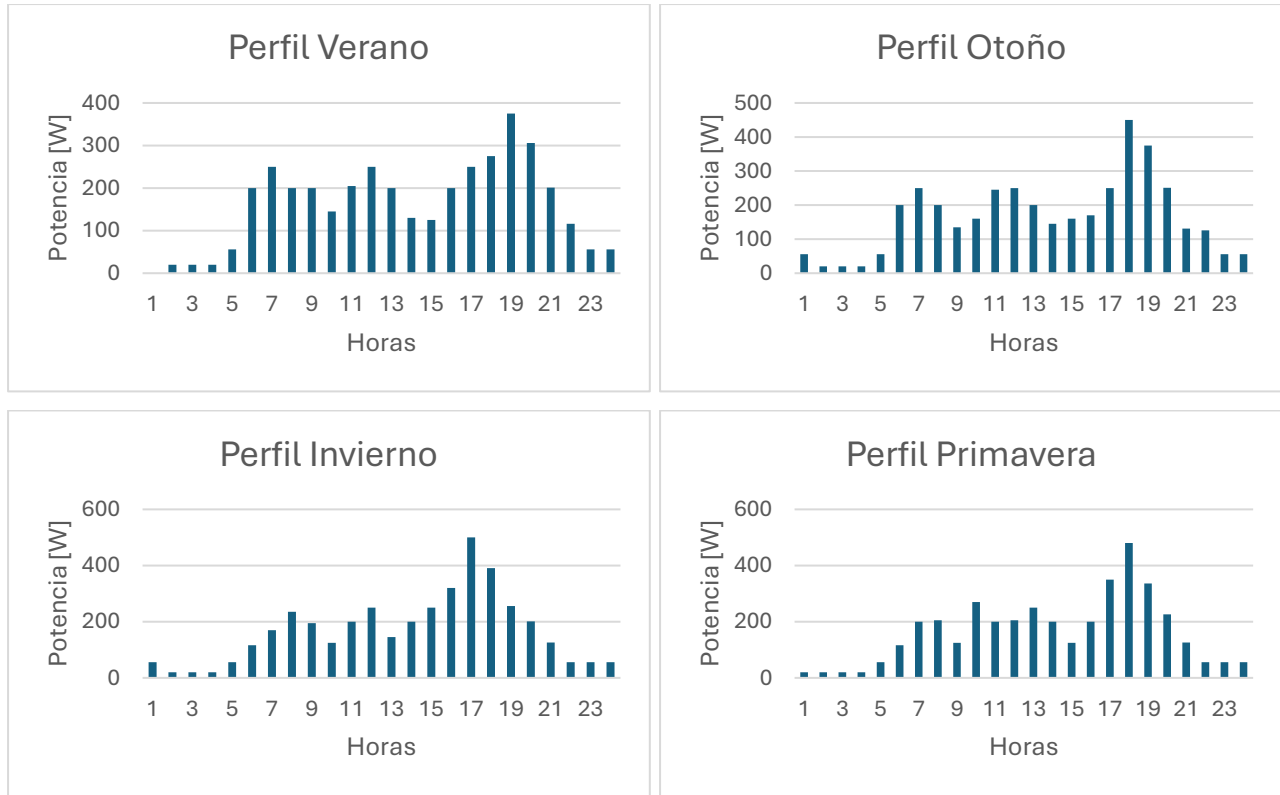


Fig. 3.2 Perfil demanda diaria para cada estación del año. Fuente: Elaboración propia.

Con los perfiles de demanda eléctrica estacionales creados se puede calcular un promedio entre las 4 estaciones que represente el consumo de cada hogar durante el año. Además, se debe tener en cuenta el factor de dispersión de las cargas, el cual según la “metodología de electrificación rural 2022” es de 0.5 para un usuario residencial, luego considerando lo anterior y por medio de la ecuación (3.1) se puede obtener un perfil de consumo eléctrico que represente la demanda total de una comunidad durante el día para cualquier día del año.

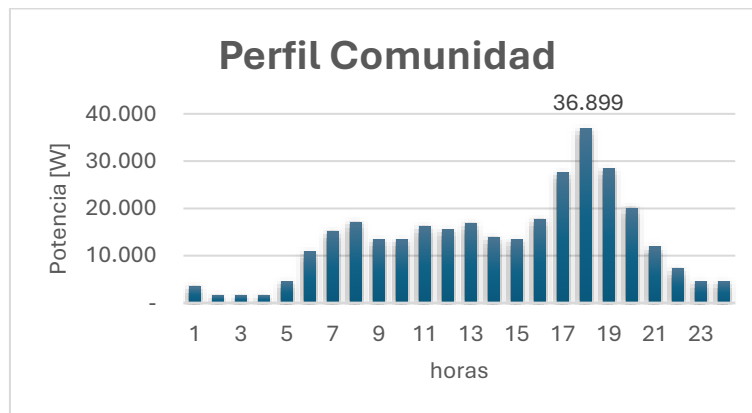


Fig. 3.3 Perfil demanda diaria para la comunidad. Fuente: Elaboración propia.

La observación de las horas de consumo de los diferentes artefactos ha permitido la creación de un perfil de demanda que simula el comportamiento energético de una vivienda en una comunidad aislada. Se destaca la ausencia de cargas durante la madrugada, seguida de un incremento desde el amanecer hasta el mediodía debido a las actividades domésticas y el uso de electrodomésticos. El momento de mayor consumo de potencia se registra en las horas de la tarde, ya que a esa hora generalmente las personas llegan a sus hogares. Posteriormente, la demanda de potencia se estabiliza durante las horas de la tarde y la noche.

Es crucial subrayar que el perfil de demanda elaborado se fundamentó en estimaciones generales y no tuvo en cuenta las costumbres y tradiciones específicas de los habitantes de la comunidad aislada eléctricamente.

3.4.2 Otros consumos de la isla.

El perfil eléctrico residencial presentado anteriormente representa la mayor cantidad de consumo dentro de la isla, pero también existen otros consumos eléctricos asociados a actividades realizadas por los habitantes de la comunidad, y servicios públicos que la isla ofrece como las escuelas rurales o postas rurales, además debe considerarse dentro de la demanda eléctrica de la isla, el sistema de bombeo para la obtención de agua potable para los hogares, el cual cuenta con un sistema de bombeo principal que abastece a la mayoría de las casas de la isla, y uno residencial que opera de manera independiente para cada hogar la cual bombea agua de poso a un estanque en altura, para este se consideró un total de 15 bombas residenciales, las cuales tienen un consumo reducido debido a que solo se utiliza cuando el estanque se vacía. También se debe considerar la principal actividad económica de la isla, que es la pesca artesanal, producto de esto es que se debe tomar en cuenta una cantidad de congeladores para el almacenamiento de los productos del mar, para este caso se consideran 12 congeladores de una potencia de 312 [W]. cómo se puede ver en la siguiente tabla.

TABLA 3.2 Consumo electico de actividades productivas. Fuente: Elaboración propia.

Artefacto	Cantidad de unidades	Potencia c/u [W]	Potencia Total [W]	Horas diarias de uso [h]	Energía Diaria [kWh/día]	Energía Mensual [kWh/mes]	Energía Anual [kWh/año]
Congelador	12	312	3744	10	37,44	1123,2	13478,4
Bombeo principal.	4	1100	4400	5	22	660	7920
Bombeo residencial.	15	745	11175	5	55,9	1676,25	20115
Total		2157	19319	20	115,315	3459,45	41513,4

Mediante la información encontrada también se pudo estimar el consumo eléctrico de la escuela y posta rural, además se consideran otros consumos destinados a sedes sociales, gimnasio, iglesias, pero estos otros consumos solo se ocupan un par de veces durante la semana, los consumos de estas cargas se detallan a continuación.

TABLA 3.3 Consumo eléctrico de actividades comunidad. Fuente: Elaboración propia.

	Cantidad de unidades	Energía Diaria [kWh/día]	Energía Mensual [kWh/mes]	Energía Anual [kWh/año]
Escuela	1	11,87	356	4.272
Posta rural	1	11,93	358	4.296
Otros	1	0,87	26	312
Total		24,67	740,00	8.880

Además, como la isla cuenta con suministro total las 24 horas se debe considerar otra carga la cual representa el consumo eléctrico de alumbrado público para los 2 sectores principales de la isla, cabe destacar que la carga de alumbrado público se considera constante para todo el año con un funcionamiento de 12 horas diarias, sin considerar la estacionalidad ya que son iluminarias de bajo consumo y no se ve reflejado una gran diferencia de consumo eléctrico considerable para verano e invierno. En la siguiente tabla se puede apreciar el consumo eléctrico del alumbrado público para el año.

TABLA 3.4 Consumo eléctrico iluminación pública. Fuente: Elaboración propia.

Alumbrado Publico	Cantidad de unidades	Potencia c/u [W]	Potencia Total [W]	Horas diarias de uso [h]	Energía Diaria [kWh/día]	Energía Mensual [kWh/mes]	Energía Anual [kWh/año]
Sector 1	12,0	300,0	3.600,0	12,0	43,2	1.296,0	15.552,0
Sector 2	16,0	300,0	4.800,0	12,0	57,6	1.728,0	20.736,0
Total		600,0	8.400,0	24,0	100,8	3.024,0	36.288,0

A partir de lo considerado anteriormente se obtiene un consumo total de energía de 551.1 [kWh/día], lo que equivale a 201.155,15 [kWh/año].

3.4.3 Proyección de demanda eléctrica.

Para poder estimar las dimensiones del proyecto es necesario satisfacer la demanda de potencia y energía correspondientes al final del horizonte de evaluación, para esto se debe realizar una proyección de la demanda eléctrica actual, la cual puede tener variaciones debido a la tasa de

crecimiento del número de viviendas y la tasa de crecimiento del consumo en localidad a evaluar, por tanto para poder calcular cuanta es la cantidad de energía necesaria para satisfacer las necesidades de la población local en un periodo futuro determinado se debe identificar la tasa de crecimiento energético de la zona, esta estimación se basa en diversos factores, como el crecimiento poblacional, el desarrollo económico, las tendencias tecnológicas, los cambios en los patrones de consumo y las políticas energéticas.

Estos parámetros pueden encontrarse en la proyección de demanda eléctrica realizada por la gerencia de planificación de la transmisión perteneciente al coordinador nacional, la cual entrega las proyecciones a nivel nacional y regional de los clientes regulados. Para el caso de estudio se utilizará la proyección de demanda energética perteneciente a la región de los lagos.

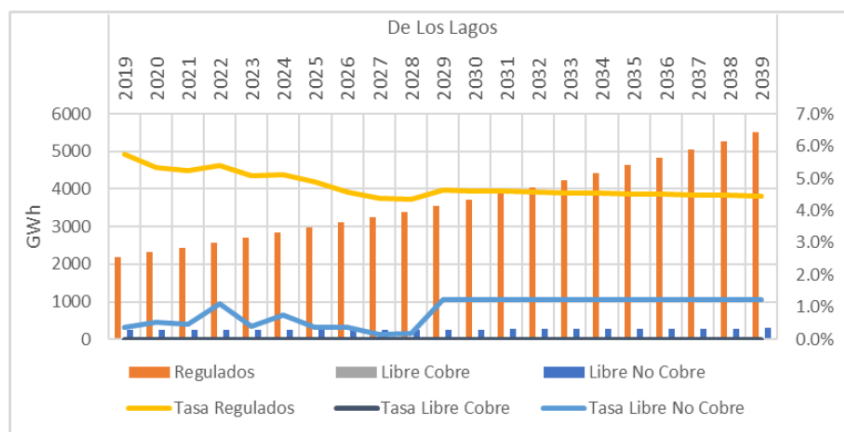


Fig. 3.4 Proyección de demanda 2019-2039. Fuente: Coordinador eléctrico nacional.

A partir de la figura se puede obtener la tasa de crecimiento energético para cada año de proyección, luego de obtener la tasa de crecimiento energético se puede aplicar la misma tasa al requerimiento energético de la localidad de estudio, esta tasa nos indica el cambio porcentual en el consumo de energía en esta región durante un periodo de tiempo específico, es un índice de la rapidez con la que está aumentando o disminuyendo el consumo de energía en esta área. Según las proyecciones realizadas por el coordinador nacional se estima en promedio una tasa promedio de crecimiento energético para clientes regulados de 3.9% anual, aplicando esta tasa de crecimiento para el consumo de energía de la comunidad se obtiene la siguiente proyección.

TABLA 3.5 Proyección de demanda local de la comunidad. Fuente: Homer Pro.

Años	Consumo eléctrico anual proyectado 20 años [kWh/año]
1	201.155,15
2	209.000,20
3	217.151,21
4	225.620,11
5	234.419,29
6	243.561,64
7	253.060,55
8	262.929,91
9	273.184,17
10	283.838,36
11	294.908,05
12	306.409,47
13	318.359,44
14	330.775,45
15	343.675,70
16	357.079,05
17	371.005,13
18	385.474,33
19	400.507,83
20	416.127,64

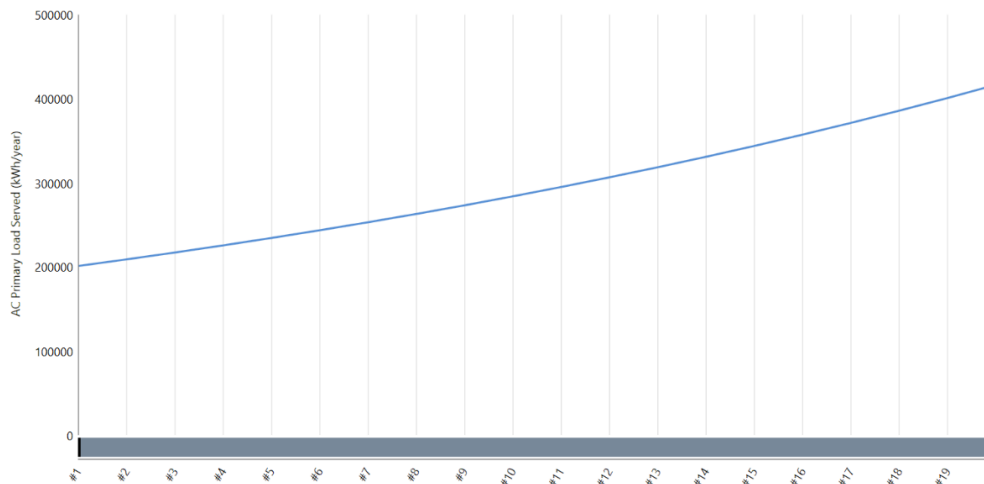


Fig. 3.5 Proyección de demanda local de la comunidad. Fuente: Homer PRO.

Luego de aplicar la tasa de crecimiento energético de la región, se obtiene la variación del consumo de energía de la comunidad en cuestión, la cual se puede apreciar en la figura (3.5). De la cual se obtiene el crecimiento de consumo eléctrico de la comunidad, llegando a 416.127 [kWh/año] para el último año del horizonte de evaluación.

3.5. Simulación caso base.

En esta sección se presenta la solución tecnológica actual de la comunidad aislada mediante una simulación de la red eléctrica de la isla que cuenta con suministro 24 horas al día, alimentado por 2 generadores Diesel de 400 KVA cada uno, conectados en paralelo. Para esto se utilizará el software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER), para el modelamiento de una micro red, este programa está especializado para obtener optimizar variables complejas como los costos y eficiencia para el diseño de microrredes confiables, esta herramienta se distingue por su capacidad para combinar de manera eficiente la generación tradicional, fuentes de energías renovables, sistemas de almacenamiento y el control de cargas.

3.5.1 Condiciones y parámetros de diseño.

Para comenzar a simular la microrred de la isla es necesario ingresar algunos parámetros como la ubicación geográfica del lugar donde estará ubicado el caso de estudio, con la finalidad de que el software cargue los recursos solares, eólico y de temperatura, pertenecientes a esta localización geográfica, luego se selecciona un generador que cumpla con las especificaciones de potencia requerida.

Tabla 3.6 Parámetros de diseño generador diésel. Fuente: Elaboración propia

Costo de Inversión [US\$/kW]	Potencia Instalada [kW]	Cantidad	Inversión Inicial [USD\$]	Costos Fijos [USD\$/año]	Costos Variables [USD\$/año]	OPEX [USD\$/año]
487	320	2	311.680	25.267	17.173	42.440

Luego es necesario incluir las cargas al sistema las cuales represente el consumo eléctrico de la comunidad, para esto se incluyen 2 cargas una para representar la demanda eléctrica residencial de los 158 hogares dentro de la comunidad, y otra para representar cargas que corresponde a actividades productivas y servicios públicos.

Tabla 3.7 Demanda eléctrica comunidad. Fuente: Elaboración propia

Periodo de evaluación	Potencia máxima [kW]	Energía anual [kWh/año]	Energía diaria [kWh/día]
Año 1	78,67	201.155	551,1
Año 20	162,74	416.127	1.140,07

Es de importancia señalar que el sistema de bombeo de agua para el consumo de los hogares, postas rurales, escuela rural y sedes sociales, para efectos de simulación esta carga se asumirá como una carga comercial, ya que las cargas comerciales asumen un consumo alto de energía durante los días hábiles de las semanas, reduciendo su demanda en los días del fin de semana.

3.5.2 Resultados red eléctrica actual.

Tomando en consideración a los parámetros anteriormente mencionados se puede modelar la red eléctrica de la comunidad, la cual arrojó los siguientes resultados:

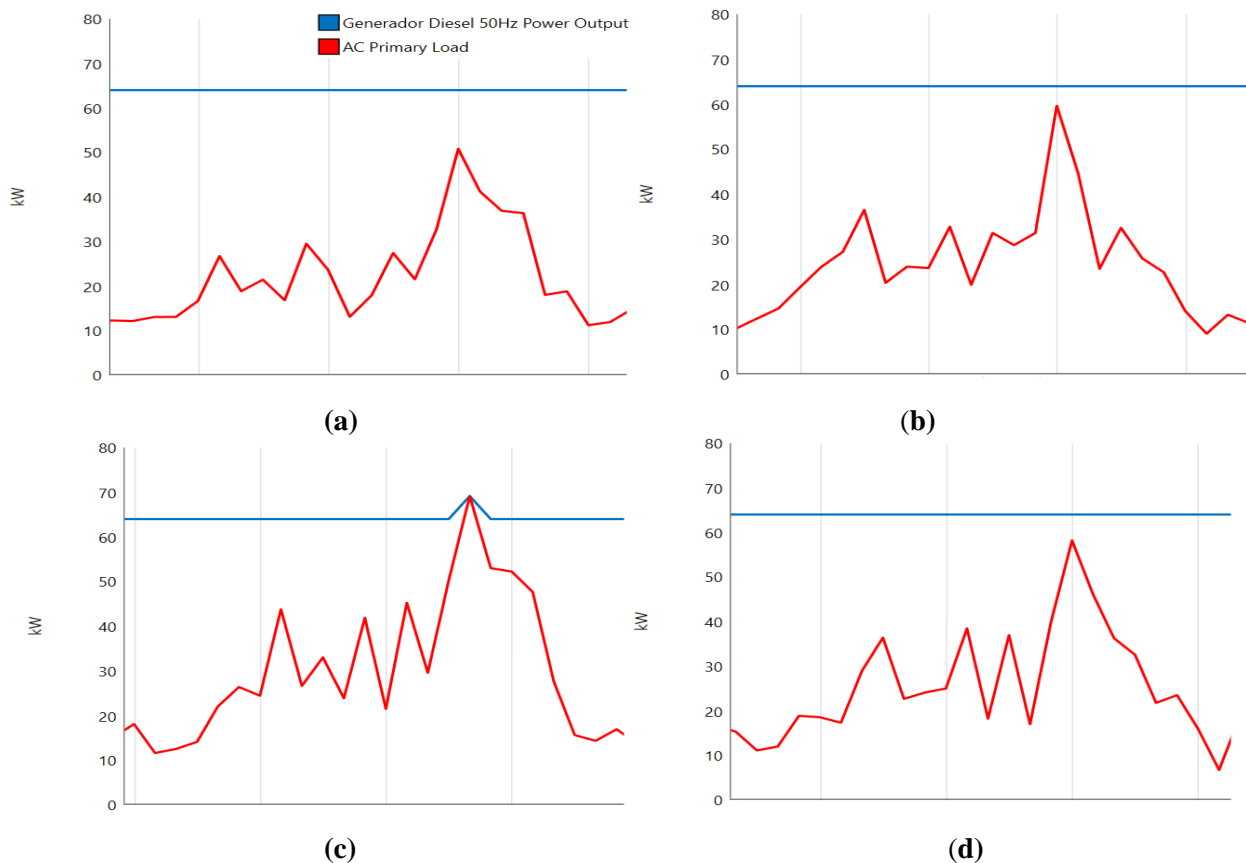


Fig. 3.6 Comportamiento diario de la red año 1. Fuente: HOMER.

(a) verano; (b) otoño; (c) invierno; (d) primavera.

En la figura (3.6) se puede apreciar el comportamiento de la red eléctrica actual de la comunidad para el primer año de evaluación, la cual es alimentada por 2 generadores diésel, que trabajan de forma alternada, en esta se puede identificar el consumo de la comunidad en rojo, que cuenta con una variabilidad durante el año, se puede ver el punto máximos de potencia para algunos días, que llegan a tener magnitudes de aproximadamente 70 [kW], además se aprecia como el

generador diésel cubre la demanda energética de la comunidad, donde la capacidad mínima de carga del generador que es de 20 % de la capacidad nominal, llegando a 64 [kW], esta queda por sobre el consumo de energía, generando un exceso de producción eléctrica, lo que conlleva a consumo de combustible elevado.

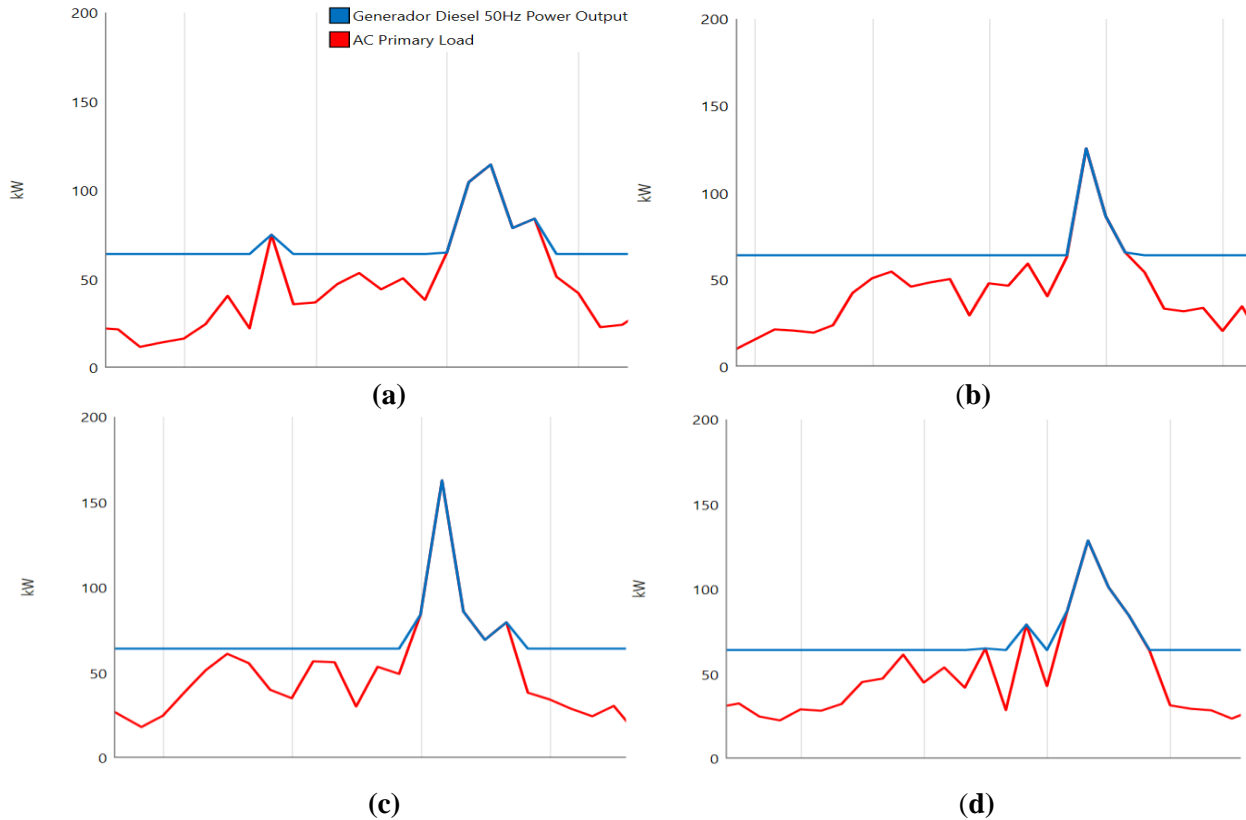


Fig. 3.7 Comportamiento diario de la red año 20. Fuente: HOMER.

(a) verano; (b) otoño; (c) invierno; (d) primavera.

En la figura (3.7) se puede apreciar el comportamiento de la red eléctrica de la comunidad para el último año de evaluación, en esta se puede ver como el consumo de la comunidad aumenta según la proyección estimada, llegando a días donde la potencia puede alcanzar magnitudes de aproximadamente 162 [kW], además se aprecia como el generador diésel cubre la demanda energética de la comunidad, donde la capacidad mínima de carga del generador que es de 20 % de la capacidad nominal (64 [kW]), se mantiene a la mitad del consumo de energía de la comunidad, lo que implica que el generador tenga que aumentar la capacidad para cubrir el consumo energético, esto requiere de mayor consumo de combustible para poder generar un aumento de potencia del sistema.

Tabla 3.8 Datos de simulación sistema Diesel. Fuente: HOMER.

años	Consumo comunidad [kWh/año]	Potencia máxima generador [kW]	Consumo de combustible [L/año]	Emisiones CO ₂ [Kg/año]	Emisiones CO [Kg/año]	Emisiones SO ₂ [Kg/año]	Emisiones NO _x [Kg/año]
1	201.155,2	78,7	187.065,7	493.759,9	746,4	1.227,1	2.704,97
2	209.000,2	81,7	187.098,9	493.847,5	746,5	1.227,3	2.705,45
3	217.151,2	84,9	187.146,5	493.973,2	746,7	1.227,6	2.706,14
4	225.620,1	88,2	187.208,8	494.137,5	747,0	1.228,0	2.707,04
5	234.419,3	91,7	187.290,7	494.353,8	747,3	1.228,6	2.708,22
6	243.561,6	95,3	187.398,4	494.638,0	747,7	1.229,3	2.709,78
7	253.060,5	99,0	187.544,2	495.022,8	748,3	1.230,2	2.711,89
8	262.929,9	102,8	187.732,8	495.520,8	749,1	1.231,5	2.714,62
9	273.184,2	106,8	187.966,6	496.137,8	750,0	1.233,0	2.718,00
10	283.838,4	111,0	188.255,2	496.899,5	751,1	1.234,9	2.722,17
11	294.908,1	115,3	188.605,1	497.823,2	752,5	1.237,2	2.727,23
12	306.409,5	119,8	189.028,7	498.941,3	754,2	1.240,0	2.733,36
13	318.359,4	124,5	189.532,8	500.271,9	756,2	1.243,3	2.740,64
14	330.775,5	129,4	190.117,3	501.814,5	758,6	1.247,1	2.749,10
15	343.675,7	134,4	190.799,5	503.615,3	761,3	1.251,6	2.758,96
16	357.079,0	139,6	191.584,0	505.685,9	764,4	1.256,7	2.770,30
17	371.005,1	145,1	192.485,0	508.064,1	768,0	1.262,7	2.783,33
18	385.474,3	150,8	193.513,4	510.778,6	772,1	1.269,4	2.798,20
19	400.507,8	156,6	194.670,9	513.833,9	776,7	1.277,0	2.814,94
20	416.127,6	162,7	195.979,7	517.288,4	782,0	1.285,6	2.833,87

En la tabla 3.8 se presentan los datos más relevantes de la simulación, como el consumo energético de la comunidad, el combustible utilizado para generación de energía y las emisiones que este genera por la quema de combustible fósil, en esta se puede apreciar el consumo elevado de combustible que la comunidad requiere para su sustentación energética, lo que conlleva un gasto significativo para la operación de este sistema, provocando un elevado costo de operación y mantenimiento. Además, por el uso excesivo del generador diésel este genera una gran cantidad de gases contaminantes.

3.6. Costos Nivelados de la Energía.

Una forma para evaluar la rentabilidad económica de diferentes fuentes de generación de electricidad a lo largo de su vida útil es a través del costo nivelado de la energía, también conocido por sus siglas en inglés como LCOE (Levelized Cost of Energy), esta es la estimación de los ingresos

requeridos para construir y operar un generador en un periodo determinado de recuperación. Se define como el costo total durante la vida útil de un proyecto de generación, dividido en la energía total generada durante dicho periodo y se expresa en términos de costo por unidad de energía generada [US\$/kWh]. El LCOE se puede calcular mediante la siguiente ecuación.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (3.2)$$

donde,

- I_t : Inversión en un periodo t.
- M_t : Gastos de operación y mantenimiento en un periodo t.
- F_t : Gastos de combustibles en un periodo t.
- E_t : Energía eléctrica generada en un periodo t.
- r : Tasa de descuento.
- n : Vida estimada del proyecto.

3.6.1 Cálculo de LCOE

Para obtener los costos de un proyecto es necesario tener en cuenta todos los costos relevantes durante la vida útil del proyecto, estos incluyen el capital inicial (CAPEX), como equipos, terrenos, instalación e infraestructura, etc. Costos de operación y mantenimiento (OPEX) que son necesarios para operar y mantener la planta generadora durante su vida útil, como mano de obra, mantenciones de equipos, suministros, entre otros.

A partir de [14] se puede obtener datos para la evaluación de costos de operación y mantenimiento del sistema de generación diésel de la localidad, de este se puede obtener los costos fijos que son necesarios para la operación del generador como sueldos, contratos de mantenimiento, entre otros, además de los costos variables que tienen relación directa con la producción de energía, estos gastos incluyen insumos varios, como agua, aceite, filtros, inspecciones, repuestos, entre otros. A partir de esto se puede obtener los costos de inversión, operación y mantenimiento necesarios para el cálculo de LCOE.

Tabla 3.9 Principales Costos del Sistema de Generación Diesel. Fuente: Elaboración propia

Costo de Inversión [US\$/kW]	Potencia Instalada [kW]	Cantidad	Inversión Inicial [USD\$]	Costos Fijos [USD\$/año]	Costos Variables [USD\$/año]	OPEX [USD\$/año]
487	320	2	311.680	25.267	17.173	42.440

Además, se debe incluir el costo de operación más relevante que es el combustible utilizado para producir la energía eléctrica necesaria para la comunidad, para este se utilizara el precio actual del diésel para el año 2024 en la región de Los Lagos, el cual ronda en promedio los \$1.050 pesos por litro, a este se debe incluir el costo de traslado al lugar que es aproximadamente el 10%, luego utilizando un promedio del precio actual del dólar el cual se puede estimar en \$900 pesos chilenos por dólar, se puede calcular el precio del litro de combustible utilizado para generación eléctrica en la isla, que es 1.28 US\$/L para el primer año. Para poder obtener un cálculo más preciso se debe considerar la proyección del precio de los combustibles ya que se espera que cada año este aumente su valor.

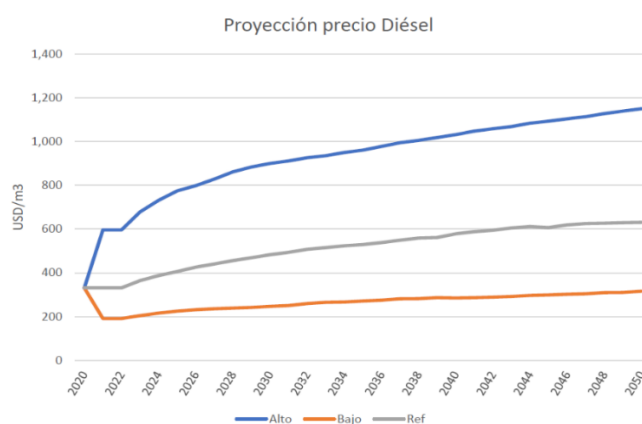


Fig. 3.8 Proyección de costo combustible. Fuente: Planificación Energética de Largo Plazo (PELP).

A partir de la proyección del diésel se puede obtener la tasa de crecimiento del precio del combustible, la cual es en promedio un 0.8% de crecimiento anual, aplicando esta tasa de crecimiento a el precio del diésel anteriormente calculado, se obtiene los costos variables de combustible proyectado para la generación de energía eléctrica en la isla.

Tabla 3.10 Costos del Sistema de Generación Diesel. Fuente: Elaboración propia

Años	Consumo Comunidad [kWh/año]	Combustible Utilizado [L]	Precio Combustible [US\$/L]	Costo Combustible [US\$]	Costo O&M [US\$]
1	201.155,2	187.065,7	1,28	239.444	42.440
2	209.000,2	187.098,9	1,29	241.782	42.864
3	217.151,2	187.146,5	1,30	243.009	43.293
4	225.620,1	187.208,8	1,31	244.666	43.726
5	234.419,3	187.290,7	1,32	246.403	44.163
6	243.561,6	187.398,4	1,33	248.452	44.605

7	253.060,5	187.544,2	1,33	250.193	45.051
8	262.929,9	187.732,8	1,35	252.714	45.501
9	273.184,2	187.966,6	1,35	254.302	45.956
10	283.838,4	188.255,2	1,36	256.597	46.416
11	294.908,1	188.605,1	1,38	259.453	46.880
12	306.409,5	189.028,7	1,38	261.676	47.349
13	318.359,4	189.532,8	1,39	264.194	47.822
14	330.775,5	190.117,3	1,40	266.506	48.301
15	343.675,7	190.799,5	1,41	268.965	48.784
16	357.079,0	191.584,0	1,42	271.550	49.272
17	371.005,1	192.485,0	1,43	274.373	49.764
18	385.474,3	193.513,4	1,43	277.099	50.262
19	400.507,8	194.670,9	1,44	279.837	50.764
20	416.127,6	195.979,7	1,44	283.110	51.272

Con los costos de operación y mantenimiento calculados y utilizando una tasa de descuento del 5.5% a un periodo de 20 años se puede calcular el LCOE mediante la ecuación (3.2)

$$LCOE = \frac{3.911.070 [US\$]}{3.310.876 [kWh]} = 1.18 \left[\frac{USD\$}{kWh} \right]$$

3.7. Discusión y Conclusiones.

El análisis del sistema energético basado en combustible diésel para la comunidad aislada refleja una solución funcional, pero con importantes limitaciones económicas, ambientales y de sostenibilidad a largo plazo, con un costo nivelado de energía de 1.18 [USD\$/kWh], el sistema se encuentra significativamente por encima de los costos promedio de tecnologías energéticas renovables, lo que lo posiciona como una opción menos competitiva desde una perspectiva económica. El elevado LCOE refleja una dependencia de costos variables asociados al precio del combustible, logística de transporte en áreas remotas y mantenimiento frecuente del equipamiento. Estas variables no solo incrementan los costos operativos, sino que también los hacen altamente sensibles a las fluctuaciones en los mercados internacionales de combustibles como se aprecia en la proyección del precio del diésel. El uso continuo de combustible fósil genera una alta emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes locales, afectando la calidad del aire y contribuyendo al cambio climático.

Capítulo 4. Diseño de microrred aislada híbrida de energías renovables.

4.1. Introducción.

La transición hacia sistemas energéticos sostenibles es un desafío crítico en el contexto global actual, marcado por el cambio climático, la necesidad de descarbonización y la creciente demanda energética. Bajo estas necesidades, las energías renovables han emergido como una solución central para abordar estas problemáticas, ofreciendo alternativas limpias, accesibles y escalables que permiten reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En el presente capítulo se efectuará una selección de las tecnologías disponibles y factibles técnicamente de implementar para satisfacer la demanda, de acuerdo con la existencia de recursos energéticos, la identificación de las tecnologías más aptas para cada requerimiento, sus costos de inversión, operación y mantenimiento, su madurez tecnológica y otros factores. Con base en los resultados obtenidos en el anterior apartado, se evaluará la mejor alternativa de generación eléctrica para satisfacer la demanda eléctrica en comunidades aisladas. Para ello, se analizarán diferentes configuraciones utilizando una combinación de fuentes de energía renovables y almacenamiento de electricidad, de manera de encontrar soluciones óptimas para la reducción de emisiones de dióxido de carbono mediante reemplazo de combustibles fósiles.

4.2. Tecnologías de Generación Eléctrica.

Las tecnologías más utilizadas para la generación de energía en lugares aislados son a partir de grupos electrógenos que usan motores de combustión interna, especialmente con petróleo diésel, debido a que su costo de inversión es menor comparado con otras tecnologías de generación. Sin embargo, los generadores diésel tienen algunas desventajas, como el costo elevado del combustible, el mantenimiento frecuente y las emisiones de gases contaminantes. Por otro lado, las fuentes de generación renovable también se integran cada vez más en las microrredes, tecnologías como la energía solar fotovoltaica, eólica, hidráulica, biomasa, geotérmica y marítima juegan un papel esencial para reducir el consumo de combustibles fósiles y sus emisiones. Estas fuentes renovables pueden combinarse perfectamente con generadores de respaldo y sistemas de almacenamiento en baterías para

garantizar un suministro energético continuo, aumentando la autosuficiencia y reduciendo la huella de carbono de las microrredes.

A continuación, se presentan los costos de inversión de las tecnologías de generación eléctrica más utilizados y los costos de sistemas de almacenamiento de energía.

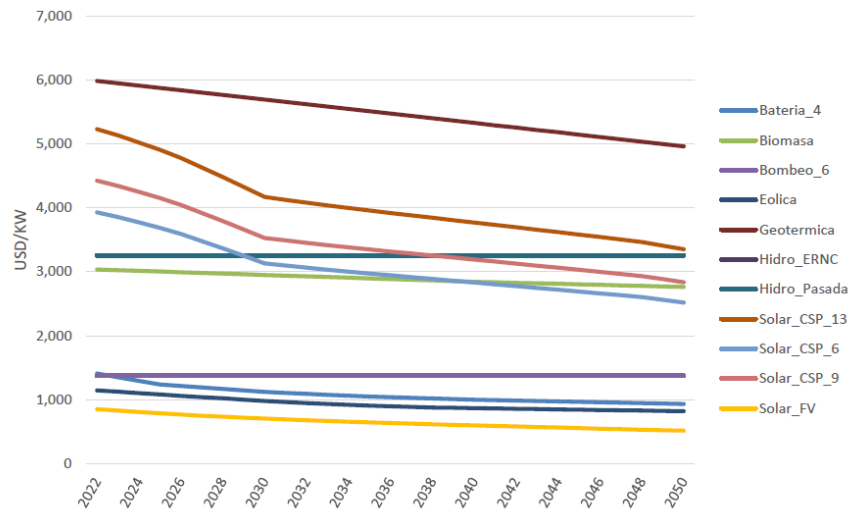


Fig. 4.1 Proyección de costos de inversión de tecnologías de generación.

Fuente: Planificación energética de largo plazo, PELP.

De la figura se puede apreciar que las tecnologías menos costosas de implementar son la tecnología solar fotovoltaica y la eólica, además se espera que en los próximos años los costos de inversión sigan disminuyendo. En cuanto a almacenamiento de energía las tecnologías de baterías con respaldo de 4 horas y bombeo hidráulico con respaldo de 6 horas tiene un costo de inversión similar, que ronda los 1.500 [US\$/kW], pero se espera que los costos de los sistemas de almacenamiento con baterías disminuyan, mientras que los sistemas de bombeo hidráulico se mantienen constantes en el tiempo.

Para efectos de este estudio solo se evaluarán las tecnologías de menor costos de inversión, como la generación fotovoltaica y el almacenamiento con sistema de baterías, debido a la madurez tecnológica de cada sistema y a la sencillez de su construcción y montaje.

Para la generación fotovoltaica se evaluará la tecnología de paneles solares monocristalinos debido a que ofrecen una mayor eficiencia la cual ronda entre un 17% y 23% aprox. En comparación con los policristalinos de eficiencia entorno al 14%. Además, se considerará solo el sistema de montaje fijo, ya que el sistema con seguimiento solar en uno o dos ejes es más costoso de implementar debido a la complejidad del sistema.

En cuanto al almacenamiento en baterías, se evaluará la tecnología de iones de litio ya que ofrece mejores prestaciones que las de ácido-plomo, en cuanto a su densidad energética, eficiencia, una tasa de descarga menor y un ciclo de vida más largo, si bien son más costosas en su inversión inicial, estas requieren menor mantenimiento disminuyendo los costos de operación y mantenimiento. Además, las baterías de iones de litio poseen un ciclo de vida más largo aumentando su vida útil, lo cual evita el costo de reemplazo dentro del periodo de vida del proyecto.

4.3. Estudio de Recurso Energético de la Zona.

Un estudio de recurso solar es un análisis técnico de estas variables que se realiza para evaluar el potencial de generación de energía solar en una ubicación específica antes de la instalación de una central de generación solar. Este proceso implica la obtención de información detallada sobre la radiación solar en una ubicación específica, considerando la variabilidad diaria, mensual y estacional de la irradiación. La obtención de estos datos de recursos solar para el análisis se realizará por medio de la herramienta pública “Explorador Solar” desarrollada por el ministerio de energía, esta presenta información detallada que existe actualmente sobre el recurso solar en Chile.

4.3.1 Sitio de estudio.

Como se mencionó en el capítulo anterior la comunidad para este estudio es la isla de Lin-Lin, cuyas coordenadas geográficas son, latitud: 42.23° sur; longitud:73.26° oeste, perteneciente a la comuna de Quinchao, X región de los Lagos, Chile. Las siguientes tablas y gráficos muestran los promedios de la radiación global, en sus componentes directa y difusa incidente sobre un plano horizontal y sobre un plano orientado hacia el norte, con una inclinación igual a la latitud del sitio, en unidades [kWh/m²/día].

Tabla 4.1 Promedio mensual de la insolación diaria en unidades [kWh/m²/día]

Meses	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Directa	3.64	3.72	2.9	2.1	1.71	1.6	1.42	1.69	2.28	2.35	2.49	3.0
Difusa	2.17	1.66	1.36	0.91	0.54	0.4	0.48	0.74	1.23	1.81	2.35	2.42
Suelo	0.21	0.17	0.12	0.07	0.04	0.03	0.03	0.05	0.09	0.13	0.17	0.2
Global	6.02	5.55	4.38	3.08	2.29	2.03	1.95	2.48	3.6	4.29	5.01	5.62

A partir de la tabla anterior se obtiene un promedio de 3.85 [kWh/m²/día] de radiación global para todo el año, ya que el mes con la radiación global más baja es julio con 1.95 y [kWh/m²/día] y el

mes con la radiación global más alta es enero con 6.02 [kWh/m²/día], lo que concuerda con la estacionalidad del año para cada mes.

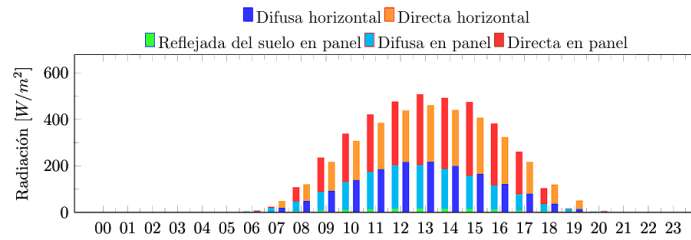


Fig. 4.2 Promedio horario de la radiación global instantánea. Fuente: Explorador Solar.

De la figura (4.2) se puede apreciar el ciclo diario de radiación incidente en unidades de [W/m²], de este se puede identificar que el recurso solar está presente durante aproximadamente 12 horas diarias, comenzando alrededor de las 7 de la mañana y finalizando a las 19 horas, el peak de potencia por metro cuadrado se presenta a las 13 horas que es generalmente cuando el sol se encuentra sobre el plano horizontal.

Otro de los elementos que afecta de forma importante el rendimiento de una celda fotovoltaica corresponde a su temperatura. El aumento de la temperatura provoca una reducción en el voltaje de salida de la celda, lo que afecta negativamente la potencia generada. Por el contrario, si la temperatura es más baja que la de referencia (25°C), la eficiencia puede mejorar, incrementando los valores de potencia. Por tanto, es fundamental gestionar adecuadamente la temperatura de las celdas fotovoltaicas para optimizar su rendimiento y prolongar su vida útil.

Tabla 4.2 Promedio mensual de la temperatura en la zona [°C]

Meses	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Temperatura °C	13.69	13.53	12.25	10.44	8.81	7.44	6.92	7.20	8.17	9.48	10.91	12.39

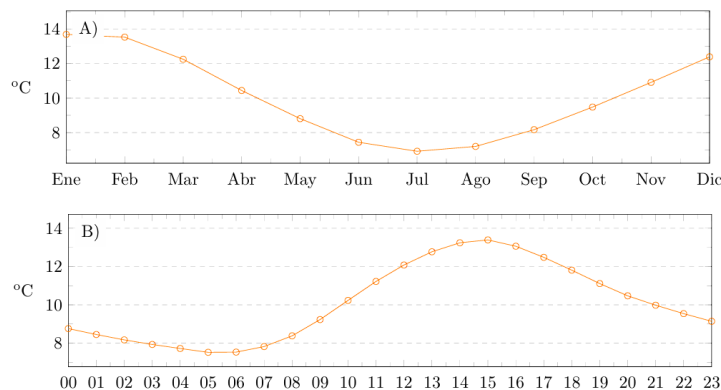


Fig. 4.3 Temperatura promedio mensual. Fuente: Explorador Solar.

El otro factor que afecta en la generación de energía renovable a partir del sol es el ángulo en que se configuran los módulos fotovoltaicos. Existen 2 ángulos que se deben tener en consideración al momento de montar los paneles, estos son: el ángulo de inclinación que corresponde al ángulo entre el panel y una superficie horizontal. La inclinación puede tener valores entre 0° (panel horizontal) y 90° (panel vertical); Y el ángulo azimut que corresponde al ángulo en que está rotado, respecto del norte, el eje central del panel fotovoltaico, o la superficie donde éste irá instalado. Los ángulos son positivos hacia el este y negativos hacia el oeste. Un azimut igual a 0° indica que el panel mira hacia el Norte, 90° hacia el Este, -90° hacia el Oeste y 180° hacia el Sur. Como indica la figura (4.6), donde α es el ángulo de azimut y β es el ángulo de inclinación.

Ambos ángulos tanto de inclinación y azimut se obtendrán del explorador solar, el cual ofrece la opción de optimizar los ángulos según las coordenadas seleccionadas, para este caso el ángulo de inclinación es de 32° y el azimut es de -23° .

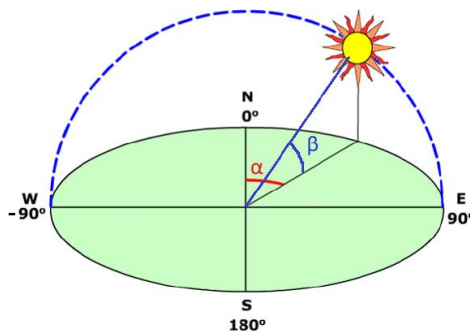


Fig. 4.4 Ángulo de inclinación y azimut. Fuente: Explorador Solar.

4.4. Dimensionamiento fotovoltaico.

Para el dimensionamiento de la planta de generación solar de este estudio se considerará el requerimiento de electricidad, el cual deberá satisfacer la demanda correspondiente al horizonte de evaluación, tanto de potencia máxima como de energía consumida, necesarios para abastecer en su totalidad a la comunidad, además de incluidas las pérdidas de los componentes de la planta. También debe ser incluido un sistema de respaldo o almacenamiento de energía, para así asegurar la continuidad del servicio en los momentos que la planta solar no produzca energía.

A continuación, se presenta el requerimiento de energía y de potencia máxima para la comunidad en el horizonte de evaluación.

Tabla 4.3 Requerimiento de potencia y energía de la comunidad.

Periodo de evaluación	Potencia máxima [kW]	Energía anual [kWh/año]	Energía diaria [kWh/día]
Año 1	78,67	201.155	551,1
Año 20	162,74	416.127	1.140,07

A partir del requerimiento de energía se puede calcular la potencia fotovoltaica necesaria para cubrir el consumo de energía diario equivalente a 1.140,07 [kWh/día] para el año 20 del proyecto, cuya potencia peak es de 162,74 [kW]. Para esto se considerará como criterio de dimensionamiento el promedio de radiación anual, que según el estudio de recurso solar del apartado anterior es de 3,85 [kWh/m²/día].

Para efectos de simplificar los cálculos se utilizará el concepto de horas solar pico (HSP), las cuales son equivalentes a la radiación solar media diaria, este es un término utilizado en la energía solar para cuantificar la cantidad de energía solar disponible en un lugar específico durante un día determinado. Es una medida que indica cuántas horas de irradiancia solar de 1000 W/m² se reciben en un día.

$$HSP = \frac{\text{Energía total diaria recibida [Wh/m}^2\text{/día]}}{1000 \text{ [Wh/m}^2\text{/día]}} \quad (4.1)$$

$$HSP = \frac{3.850 \text{ [Wh/m}^2\text{/día]}}{1.000 \text{ [Wh/m}^2\text{/día]}} = 3,85$$

Luego se puede obtener la potencia de la instalación que requiere la planta solar para abastecer el consumo de energía de la comunidad mediante la siguiente ecuación.

$$\text{Potencia instalada} = \frac{E_{diaria}}{HSP * \eta} \quad (4.2)$$

donde,

- E_{diaria} : Energía diaria de la comunidad,
- HSP : Hora solar pico de la zona, y
- η : Eficiencia del sistema.

La eficiencia del sistema (η), que incluye las pérdidas del sistema, se obtiene mediante el estudio realizado por National Renewable Energy Laboratory (NREL) para la herramienta PVWatts, donde se indican las pérdidas del sistema debido a los impactos de la suciedad, sombreado, capa de nieve, desajuste, cableado, conexiones, degradación inducida por la luz, clasificación de la placa de identificación, antigüedad del sistema, disponibilidad operativa y eficiencia del inversor. La pérdida

total del sistema se calcula en 14 %. Esto quiere decir que la eficiencia del sistema es de 0.86, la cual se multiplica por la eficiencia nominal del inversor, típicamente de un 0.96, obteniendo la eficiencia total del sistema que es de 0.825. luego reemplazando los valores en la ecuación (4.2) se puede calcular la potencia de la central fotovoltaica a instalar.

$$Potencia\ instalada = \frac{1.140,07\ [kWh/día]}{3,85[h/día] * 0,825} = 358,9[kW] \approx 0.36\ MW$$

La potencia instalada calculada para el último año de evaluación de la central fotovoltaica es de 359 [kW]. Pero es de importancia considerar la degradación de los módulos fotovoltaicos, el cual tiene una degradación anual aproximada de entre 0,5% a 1%. Tomando en consideración este factor se propone sobredimensionar la planta fotovoltaica en un 20% para compensar la pérdida de eficiencia de los módulos fotovoltaicos, por lo tanto, la potencia a instalar queda en 430 [kW].

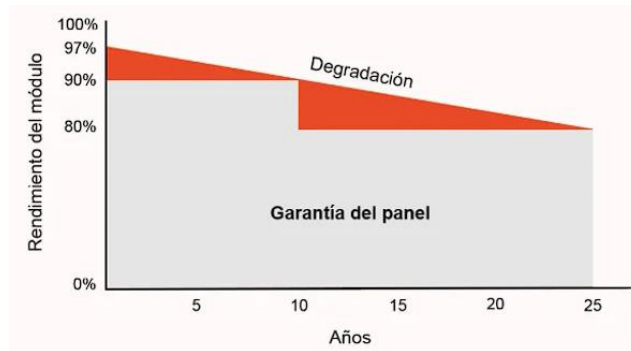


Fig. 4.5 Degradación de módulos fotovoltaicos. Fuente: Sun Fields.

Una vez obtenido la potencia necesaria de la central se procede a determinar el número de paneles solares necesarios para alcanzar dicha potencia, mediante la siguiente ecuación:

$$Numero\ paneles = \frac{P_{instalada}}{P_{panel}} \quad (4.3)$$

Para obtener la potencia del panel solar, se seleccionó uno disponible en el mercado, de tipo monocristalino, de marca Trina solar, modelo Vertex N, cuya potencia máxima de salida es de 700 [W], su eficiencia máxima de 22.5%, y de dimensiones 2.384x1.303x33 [mm].

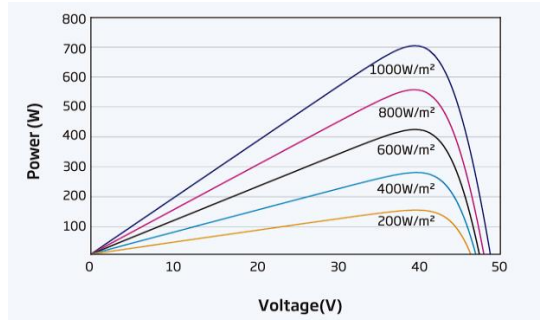


Fig. 4.6 Características panel solar. Fuente: Trina solar.

$$Numero\ paneles = \frac{430 [kW]}{0.7 [kW]} = 614.3 \approx 615 [paneles]$$

A continuación, se calcula el área necesaria para los paneles mediante la ecuación (4.4). Donde el factor 2 es una regla de dimensionamiento para el espaciado de los paneles, para evitar las pérdidas por la sombra generada. Luego, considerando las dimensiones del panel seleccionado, se obtiene:

$$Area_{total} = N^{\circ} paneles * Area_{panel} * 2 \quad (4.4)$$

$$Area_{total} = 615 * 3,1[m^2] * 2 = 3.813 [m^2]$$

Para el dimensionamiento del inversor se debe tener en consideración la potencia nominal del inversor, la cual debe ser la suficiente para satisfacer la demanda de potencia total de las cargas conectadas al sistema. Además, debe ser capaz de manejar los peak de potencia que se puedan generar, por lo que es necesario considerar un factor de seguridad con tal de mantener la estabilidad del sistema. Tomando en cuenta estos requerimientos y asumiendo una eficiencia de 0.96 para el inversor, se puede calcular la potencia del inversor mediante la siguiente ecuación.

$$Potencia_{inversor} = Potencia_{peak} * Factor_{seguridad} \quad (4.5)$$

$$Potencia_{inversor} = 162,74 * 1.2 = 195 [kW]$$

Con esta potencia se puede garantizar la estabilidad del sistema y compensar la pérdida de potencia por la eficiencia de inversor. Para lograr esta capacidad de potencia es recomendado utilizar un arreglo de varios inversores, para facilitar el mantenimiento y reducir el impacto de fallas individuales. Además, estos tienen una vida útil de aproximadamente 15 años, lo que implica realizar un reemplazo antes del horizonte del proyecto.

4.4.1 Dimensionamiento sistema de almacenamiento.

Para dimensionar el sistema de almacenamiento se requiere saber el volumen de energía que necesito almacenar a partir del consumo de energía diario de la comunidad que es 1.140 [kWh/día], y las horas necesarias para el respaldo de energía. Por lo cual se propone un dimensionamiento para un día de operación de la micro red, con esto se garantiza el funcionamiento autónomo para abastecer el consumo de un día para la comunidad. Luego considerando la profundidad de descarga de las baterías (DoD), en un 80% para las baterías de ion litio, se debe ajustar la capacidad del banco de baterías para sobredimensionar el sistema así conseguir que las baterías no sean descargadas en un 100 %, con el fin de alargar su vida útil.

$$Capacidad_{ajustada} = \frac{C_{total}}{DoD} = \frac{1.140 [kWh/dia]}{0.8} = 1.425 [kWh/dia]$$

El volumen total de energía es de 1.425 [kWh/día], Por lo tanto, esta será la capacidad del sistema de respaldo para poder mantener el suministro de energía durante las 24 horas del día. Además, se considera utilizar baterías de ion litio de fosfato de hierro ya que ofrecen mayor seguridad, estabilidad térmica y una vida útil más larga, alrededor de 20.000 ciclos de carga, las baterías a utilizar son de capacidad 600[V] y 167 [Ah], con esto se puede calcular la cantidad de baterías a utilizar mediante la siguiente ecuación.

$$N_{baterias} = \frac{C_{ajustada}}{C_{bateria}} = \frac{1.425[kWh]}{600 [V] * 167[Ah]} = 14.22 \approx 15 \text{ baterias}$$

4.5. Simulación y resultados Microred.

En esta sección se presenta la simulación de la solución tecnológica propuesta en este capítulo para la generación de energía a través de recursos renovables, particularmente de recurso solar. Para esto se utilizará el software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER).

El modelo de operación de la planta consta de los siguientes elementos: planta de generación eléctrica solar fotovoltaica, inversor, sistema de almacenamiento de energía BESS, carga eléctrica que representa el consumo de la comunidad, además, se considerara dentro del modelo un generador diésel de respaldo para casos de emergencia ante cualquier contingencia.

Para la simulación del modelo es necesario los costos del proyecto como el CAPEX y OPEX de cada componente de la planta solar, ya que el software busca el mejor escenario técnico económico. Los parámetros económicos se pueden conseguir de [18] y [21]. En los cuales se detallan los costos

asociados a la implementación de sistemas de energías renovables y sus costos de operación y mantenimiento. A partir de [18] se estima un costo de inversión unitario de 941 [USD/kW] para centrales fotovoltaicas, donde el 15% de este valor corresponde a los costos del inversor, el 35% a el costo de los módulos fotovoltaicos, 25% a los materiales eléctricos y de montaje, y 28% a los costos de instalación. En cuanto a los costos de operación y mantenimiento IRENA en [21] estima un valor de 7,4 [USD/kW] para América del Sur y Oceanía, que corresponde mantenciones preventivas y limpieza de los módulos. Otro costo de operación relevante es el arriendo del terreno donde se instalará la central fotovoltaica, para este caso se considerará la compra de terreno ya que el sector donde se piensa instalar cuenta con valores de terrenos no tan elevado según el mapa de avalúos de bienes raíces elaborado por Servicios de Impuestos Internos (SII), este costo será incluido en la inversión inicial del proyecto.

Los costos del sistema de almacenamiento se consiguieron del estudio realizado por IRENA denominado “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030”, en el cual se detallan los costos de las distintas tecnologías de almacenamiento, de este se estima un costo de 224 [USD/kWh] para baterías de ion litio de fosfato de hierro (LiFePO₄), con un costo fijo de operación y mantenimiento referencial de 1% del valor de la inversión.

Tabla 4.4 Parámetros de diseño central fotovoltaica.

Capacidad [kW]	Cantidad paneles	Potencia panel [W _p]	Eficiencia Panel	Superficie [m ²]	Inclinación/ Azimut	Factor Planta	Vida útil [años]
430	615	700	22.5%	3.813	32°/-23°	12%	25

Tabla 4.5 Costos central fotovoltaica.

Costo de Inversión [USD\$/kW]	Potencia Instalada [kW]	Inversión Inicial [USD\$]	Costos Terreno [USD\$]	CAPEX [USD\$]	OPEX unitario [USD\$/kW]	OPEX anual [USD\$]
941	430	404.630	46.867	451.497	7,4	\$ 3.182

Tabla 4.6 Parámetros baterías.

Energía Almacenamiento [kWh]	Capacidad Batería [kWh]	Tipo Tecnología	Cantidad	Inversor [kW]
1.425	100	LiFePO ₄	15	195

Tabla 4.7 Costos Sistema Almacenamiento.

Costo de Inversión [USD\$/kWh]	Potencia Instalada [kW]	CAPEX [USD\$]	OPEX [USD\$/año]	Vida Útil Ciclos /Años
224	1.425	319.200	1.596	20.000/20

Tabla 4.8 Parámetros generador de respaldo.

Costo de Inversión [US\$/kW]	Potencia Instalada [kW]	Inversión Inicial [US\$]	Costos Fijos [US\$/año]	Costos Variables [US\$/año]	Costos O&M [US\$/año]
487	120	58.440	25.267	17.173	42.440

4.5.1 Resultados microrred con recursos renovables.

Después de incluir los parámetros anteriormente descrito se procede a simular mediante el software HOMER el cual entregó los siguientes resultados.

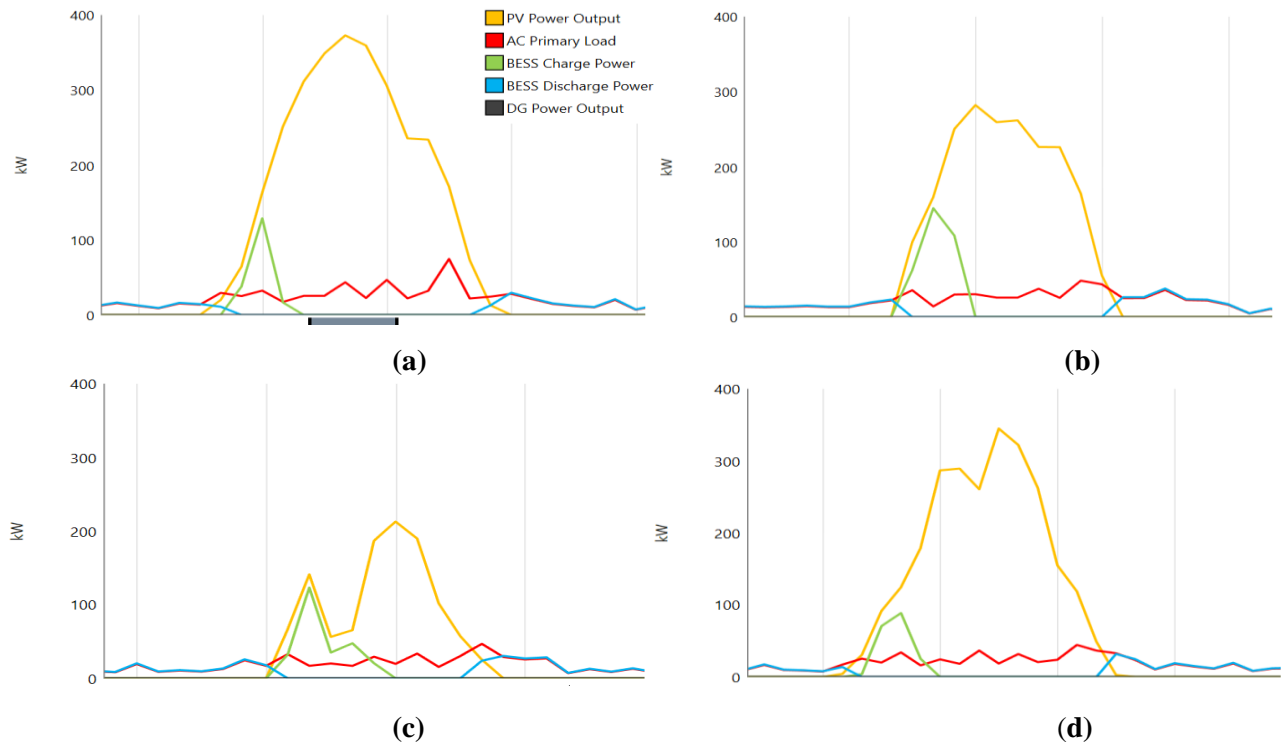


Fig. 4.7 Comportamiento diario de la red año 1. Fuente: HOMER.

(a) verano; (b) otoño; (c) invierno; (d) primavera.

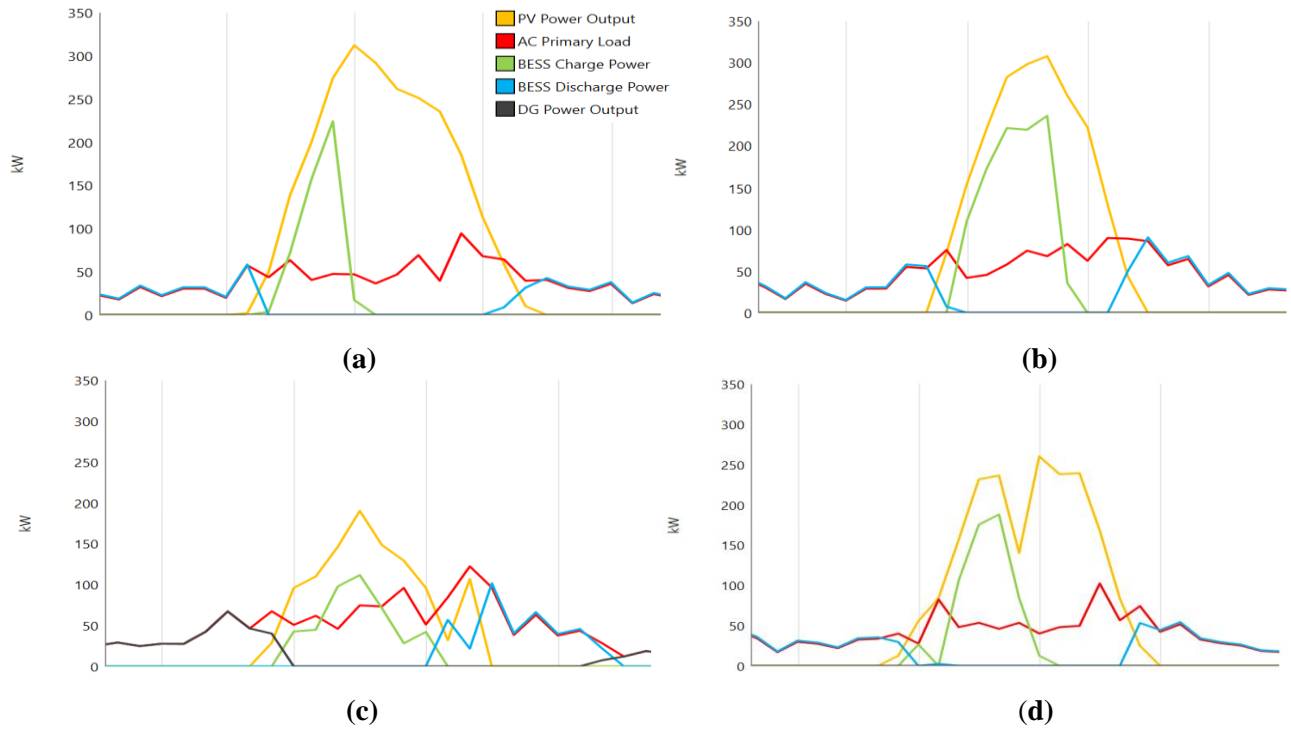


Fig. 4.8 Comportamiento diario de la red año 20. Fuente: HOMER.

(a) verano; (b) otoño; (c) invierno; (d) primavera.

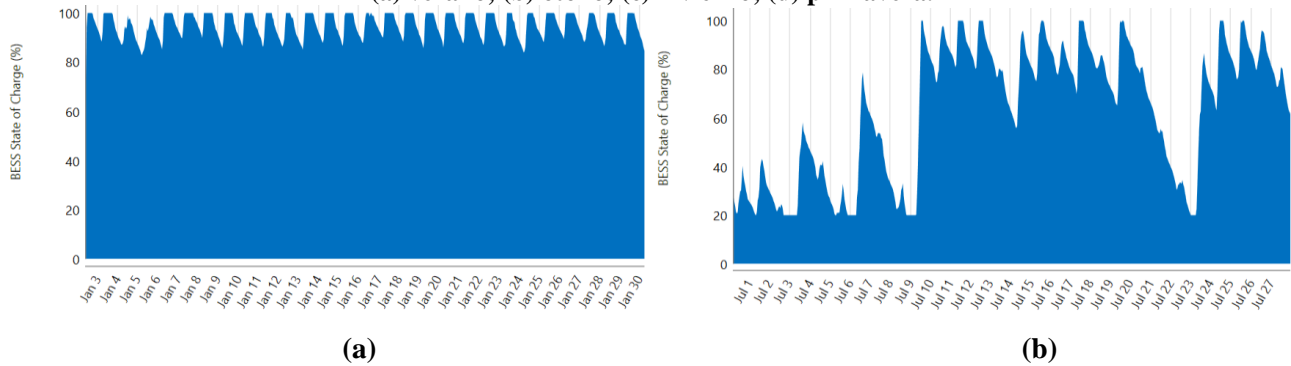


Fig. 4.9 Estado de carga sistema baterías año 1. Fuente: HOMER.

(a) enero; (b) julio.

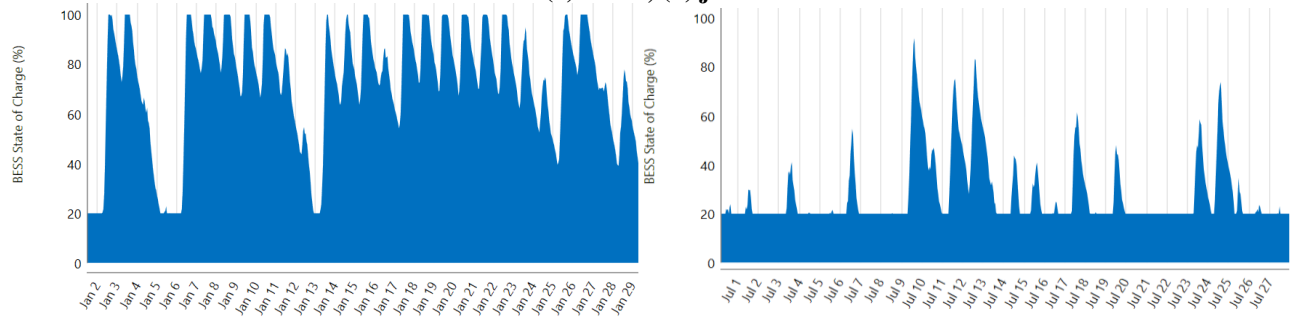


Fig. 4.10 Estado de carga sistema baterías año 20. Fuente: HOMER.

(a) enero; (b) julio.

En la figura (4.8) y (4.9) se observa la producción de electricidad por tecnología durante un día típico de cada estación del año para el año 1 y el año 20 de evaluación, en estas se puede ver en la curva de amarillo la generación de energía a través de la central fotovoltaica, para abastecer el consumo de la comunidad y para cargar las baterías, en verde se presenta la potencia de carga de las baterías, las cuales se van cargando con los excedentes que genera la central fotovoltaica, en azul se puede apreciar la energía que entregan las baterías o potencia de descarga, las cuales se descargan según el requerimiento de consumo eléctrico de la comunidad, la curva de rojo corresponde a el consumo eléctrico de la comunidad que para el primer año se encuentra por debajo de los 80 [kW], en estas figuras también aparece el aporte de energía del generador diésel en la curva de negro, para el primer año se utiliza en pocas ocasiones donde la energía producida por la planta fotovoltaica no es suficiente para abastecer el consumo de la comunidad debido al clima intermitente de la zona de estudio, en comparación con el último año de evaluación presentado en la figura (4.9), en la cual hay días que la central fotovoltaica no recibe suficiente radiación, y debido a la degradación de los paneles fotovoltaicos, es necesario el uso del generador diésel para compensar el consumo eléctrico de la comunidad.

Las figuras (4.10) y (4.11) presentan el estado de carga de las baterías (a) para el mes de mejor radiación y (b) para el mes de peor radiación, tanto para el primer y último año de evaluación, en estas se puede apreciar una profundidad de descarga de hasta 80%, dejando el 20% para seguridad de la batería. En (a) de (4.10) se observa una profundidad de descarga menor a 20%, debido a una mayor cantidad de excedentes que mantienen las baterías cargadas y un bajo requerimiento energético por parte de la comunidad. En (b) de (4.11) se aprecia una profundidad de descarga cercana al 80% y un estado de carga que no logra llegar al 100% debido a la poca radiación del mes y bajos excedentes de energía, en conjunto con la degradación que afecta a los paneles y las baterías por el tiempo de uso.

Tabla 4.9 Datos de Simulación Sistema Fotovoltaico.

años	Consumo comunidad [kWh/año]	Producción total PV [kWh/año]	Exceso energía renovable [kWh/año]	Energía salida BESS [kWh/año]	DG horas de operación [h/año]	Producción total DG [kWh/año]	Consumo de combustible [L/año]	Emisiones CO ₂ [Kg/año]
1	201.155	519.378	298.600	93.265	140	1.913	661	1.750
2	209.000	516.781	289.001	96.839	203	2.822	972	2.572
3	217.151	514.197	278.524	100.500	266	3.861	1.316	3.482
4	225.620	511.626	267.885	104.242	321	5.060	1.693	4.480
5	234.419	509.068	257.064	108.069	395	6.413	2.132	5.642

6	243.562	506.523	246.209	111.855	460	8.061	2.638	6.980
7	253.061	503.990	235.464	115.473	553	10.139	3.289	8.702
8	262.930	501.470	224.684	119.040	630	12.537	4.005	10.597
9	273.184	498.963	213.845	122.586	744	15.251	4.846	12.823
10	283.838	496.468	203.059	126.019	860	18.391	5.801	15.349
11	294.908	493.986	192.206	129.444	996	21.869	6.868	18.171
12	306.410	491.516	181.292	132.841	1.114	25.707	8.008	21.187
13	318.359	489.058	170.343	136.182	1.263	29.942	9.287	24.573
14	330.776	486.613	159.541	139.374	1.402	34.716	10.696	28.301
15	343.676	484.180	148.834	142.408	1.546	40.068	12.262	32.445
16	357.079	481.759	138.432	145.140	1.720	46.170	14.059	37.199
17	371.005	479.350	127.885	147.958	1.881	52.644	15.938	42.171
18	385.474	476.953	117.524	150.599	2.051	59.762	17.996	47.616
19	400.508	474.569	107.339	153.001	2.238	67.621	20.268	53.626
20	416.128	472.196	97.259	155.291	2.423	76.142	22.710	60.088

La tabla anterior muestra los datos arrojados por la simulación del modelo propuesto, en esta se puede apreciar el aporte de energía de la central fotovoltaica para cada año de evaluación y el excedente de energía que esta genera, de la cual se estima un excedente de 57% para el primer año y un 18% para el último año de valuación, además el porcentaje de energía renovable para el año 1 es de 99% y 1% de generación a través de diésel, para el año 20 se estima un 81,7% de energía renovable y un 18,3% de generación diésel, lo que genera una reducción importante de combustible utilizado.

4.5.2 Cálculo de LCOE

El cálculo de LCOE se puede obtener de la ecuación descrita en el capítulo anterior, ecuación (3.2) para lo cual es necesario los costos del proyecto como el CAPEX y OPEX presentados anteriormente en las tablas (4.5) y (4.7), de cada componente de la planta solar y para cada año de evaluación, el cual debe incorporarse como un valor presente neto anualizado. Cabe destacar que los costos OPEX presentados en la tabla (4.8) para el sistema diésel será variable ya que se estiman los costos según las horas de operación del generador, el cual solo opera en caso de insuficiencia de radiación solar. Además, se utilizará la tasa social de descuento para el cálculo de LCOE, la cual se obtiene del informe de precios sociales realizado por el Sistema Nacional de Inversiones (SNI), que se estima en un 5,5% para el año 2024.

A partir de los datos anteriormente descritos se obtiene un costo total de inversión CAPEX de 859.446 [USD\$] para los componentes de la central fotovoltaica, y un costo total durante la vida útil

anualizado de 1.075.170 [USD\$], con un volumen total de energía generada anualizado durante el periodo de vida útil de 3.310.876 [kWh]. Luego mediante la ecuación de LCOE se obtiene:

$$LCOE = \frac{1.075.170 [US\$]}{3.310.876 [kWh]} = 0.324 \left[\frac{US\$}{kWh} \right]$$

Con esto se puede inferir que generar electricidad a través de energía renovable fotovoltaica, con almacenamiento en baterías en la comunidad de estudio, a lo largo de la vida útil del proyecto tiene un costo promedio de 0.324 [US\$/kWh]. Lo que se traduce en una mejor rentabilidad en comparación con el escenario anterior de generación diésel el cual presenta un LCOE de 1.18 [US\$/kWh]. Esto debido a que en el modelo anterior de generación 100% diésel, si bien los costos de inversión son menores en comparación los costos de inversión fotovoltaicos, los costos de operación y mantenimiento son elevados, a causa de la compra de combustible y el mantenimiento que este requiere para su funcionamiento. El cálculo del LCOE se puede ver en detalle en el ANEXO (A.8).

4.6. Evaluación Social y Económica de Microred Fotovoltaica.

La evaluación social de proyectos permite determinar en qué medida un proyecto de inversión tendrá un efecto sobre la sociedad en términos económicos y de bienestar. El Sistema Nacional de Inversiones (SNI) utiliza dos enfoques de evaluación:

- 1) Análisis costo-beneficio: este tipo de análisis permite identificar, entre un conjunto de alternativas de iniciativas de inversión, cuál es la que genera el mayor beneficio neto para la sociedad. Requiere identificar, cuantificar y valorizar todos los beneficios y costos del proyecto y obtener indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) que permitan concluir sobre la rentabilidad económica del proyecto.
- 2) Análisis costo-eficiencia: asume que los beneficios son deseados por la sociedad por lo que no se calcula un valor monetario de los beneficios. El objetivo de este enfoque es comparar alternativas que permitan obtener el beneficio buscado, para identificar aquella que permita obtenerlo utilizando la menor cantidad de recursos. Para ello, se debe realizar una completa identificación, cuantificación y valoración de los costos asociados al proyecto, para estimar posteriormente indicadores como el Valor Actual de Costos (VAC) y el Costo Anual Equivalente (CAE).

Las iniciativas de inversión de proyectos de electrificación rural que permiten aumentar el nivel de servicio se evaluarán con un enfoque costo eficiencia, ya que la política pública vigente ha definido la necesidad de proveer este servicio a los sectores rurales semi concentrados y dispersos [11].

4.6.1 Identificación de Beneficios Sociales

Aunque el análisis de costo eficiencia se enfoca en estimar los costos económicos del proyecto, resulta fundamental identificar y detallar los beneficios que se pretende alcanzar con la implementación del proyecto de electrificación rural a través de un sistema de generación renovables. Algunos beneficios sociales que entrega el acceso a la energía eléctrica son:

- Mejorar las condiciones y la calidad de vida de las personas: ya que la disponibilidad de electricidad permite a las comunidades acceder a servicios básicos esenciales como iluminación, refrigeración de alimentos y agua potable mediante bombas eléctricas. Aportando así a la reducción de la pobreza energética. Las familias pueden dejar de depender de fuentes de energía costosas como la bencina o generadores diésel.
- Desarrollo productivo y comercial: impulsa las actividades productivas permitiendo el acceso a herramientas de trabajo que aumenten la producción y mayor tiempo para actividades productivas, generación de empleo local, durante la construcción y operación del sistema eléctrico, permite el aumento de las cosechas por mayor riego por utilización de bombas, mejoras en la comercialización de productos perecibles en los establecimientos comerciales debido a la utilización de equipos de refrigeración
- Desarrollo comunitario y sociocultural: mejoramiento de las condiciones de seguridad debido al alumbrado público, mejoramiento del funcionamiento de los servicios públicos, como la atención médica, además, la electricidad permite almacenar medicamentos como vacunas en centros de salud locales, equipos eléctricos como esterilizadores, equipos de diagnóstico y dispositivos médicos pueden funcionar en postas rurales.

4.6.2 Costos Sociales

Corresponden a todos los recursos usados en el proyecto valorados a precios sociales, estos pueden deducirse de los costos privados descontando impuestos y subsidios, corrigiendo la componente importada de los insumos por el factor de corrección social de la divisa, descontando los

derechos de aduana, y corrigiendo el precio de la mano de obra según el nivel de calificación con los factores indicados por el Ministerio de Desarrollo Social [20].

Los parámetros para la corrección de precios sociales se puede obtener del “Informe de precios sociales” desarrollado por el Sistema Nacional de Inversiones en mayo de 2024, el cual estima una tasa social de descuento de 5.5%, y una divisa de 1.00. Los valores que deben ser corregidos corresponden a los costos de inversión y los costos de operación y mantención:

- Maquinaria, equipos e insumos: Si son nacionales se descontarán el IVA y otros impuestos, si son importados, además, se debe aplicar el factor de corrección de la divisa.
- Sueldos y Salarios: Aplicar el factor de corrección de la mano de obra según nivel de calificación, Calificado: 0,97; Semi Calificado: 0,95; No Calificado: 0,91.
- Combustibles: Se debe incluir el costo de transporte, almacenamiento y manipulación puesto en el lugar del proyecto, utilizando el valor social del diésel o gasolina, calculado como $0,75 * \text{Precio diésel (con IVA)}$ [11].

4.6.3 Configuración de Flujos Netos

Los flujos netos estarán constituidos por todos los costos anuales que corresponda incurrir por la ejecución y operación del proyecto, valorados a precios sociales. Los flujos netos deberán estimarse para todo el horizonte de evaluación, el cual, por lo general, está definido por la vida útil (años) del componente de la inversión que tiene mayor duración [20].

Para el cálculo de flujos netos se realizará un flujo de caja, para el cual se considera los costos de inversión, operación y mantenimiento utilizados durante el periodo de vida útil del proyecto, que para este caso son 20 años, dentro de los costos se incluirán el costo del terreno y los costos de reposición de equipos que tengan una vida útil menor al horizonte de evaluación, valorados a precios sociales. Además, se incluirá el valor residual de los activos del proyecto el cual se expresa como un ingreso que el proyecto puede obtener. Para los ingresos se tomará en consideración el criterio de ahorro de combustible para la generación de energía, ya que la comunidad cuenta con sistema de generación diésel, el cual tiene un alto costo. Así con esto poder comparar que tan rentable es la implementación de energías renovable con almacenamiento en baterías dentro de la comunidad.

A continuación, se presenta un resumen de los costos e ingresos del proyecto. El detalle de los costos y flujos netos considerados en la evaluación económica se pueden ver en el ANEXO (A.9).

Tabla 4.10 Costos Privados y Sociales Sistema Fotovoltaico.

ítem	Costo de inversión	Costos OPEX anual	Costo de terreno	Reposición de equipos	Valor residual
Costos privados	\$ 859.446	\$ 6.155	\$ 46.867	\$ 30.309	\$ 33.619
Costos sociales	\$ 726.816	\$ 4.611	\$ 37.962	\$ 24.550	\$ 28.549

Tabla 4.11 Ingresos por Ahorro de Combustible a lo largo de la vida útil del Sistema Fotovoltaico.

Sistema generación energía	Combustible total utilizado en el periodo de valuación [L]	Costo total Combustible [US\$]	Costo total Social Combustible [US\$]
Sistema diésel	3.917.868	\$ 5.184.325	\$ 3.888.244
Sistema FV+BESS	165.449	\$ 232.687	\$ 174.515
Ahorro	3.752.419	\$ 4.951.638	\$ 3.713.728

En la tabla (4.10) se presentan los costos del proyecto, tanto el costo privado, como el costo corregido a valores sociales para todo el periodo de evaluación, para los costos sociales se aplicó la divisa y el descuento del IVA para los materiales y maquinarias, además, para los costos de operación y mantenimiento se aplicó el valor de mano de obra corregido según el nivel de calificación. Por otro lado, el valor residual se aplica como una suma al final del horizonte de proyecto, ya que es el monto que se pretende recuperar luego de finalizado su funcionamiento. En cuanto al valor residual del terreno este debe considerarse como valor residual equivalente al considerado en la inversión inicial.

Por otra parte, en la tabla (4.11) se muestran los ingresos totales por ahorro de combustible para todo el periodo de valuación del proyecto, se puede apreciar una gran diferencia, ya que se estaría horrando alrededor de 4.951.638 [USD\$] y una cantidad de 3.752.419 litros de diésel, el cual corregido a valor social del diésel se estima en un ingreso de 3.713.728 [USD\$].

4.6.4 Cálculo de Indicadores Económicos

El cálculo de indicadores y la aplicación de criterios de decisión permiten seleccionar la alternativa más conveniente. Para este caso se realizará la evaluación de costo beneficio el cual implica obtener indicadores como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), ya que se busca evaluar la rentabilidad del proyecto e identificar si es viable su implementación.

El Valor Actual Neto se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+r)^t} \quad (4.6)$$

donde,

- I_0 : Inversión inicial,
- BN_t : Beneficio neto del periodo t,
- n : Horizonte de evaluación, y
- r : Tasa social de descuento.

El criterio de decisión al utilizar el VAN es el siguiente:

- Si el VAN es positivo: es conveniente ejecutar el proyecto.
- Si el VAN es igual a 0: es indiferente ejecutar el proyecto.
- Si el VAN es negativo: no es conveniente ejecutar el proyecto.

Tasa Interna de Retorno: Esta mide la rentabilidad promedio que tiene un determinado proyecto. Matemáticamente, corresponde a aquella tasa de descuento que hace el VAN igual a cero.

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (4.7)$$

El criterio de decisión al aplicar la TIR es el siguiente:

- Si la TIR es mayor que la tasa social de descuento de 5.5 %: es conveniente ejecutar el proyecto.
- Si la TIR es igual que la tasa social de descuento de 5.5 %: es indiferente ejecutar el proyecto.
- Si la TIR es menor que la tasa social de descuento de 5.5 %: no es conveniente ejecutar el proyecto.

Mediante estas ecuaciones se puede obtener el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno para este proyecto.

Tabla 4.12 Indicadores Económicos Proyecto Fotovoltaico.

Indicadores Económicos	
VAN	\$ 1.456.960
TIR	25%

A partir del flujo de caja realizado se obtuvo los indicadores económicos mostrados en la tabla anterior, donde el VAN corresponde a un valor positivo de 1.456.960 [USD\$], lo cual indica que es completamente rentable la ejecución del proyecto de estudio, además la Tasa Interna de Retorno es de 25% siendo superior a la tasa social de descuento de 5.5%, lo que indica que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida, lo cual aporta valor adicional al negocio, cubriendo los costos del capital invertido y generando una ganancia neta. También se calculó un periodo de recuperación payback de 3.9 años lo que indica que los costos de inversión se recuperan en ese periodo.

4.7. Discusión y Conclusiones.

La implementación de una microrred con energías renovables en la comunidad aislada representa una solución sostenible y rentable, con un impacto positivo tanto en los aspectos económicos como en los sociales y ambientales. Este modelo no solo satisface las necesidades energéticas actuales, sino que también mejora la estabilidad y confiabilidad del suministro energético, eliminando la dependencia de combustibles fósiles costosos y vulnerables a interrupciones logísticas, ya que en el anterior modelo de generación diésel se obtuvo un consumo total de 3.791.024 litros de combustible, en comparación con el actual escenario, el cual consume un total de 165.449 litros, lo que genera un ahorro de 3.625.575 litros de combustible, esto también se ve reflejado en una disminución considerable de emisiones generando una reducción de 9.568 toneladas de CO₂.

Capítulo 5. Microred Híbrida con Hidrógeno Verde

5.1. Introducción.

El hidrógeno verde, producido a partir de fuentes de energía renovable mediante la electrólisis del agua, está emergiendo como una alternativa prometedora en el panorama energético, debido a sus ventajas con otros tipos de tecnologías, ya que son altamente favorables en términos de emisiones de carbono debido a que su producción no emite CO₂, a diferencia de los combustibles fósiles como el petróleo, también tiene la ventaja de almacenamiento y transporte de energía lo que lo convierte en una opción interesante donde el almacenamiento de energía es crucial, como cuando la disponibilidad de energías renovables son intermitentes y no coinciden con la demanda eléctrica.

En este capítulo, se exploran las posibilidades y beneficios de integrar tecnologías de hidrógeno verde en la comunidad aislada. Se analizarán las etapas clave de producción, almacenamiento y uso del hidrógeno, así como los aspectos técnicos, económicos y sociales relacionados con su implementación. Con el fin de evaluar la viabilidad de la tecnología para garantizar el suministro energético continuo.

5.2. Dimensionamiento sistema H2V.

A partir del requerimiento energético de la comunidad, se puede efectuar una selección preliminar del tipo de tecnología disponible y factible más adecuada para la evaluación de este proyecto. Basándose en los requerimientos identificados y los recursos energéticos disponibles, seleccionar las tecnologías para satisfacer la demanda energética implica realizar un análisis detallado de esta, como los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados con cada tecnología considerada, evaluar factores técnicos y ambientales, la madurez tecnológica de cada alternativa, su capacidad para integrarse con la infraestructura existente, su impacto en el medio ambiente y la comunidad local.

5.3. Selección de Tecnología de Producción de Hidrógeno Verde

En la actualidad existen los electrolizadores alcalinos (AEL) y los electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM). En una fase más prematura también se encuentran otros electrolizadores como son los de óxido sólido (SOEC) y los electrolizadores de membrana de

intercambio aniónico (AEM). Por su grado de madurez tecnológica se puede descartar los electrolizadores de óxido sólido y los electrolizadores AEM ya que se encuentran en etapas de estudio y desarrollo, y estas tecnologías no se encuentran en fase comercial como la tecnología PEM y los electrolizadores alcalinos. Tanto los electrolizadores alcalinos como los de membrana de intercambio de protones tienen sus propias ventajas y desventajas en términos de eficiencia, respuesta dinámica, presión de operación, tamaño y costo. La elección entre ellos dependerá de los requisitos específicos de cada aplicación, incluyendo consideraciones de rendimiento, espacio, portabilidad y costos.

Tabla 5.1 Comparación de electrolizadores. Fuente: [6]

Electrolizador	Alcalino	PEM	SOE
Potencia [MW]	Hasta 150	0,15-1	Hasta 100
Madurez	Comercial	Comercial	Investigación
Eficiencia [%]	65-82	65-78	85-90
Vida útil [horas]	60.000-90.000	20.000-80.000	1000
Costo de inversión [USD/kW]	850-1500	1500-3.800	No aplica
Costo de operación [%]	2	2	No aplica
Rango de Flujo de H ₂ [%]	5-100	1-100	No aplica
Tiempo de respuesta [minutos]	30	1	40
Pureza de hidrógeno [%]	99,5	99,9	99,9

A partir de la tabla comparativa de los electrolizadores alcalinos y de membrana de intercambio de protones, se puede seleccionar el tipo de electrolizador más adecuado para satisfacer las necesidades energéticas de la localidad, considerando las características de eficiencia del equipo, los costos de inversión inicial (CAPEX), los costos de mantenimiento, consumo de agua y electricidad (OPEX), coste del cambio de stack y sus horas de vida para su reemplazo, vida útil de la planta, degradación del stack en pérdidas de voltaje o eficiencia por las horas de funcionamiento, la tecnología con mayores ventajas es la tecnología PEM, debido a su alta densidad de corriente y alta eficiencia a cargas parciales, tiempo de respuesta corto, alta pureza de hidrógeno, menor superficie que la tecnología alcalina con un diseño de celda compacto y mantenimiento del equipo más sencillo y menos costosos, estas características hacen que la tecnología recomendada para la potencia requerida sea la tecnología PEM.

5.4. Requerimiento de Hidrógeno para la Comunidad

En esta sección se estimará el potencial de demanda de hidrógeno verde necesario para abastecer de energía eléctrica a la comunidad de estudio, mediante tecnologías de celda de combustible, para esto es necesario trabajar con el tipo de celda y su eficiencia para transformar el hidrógeno en energía eléctrica. La cantidad de hidrógeno será estimada en función a la cantidad de energía requerida por la comunidad y de las horas de suministro necesarias. A continuación, se presenta el requerimiento de energía demandada por la comunidad.

Tabla 5.2 Requerimiento Energético de la Comunidad.

Periodo de evaluación	Potencia máxima [kW]	Energía anual [kWh/año]	Energía diaria [kWh/día]
Año 1	78,67	201.155	551,1
Año 20	162,74	416.127	1.140,07

Para el cálculo de hidrógeno requerido por la comunidad, se debe considerar el factor de conversión según la eficiencia de la celda de combustible. El factor de conversión eléctrica de una celda de combustible se refiere a la eficiencia con la cual la celda convierte la energía química del combustible en energía eléctrica mediante un proceso electroquímico. Este factor es un dato entregado por fabricantes de celdas, para una celda de combustible de hidrógeno típica, la eficiencia de conversión eléctrica puede variar, pero generalmente se encuentra en el rango de 40% a 60% para celdas de membrana de intercambio de protones (PEMFC). El factor de conversión de energía para una celda de combustible generalmente se expresa en términos de energía eléctrica producida por unidad de masa de hidrógeno consumido, es decir, en [kWh/kg H₂]. El contenido energético del hidrógeno es aproximadamente 33,33 kWh por kilogramo de H₂. La eficiencia de la celda de combustible determinará cuánta de esta energía química se convierte en energía eléctrica útil. Para este caso se utilizará la eficiencia de una celda tipo PEM. Entonces el factor de conversión se puede estimar mediante la siguiente ecuación.

$$\text{Factor de Conversion} = \text{Contenido Energetico del H}_2 * \text{Eficiencia de la Celda} \quad (5.1)$$

$$\text{Factor de Conversion} = 33,33 \left[\frac{kWh}{kg_{H_2}} \right] * 50\% = 16,665 \left[\frac{kWh}{kg_{H_2}} \right]$$

Luego con el factor de conversión calculado se puede estimar la cantidad de hidrógeno necesaria para abastecer el consumo de energía de la comunidad para el horizonte de evaluación del proyecto, utilizando la siguiente ecuación.

$$\text{Requerimiento de } H_2 = \frac{\text{demanda energetica}}{\text{Factor de conversion electrico } H_2} \quad (5.2)$$

$$\text{Requerimiento anual de } H_2 = \frac{416.127 [kWh/año]}{16.7 [kWh/kg_{H_2}]} = 24.917,8 [kg_{H_2}/año]$$

$$\text{Requerimiento diario de } H_2 = \frac{1.140 [kWh/dia]}{16.7 [kWh/kg_{H_2}]} = 68,3 [kg_{H_2}/dia]$$

De acuerdo con el requerimiento de hidrógeno se necesita una cantidad de 24.918 kg al año y 68,3 kg diario de hidrógeno para abastecer la demanda eléctrica de la comunidad en su totalidad. Cabe destacar que este requerimiento es un estimado que se utilizara para el cálculo de dimensionamiento de los componentes del sistema, ya que esta cantidad es la necesaria para entregar energía eléctrica mediante la celda de combustible durante las 24 horas del día a la comunidad, sin considerar otro sistema de generación eléctrica.

5.5. Dimensionamiento de Tecnología H2V

Para el dimensionamiento de los componentes de la planta de hidrógeno verde se tendrá en consideración el consumo energético de la de la comunidad y la producción de hidrógeno de manera local mediante la central fotovoltaica calculada en el capítulo anterior. Para lo cual se realizaran 2 dimensionamientos: escenario1: se pretende la incorporación de una micro red con almacenamiento en hidrógeno verde, el cual se produce a través de los excedentes de energía que genere la planta fotovoltaica, para esto la microrred debe contar con los componentes principales de la cadena de hidrógeno, estos son la central fotovoltaica, electrolizador, sistema de almacenamiento, celda de combustible, además se implementara un generador diésel de respaldo para casos de emergencia y para cuando el sistema no cuente con hidrógeno almacenado para la producción de energía. El Escenario 2: contempla implementar almacenamiento en hidrogeno en la micro red diseñada en el capítulo anterior, realizando una combinación hibrida con hidrógeno y baterías, donde los excedentes de energía serán almacenados en primero en baterías y luego en hidrógeno, con el fin de disminuir la potencia de los componentes de la cadena de hidrógeno, así también los costos de esta. Este caso también contará con un generador diésel de respaldo.

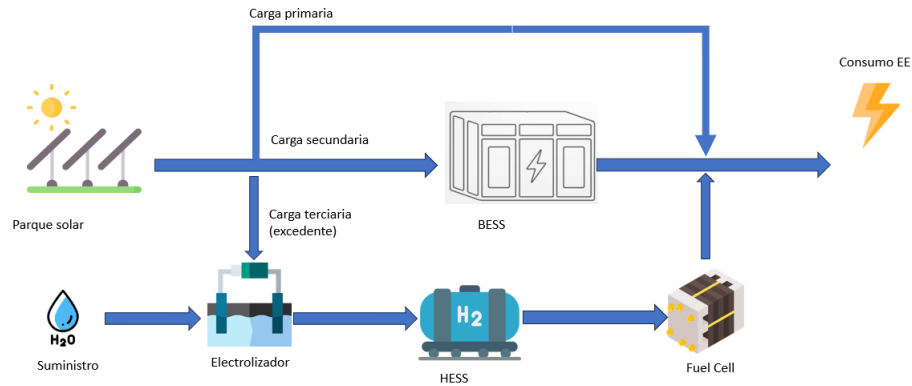


Fig. 5.1 Esquema de microrred híbrida. Fuente: [17].

5.5.1 Electrolizador

De acuerdo con el requerimiento de hidrógeno diario calculado anteriormente, se necesitan 68.3 kg de hidrógeno para abastecer la demanda total de energía para la comunidad por 24 horas, lo que deja en promedio unos 2,85 [kg_{H2}/h], por lo tanto, la planta de electrolisis debe tener la capacidad de producir al menos esta cantidad de hidrógeno diario, considerando que la producción de hidrógeno se realiza de manera continua de 24 horas al día.

Para el dimensionamiento del electrolizador se debe tener en cuenta el requerimiento energético para la producción de hidrógeno por electrólisis, para producir 1kg de hidrógeno es necesario utilizar alrededor de 55 [kWh] de energía, además se debe tener en cuenta no solo la energía para la electrolisis, sino también para equipos auxiliares [17].

Por lo que se debe considerar un sobredimensionamiento estimado en 20% para el balance de planta, quedando en 66 [kWh/kg_{H2}]. A partir de esto, se puede calcular la energía requerida por el electrolizador mediante la siguiente ecuación.

$$Energia\ electrolizador = requerimiento\ H_2 [kg_{H_2}] * E_{electrolisis} \left[\frac{kWh}{kg_{H_2}} \right] \quad (5.3)$$

$$Energia\ electrolizador = 68,3 [kg_{H_2}/dia] * 66 \left[\frac{kWh}{kg_{H_2}} \right] = 4507.8 [kWh/día]$$

Se considera que la producción de hidrógeno se realiza de manera continua en un espacio de 24 horas al día, entonces la potencia instalada de la planta de electrólisis es de 187,8 [kW].

Para el segundo escenario se propone integrar la tecnología de hidrogeno verde a la micro red diseñada en el capítulo anterior, con el fin de reducir el uso de combustible fósil y reemplazarlo por

hidrogeno, que será producido de manera local utilizando los excedentes de energía presentado en la tabla (4.10), y luego ser utilizado para tomar la demanda en hora punta.

Tabla 5.3 Datos Central Fotovoltaica.

Año	Exceso energía renovable [kWh/año]	Exceso energía renovable [%]	Horas de operación PV [h/año]	Consumo de combustible [L/año]	DG horas de operación [h/año]
1	298.600	57	4.386	661	140
20	97.259	18	4.386	22.710	2.423

Para calcular el electrolizador se considera el valor promedio de energía excedente que es de 197.749 [kWh/año]. No se considera el mejor escenario que sería el valor máximo de 298.600 [kWh/año], ya que sería sobre dimensionar el electrolizador, considerando que la cantidad de excedentes va disminuyendo cada año. Teniendo la energía disponible se obtiene la cantidad de hidrógeno que se puede producir al año.

$$Producción H_2 = \frac{Energía\ disponible\ [kWh]}{E_{electrolisis}\ [kWh/kg_{H_2}]} \quad (5.4)$$

$$Producción H_2 = \frac{197.749\ [kWh/año]}{66\ [kWh/kg_{H_2}]} = 2.996,2\ [kg_{H_2}/año]$$

Considerando que el excedente de energía disponible para electrolisis se produce en el tiempo de operación de la planta fotovoltaica, se puede calcular la producción por hora, mediante la siguiente ecuación

$$Producción\ horaria\ H_2 = \frac{Producción\ anual\ H_2}{Horas\ operación\ anual}$$

$$Producción\ horaria\ H_2 = \frac{2.996,2\ [kg_{H_2}/año]}{4.386\ [h/año]} = 0,683\ [kg_{H_2}/h]$$

Luego se puede obtener la potencia requerida por el electrolizador para producir la cantidad de hidrogeno por hora necesaria.

$$Potencia_{electrolizador} = Producción_{hora}\ [kg_{H_2}/h] * E_{electrolisis}\ [kWh/kg_{H_2}]$$

$$Potencia_{electrolizador} = 0,683\ [kg_{H_2}/h] * 66\ [kWh/kg_{H_2}] = 45,1\ [kW]$$

5.5.2 Sistema de Almacenamiento de Hidrógeno

En la actualidad existen variadas formas de almacenamiento de hidrógeno, los más conocidos son por compresión y licuefacción, el más común y utilizado es el hidrógeno comprimido el cual

puede almacenarse en tanques a distinta presión, estas presiones varían entre el orden de los 30 bares hasta los 1.100 bares, los tanques de almacenamiento pueden ser de forma cilíndrica o esférica, estos se clasifican en:

Tabla 5.4 Clasificación de Tanques para Almacenamiento H₂. Fuente: H₂ Chile.

Tipo de Tanque	Presión máxima admitida [Bar]	Construcción	Aplicaciones
Tipo I	300	Completamente de acero o aluminio	Estacionarias, laboratorios, industria química.
Tipo II	200	Aluminio recubierto parcialmente con fibra de vidrio	Estacionarias, hidrogeneras
Tipo III	700	Aluminio recubierto completamente con fibra de vidrio o carbono	Móviles, vehículos con FC
Tipo IV	700	Fibra de carbono con revestimiento polimérico	Móviles, vehículos con FC
Tipo V	1000	Únicamente fibra de carbono	Investigación, industria aeroespacial

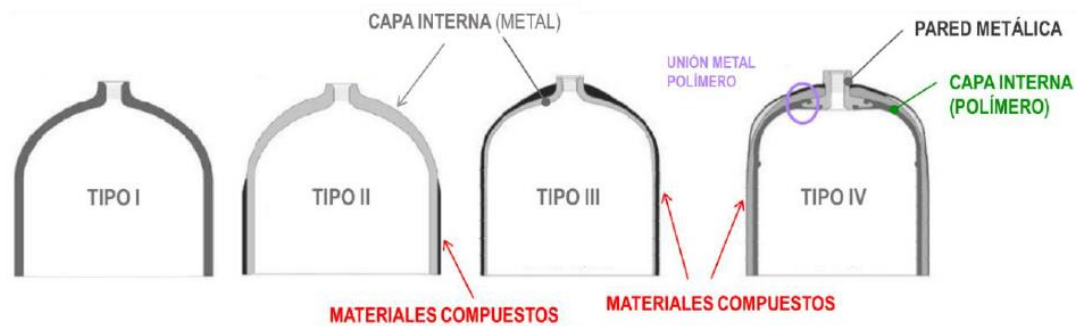


Fig. 5.2 Tipos de tanque para almacenamiento H₂. Fuente: [16].

Para este estudio se utilizará el tanque tipo I debido a su menor costo y a la presión de trabajo de estos, cabe desatacar que no se considerará el almacenamiento a alta presión ya que esto implicaría incorporar sistemas de compresión como compresores, lo que elevaría el costo de inversión y de mantenimiento del proyecto, además la cantidad e hidrógeno disponible para almacenar es a una escala menor y será almacenado a la presión de trabajo del electrolizador a utilizar, el cual tiene una presión de salida aproximado de 35 bares.

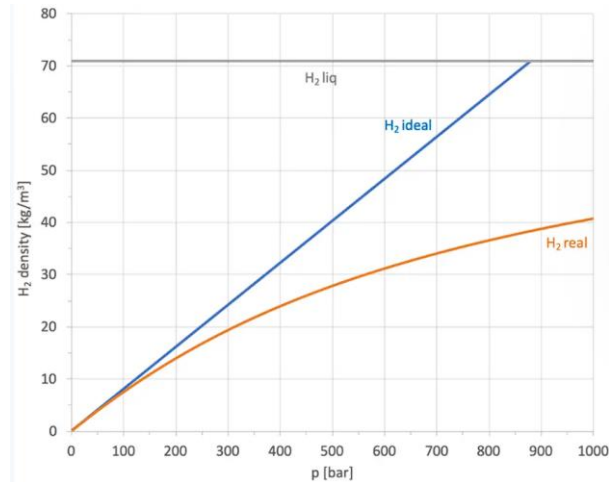


Fig. 5.3 Curva de densidad vs presión H₂. Fuente: Internet.

En la figura (5.3) se aprecia la relación de densidad vs presión de almacenamiento de hidrógeno, en esta se puede observar que, a medida que aumenta la presión de almacenamiento, también aumenta la densidad del hidrógeno almacenado, lo quiere decir que a menor presión se necesitara mayor volumen para su almacenamiento, esto es importante tener en consideración para el dimensionamiento de almacenamiento de hidrógeno, ya que si bien el hidrógeno a baja presión puede ser más económico de implementar, este a su vez necesita más volumen para su almacenamiento, considerando una presión de almacenamiento de 35 [bar] el hidrógeno presenta una densidad aproximada de 3,15 [kg/m³]. En cuanto al estanque de almacenamiento se pretende sobredimensionar el tamaño de almacenamiento para acumular más cantidad de hidrógeno en los días de verano, con el propósito de contar con una cantidad mayor para los meses de invierno donde la producción de hidrógeno disminuye significativamente por falta de excedentes. Con esto se propone una autonomía de 5 días, para los días de menor producción de hidrógeno, a partir de esto las cantidades a almacenar son: 342 [kg_{H2}] y 82 [kg_{H2}] para los escenarios 1 y 2 respectivamente. Entonces para almacenar la cantidad de hidrógeno requerido para generación de electricidad se necesitarán los siguientes volúmenes.

$$V_{tanque} = \frac{\text{masa almacenar}}{\text{densidad H}_2} \quad (5.5)$$

$$V_{tanque\ 1} = \frac{342 \text{ [kg}_{H_2}\text{]}}{3,15 \text{ [kg/m}^3\text{]}} = 108,57 \text{ [m}^3\text{]}$$

$$V_{tanque\ 2} = \frac{82 \text{ [kg}_{H_2}\text{]}}{3,15 \text{ [kg/m}^3\text{]}} = 26,03 \text{ [m}^3\text{]}$$

5.5.3 Celda de Combustible

El dimensionamiento de la celda de combustible se realizará a partir del requerimiento de potencia de la comunidad, ya que esta debe cubrir los peak de potencia del consumo, que para el último año de evaluación es de 162,74 [kW], por tanto la celda debe garantizar la capacidad de satisfacer dicha potencia del sistema, sin embargo, esta potencia peak se produce durante el día entre las 16:00 y las 18.00, donde la planta fotovoltaica alcanza a satisfacer esta potencia durante los meses de verano, en los meses de invierno hay días que no se alcanza a cubrir esta potencia, pero se asume que el generador de respaldo ayuda a compensar este déficit, además se debe considerar como restricción del modelo el consumo de la celda, ya que esta no puede consumir más de 68,3 y 16.4 [kgH₂] por día, para no generar sobre consumo y evitar la carencia de combustible. Considerando lo anterior, se propone una celda de 150 [kW] de potencia nominal para el primer dimensionamiento. Para el segundo dimensionamiento se propone una celda de 45 [kW] ya que este se utilizará solo para el horario de demanda punta y la compensación de potencia se hará a través del sistema de baterías y el generador de respaldo.

En cuanto a la eficiencia de la celda de combustible, esta dependerá del tipo de celda, para el estudio se propone una celda de combustible de membrana de intercambio de protones, ya que es una de las celdas más utilizadas para generación de energía estacionaria, si bien es más costosa que la celda alcalina y de menor eficiencia, esta posee una densidad de potencia considerablemente mayor aproximadamente 10 veces más que la celda alcalina, lo que puede reducir el espacio y la cantidad de módulos necesarios, posee una temperatura de trabajo menor a 100° C, el tiempo de arranque es de segundos, además tiene un menor tiempo de respuesta a los cambios variables en la carga, lo que es fundamental para el comportamiento de la red eléctrica de la comunidad.

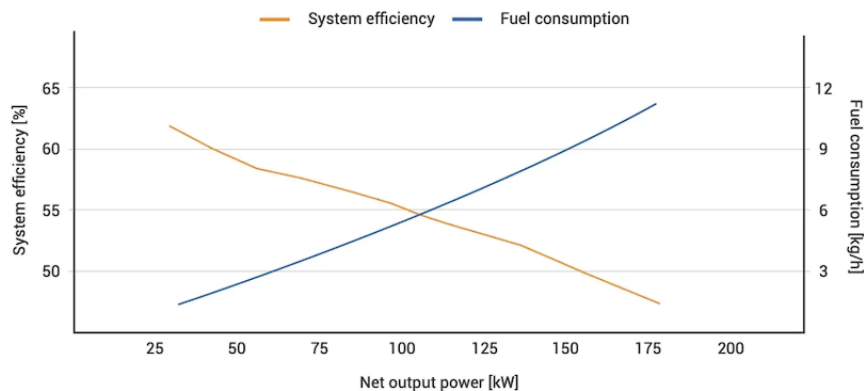


Fig. 5.4 Grafica características celda de combustible PEM. Fuente: Datasheet Zepp.solutions.

5.6. Simulación y Resultados Microred con Tecnología de H2V

En esta sección se presenta la simulación de la solución tecnológica propuesta en este capítulo para la generación de energía a través de recurso solar, en combinación con almacenamiento de energía a través de hidrógeno y sistema de baterías. Para esto se utilizará el software Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources (HOMER).

El modelo de operación de la planta consta de los siguientes elementos: planta de generación eléctrica solar fotovoltaica, inversor, sistema de almacenamiento de energía, electrolizador para la producción de hidrógeno, tanques de almacenamiento, celda de combustible, carga eléctrica que representa el consumo de la comunidad, además, se considerara dentro del modelo un generador diésel de respaldo para casos de emergencia ante cualquier contingencia.

Los parámetros de simulación para la central fotovoltaica son los mencionados en las tablas (4.5), (4.6), (4.7) y (4.8) del capítulo anterior. En cuanto a los costos de los componentes de la cadena de hidrogeno, se debe considerar el costo del equipo como electrolizador, tanque de almacenamiento y fuel cell, además se debe incluir el costo de equipos auxiliares correspondientes al balance de planta de cada sistema, estos incluyen costos de ingeniería, obras civiles, instrumentación, tuberías, tratamiento de agua para electrolisis, separadores de gases y conexiones, los cuales son costos considerables para la instalación y seguridad de la planta y su funcionamiento, según IRENA en [22], el 45 % de los costos para electrolisis corresponde al electrolizador y un 55% corresponde al balance de planta. Para los costos OPEX de los componentes de hidrogeno se extrajo información de distintas fuentes, las cuales rondan entre un 1% y 3% del CAPEX, teniendo pequeñas diferencias entre ellas.

Tabla 5.5 Parámetros de Diseño Electrolizador.

Electrolizador	Potencia [kW]	Producción [kg/h]	Presión de operación [bar]	Consumo eléctrico [kWh/Kg _{H2}]	Eficiencia %	Tipo	Marca/ Modelo
Escenario 1	183	2,805	15 - 40	<64,7	51,5	PEM	H2B2/ EL30N
Escenario 2	45	0,683	15 - 40	<68,2	48,9	PEM	H2B2/ EL10N

Tabla 5.6 Costos Sistema Electrolizador.

Electrolizador	Costo de Inversión [USD\$/kW]	Potencia Instalada [kW]	Inversión Inicial [USD\$]	OPEX anual [USD\$]	Vida útil stack [h]	Consumo agua [l/kg _{h2}]
Escenario 1	1400	183	256.200	\$7.686	60.000	9
Escenario 2	1400	45	63.000	\$1.890	60.000	9

Tabla 5.7 Parámetros de diseño Tanque Almacenamiento.

Tanque almacenamiento	Capacidad [kg]	Volumen [m ³]	Presión de operación [bar]	Densidad almacenamiento [kg/ m ³]	Tipo de almacenamiento
Escenario 1	342	108.6	35	3,15	Tipo I
Escenario 2	82	26	35	3,15	Tipo I

Tabla 5.8 Costos Sistema Tanque Almacenamiento.

Almacenamiento	Costo de Inversión [USD\$/kg]	Capacidad Instalada [kg]	Inversión Inicial [USD\$]	OPEX anual [USD\$]	Vida útil [años]
Escenario 1	477,6	342	163.339	\$4.083	25
Escenario 2	477,6	82	39.163	\$979	25

Tabla 5.9 Parámetros de Diseño Celda Combustible.

Fuel Cell	Potencia [kW]	Voltaje salida [VAC]	Frecuencia [Hz]	Eficiencia %	Tipo de celda	Presión de operación [bar]
Escenario 1	150	230/400	50/60	50	PEM	35<
Escenario 2	50	230/400	50/60	60	PEM	35<

Tabla 5.10 Costos sistema Celda de Combustible.

Fuel Cell	Costo de Inversión [USD\$/kW]	Potencia Instalada [kW]	Inversión Inicial [USD\$]	OPEX anual [USD\$]	Vida útil stack [h]
Escenario 1	1300	150	195.000	\$3.900	30.000
Escenario 2	1300	50	65.000	\$1.300	30.000

5.7. Resultados microrred hibrida.

Después de incluir los parámetros anteriormente descrito se procede a simular mediante el software HOMER el cual entregó los siguientes resultados.

5.7.1 Escenario 1: Sistema eléctrico hibrido con H2V

➤ **Primer año de evaluación:**

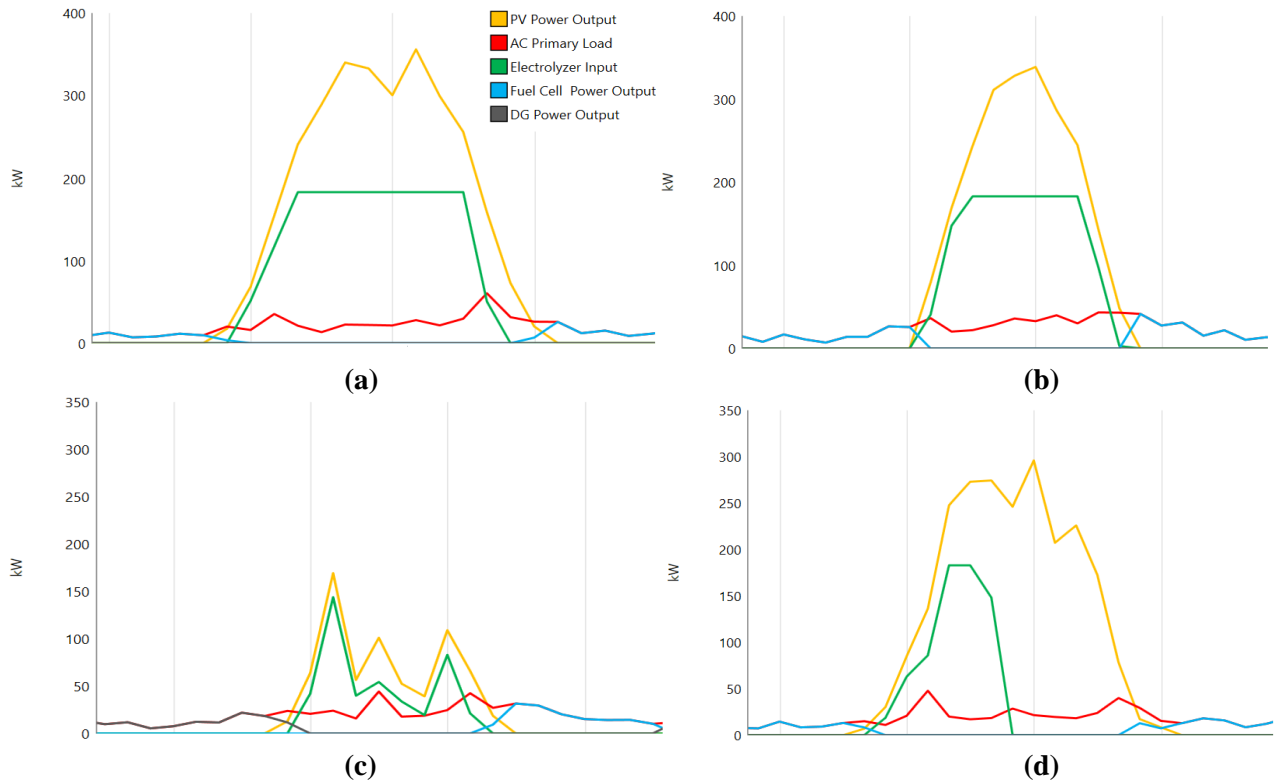


Fig. 5.5 Comportamiento diario de la red con H2V año 1. Fuente: HOMER.

(a) verano; (b) otoño; (c) invierno; (d) primavera.

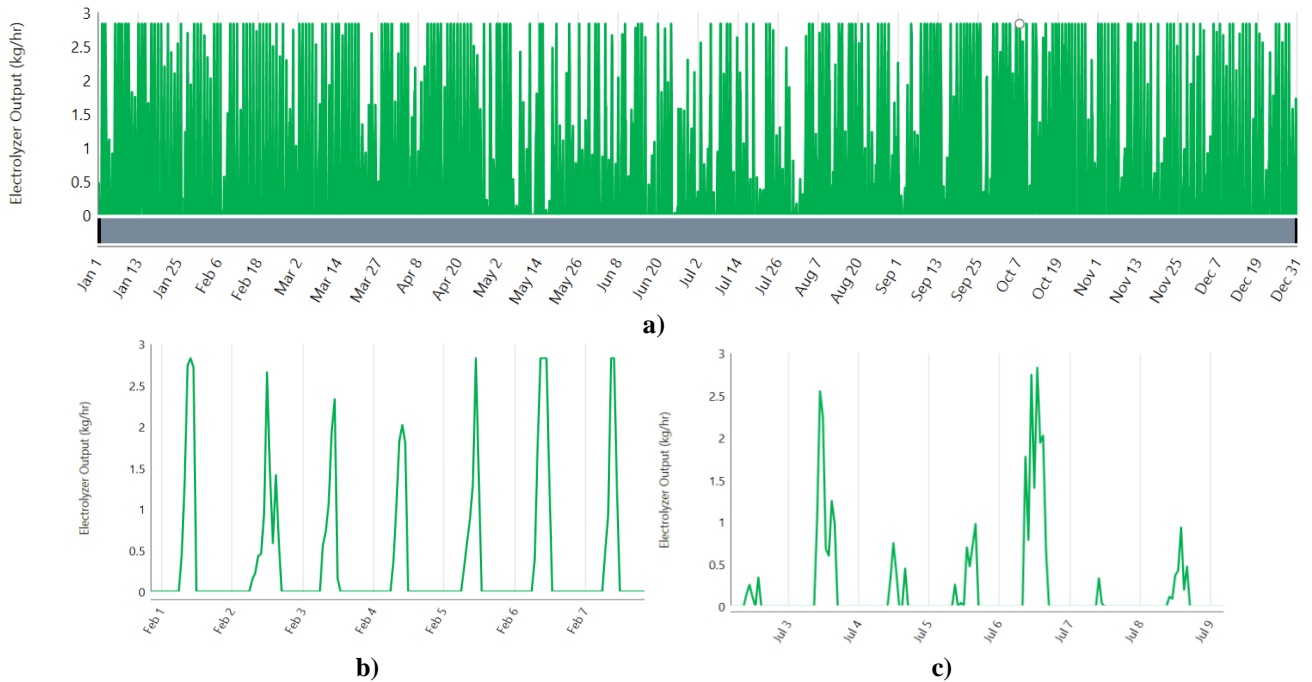


Fig. 5.6 Producción de hidrógeno año1. Fuente: HOMER.

(a) producción anual; (b) producción semana verano; (c) producción semana invierno.

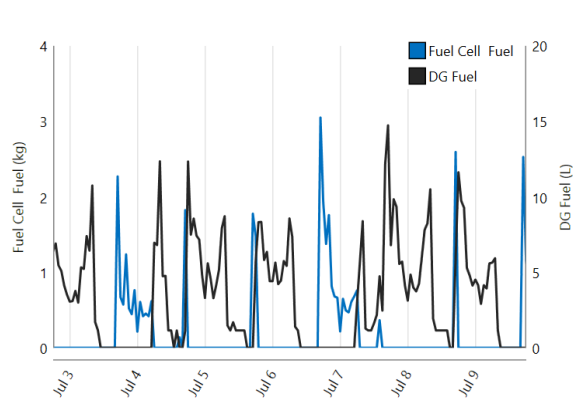
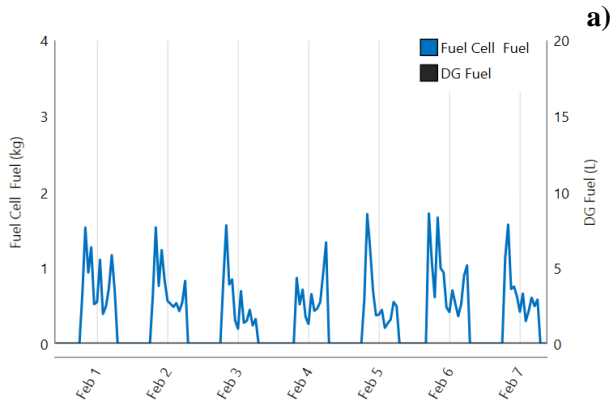
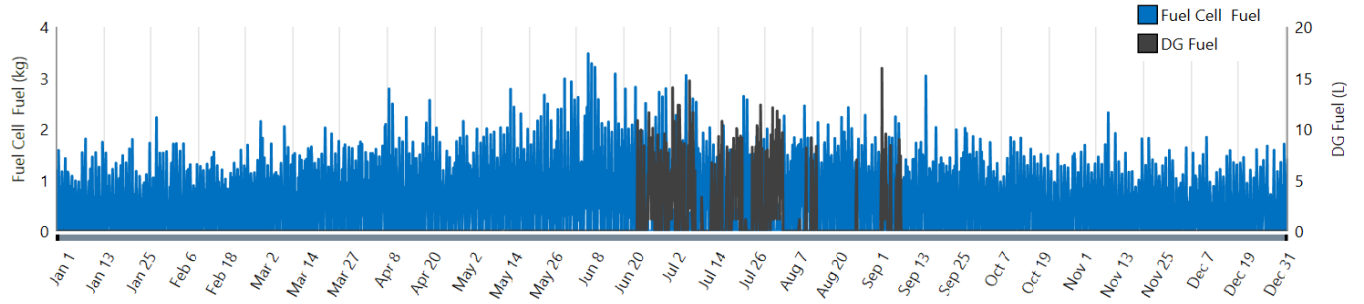


Fig. 5.7 Consumo de celda combustible y generador diésel año1. Fuente: HOMER.
 (a) consumo anual; (b) consumo semana verano; (c) consumo semana invierno.

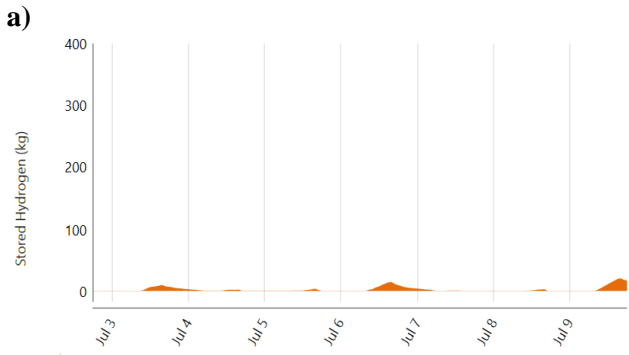
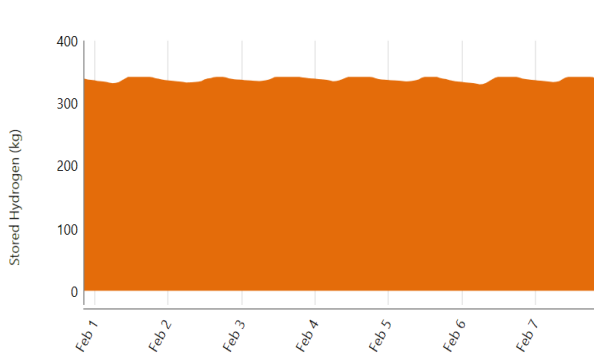
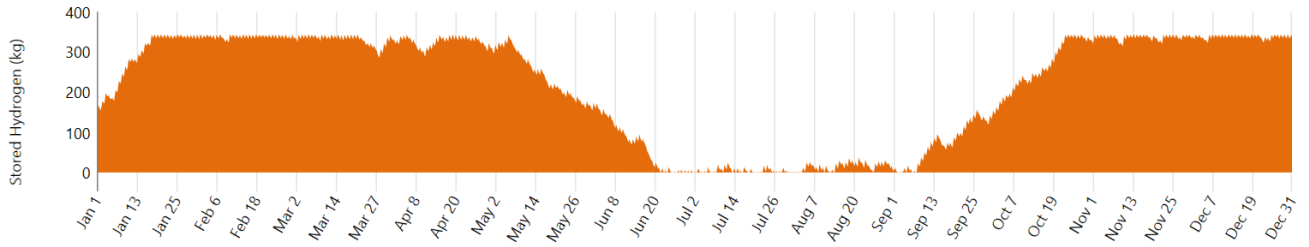


Fig. 5.8 Almacenamiento de hidrógeno año1. Fuente: HOMER.
 (a) almacenamiento anual; (b) almacenamiento semana verano; (c) almacenamiento semana invierno.

En la figura (5.5) se puede apreciar los resultados del primer año de evaluación para el dimensionamiento 1, esta se observa el aporte de energía de la celda de combustible, la cual asume la carga en los horarios donde no existe recurso solar, en la curva de color verde se observa la energía que alimenta el electrolizador para la producción de hidrógeno. En la figura (5.8) se puede apreciar que el tanque de almacenamiento se comienza a llenar mediante la producción de hidrógeno del electrolizador, que en la figura (5.6) se deja ver que se produce alrededor de 2,8 [kg] por hora de hidrógeno, variando según el excedente de energía que presente la central fotovoltaica, este almacenamiento comienza a disminuir en los meses de invierno donde la radiación solar baja considerablemente, además el consumo de hidrógeno de la celda de combustible aumenta para compensar el déficit de energía de la planta solar, esto se puede ver en la figura (5.7) donde los meses de invierno aumenta el consumo de hasta 3 kg de hidrógeno aproximadamente.

➤ **Último año de evaluación:**

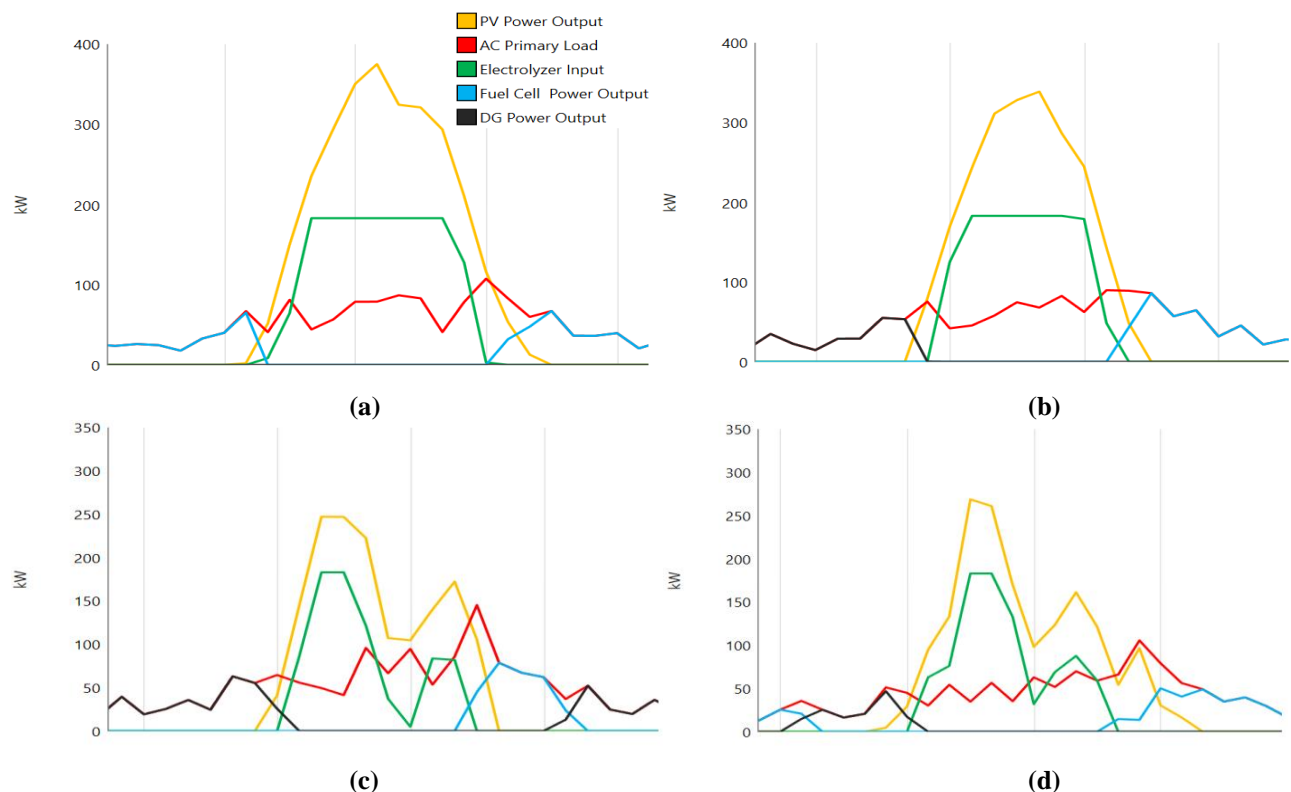


Fig. 5.9 Comportamiento diario de la red con H2V año 20. Fuente: HOMER.

(a) verano; (b) otoño; (c) invierno; (d) primavera.

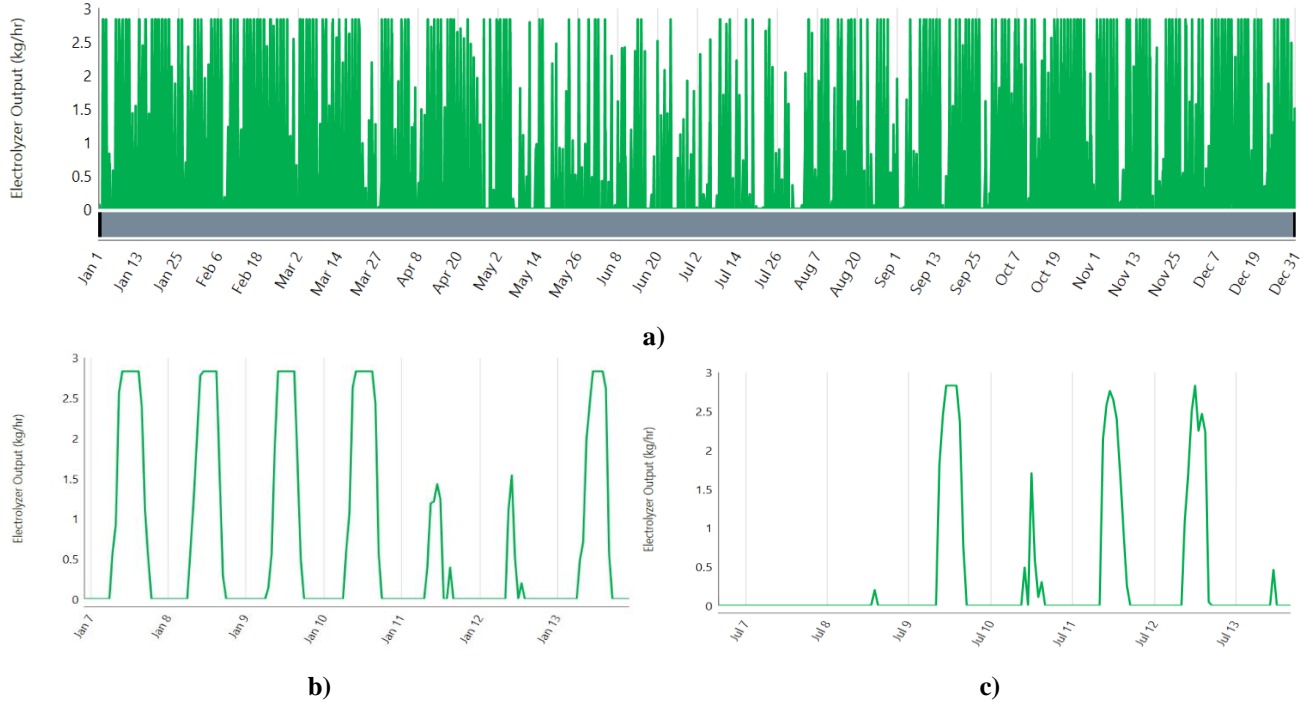


Fig. 5.10 Producción de hidrógeno año 20. Fuente: HOMER.

(a) producción anual; (b) producción semana verano; (c) producción semana invierno.

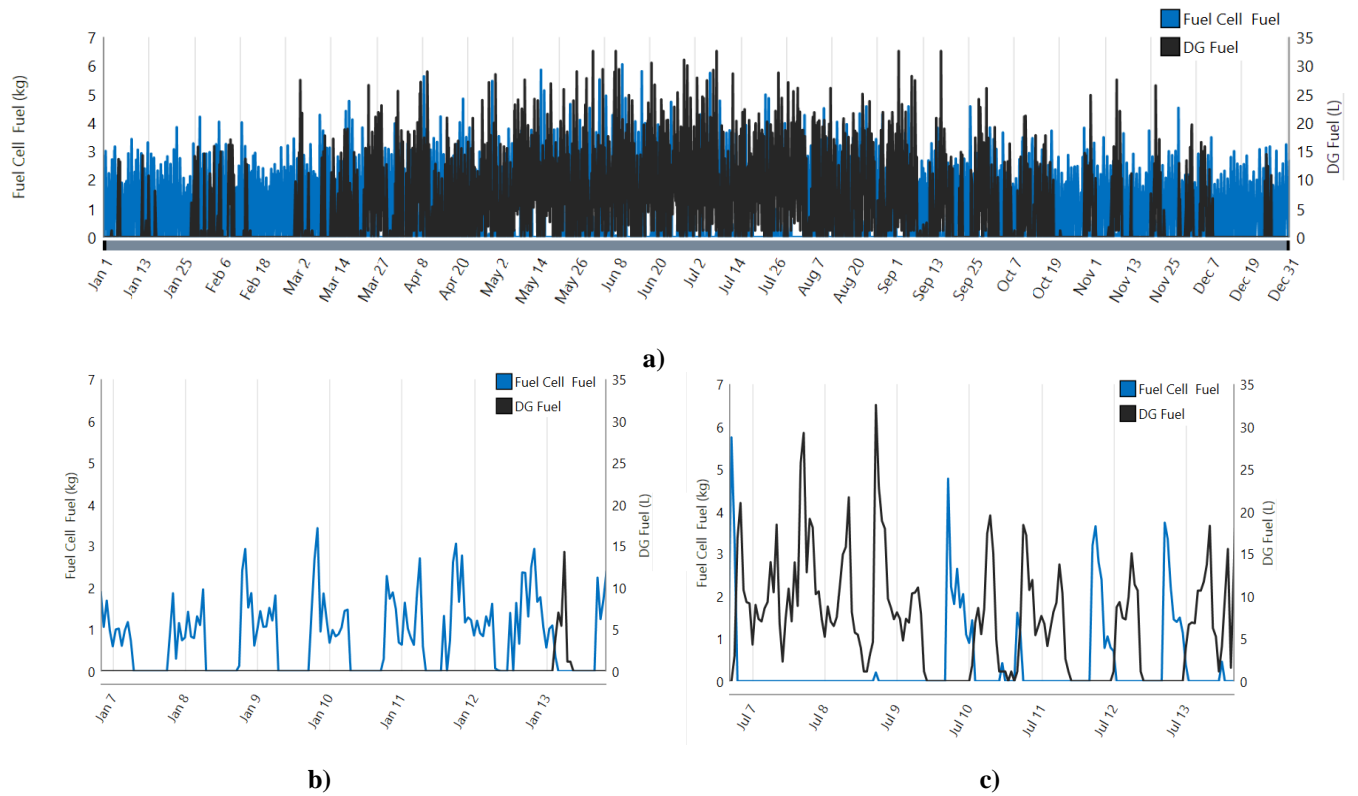


Fig. 5.11 Consumo de celda combustible y generador diésel año 20. Fuente: HOMER.

(a) consumo anual; (b) consumo semana verano; (c) consumo semana invierno.

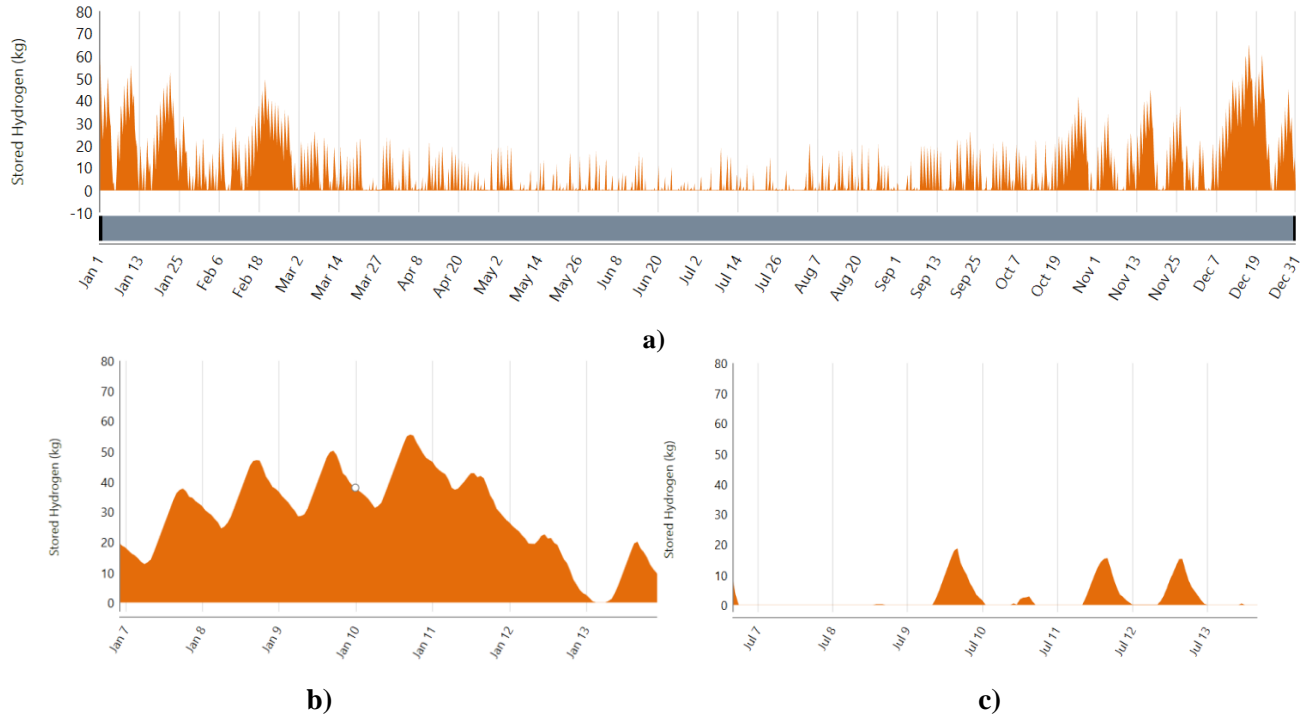


Fig. 5.12 Almacenamiento de hidrógeno año 20. Fuente: HOMER.

(a) almacenamiento anual; (b) almacenamiento semana verano; (c) almacenamiento semana invierno.

En la figura (5.9) se puede observar el comportamiento de la red para el último año de evaluación, en esta se puede ver que la celda de combustible no genera la cantidad de energía suficiente para abastecer el consumo eléctrico de la comunidad, esto debido a que la cantidad de hidrógeno almacenado disminuye, como muestra la figura (5.12), provocando que el déficit de energía lo tenga que compensar el generador diésel de respaldo, lo que conlleva a elevar el consumo de diésel como se aprecia en la figura (5.11). Además de la degradación de los componentes como los paneles solares y del electrolizador, en conjunto con que la demanda energética aumenta provocando que la celda de combustible aumente su consumo para generar más energía eléctrica, esto provoca que lo generado por el electrolizador sea consumido por la celda y no se genere una acumulación de hidrógeno en el tanque, una vez que pasan los meses de invierno la central fotovoltaica aumenta los excedentes de energía provocando el aumento de hidrógeno producido por el electrolizador, volviendo a almacenar hidrógeno.

5.7.2 Escenario 2: Sistema eléctrico híbrido con H2V y baterías.

➤ **Primer año de evaluación:**

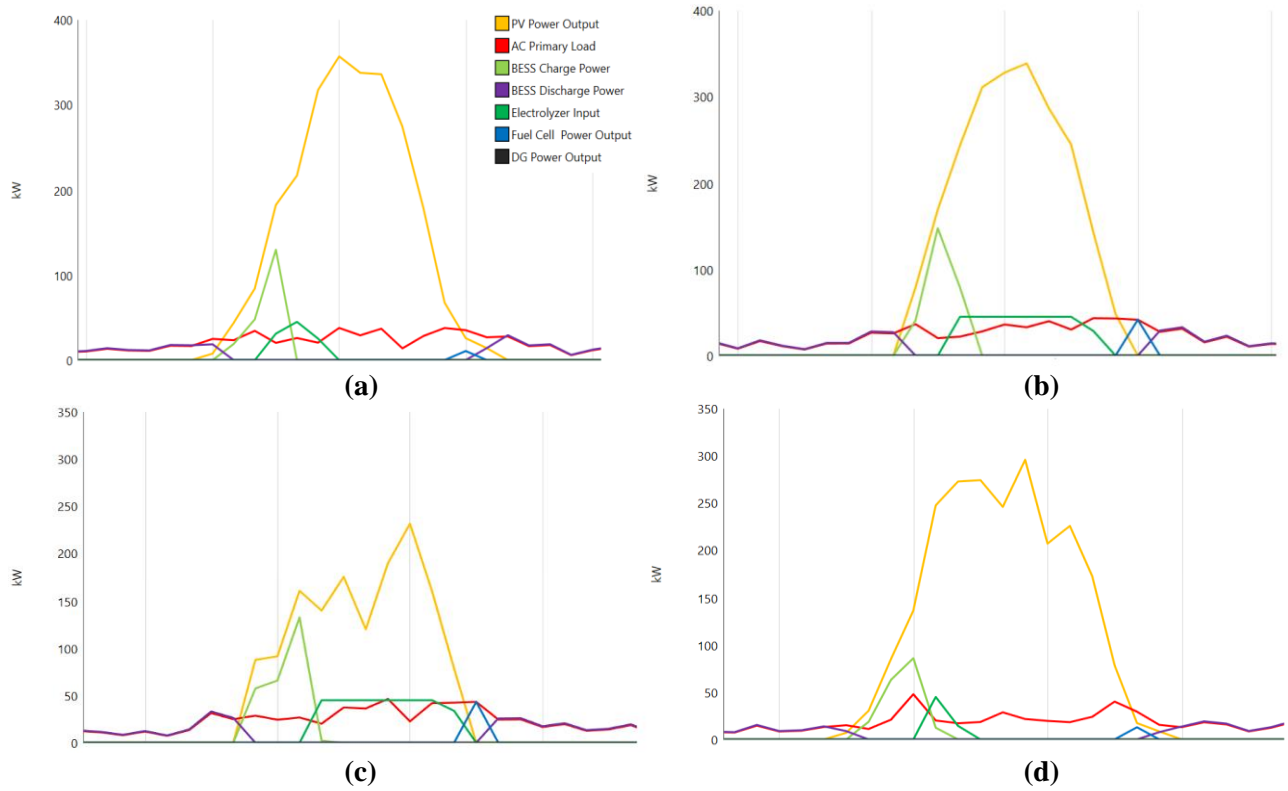


Fig. 5.13 Comportamiento diario de la red con H2V y baterías año 1. Fuente: HOMER.

(a) verano; (b) otoño; (c) invierno; (d) primavera.

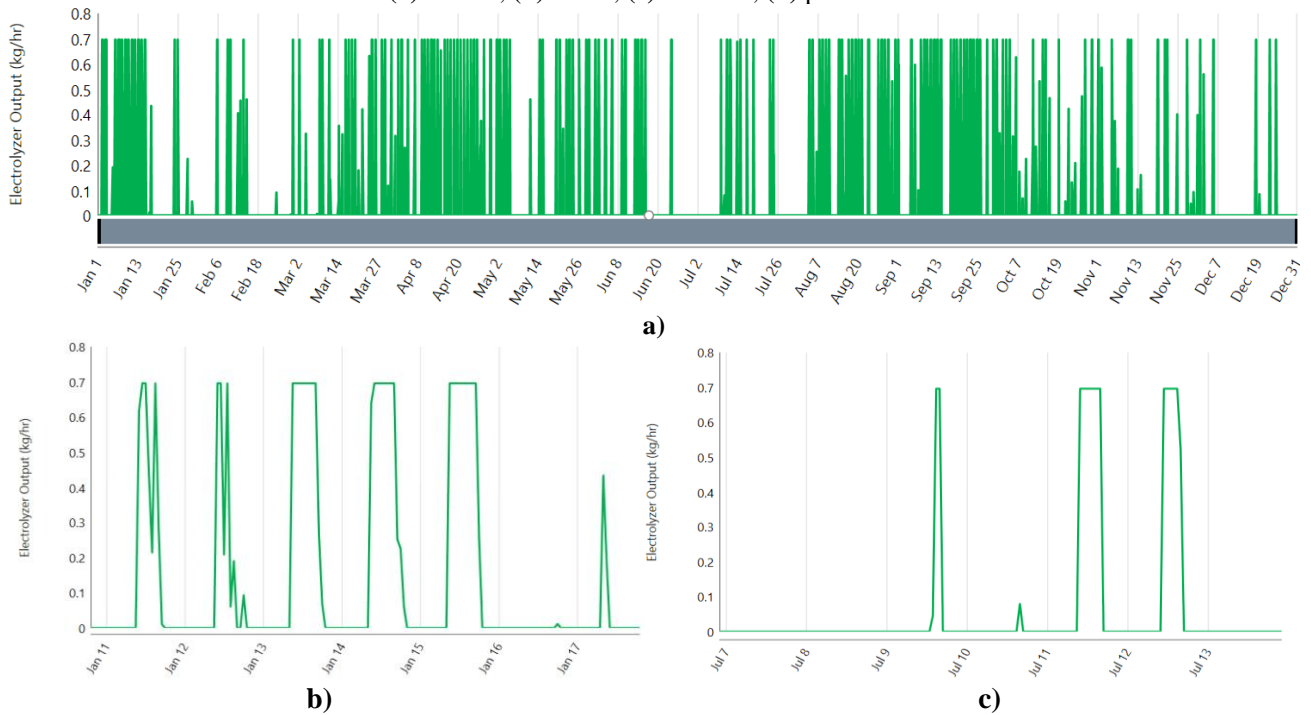
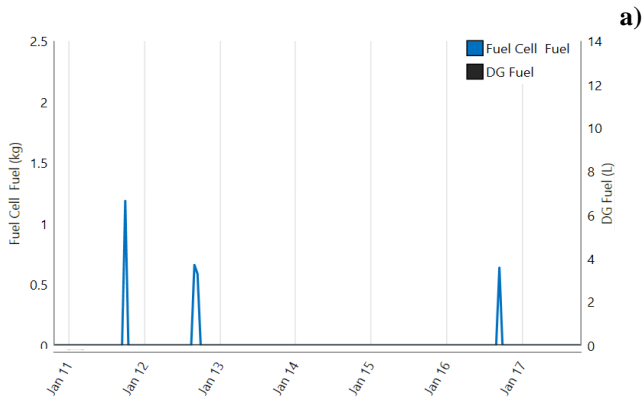
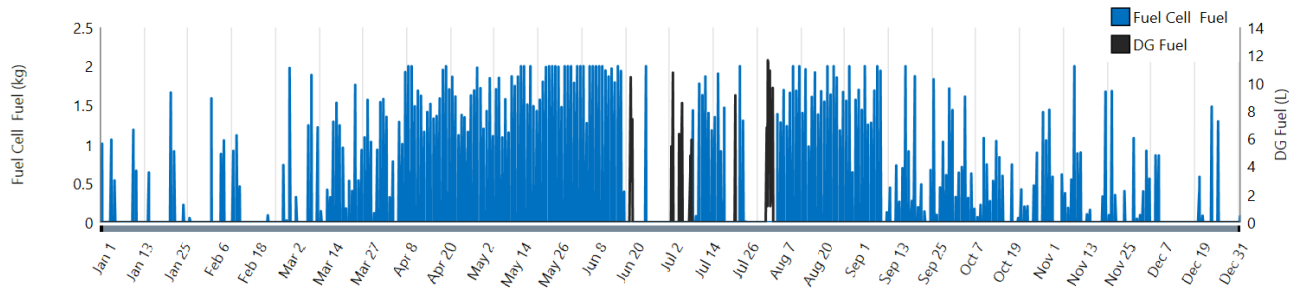
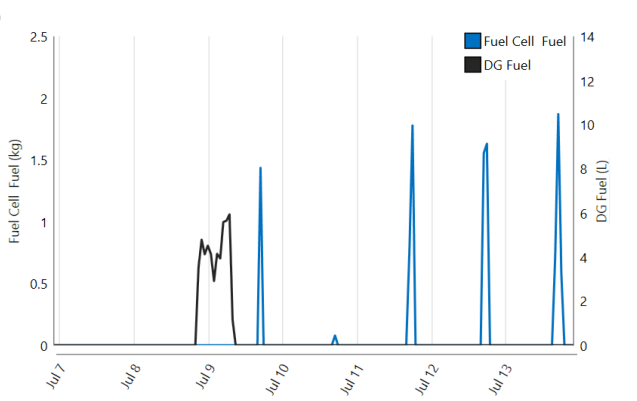


Fig. 5.14 Producción de hidrógeno año 1. Fuente: HOMER.
 (a) producción anual; (b) producción semana verano; (c) producción semana invierno



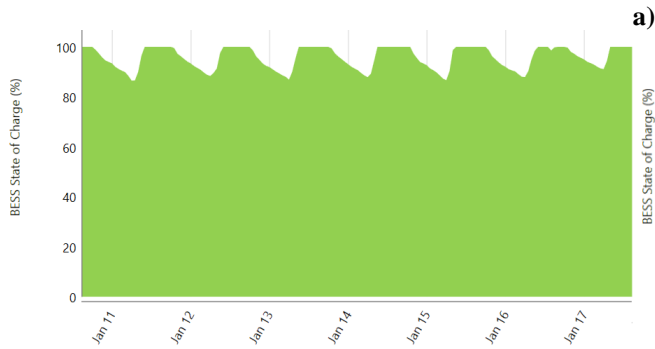
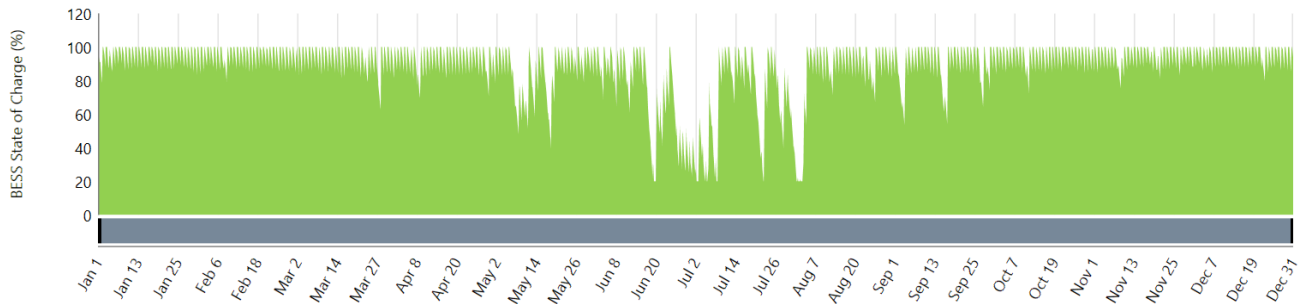
b)



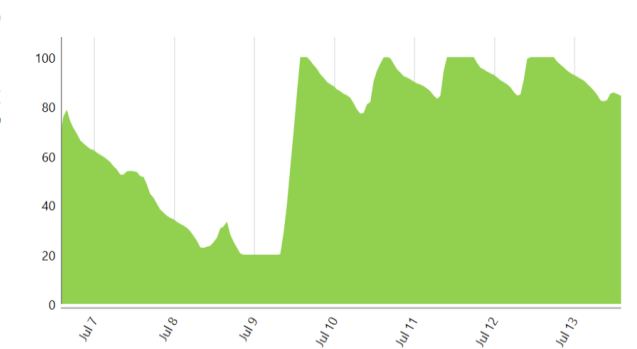
c)

Fig. 5.15 Consumo de celda combustible y generador diésel año 1. Fuente: HOMER.

(a) consumo anual; (b) consumo semana verano; (c) consumo semana invierno.



b)



c)

Fig. 5.16 Estado de carga sistema baterías año 1. Fuente: HOMER.

(a) estado de carga anual; (b) estado de carga semana verano; (c) estado de carga semana invierno.

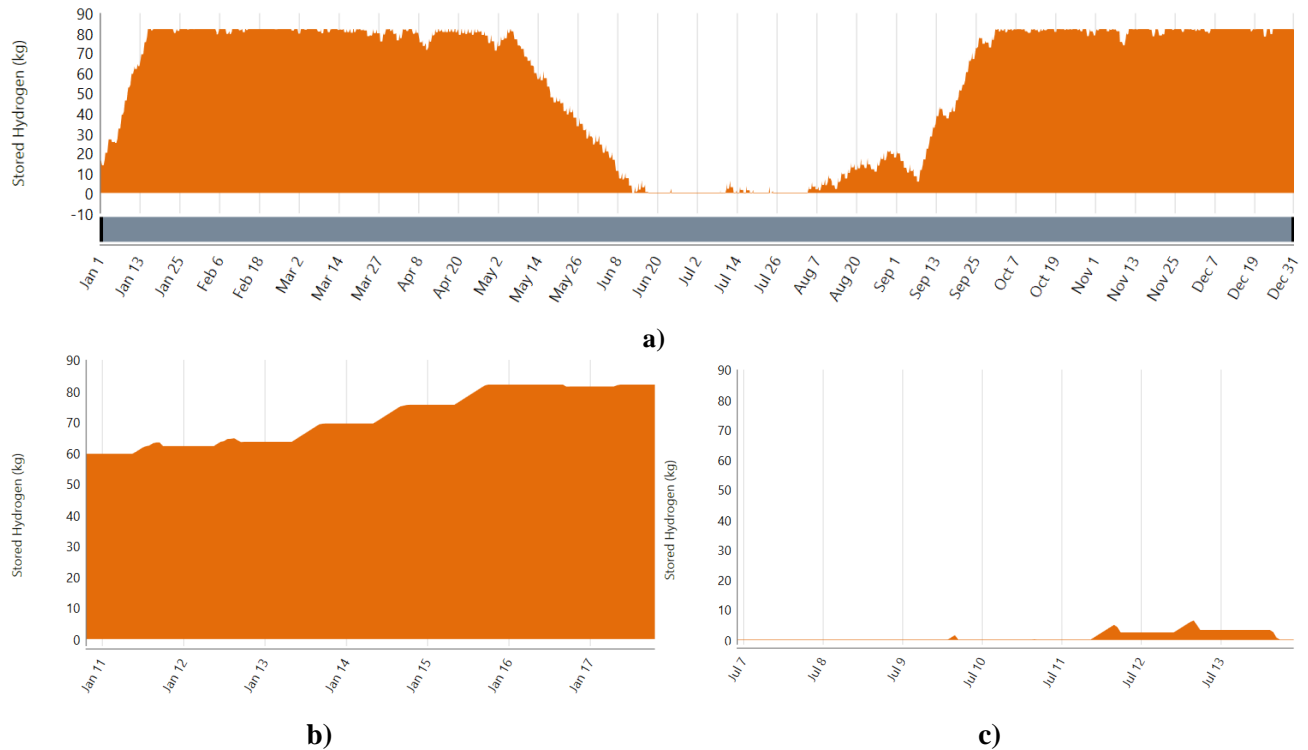


Fig. 5.17 Almacenamiento de hidrógeno año 1. Fuente: HOMER.

(a) almacenamiento anual; (b) almacenamiento semana verano; (c) almacenamiento semana invierno.

En la figura (5.13) se puede observar el comportamiento de la red eléctrica para el primer año de evaluación, en esta se puede ver como el consumo eléctrico de la comunidad es abastecido por la central fotovoltaica, durante una parte del día, luego cuando ya no hay radiación solar el consumo lo asume el sistema de baterías, dejando la celda de combustible para el recorte de energía en hora punta.

En la figura (5.14) se observa la producción de hidrogeno del electrolizador en esta se aprecia una intermitencia en la producción debido a que el tanque de almacenamiento se encuentra cercano a su capacidad máxima.

En la figura (5.17) se aprecia que mediante se acerca el invierno el almacenamiento de hidrógeno comienza a disminuir, debido a esto el sistema de batería debe compensar la escasez de hidrógeno liberando la energía acumulada, provocando ciclos de descargas más profundos como se muestra en (5.16), una vez que se recupera el hidrógeno las baterías también recuperan su estado de carga, manteniéndose cargado ambos sistemas para los meses de mayor radiación.

➤ **Último año de evaluación:**

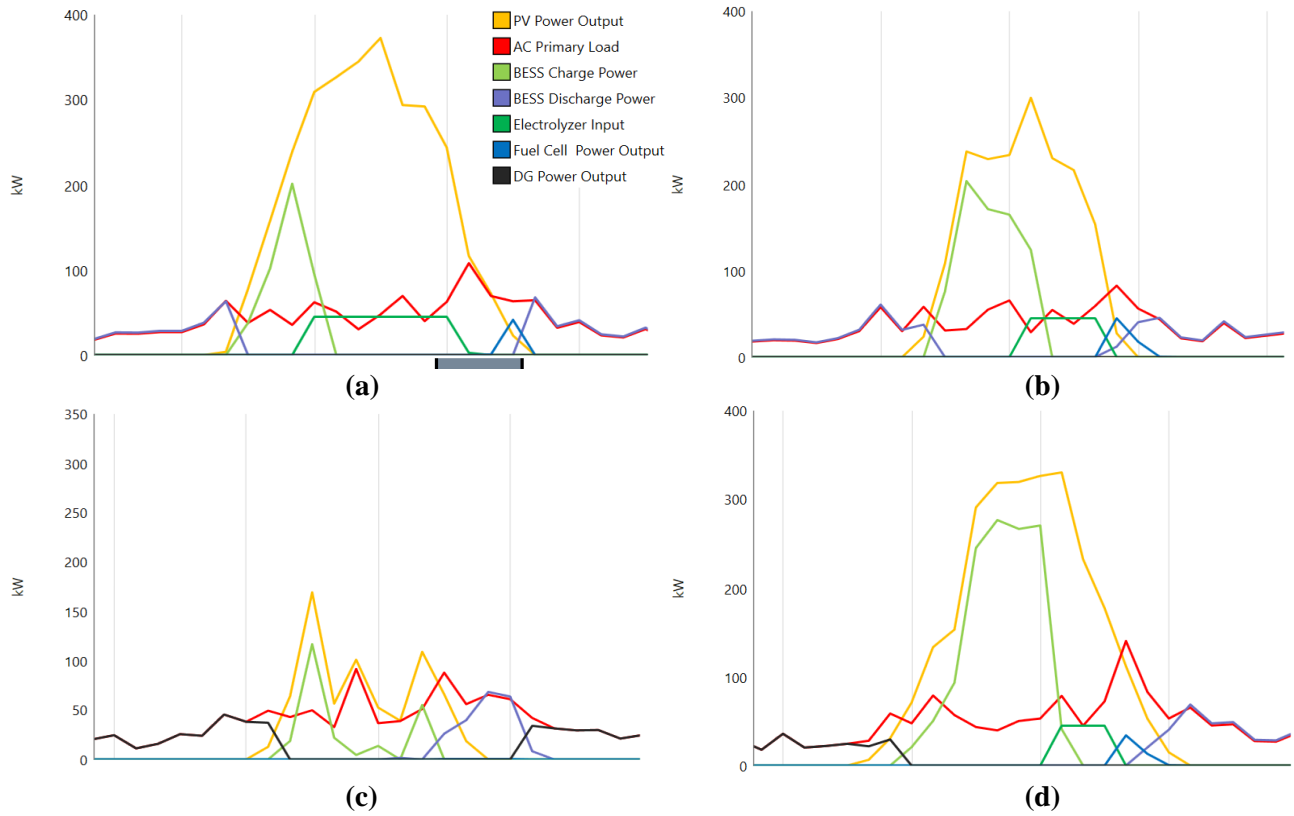


Fig. 5.18 Comportamiento diario de la red con H2V y baterías año 20. Fuente: HOMER.

(a) verano; (b) otoño; (c) invierno; (d) primavera.

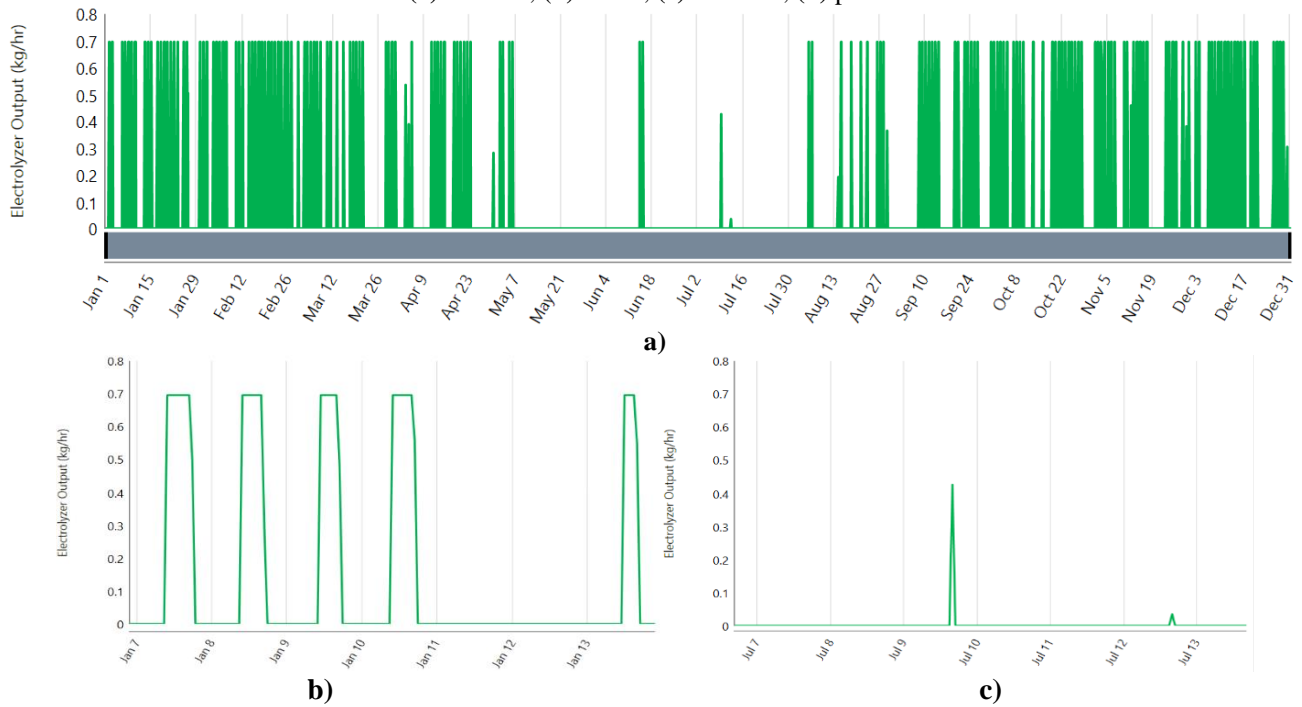


Fig. 5.19 Producción de hidrógeno año 20. Fuente: HOMER.
 (a) producción anual; (b) producción semana verano; (c) producción semana invierno.

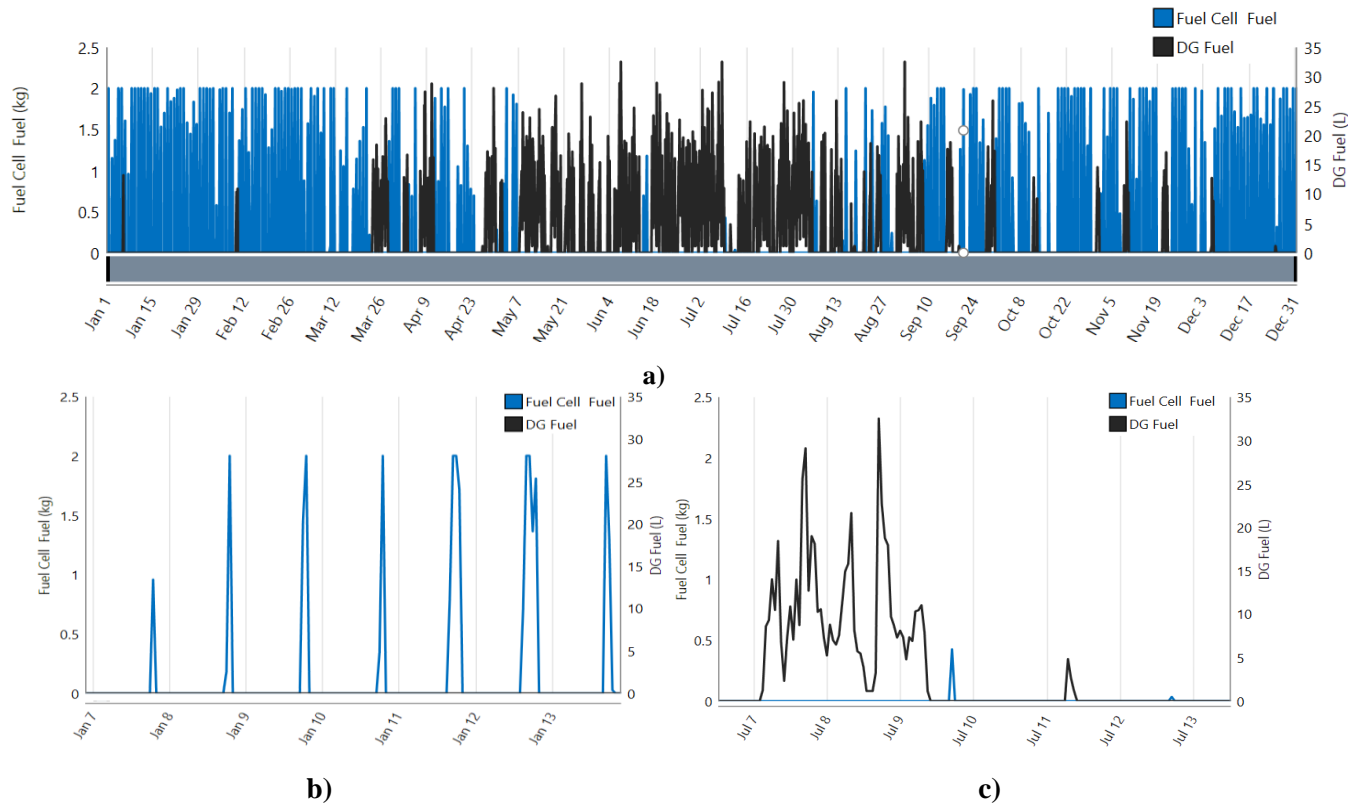


Fig. 5.20 Consumo de celda combustible y generador diésel año 20. Fuente: HOMER.

(a) consumo anual; (b) consumo semana verano; (c) consumo semana invierno.

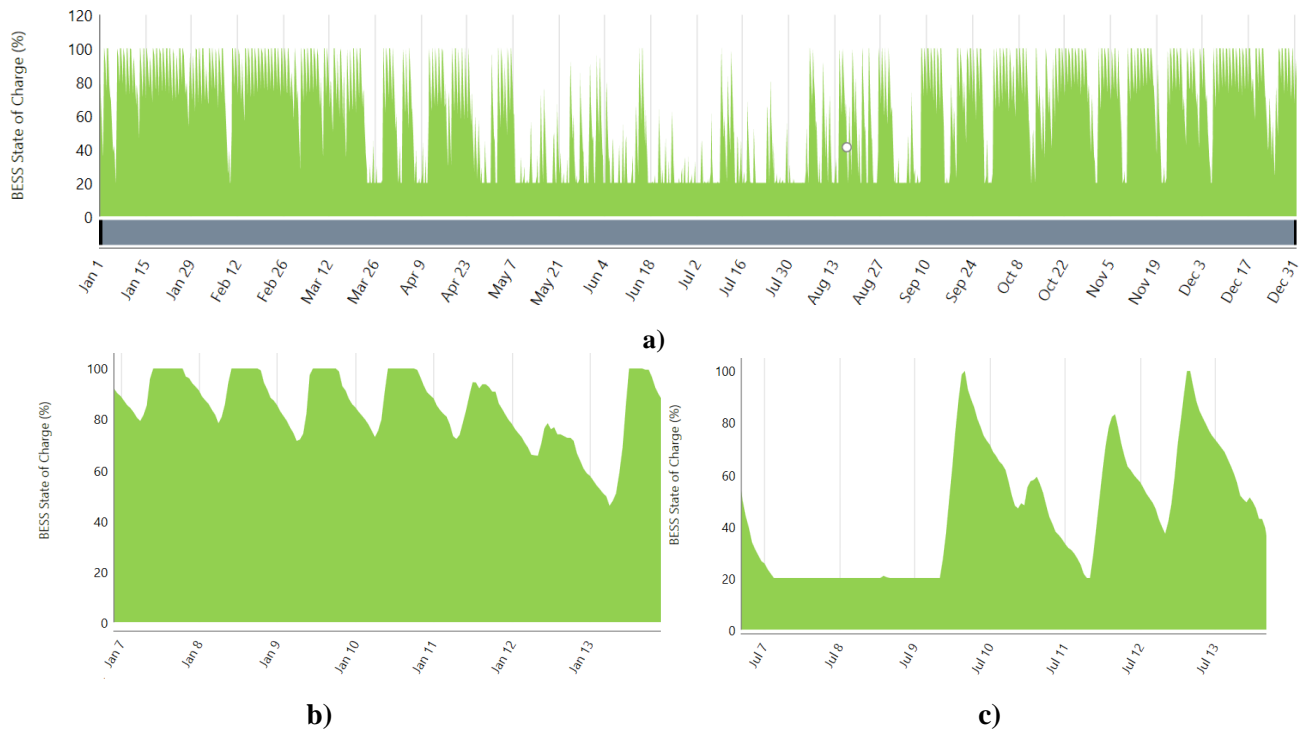


Fig. 5.21 Estado de carga sistema baterías año 20. Fuente: HOMER.

(a) estado de carga anual; (b) estado de carga semana verano; (c) estado de carga semana invierno.

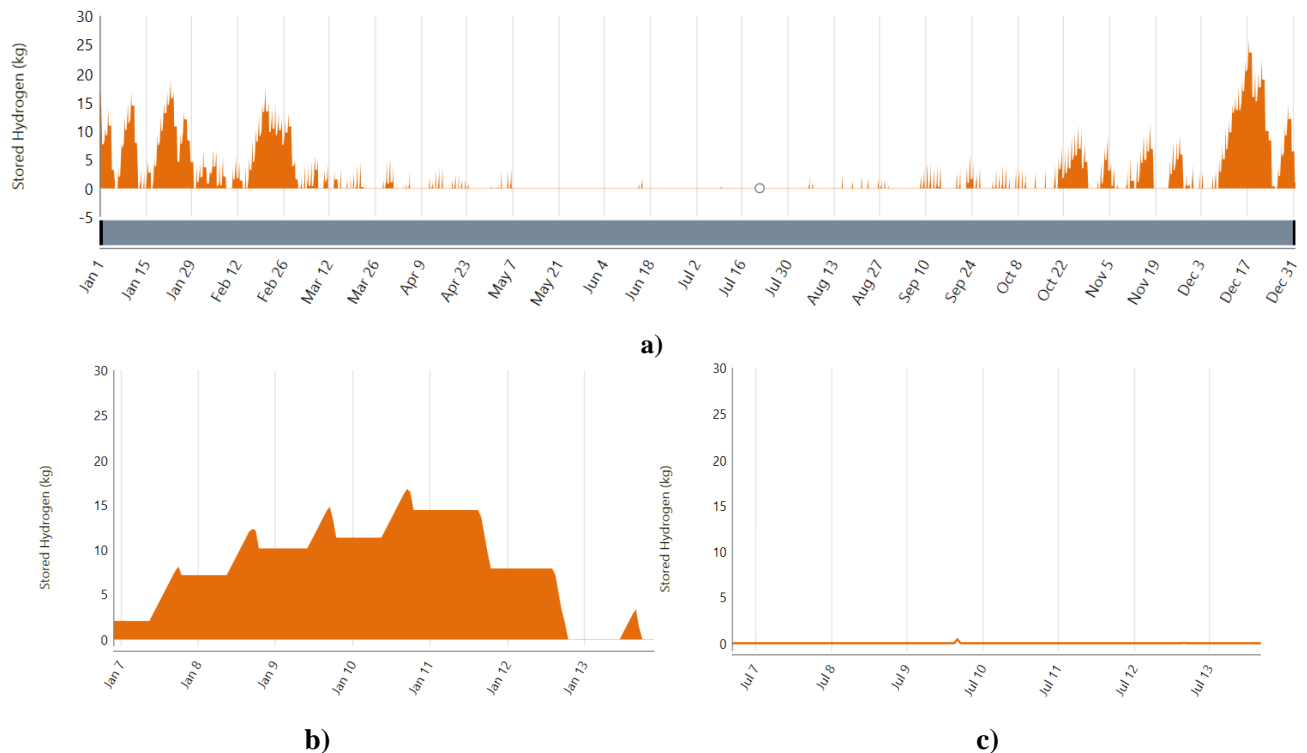


Fig. 5.22 Almacenamiento de hidrógeno año 20. Fuente: HOMER.

(a) almacenamiento anual; (b) almacenamiento semana verano; (c) almacenamiento semana invierno.

En la figura (5.18) se puede observar el comportamiento de la red para el último año de evaluación, en esta se puede apreciar como la el consumo de la comunidad (en rojo) aumenta según la proyección, además se observa el aporte de energía almacenada de cada componente del sistema, en esta desataca el aporte de energía de la celda para las horas de mayor demanda eléctrica, a excepción del mes de invierno (c), donde la producción de energía fotovoltaica es baja para el uso del electrolizador como se puede ver en (5.19), causando un déficit en el almacenamiento mostrado en (5.22), lo que provoca el no uso de la celda de combustible, además el uso de electrolizador se ve limitado por el excedente de energía ya que el modelo prioriza la carga de baterías y luego la producción de hidrogeno.

5.8. Calculo LCOE y LCOH

5.8.1 LCOE

El cálculo de LCOE se obtiene de la ecuación descrita en el capítulo 3, ecuación (3.2) para lo cual es necesario los costos del proyecto como el CAPEX y OPEX presentados anteriormente, de cada

componente de la cadena hidrogeno y para cada año de evaluación, el cual debe incorporarse como un valor presente neto anualizado, con una tasa de descuento de 5.5%. Para esto se realizarán 2 cálculos correspondientes a cada escenario descrito en la sección anterior.

A partir de los datos anteriormente descritos se obtiene un costo total de inversión CAPEX de 1.372.723 [USD\$] y 1.020.109 [USD\$] para los componentes de los sistemas híbridos PV+H2V+DG y PV+H2V+BESS+DG respectivamente, y un costo total durante la vida útil anualizado de 1.993.780 [USD\$] y 1.285.200 [USD\$], con un volumen total de energía generada anualizado durante el periodo de vida útil de 3.310.876 [kWh] para ambos casos. Luego mediante la ecuación de LCOE se obtiene:

$$LCOE_{escenario1} = \frac{1.993.780 [US\$]}{3.310.876 [kWh]} = 0.602 \left[\frac{US\$}{kWh} \right]$$

$$LCOE_{escenario2} = \frac{1.285.200 [US\$]}{3.310.876 [kWh]} = 0.388 \left[\frac{US\$}{kWh} \right]$$

La diferencia de LCOE en ambos modelos radica en los costos de cada escenario planteado, ya que el CAPEX y OPEX aumentan proporcionalmente con la potencia instalada de los componentes de la cadena de hidrogeno, además el consumo de combustible diésel es mayor para el escenario 1 según las figuras (5.9) y (5.13), otro punto que eleva los costos de inversión son los costos de reemplazo de la tecnología H2V, ya que para el primer escenario se debe realizar un reemplazo tanto para el electrolizador y para la celda de combustible debido a que las horas de operación superan las horas de vida útil del stack, en comparación con el segundo escenario que las horas de operación son menores.

5.8.2 LCOH

El LCOH es un coste valor muy útil para evaluar cualquier proyecto de hidrógeno. Viene a significar el coste total para producir un kg de hidrógeno, es una suma de todos los costes durante la vida del proyecto dividido entre todos los kilos producidos durante toda la vida del proyecto. Tanto los costes, como los kilos de hidrógeno producidos están anualizados por año con la tasa de descuento del proyecto. Este se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{H_t}{(1+r)^t}} \quad (5.6)$$

donde,

I_t : costos de inversión,

- M_t : costos de operación y mantenimiento,
- H_t : cantidad de hidrógeno generado en el periodo t,
- r : tasa de descuento, y
- t : periodo de evaluación.

Para el cálculo de LCOH se utilizará la tasa social de descuento de 5.5%. Es de importancia destacar que para el cálculo de LCOH no se incluirán los costos de la celda de combustible y almacenamiento de hidrógeno, ya que por definición es el costo de producir un kg de hidrógeno. Tampoco se incluirá dentro de la ecuación la venta de oxígeno generado por el proceso de electrolisis, ya que no es el propósito del estudio. Además, el costo del consumo de agua para el proceso de electrolisis se incluirá dentro de los costos de operación del electrolizador, el cual según los datos recaudados tiene un costo de 0,82 [USD/m³], y según [17] para producir un kg de hidrógeno es necesario 9 litros de agua de baja conductividad, sin considerar procesos de tratamiento de agua como la ósmosis inversa o deionización.

A partir de lo mencionado se obtienen los costos nivelados de hidrógeno:

Tabla 5.11 Parámetros y Costo Nivelado de Hidrógeno.

Ítem	Consumo Energético Electrolizador [kWh/año]	Producción de Hidrógeno Promedio [kg _{H2} /año]	Consumo de Agua [m ³ /año]	Costo Nivelado de Hidrógeno [USD/kg _{H2}]
Escenario 1	361.030,0	6.065,4	54,6	11,6
Escenario 2	145.320,0	2.441,4	22,0	20,0

A partir de la tabla (5.11) se puede observar que el segundo escenario presenta un LCOH más alto, esto se debe principalmente a la capacidad instalada de cada modelo, ya que en el segundo escenario la capacidad del electrolizador es menor, por lo que se produce menos cantidad de hidrogeno, y considerando el costo de la planta fotovoltaica este aumenta su costo nivelado para producir un kg de hidrogeno.

5.9. Evaluación Social y Económica

Para el cálculo de flujos netos se realizará un flujo de caja, para el cual se considera los costos de inversión, operación y mantenimiento de todos los componentes utilizados durante el periodo de vida útil del proyecto, valorados a precio social. A continuación, se presentan los costos privados y corregido a precios sociales de los sistemas anteriormente planteados.

Tabla 5.12 Costos Privados Sistemas Híbridos.

Ítem	Costo de inversión	OPEX anual	Reposición de equipos	Valor residual
Escenario 1	\$ 1.372.723	\$ 22.174	\$ 248.247	\$ 90.969
Escenario 2	\$ 1.020.109	\$ 9.487	\$ 30.309	\$ 41.716

Tabla 5.13 Costos Sociales Sistemas Híbridos.

Ítem	Costo de inversión	OPEX anual	Reposición de equipos	Valor residual
Escenario 1	\$ 915.106	\$ 18.737	\$ 201.080	\$ 77.251
Escenario 2	\$ 800.739	\$ 8.017	\$ 24.550	\$ 35.425

Tabla 5.14 Ingresos por Ahorro de Combustible Sistemas Híbridos.

Sistema generación energía	Combustible total utilizado en periodo de evaluación [L]	Costo total Combustible [US\$]	Costo total Social Combustible [US\$]
Sistema diésel	3.917.868	\$5.184.325	\$3.888.244
Escenario 1	321.270	\$492.135	\$369.102
Escenario 2	129.452	\$203.162	\$152.372
Ahorro 1	3.690.886	\$4.692.886	\$3.519.142
Ahorro 2	3.762.787	\$4.981.163	\$3.735.872

A partir de los costos corregidos a precios sociales y los ingresos por ahorro de combustible, se puede obtener los indicadores económicos del proyecto mediante las ecuaciones (4.6) y (4.7).

Tabla 5.15 Indicadores Económicos Sistemas Híbridos.

Indicadores Económicos	VAN	TIR
Escenario 1	\$ 856.563	11%
Escenario 2	\$ 1.304.749	20%

A partir del flujo de caja realizado se obtuvo los indicadores económicos mostrados en la tabla anterior, donde ambos VAN son positivos, lo cual indica que es completamente rentable la ejecución del proyecto de estudio, además la Tasa Interna de Retorno es de 11% y 20%, siendo superior a la tasa social de descuento de 5.5%, lo que indica que ambos modelos presentan rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.

5.10. Análisis de Sensibilidad

El objetivo principal de este análisis es comprender cómo varían los resultados en función de cambios en variables específicas y determinar cuáles de ellas tienen mayor influencia en el desempeño del proyecto. Esto permite tomar decisiones más informadas y gestionar los riesgos asociados. Par el análisis sensibilidad del estudio se utilizará la reducción de costos de los componentes del sistema, tanto para el sistema fotovoltaico y los componentes de la tecnología de hidrógeno. Según la figura (4.2) se espera una reducción de costos del sistema fotovoltaico de un 25.3% para el año 2030 lo que se traduce a un costo de inversión de 703 [USD\$/kW], en cuanto a los costos de la tecnología de hidrogeno según IRENA en [23] se espera una reducción de un 40 % para el año 2030. Los costos de las diferentes tecnologías se modifican al mismo tiempo, es decir, las reducciones de costos previstos se producen simultáneamente para el electrolizador, celda de combustible y el depósito de almacenamiento de hidrógeno.

A partir de esto se puede aplicar la reducción de costos a los modelos planteados, entregando los siguientes resultados:

Tabla 5.15 Indicadores Económicos Análisis Sensibilidad Sistemas Híbridos.

Indicadores	VAN [USD\$]	TIR [%]	LCOE [USD\$/kWh]	LCOH [USD\$/kgH ₂]
Sistema Fotovoltaico	\$1.552.652	29%	0.288	-
Escenario 1	\$1.222.346	18%	0.433	8.07
Escenario 2	\$1.472.945	24%	0.327	14.11

La tabla anterior muestra los resultados de los indicadores económicos luego de la reducción de costos, en esta se puede apreciar que las reducciones de costos previstos mejoran drásticamente la viabilidad económica de los modelos planteados. Los costos nivelados de la energía disminuyen debido a los costos de inversión reducidos, además los costos de operación y mantenimiento también disminuyen, mejorando el costo promedio de la generación de electricidad a lo largo de la vida útil del proyecto. Los costos nivelados del hidrógeno disminuyen considerablemente, esto sin tener en cuenta que a medida que avanza el desarrollo tecnológico de los sistemas de producción de hidrógeno, estos además de disminuir los costos de instalación, mejoran la eficiencia de los equipos, permitiendo una mayor cantidad de producción de hidrógeno por capacidad instalada.

5.11. Discusión y Conclusiones.

A partir de los resultados expuestos en el presente capítulo se concluye que la integración de la tecnología de hidrógeno verde en la comunidad aislada para producción e hidrógeno, almacenamiento y generación de energía no solo es factible desde un punto de vista técnico, sino también rentable desde una perspectiva económica, a pesar de los costos elevados de inversión, la producción de hidrogeno a pequeña escala arroja buenos resultados en comparación con el sistema actual de combustible fósil, como lo indica el costo nivelado de energía calculado anteriormente.

La gran desventaja que presenta la tecnología de hidrógeno verde, tiene que ver con la eficiencia del sistema, ya que con el desarrollo tecnológico actual estas son poco eficientes debido a que presenta pérdidas de energía en todas sus etapas (producción, almacenamiento y generación de energía eléctrica), esto también se ve reflejado en el alto costo nivelado de hidrógeno que se calcularon anteriormente ya que se evaluó la producción de hidrógeno con una eficiencia de alrededor de 50% para el electrolizador, limitando la cantidad de hidrogeno producido, pero a medida que avanza el desarrollo tecnológico se espera una mejora en la eficiencia permitiendo mejores resultados para el LCOH.

Capítulo 6. Conclusiones

6.1. Conclusiones.

El análisis del reemplazo de sistemas de generación de energía basados en diésel por tecnologías renovables fotovoltaicas con almacenamiento en hidrógeno verde demuestra que esta transición es técnicamente viable y económicamente atractiva. Los sistemas fotovoltaicos integrados con tecnologías de almacenamiento de hidrógeno ofrecen una solución para satisfacer las demandas energéticas de manera continua, incluso durante periodos de baja irradiación solar.

En este contexto, el uso de hidrógeno verde, empleado en celdas de combustible para la generación de electricidad, se presenta como una solución tecnológica prometedora para reducir la dependencia de combustibles fósiles en sitios aislados. Su flexibilidad y capacidad para integrarse en diferentes configuraciones energéticas lo convierten en una opción adaptable a las necesidades específicas de cada lugar.

El hidrógeno verde puede desempeñar distintos roles dentro del sistema energético en comunidades donde las fuentes renovables presentan limitaciones significativas, como baja disponibilidad de radiación solar, este puede actuar como la principal fuente de generación eléctrica, en estos casos. Además, puede desempeñar un rol complementario, funcionando como un sistema de respaldo estratégico para disminuir la demanda en hora punta. Su capacidad para almacenar grandes cantidades de energía y liberarla de manera controlada en períodos de alta demanda o baja generación renovable es esencial para mejorar la resiliencia del sistema.

En ambos casos, su integración en sistemas energéticos aislados contribuye a disminuir la huella de carbono. Teniendo en cuenta que Chile se ha fijado el objetivo de ser neutral en materia de CO₂ para el año 2050, hay que destacar el ahorro de emisiones que es posible a través de la generación de electricidad con una gran proporción de energías renovables junto con las tecnologías de hidrógeno para el almacenamiento de electricidad.

El costo nivelado de energía (LCOE) de este sistema resulta competitivo a largo plazo, disminuyendo drásticamente en comparación con sistemas diésel debido a la eliminación de costos variables como el combustible y la logística de transporte. Además, según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), la reducción de costes en las tecnologías de hidrógeno, que se prevé alcanzar hasta un 40% en la próxima década, tendrá un impacto significativo en su expansión

masiva. Esta disminución de costos hará que el almacenamiento de electricidad mediante tecnologías de hidrógeno sea económicamente más viable. Como resultado, podría ser factible instalar hasta el doble de la capacidad recomendada actualmente, fortaleciendo su rol como solución para almacenar energía, equilibrar redes eléctricas y respaldar la integración de fuentes renovables. Esto no solo mejorará la resiliencia energética, sino que también acelerará la descarbonización de sectores difíciles de electrificar.

Bibliografía

- [1] “*Acceso Equitativo a la Energía Sostenible*”, Políticas públicas para combatir la pobreza energética en Chile, 1^{ra} edición, diciembre 2021, Ministerio de energía, Gobierno de Chile.
- [2] “*Una mirada multidimensional a la pobreza energética en Chile*”, Reporte N°1, enero 2022, Red de Pobreza Energética, Generadoras de Chile.
- [3] Mapa de Vulnerabilidad Energética, mayo 2019, División de Acceso y Desarrollo Social, Ministerio de energía, Gobierno de Chile.
- [4] Identificación de Localidades en Condición de Aislamiento, marzo 2021, División de Estudios y Políticas Públicas, Departamento de Estudios y Análisis Territorial, Subsecretaría de Desarrollo Regional y Administrativo, Gobierno de Chile.
- [5] Fernández S., Ortiz C., Zuñiga J., 2022, Hidrógeno Renovable: El gran desafío de América Latina para acelerar la transición energética, En el Estado de la Ciencia de La Red Iberoamericana de Indicadores de Ciencia y Tecnología (RICYT).
- [6] “*Tecnologías del Hidrógeno y perspectivas para Chile*”, segunda edición, mayo 2019, División de Prospectiva y Política Energética, Ministerio de energía, Gobierno de Chile.
- [7] Introducción a Proyectos de Hidrógeno Verde, Primera Edición, enero 2022, Servicio de Evaluación Ambiental, Gobierno de Chile.
- [8] “*Matriz Energética y Eléctrica en Chile*”, septiembre 2021, Asesoría Técnica Parlamentaria, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- [9] “*Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde*”, noviembre 2020, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- [10] Isabel M. Pérez, “*Producción de hidrógeno a alta temperatura*”, Trabajo de fin de grado, Grado de ingeniería de la energía, Sevilla 2020, Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla.
- [11] “*Metodología de Formulación y evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural*”, octubre 2022, División de Evaluación Social de Inversiones, Ministerio de Desarrollo Social y Familia, Gobierno de Chile.
- [12] SET-TE “Pilas de Combustible”.
- [13] Industria del hidrógeno verde: Costos de producción, septiembre 2021, Asesoría Técnica Parlamentaria, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- [14] Resolución exenta N° 103, “*Reconoce sistemas de autogeneración de energía y determina monto de subsidio para su operación para el año 2019*”, agosto 2019, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.

- [15] *“Proyección de demanda eléctrica 2019-2039”*, enero 2020, Gerencia de planificación de la transmisión, Coordinador eléctrico nacional.
- [16] *“Estudio de prefactibilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno verde mediante electrolisis para entidad Espinos S.A”*., abril 2021, Gerencia de planificación de la transmisión, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ).
- [17] M. Albornoz Saavedra, *“Estudio de potencial de demanda de hidrógeno verde en almacenamiento de energía y generación eléctrica en zonas aisladas de la red eléctrica en Chile”*, TRA tecnologías de remediación ambiental, marzo 2024,
- [18] *“Informe de costos de tecnologías de generación y almacenamiento”*, mayo 2024, Comisión Nacional de Energía, Gobierno de Chile.
- [19] *“Sistemas de almacenamiento con energía solar fotovoltaica en Chile”*, diciembre 2020, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Energías Renovables para Autoconsumo NAMA, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.
- [20] *“Informe precios sociales”*, mayo 2024, División de Evaluación Social de Inversiones, Sistema Nacional de Inversiones, Ministerio de Desarrollo Social y Familia, Gobierno de Chile.
- [21] *“Renewable power generation costs in 2022”*, IRENA (2023), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [22] *“Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030”*, IRENA (2017), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [23] *“Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal”*, IRENA (2020), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [24] *“Manual de usuario: Herramienta para evaluar proyectos de producción hidrógeno verde”*, septiembre 2022, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), Programa de Energías Renovables Eficiencia Energética en Chile, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile.

Capítulo 7. Anexos

A.1. Localidades en Condición de Aislamiento

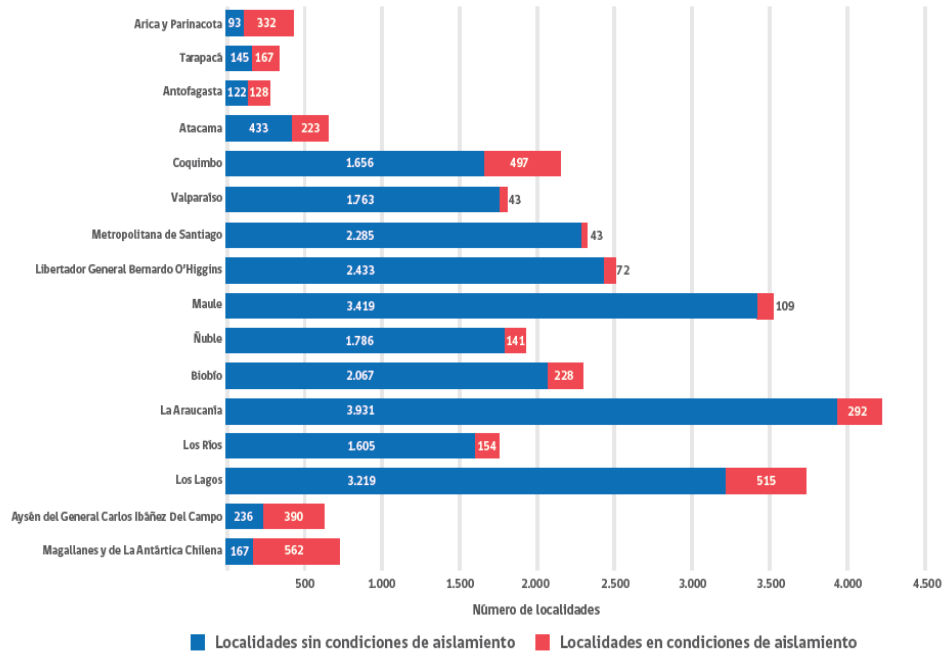


Fig. 1.4 Localidades en condición de aislamiento por región [4].

- Las regiones con mayor cantidad de localidades en total son: La Araucanía, Los Lagos y Maule.
- Las regiones con menor cantidad de localidades en total son: Antofagasta, Tarapacá y Arica y Parinacota, todas de la macrozona norte.
- Las regiones con mayor cantidad de localidades en condición de aislamiento son: Magallanes, Los Lagos y Coquimbo.

Las regiones con mayor población en condición de aislamiento, superando los 20 mil habitantes en esa condición, son Antofagasta y Los Lagos. El caso de Antofagasta está marcado por sus asentamientos mineros, lo que sugiere que se analice en detalle qué tipo de asentamientos mineros son, ya que existen faenas pertenecientes a grandes empresas del rubro y también pequeña minería. Las regiones de La Araucanía, Biobío, Coquimbo y Tarapacá tienen entre 10 mil y 15 mil habitantes

en condición de aislamiento. Las regiones con menos de 3 mil habitantes en condición de aislamiento son Valparaíso, O'Higgins, Maule y Metropolitana.



Fig. 1.5 Población en condición de aislamiento por región [4].

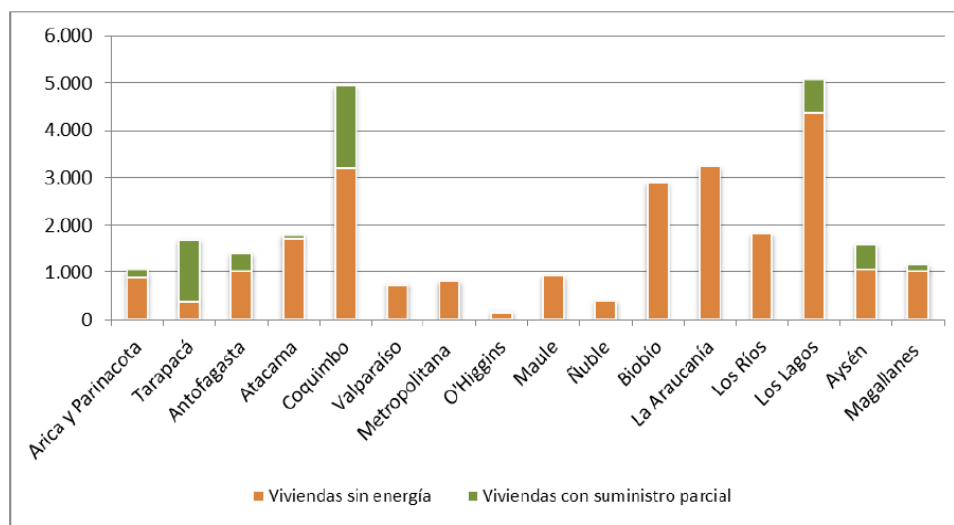


Fig. 1.3 Viviendas sin acceso a energía eléctrica y con suministro parcial, por región [3].

El déficit en el acceso a suministro eléctrico se concentra en cuatro regiones, Los Lagos con 4.383 viviendas sin energía eléctrica, La Araucanía con 3.225 viviendas, Coquimbo y Biobío con 3.181 y

2.901 respectivamente. Es importante señalar que las 24.556 viviendas que no tendrían suministro eléctrico a nivel nacional, 6.637 cuentan con algún proyecto de electrificación en construcción o próximo a construir, que les permitirá contar con suministro eléctrico a corto plazo. 18

En cuanto a las viviendas que se encuentran en sistemas aislados de generación eléctrica se identificaron 15.708, de las cuales 18.2% tienen suministro parcial. Contabilizando tanto las viviendas sin energía como aquellas con suministro parcial, se identifican 29.642 viviendas, que corresponde a cerca de 90.000 personas, de las cuales el 17% tiene suministro parcial y el 83% no tiene acceso a energía eléctrica [3].

A.2. Proyectos donde se utiliza hidrógeno verde.

Proyecto GREEN HYSLAND.

Las empresas ACCIONA y Enagás impulsan, junto con Cemex, Redexis, el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el Govern Balear, un proyecto de generación de hidrógeno verde a partir de energía fotovoltaica, que se utilizará en diversas aplicaciones energéticas en la isla. Este proyecto está ubicado en Mallorca, Islas Baleares, España, tiene una potencia de 2,5 MW de hidrógeno renovable, producido mediante electrólisis. El electrolizador de esta planta será alimentado por energía fotovoltaica, generada por dos plantas también construidas por la empresa Enagás: Lloseta, que tiene una capacidad de 8,5 MW, y Petra, cuya potencia será de 6,8 MW. El hidrógeno verde generado tendrá múltiples usos en la isla, como la generación de calor y energía para edificios comerciales y públicos, y la creación de una estación de abastecimiento y suministro de combustible a flotas de autobuses y vehículos de alquiler de pila de combustible. Otro de los usos que tendrá este vector energético será para un hotel en Palma, que incorporará una pila de combustible de 70 kW, que ayudará a suministrar electricidad renovable y calor a sus instalaciones.

Por otro lado, también se producirá una pila de combustible de 100 kW para las estaciones marítimas número dos, tres y cuatro del puerto de Mallorca.

GREEN HYSLAND tiene como objetivo desplegar un ecosistema de hidrógeno (H₂) abarcando toda su cadena de valor en Mallorca (España), convirtiendo la isla en el primero en utilizar H₂ del suroeste de Europa. El proyecto desarrolla las infraestructuras necesarias para la producción de hidrógeno verde a partir de energía solar y su distribución a los usuarios finales, tales como los

sectores turísticos, transporte, industrial y energético de la isla, incluyendo la inyección en la red de gas para la posterior generación de calor y energía verde en aquellos usos finales que lo precisen. El proyecto también desarrollará una Hoja de Ruta para 2050 que establezca una visión a largo plazo para el desarrollo de una economía de H2 generalizada en Mallorca y extensible al conjunto de las Islas Baleares, en línea con los objetivos medioambientales fijados por la región para 2050. De hecho, el hidrógeno contribuirá a aumentar la penetración de las energías renovables en el sistema energético balear, al acoplamiento de los sectores eléctrico y gasista, así como a la integración de todos los sectores energéticos de la isla, avanzando hacia la completa descarbonización de su economía. El despliegue del GREEN HYSLAND proporcionará a Europa un anteproyecto para la descarbonización de las economías insulares, y un ejemplo operativo de la contribución del H2 para la transición energética y la consecución de los objetivos cero emisiones de 2050. También está previsto el desarrollo de modelos de negocio, así como su replicación en otras cinco islas de la UE (Madeira PT, Tenerife – ES, Aran – IE, Islas Griegas y Ameland – NL) así como en Chile (Chiloé) y Marruecos.

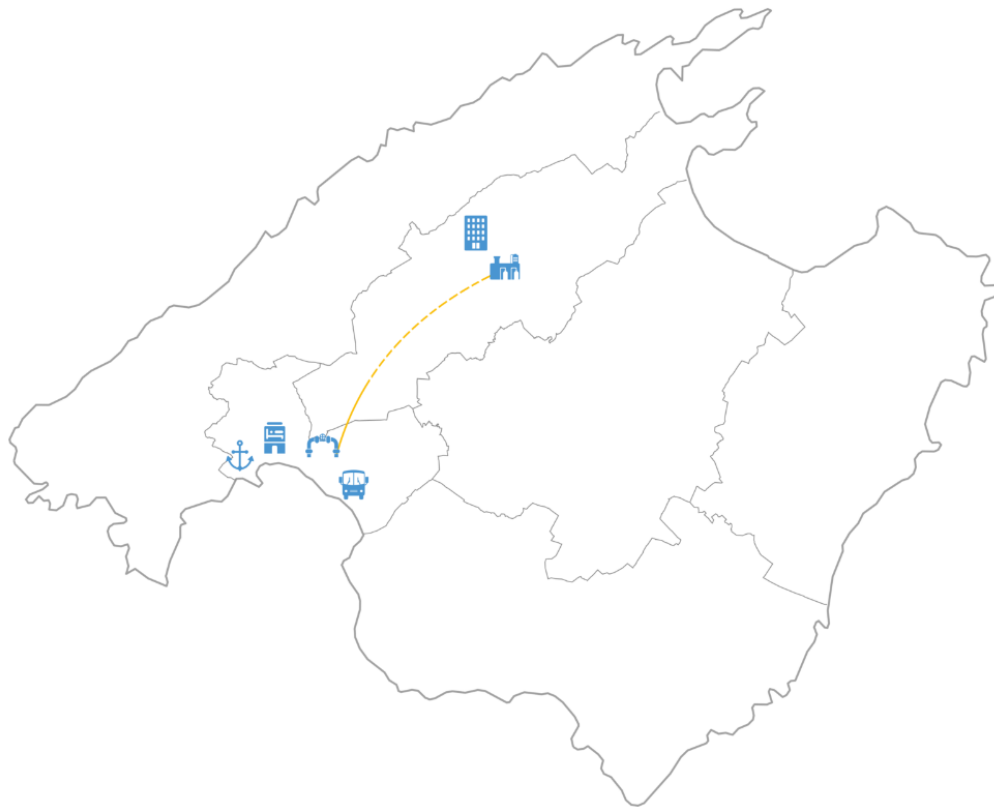


Fig. 2.16 Proyecto GREEN HYSLAND Mallorca, España. Fuente: internet.

Sistema EcoCube.

El sistema EcoCube pertenece a la compañía española Desigenia, es un sistema híbrido fotovoltaico con hidrógeno para zonas sin red eléctrica, la cual permite sustituir los generadores diésel por un sistema 100% renovable con energía solar, baterías de almacenamiento energético y pila de combustible de hidrógeno. La novedad de este sistema híbrido es que se puede instalar en localidades sin suministro eléctrico, actualmente son utilizadas para abastecer de energía a sistemas de telecomunicaciones donde no existe red eléctrica, así con esto poder abarcar una mayor superficie conectada a la red de comunicaciones.

Cuando la energía solar es suficiente se genera la energía eléctrica requerida por la instalación y se destina a atender la demanda (consumo) y el excedente se utiliza para generar hidrógeno a través de un electrolizador. El hidrógeno se comprime y se almacena en botellas, luego cuando no cuenta con radiación solar, el hidrógeno almacenado se convierte en energía eléctrica a través de una celda de combustible para alimentar las diferentes aplicaciones a la que se destine tal energía eléctrica.



Fig. 2.17 Sistema EcoCube (Desigenia). Fuente: internet.

A.3. Metodología de Electrificación Rural.

La electrificación rural es esencial para promover el desarrollo, reducir las desigualdades sociales y mejorar la calidad de vida en comunidades alejadas o con acceso limitado a servicios básicos. Es por esto, que el ministerio de desarrollo social y familia por medio del Sistema Nacional de Inversiones elaboro el documento “Metodología de Formulación y Evaluación Social de Proyectos de Electrificación Rural”, con el objetivo de proveer de electricidad a viviendas que en la actualidad no cuentan con este servicio, o que son provistas por un sistema distinto a la red eléctrica que funciona parcialmente, en este se describen la etapas y pasos a seguir para la planificación y ejecución de proyectos energéticos en estas áreas, integrando aspectos técnicos, sociales y económicos.

Descripción general electrificación rural

El objetivo de la evaluación de un proyecto de abastecimiento eléctrico en zonas rurales es decidir con criterios técnicos y económicos entre distintas opciones tecnológicas, aquella que permita satisfacer el requerimiento energético de una localidad determinada. Esto es aplicable a todos aquellos proyectos que contemplen el abastecimiento de energía eléctrica, tanto al sector residencial y público, como a sistemas productivos; ya sea mediante conexión a un sistema convencional de red eléctrica, por sistemas que utilicen ERNC, grupos electrógenos o sistemas híbridos. En las zonas rurales fuera del área de concesión, el Estado cumple un rol subsidiario para atender las viviendas que no están conectadas a la red e incentivar a las empresas distribuidoras a proveer este servicio a través de sistemas eléctricos aislados con capacidad instalada de generación inferior o igual a 1,5 MW, pues dados los altos costos de inversión, no les es rentable atender a zonas con baja concentración de viviendas [11].

Formulación de proyecto

El enfoque metodológico adoptado para la toma decisión sobre la inversión es el siguiente: se evaluará la factibilidad técnica y económica de abastecer a la localidad que presenta el requerimiento mediante la extensión de la red eléctrica existente en la zona, en caso de no ser posible se deberá plantear alternativas de solución adicionales mediante autogeneración eléctrica.

➤ Diagnóstico de la situación actual

El objetivo del diagnóstico es, en base a un conocimiento técnico, identificar y establecer la magnitud del problema tanto en calidad, cantidad y continuidad, la población afectada y su

crecimiento esperado; Describir el área de influencia, la caracterización de la zona y antecedentes legales, reglamentarios; Describir la forma de abastecimiento actual de energía eléctrica, identificando su capacidad (oferta) y la demanda esperada en el horizonte de evaluación.

➤ **Identificación de alternativas**

De acuerdo con el enfoque metodológico adoptado, la primera tecnología a evaluar será la extensión de la red eléctrica. Si el costo de inversión por vivienda de esta alternativa supera el costo referencial por región, entonces se deberá realizar un estudio de análisis de alternativas de electrificación con ERNC o sistemas híbridos (ERNC con grupos electrógenos diésel o a gas). Para lo cual es necesario: Inventario de recursos energéticos; Tecnologías adecuadas; Capacitación y difusión de las tecnologías; Definición de alternativa de sistemas de autogeneración, como tamaño de la alternativa, caracterización de la alternativa, localización y obras físicas.

Evaluación de proyecto

La evaluación social de proyectos permite determinar en qué medida un proyecto de inversión tendrá un efecto sobre la sociedad en términos económicos y de bienestar. En el Sistema Nacional de Inversiones se utiliza dos enfoques de evaluación: Análisis costo-beneficio; análisis costo-eficiencia. Para lo cual es necesario realizar: Identificación de beneficios; Costos sociales como costos de inversión, costos de operación y mantenimiento; Configuración de los flujos netos; Cálculo de indicadores económicos y criterios de decisión; Análisis de sensibilidad.

El objetivo de la evaluación privada es determinar el monto del subsidio a la inversión que requerirá la empresa que proveerá el servicio eléctrico. Para lo cual es necesario realizar: Identificación de beneficios privados; Estimación de costos privados; Calculo de Indicadores privados; Estimación de subsidio a la inversión.

A.4. Proyección de LCOH para Latinoamérica 2050.

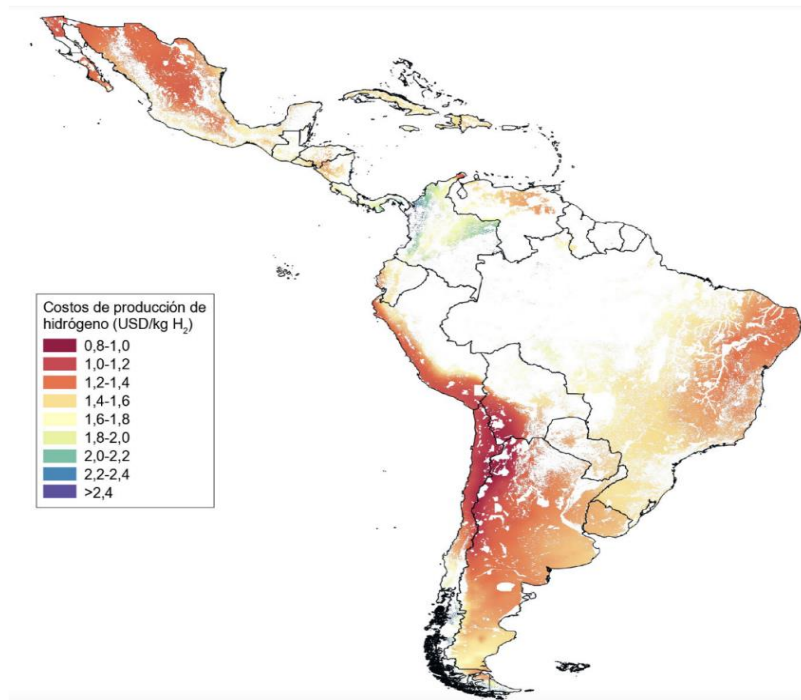


Fig. LCOH a través de electrolisis alimentada por energía hibrida solar fotovoltaica y eólica terrestre, América Latina, 2050 [13].

A.5. Microrredes Aisladas con Energías Renovables.

Los sistemas híbridos de energía son sistemas eléctricos que combinan diversas fuentes de generación de energía, tanto renovables como convencionales, generalmente incluyen sistemas de almacenamiento para proporcionar electricidad de manera autónoma, estos almacenan el excedente de energía generada durante los periodos de baja demanda para luego liberar la energía almacenada en momentos de alta demanda o cuando las fuentes renovables no están disponibles. Los sistemas de generación pueden usar cualquier tipo de fuente de energía, como ser térmica, hidráulica, eólica, solar, entre otros, mientras que los sistemas de almacenamiento de energía pueden basarse en baterías, energía hidráulica, hidrógeno, etc. Estos sistemas son particularmente efectivos en áreas aisladas, ya que permiten una operación independiente en modo aislado o con conexión limitada a la red, garantizando la continuidad del suministro eléctrico. Los sistemas de energía híbridos aplicados a

redes aislada se componen principalmente de 3 subsistemas, estos son las cargas o consumos, generadores de energía y almacenamiento de energía.

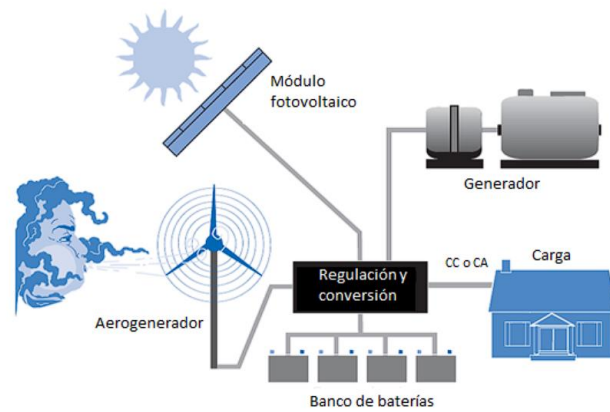


Fig. 4.1 Esquema de sistema eléctrico híbrido. Fuente: U.S. Department of Energy.

A.6. Promedio Mensual de Insolación en Sitio de Estudio.

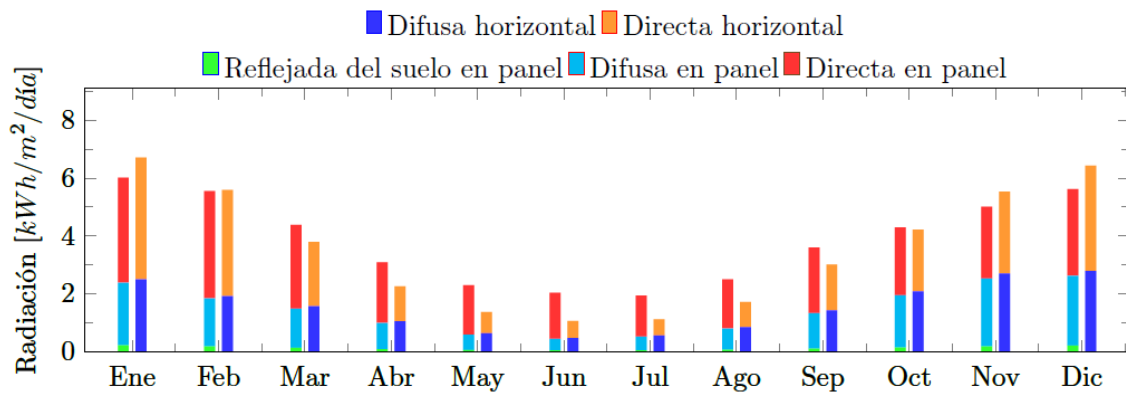


Fig. 4.6 Promedio mensual de la insolación diaria. Fuente: Explorador Solar.

A.7. Características panel solar a implementar.

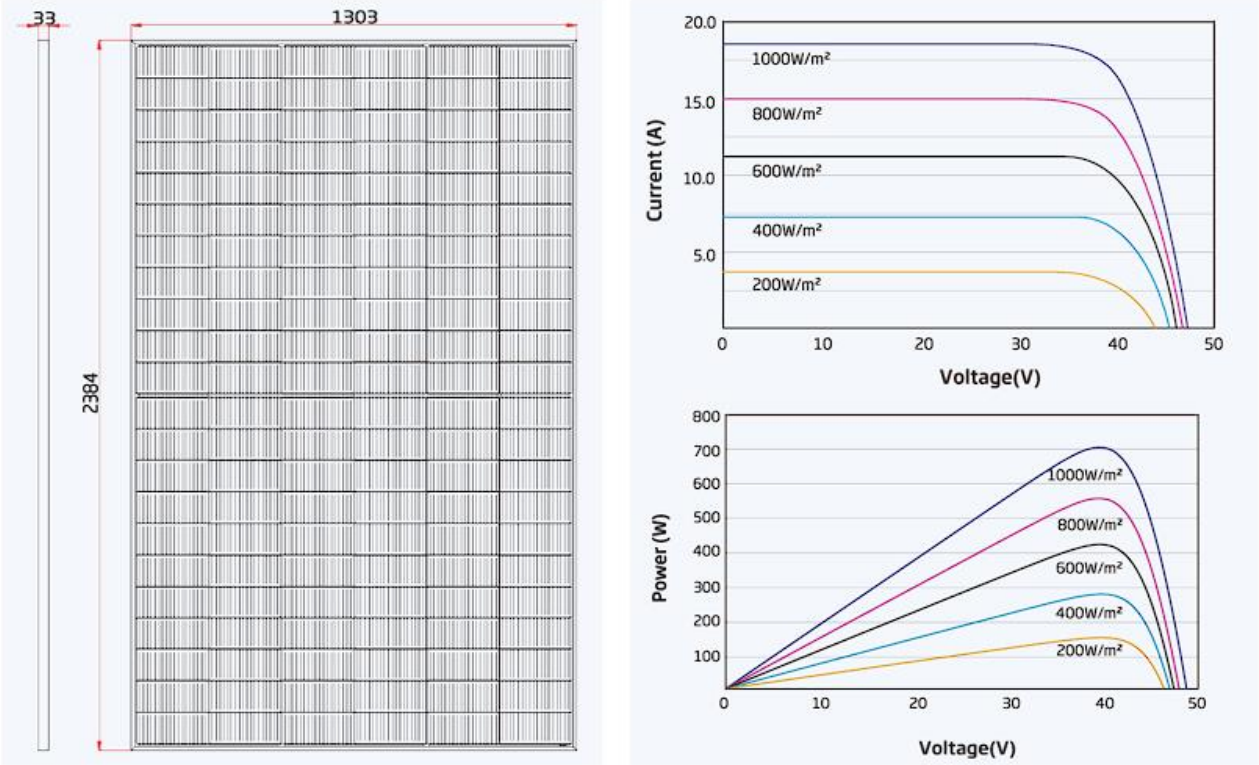


Fig. Características panel solar. Fuente: internet.

A.8. Costos operación y mantenimiento central fotovoltaica

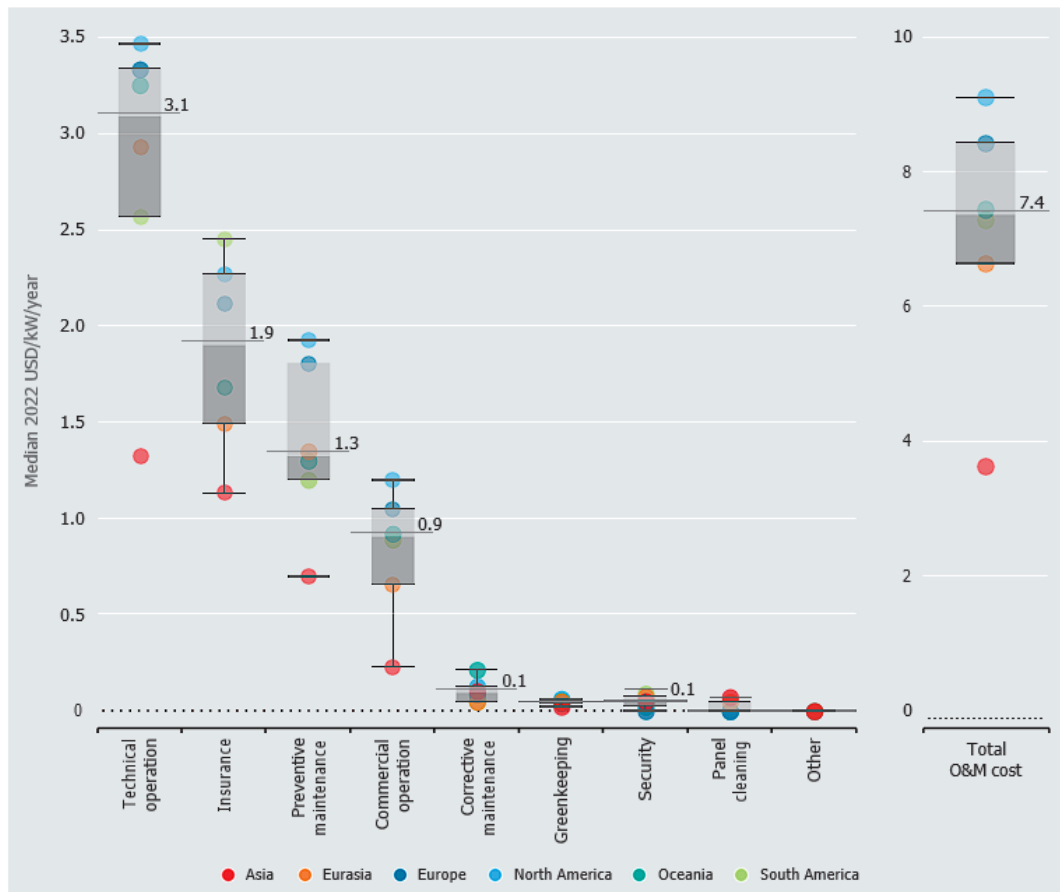


Fig. Costos de operación y mantenimiento. Fuente: IRENA.

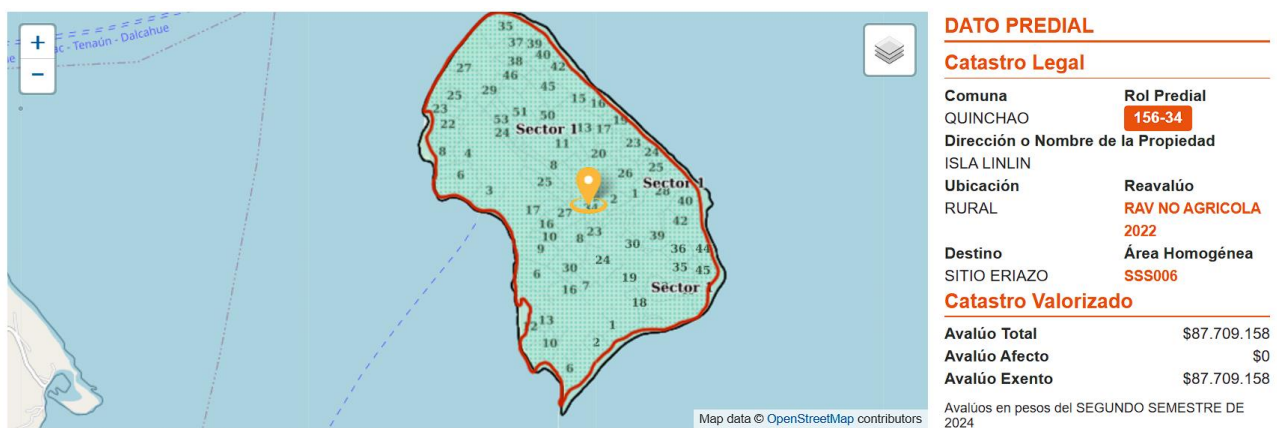


Fig. 4.8 Costo de terreno para central fotovoltaica. Fuente: SII.

Tabla Costos anual de operación y mantenimiento central fotovoltaica.

Horas de Operación [h]	Combustible Utilizado [L]	Costo Combustible [US\$]	Ahorro Combustible [US\$]	OPEX unitario [US\$/ h]	Costo OPEX [USD\$]
10	96,03	122,9	\$ 239.321	4,84	\$ 48
25	236,03	305,0	\$ 241.477	4,89	\$ 122
40	386,64	502,1	\$ 242.507	4,94	\$ 198
53	531,85	695,1	\$ 243.971	4,99	\$ 265
75	758,03	997,3	\$ 245.406	5,04	\$ 378
94	982,78	1.303,0	\$ 247.149	5,09	\$ 479
121	1.266,26	1.689,3	\$ 248.504	5,14	\$ 622
146	1.564,80	2.106,4	\$ 250.608	5,19	\$ 758
179	1.931,14	2.612,7	\$ 251.689	5,25	\$ 939
222	2.397,54	3.267,9	\$ 253.329	5,30	\$ 1.176
272	3.022,53	4.157,9	\$ 255.295	5,35	\$ 1.456
337	3.803,62	5.265,4	\$ 256.411	5,41	\$ 1.822
402	4.618,81	6.438,3	\$ 257.756	5,46	\$ 2.195
472	5.526,32	7.746,8	\$ 258.759	5,51	\$ 2.603
547	6.531,52	9.207,3	\$ 259.758	5,57	\$ 3.046
621	7.618,33	10.798,2	\$ 260.752	5,62	\$ 3.493
744	9.186,06	13.094,0	\$ 261.279	5,68	\$ 4.227
859	10.924,94	15.643,9	\$ 261.455	5,74	\$ 4.929
1.000	12.969,77	18.643,9	\$ 261.193	5,79	\$ 5.795
1.138	15.132,09	21.859,7	\$ 261.250	5,85	\$ 6.661
7.357,0	89.485,1	126.456,9	\$5.057.868		\$ 41.210

A.9. Cálculo de LCOE Fotovoltaico

datos		año	kWh/año	inversión [US\$]	OPEX diésel	OPEX fotovoltaico	OPEX inversor	OPEX BESS	combustible [USD\$/año]	(1+r) ⁿ	Costos totales anuales	kWh/año	Horas de operación (h/año)	Combustible Utilizado (L/año)	precio combustible [US\$/L]	total combustible [US\$]
Potencia	430 [kW]	1	201.155,15	829.137	\$ 700	\$ 3.182	\$ 677	\$ 1.596	847	1,055	835.774	190.668	140	661	1,2800	846,7
Inversión	859.446 [US\$]	2	209.000,20	-	\$ 1.023	\$ 3.207	\$ 684	\$ 1.609	1.256	1,113	6.989	187.777	203	972	1,2923	1.256,1
M&O	6.195 [US\$/año]	3	217.151,21	-	\$ 1.351	\$ 3.233	\$ 691	\$ 1.622	1.709	1,174	7.329	184.929	266	1.316	1,2985	1.709,0
Combustible	232.687 [US\$]	4	225.610,11	-	\$ 1.644	\$ 3.259	\$ 698	\$ 1.635	2.213	1,239	7.627	182.124	321	1.699	1,3069	2.213,9
Producción Energía	5.928.243 [kWh]	5	234.419,29	-	\$ 2.039	\$ 3.285	\$ 705	\$ 1.648	2.805	1,307	8.020	179.362	395	2.132	1,3156	2.805,4
Tasa Descuento	5,50%	6	243.561,64	-	\$ 2.393	\$ 3.311	\$ 712	\$ 1.661	3.498	1,379	8.395	176.642	460	2.638	1,3258	3.497,7
Degradación Anual	0,50%	7	253.060,55	-	\$ 2.900	\$ 3.338	\$ 719	\$ 1.674	4.388	1,455	8.950	173.963	553	3.289	1,3340	4.387,8
Ciclo de vida	20 [años]	8	262.929,91	-	\$ 3.331	\$ 3.365	\$ 726	\$ 1.688	5.391	1,535	9.448	171.325	630	4.005	1,3461	5.391,4
		9	273.184,17	-	\$ 3.965	\$ 3.391	\$ 733	\$ 1.701	6.557	1,619	10.097	168.727	744	4.846	1,3529	6.556,7
		10	283.838,36	-	\$ 4.620	\$ 3.419	\$ 741	\$ 1.715	7.907	1,708	10.772	166.168	860	5.801	1,3630	7.907,2
		11	294.908,05	-	\$ 5.393	\$ 3.446	\$ 748	\$ 1.728	9.448	1,802	11.522	163.648	996	6.868	1,3756	9.447,5
LCOE	0,3247 [US\$/kWh/año]	12	306.409,47	-	\$ 6.080	\$ 3.473	\$ 756	\$ 1.742	11.085	1,901	12.169	161.166	1.114	8.008	1,3843	11.085,2
		13	318.359,44	-	\$ 6.949	\$ 3.501	\$ 763	\$ 1.756	12.946	2,006	12.920	158.721	1.263	9.287	1,3939	12.945,6
		14	330.775,45	-	\$ 7.775	\$ 3.529	\$ 771	\$ 1.770	14.994	2,116	15.629	156.314	1.402	10.696	1,4018	14.994,2
		15	343.675,70	30.309	\$ 8.642	\$ 3.558	\$ 778	\$ 1.784	17.286	2,232	17.392	153.944	1.546	12.262	1,4097	17.285,9
		16	357.079,05	-	\$ 9.692	\$ 3.586	\$ 786	\$ 1.799	19.927	2,355	19.196	151.609	1.720	14.059	1,4174	19.927,5
		17	371.005,13	-	\$ 10.684	\$ 3.615	\$ 794	\$ 1.813	22.719	2,485	19.947	149.310	1.881	15.938	1,4254	22.719,0
		18	385.474,33	-	\$ 11.743	\$ 3.644	\$ 802	\$ 1.828	25.770	2,621	16.703	147.045	2.051	17.996	1,4319	25.769,8
		19	400.507,83	-	\$ 12.916	\$ 3.673	\$ 810	\$ 1.842	29.135	2,766	17.492	144.815	2.238	20.268	1,4375	29.134,9
		20	416.127,64	-	\$ 14.095	\$ 3.702	\$ 818	\$ 1.857	32.807	2,918	18.260	142.619	2.423	22.710	1,4446	32.806,8
		total	5.928.242,67	859.446,00	117.934,99	68.716,90	14.912,27	34.466,43	232.687,26	36,79	1.075.170,2	3.310.876,0			total [US\$]	232.687

A.10. Costos Social y Flujo de Caja para Proyecto Fotovoltaico

costos sociales	0	1	2	3	4	5	6	7	8
costo de operación	DG	\$ 161	\$ 236	\$ 312	\$ 381	\$ 473	\$ 556	\$ 675	\$ 777
	PV	\$ 756	\$ 762	\$ 768	\$ 774	\$ 780	\$ 786	\$ 793	\$ 799
	BESS	\$ 379	\$ 382	\$ 385	\$ 388	\$ 391	\$ 394	\$ 398	\$ 401
	total operación	\$ 1.296	\$ 1.380	\$ 1.465	\$ 1.543	\$ 1.644	\$ 1.737	\$ 1.866	\$ 1.977
costo de mantención	DG	\$ 412	\$ 603	\$ 799	\$ 973	\$ 1.210	\$ 1.423	\$ 1.728	\$ 1.988
	PV	\$ 1.933	\$ 1.948,5	\$ 1.964,1	\$ 1.979,8	\$ 1.995,7	\$ 2.011,6	\$ 2.027,7	\$ 2.043,9
	BESS	\$ 970	\$ 977,3	\$ 985,1	\$ 993,0	\$ 1.001,0	\$ 1.009,0	\$ 1.017,1	\$ 1.025,2
	total mantención	\$ 3.314,68	\$ 3.529,29	\$ 3.747,89	\$ 3.946,25	\$ 4.206,40	\$ 4.443,54	\$ 4.772,49	\$ 5.057,08
costo de terreno	\$ 37.962								
costo de inversión	\$ 664.304								
Valor residual	\$ 28.549								
reposicion de equipos	\$ 24.550								
flujo de costos	\$ 726.816	\$ 4.610,54	\$ 4.909,06	\$ 5.213,11	\$ 5.489,02	\$ 5.850,87	\$ 6.180,73	\$ 6.638,28	\$ 7.034,12

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$ 927	\$ 1.082	\$ 1.266	\$ 1.430	\$ 1.638	\$ 1.836	\$ 2.045	\$ 2.298	\$ 2.538	\$ 2.795	\$ 3.080	\$ 3.368
\$ 805	\$ 812	\$ 818	\$ 825	\$ 832	\$ 838	\$ 845	\$ 852	\$ 858	\$ 865	\$ 872	\$ 879
\$ 404	\$ 407	\$ 410	\$ 414	\$ 417	\$ 420	\$ 424	\$ 427	\$ 431	\$ 434	\$ 438	\$ 441
\$ 2.136	\$ 2.301	\$ 2.495	\$ 2.669	\$ 2.886	\$ 3.095	\$ 3.313	\$ 3.577	\$ 3.827	\$ 4.094	\$ 4.390	\$ 4.688
\$ 2.371	\$ 2.768	\$ 3.238	\$ 3.658	\$ 4.189	\$ 4.696	\$ 5.230	\$ 5.877	\$ 6.492	\$ 7.149	\$ 7.879	\$ 8.615
\$ 2.060,3	\$ 2.076,8	\$ 2.093,4	\$ 2.110,1	\$ 2.127,0	\$ 2.144,0	\$ 2.161,2	\$ 2.178,5	\$ 2.195,9	\$ 2.213,5	\$ 2.231,2	\$ 2.249,0
\$ 1.033,4	\$ 1.041,7	\$ 1.050,0	\$ 1.058,4	\$ 1.066,9	\$ 1.075,4	\$ 1.084,0	\$ 1.092,7	\$ 1.101,4	\$ 1.110,2	\$ 1.119,1	\$ 1.128,1
\$ 5.464,8	\$ 5.886,7	\$ 6.381,5	\$ 6.826,5	\$ 7.382,5	\$ 7.915,6	\$ 8.475,5	\$ 9.148,4	\$ 9.788,8	\$ 10.472,7	\$ 11.229,1	\$ 11.992,5
\$ 7.601,3	\$ 8.188,1	\$ 8.876,3	\$ 9.495,3	\$ 10.268,7	\$ 11.010,2	\$ 11.789,0	\$ 12.724,9	\$ 13.615,7	\$ 14.567,0	\$ 15.619,0	\$ 16.680,9

A.11. Otros procesos de obtención de hidrógeno

Procesos termoquímicos.

La producción de hidrógeno mediante descomposición de agua empleando ciclos termoquímicos consiste en descomponer la molécula de agua en los átomos de hidrógeno y oxígeno de los que está constituida, mediante una serie de reacciones químicas que permiten su liberación en etapas diferenciadas. El proceso de descomposición termoquímica de agua requiere emplear sistemas adicionales, como producción de oxígeno, producción de hidrógeno, regeneración de materiales. Estos sistemas se caracterizan por proporcionar cantidades apreciables de hidrógeno y oxígeno, y por requerir temperaturas inferiores a la necesaria para la disociación térmica del agua. No obstante, los elevados niveles térmicos aún requeridos para estos procesos hacen necesario su integración con otros procesos que proporcionen un foco caliente a la temperatura necesaria.

Procesos biológicos.

Descomposición biológica del agua: La producción de hidrógeno puede realizarse a través de microorganismos fotosintéticos que son capaces de descomponer el agua en oxígeno e hidrógeno. Algas como la *Scenedesmus*, producen hidrógeno bajo dos condiciones, bajo luz visible o en ausencia de aire (anaerobia) y luz. Este método biológico tiene una menor producción de H₂ por unidad de peso, pero presenta gran estabilidad debido a la ausencia de oxígeno. También las cianobacterias como la *Espirulina* producen hidrógeno mediante la fermentación en condiciones similares a las algas, siendo esta especie la que presenta actividad más elevada en su tipo. La eficiencia de este proceso es bastante baja, pero puede ser compensada con el costo reducido de inversión. En laboratorio se ha obtenido hasta un 7% de eficiencia en la conversión de energía solar mediante sistemas foto heterotróficos [6].

Otros procesos.

Descomposición foto catalítica del agua: El proceso corresponde a la obtención directa de hidrógeno a partir de agua gracias a la incidencia de rayos solares en semiconductores inmersos en una solución acuosa. El principio físico se basa en el efecto fotoeléctrico, que corresponde a la absorción de fotones por un material, lo cual tiene como resultado la emisión de electrones, produciendo un voltaje capaz de generar una corriente local en una celda y separar el agua bajo el mismo principio de la electrólisis. La descomposición foto catalítica es un proceso complejo dado que

requiere una gran cantidad de energía, alrededor de 3,7 [kWh/kg] de agua. Puesto que el agua pura absorbe poca radiación infrarroja del espectro solar, y esta energía no es suficiente para disociar las moléculas, es necesaria la utilización de un fotocatalizador para lograr la división del agua mediante radiación solar, es decir, que absorba fotones de mayor energía y active los pasos elementales de una reacción redox para disociar el H₂O en H₂ y O₂. Este método aún está en investigación básica [6].

A.12. Comparación de electrolizador

	Alcalino	Electrolizador PEM
Temperatura	40°C a 90°C	50 °C a 80°C
Consumo de agua (purificada)	Aproximadamente 10 litros por kg producido	Aproximadamente 10 litros por kg producido
Calidad agua de entrada	1-5 μS cm ⁻¹	0,1 μS cm ⁻¹
Densidad de corriente	300 a 450 mA/cm ²	1000 a 2000 mA/cm ² (valores típicos a 2V pudiendo llegar incluso a 6000 mA/cm ²)
Voltaje de celda	1.7 V a 2.7 V	1.7 V a 3.1 V
Eficiencia de conversión (LHV)	63 % hasta 85% en pequeña escala	60 % a 68%
Consumo energético	4.2 – 4.8 kWh/Nm ³	4.4 – 5.0 kWh/Nm ³
Electrolito	KOH concentración 20 % – 40 %	Membrana tipo ácido perfluorosulfónico (típicamente Nafion)
Pureza del hidrógeno	99.7 % – 99.9 %	> 99.9 %
Horas de funcionamiento del stack	Hasta 100,000 h	< 50,000 h
Presión de salida (hidrógeno/oxígeno)	30 bar / 30 bar	30 bar / atmosférica
	Tecnología de electrólisis desarrollada (vida útil de hasta 100,000 h). Baja degradación (< 3μV/h).	Alta conductividad de protones (0.1 S cm ⁻¹) en la membrana (20-300 μm) Alta presión de trabajo (hasta 300 bar): producción de H ₂ a alta presión

<p>ventajas</p>	<p>Alta producción de hidrógeno (hasta 760 Nm³/h, equipos con potencias en el rango de MW).</p> <p>Área de celda alta (hasta 4 m²).</p> <p>Coste inferior a la tecnología PEM debido a mayor madurez de la tecnología.</p>	<p>(compresión electroquímica), menor volumen de burbujas, mínimos problemas de membrana, menor sobrepotencial.</p> <p>Stack compacto.</p> <p>Permite alta densidad de corriente (valores superiores a 2 A cm⁻²), debido a la conductividad de la membrana.</p> <p>Amplio rango de operación.</p> <p>Obtiene un hidrógeno con mayor pureza por la falta de contaminación por KOH.</p> <p>No requiere de tanto equipamiento de electrónica de potencia para gestionar la respuesta dinámica</p>
<p>Desventajas</p>	<p>Rango de producción limitado entre el 20% y el 100% - Variación dinámica del suministro eléctrico limitada, dependiendo fabricante.</p> <p>Las membranas separadoras no evitan la mezcla de H₂-O₂ y se producen más impurezas.</p> <p>A rango bajo (<40%), baja producción y mayor difusividad entre gases H₂-O₂.</p>	<p>Alto coste de componentes.</p> <p>Medio ácido corrosivo (se requieren metales nobles, tales como oro y paladio).</p> <p>Menor vida útil (<50,000 h).</p> <p>La comercialización se encuentra limitada por tener un grado menor de madurez que la electrólisis AEL.</p> <p>Problemas con la alta presión (membranas cruzadas, más gruesas).</p>

	<p>Baja densidad de corriente permitida y densidad de potencia (< 1 mW/cm²).</p> <p>Presión de funcionamiento relativamente baja (electrolito líquido) en comparación con electrolisis PEM.</p>	
--	---	--

A.13. Costos de la tecnología de hidrógeno verde.

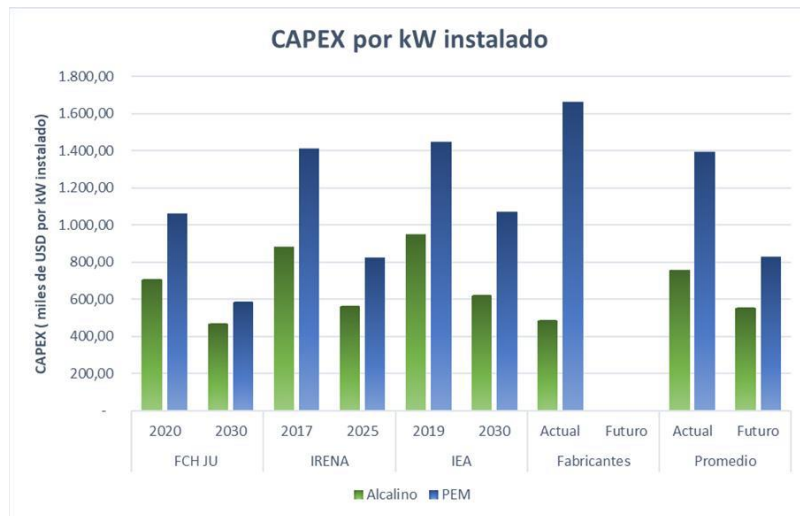
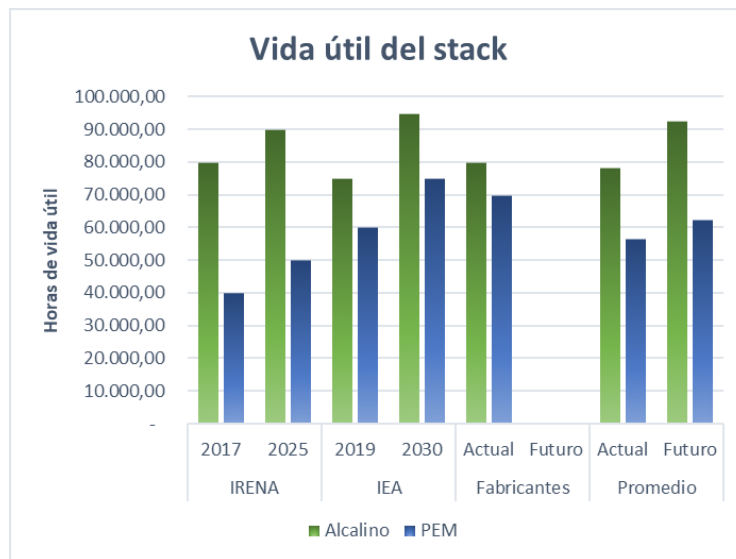
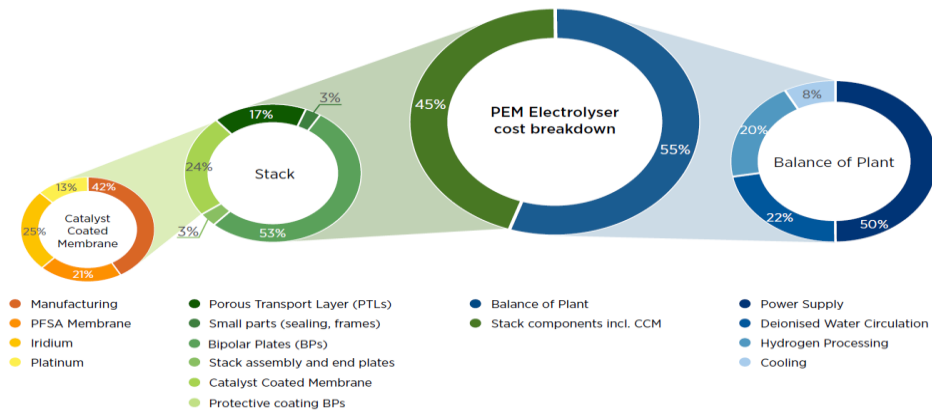
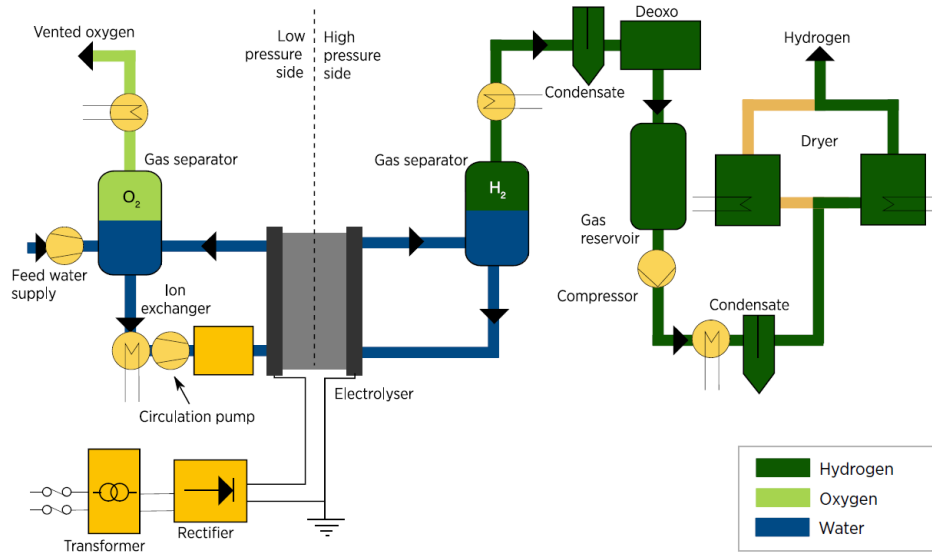
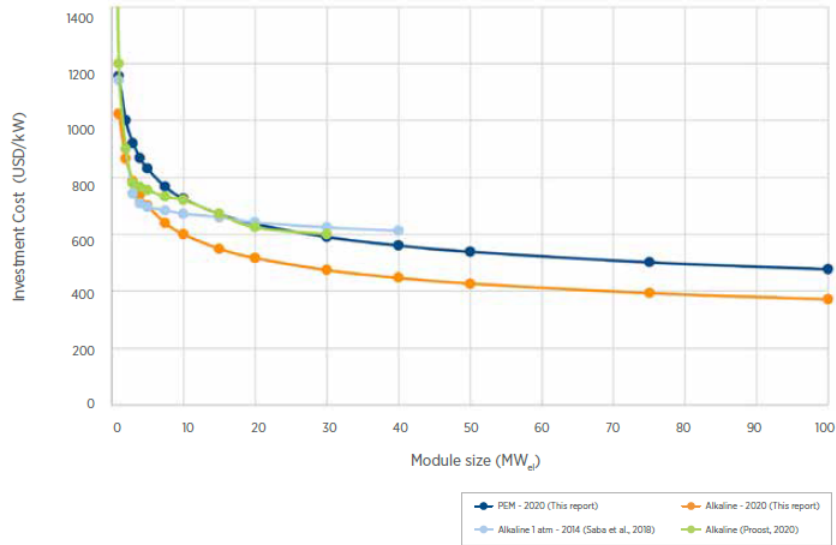


Figure 8. Typical system design and balance of plant for a PEM electrolyser.



	2020	Target 2050	R&D focus
PEM electrolyzers			
Nominal current density	1-2 A/cm ²	4-6 A/cm ²	Design, membrane
Voltage range (limits)	1.4-2.5 V	< 1.7 V	Catalyst, membrane
Operating temperature	50-80°C	80°C	Effect on durability
Cell pressure	< 30 bar	> 70 bar	Membrane, reversion catalysts
Load range	5%-120%	5%-300%	Membrane
H ₂ purity	99.9%-99.9999%	Same	Membrane
Voltage efficiency (LHV)	50%-68%	>80%	Catalysts
Electrical efficiency (stack)	47-66 kWh/Kg H ₂	< 42 kWh/Kg H ₂	Catalysts/membrane
Electrical efficiency (system)	50-83 kWh/Kg H ₂	< 45 kWh/Kg H ₂	Balance of plant
Lifetime (stack)	50 000-80 000 hours	100 000-120 000 hours	Membrane, catalysts, PTLs
Stack unit size	1 MW	10 MW	MEA, PTL
Electrode area	1 500 cm ²	> 10 000 cm ²	MEA, PTL
Cold start (to nominal load)	< 20 minutes	< 5 minutes	Insulation (design)
Capital costs (stack) minimum 1 MW	USD 400/kW	< USD 100/kW	MEA, PTLs, BPs
Capital Costs (system) minimum 10 MW	700-1400 USD/kW	< 200 USD/kW	Rectifier, water purification

Figure 26. Electrolyser investment cost as a function of module size for various technologies



En cuanto a los costos de inversión para el sistema de almacenamiento, estos se pueden obtener de [22], el cual considera el costo del recipiente y los costos de los equipos auxiliares para el balance de planta, que representan el 50% de los costos, estos se pueden obtener mediante la siguiente ecuación:

$$CAPEX_{almacenamiento} = 0.0015 * (P_{almacenamiento})^2 + 0.2521 * P_{almacenamiento} + 448.54 \quad (5.6)$$

donde,

$CAPEX_{almacenamiento}$: costo unitario de inversión de almacenamiento gaseoso [euros/kg]

$P_{almacenamiento}$: presión de almacenamiento

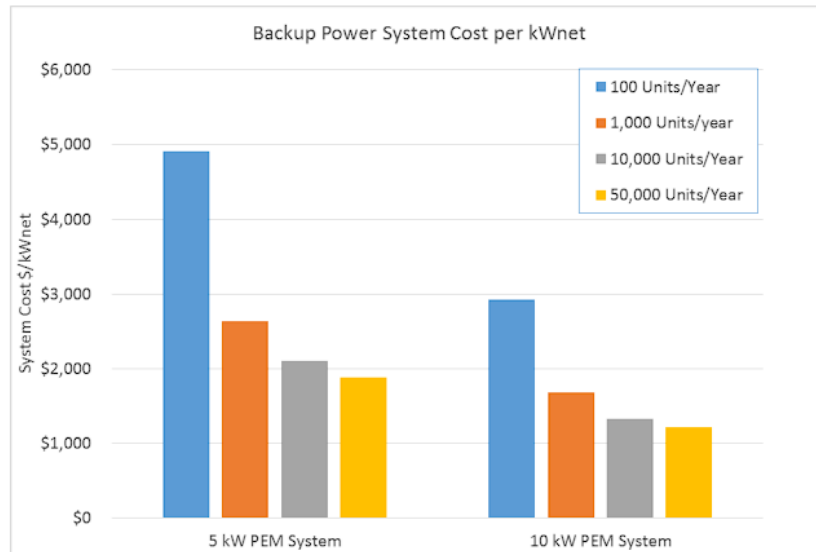
$$CAPEX_{almacenamiento} = 0,0015 * (35[bar])^2 + 0,2521 * 35 [bar] + 448,54 = 459,21 [euros /kg]$$

Luego se debe multiplicar por la cantidad de kg necesarios y transformar a [USD\$/kg], mediante el valor de conversión de 1 [USD\$] = 1,04 [euro], quedando en 477,46 [USD\$/kg]

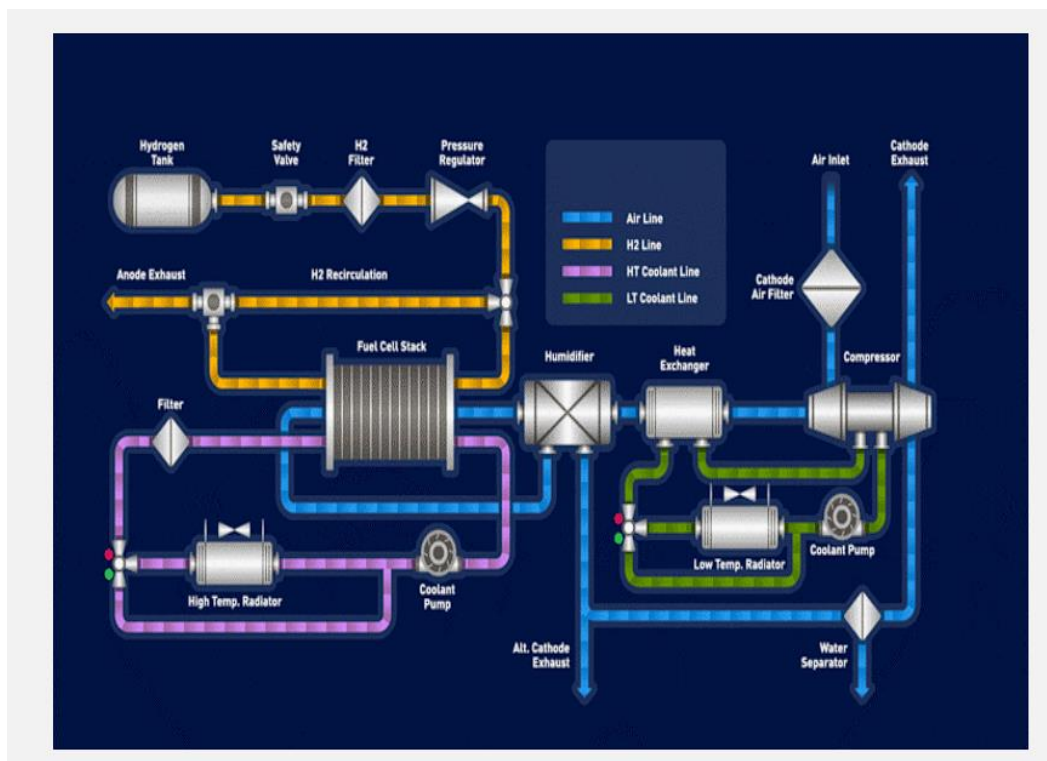
Análisis de costos de fabricación de Sistemas de pilas de combustible PEM para Energía de respaldo.

Battelle Memorial Institute, U.S. Department of Energy

Manufacturing Cost Analysis of PEM Fuel Cell Systems for 5- and 10-kW Backup Power Applications /
DOE Contract No. DE-EE0005250



➤ Balance de planta para celda de combustible



En cuanto a los costos de operación y mantenimiento para el electrolizador estos se estiman en un 3% del CAPEX según los datos entregados en la herramienta explorador de hidrogeno verde, del ministerio de energía, ya que dentro de este esta incluido el costo de operación del agua a utilizar en la producción de hidrogeno, para el OPEX del almacenamiento de hidrogeno se extrajeron datos de la “herramienta de evaluación técnico-financiera para proyectos de hidrogeno verde”, desarrollada por E2BIZ investigación , para la agencia alemana GIZ, la cual calcula los costos OPEX en un 2.5% del CAPEX del almacenamiento de hidrogeno, en cuanto a los costos de operación y mantenimiento de la celda de combustible se consideró el estudio [17], el cual estima en un 2% los costos OPEX, en base a la experiencia de los proyectos ejecutados por la empresa consultora.

A.14. Calculo LCOE sistemas híbridos.

Escenario 1:

datos	año	kWh/año	inversión [US\$]	OPEX diésel	OPEX fotovoltaico	OPEX electrolizador	OPEX almacenamiento	OPEX fuel cell	combustible [USD\$/año]	(1+r) ⁿ	Costos totales anuales	kWh/año	Horas de operación [h/año]	Combustible Utilizado [L/año]	precio combustible e [US\$/L]	total combustible [US\$]
Potencia	1	201.155.15	1.124.476	\$ 3.430	\$ 3.859	\$7.686	\$4.083	\$3.900	4.238	1.055	1.150.255	190.668	686	3.311	1.2800	4.238.1
Inversión	2	209.000.20	-	\$ 4.098	\$ 3.891	\$7.747	\$4.116	\$ 3.991	5.263	1.113	26.097	187.777	799	3995	1.2923	5.263.4
M&O	3	217.151.21	-	\$ 4.776	\$ 3.924	\$7.809	\$4.149	\$ 3.963	6.338	1.174	26.364	184.939	815	4.073	1.2985	6.338.0
Combustible	4	225.620.11	-	\$ 5.572	\$ 3.957	\$7.872	\$4.182	\$ 3.994	7.666	1.239	26.834	182.124	940	4.881	1.3069	7.666.4
Producción Energía	5	234.419.29	-	\$ 7.227	\$ 3.990	\$7.935	\$4.215	\$ 4.026	10.488	1.307	28.984	179.362	1.088	5.866	1.3156	10.488.1
Tasa Descuento	6	243.561.64	-	\$ 7.872	\$ 4.023	\$7.998	\$4.249	\$ 4.059	11.964	1.379	29.130	176.642	1.400	7.972	1.3258	11.964.0
Degradación Anual	7	253.060.55	-	\$ 8.654	\$ 4.057	\$8.062	\$4.283	\$ 4.091	13.533	1.455	29.340	173.963	1.513	9.024	1.3340	13.533.6
Ciclo de vida	8	262.929.91	-	\$ 9.506	\$ 4.091	\$8.127	\$4.317	\$ 4.124	15.382	1.535	29.678	171.325	1.650	10.144	1.3461	15.382.3
	9	273.184.17	-	\$ 10.344	\$ 4.125	\$8.192	\$4.352	\$ 4.157	17.252	1.619	29.906	168.727	1.798	11.427	1.3529	17.252.3
	10	283.838.36	-	\$ 11.272	\$ 4.159	\$8.257	\$4.387	\$ 4.190	19.430	1.708	30.322	166.168	1.941	12.752	1.3630	19.430.9
LCOE	11	294.908.05	114.760	\$ 12.448	\$ 4.194	\$8.323	\$4.422	\$ 4.223	21.884	1.802	30.555	163.648	2.117	14.255	1.3756	21.883.7
	12	306.409.47	-	\$ 13.661	\$ 4.229	\$8.390	\$4.457	\$ 4.257	24.749	1.901	31.424	161.166	2.299	15.908	1.3843	24.748.8
	13	318.359.44	-	\$ 15.256	\$ 4.264	\$8.457	\$4.493	\$ 4.291	28.419	2.006	32.497	158.721	2.503	17.878	1.3939	28.419.3
	14	330.775.45	-	\$ 16.887	\$ 4.300	\$8.525	\$4.529	\$ 4.326	32.255	2.116	33.468	156.314	2.773	20.388	1.4018	32.255.4
	15	343.675.70	133.487	\$ 18.408	\$ 4.336	\$8.593	\$4.565	\$ 4.360	36.222	2.232	34.747	153.944	3.045	23.010	1.4097	36.222.6
	16	357.079.05	-	\$ 20.195	\$ 4.372	\$8.662	\$4.601	\$ 4.395	40.462	2.355	35.108	151.609	3.293	25.695	1.4174	40.462.3
	17	371.005.13	-	\$ 22.021	\$ 4.409	\$8.731	\$4.638	\$ 4.430	45.100	2.485	35.950	149.310	3.584	28.547	1.4254	45.100.4
	18	385.474.33	-	\$ 23.680	\$ 4.446	\$8.801	\$4.675	\$ 4.466	49.887	2.621	36.604	147.045	3.877	31.640	1.4319	49.887.3
	19	400.507.83	-	\$ 23.869	\$ 4.483	\$8.871	\$4.713	\$ 4.501	50.081	2.766	34.899	144.815	4.136	34.839	1.4375	50.080.6
	20	416.127.64	-	\$ 23.822	\$ 4.520	\$8.942	\$4.750	\$ 4.537	51.521	2.918	33.619	142.619	4.095	35.665	1.4446	51.521.3
total		5.928.242,67	1.372.723,00	263.097,05	83.629,17	165.983,05	88.174,45	84.222,47	492.135,73	36,79	1.993.760,7	3.310.876,0				total [US\$]

Escenario 2:

datos	año	kWh/año	inversión [US\$]	OPEX diésel	OPEX fotovoltaico	OPEX BESS	OPEX electrolizador	OPEX almacenamiento	OPEX fuel cell	combustible [USD\$/año]	(1+r) ⁿ	Costos totales anuales	kWh/año	Horas de operación [h/año]	Combustible Utilizado [L/año]	precio combustible [US\$/L]	total combustible [US\$]
Potencia	1	201.155.15	989.800	\$ 540	\$ 3.859	\$ 1.596	\$1.890	\$979	\$1.300	716	1.055	1.000.113	190.668	108	599	1.2800	7.155.5
Inversión	2	209.000.20	-	\$ 1.053	\$ 3.891	\$ 1.609	\$1.905	\$987	\$ 1.310	1.347	1.113	10.874	187.777	169	803	1.2923	1.346.5
M&O	3	217.151.21	-	\$ 1.265	\$ 3.924	\$ 1.622	\$1.920	\$995	\$ 1.321	1.684	1.174	10.842	184.939	209	1.042	1.2985	1.684.1
Combustible	4	225.620.11	-	\$ 1.490	\$ 3.957	\$ 1.635	\$1.936	\$1.003	\$ 1.331	2.081	1.239	10.843	182.124	249	1.297	1.3069	2.080.6
Producción Energía	5	234.419.29	-	\$ 1.786	\$ 3.990	\$ 1.648	\$1.951	\$1.011	\$ 1.342	2.569	1.307	10.939	179.362	291	1.592	1.3156	2.569.4
Tasa Descuento	6	243.561.64	-	\$ 2.180	\$ 4.023	\$ 1.661	\$1.967	\$1.019	\$ 1.353	3.246	1.379	11.204	176.642	346	1.938	1.3258	3.246.5
Degradación Anual	7	253.060.55	-	\$ 2.559	\$ 4.057	\$ 1.674	\$1.983	\$1.027	\$ 1.364	3.987	1.455	11.447	173.963	419	2.488	1.3340	3.987.5
Ciclo de vida	8	262.929.91	-	\$ 2.939	\$ 4.091	\$ 1.688	\$1.998	\$1.035	\$ 1.375	4.826	1.535	11.697	171.325	488	2.899	1.3461	4.826.3
	9	273.184.17	-	\$ 3.443	\$ 4.125	\$ 1.701	\$2.014	\$1.043	\$ 1.386	5.820	1.619	12.064	168.727	556	3.585	1.3529	5.820.2
	10	283.838.36	-	\$ 4.029	\$ 4.159	\$ 1.715	\$2.031	\$1.052	\$ 1.397	7.051	1.708	12.547	166.168	646	4.302	1.3630	7.050.9
	11	294.908.05	-	\$ 4.673	\$ 4.194	\$ 1.728	\$2.047	\$1.060	\$ 1.408	8.468	1.802	13.084	163.648	750	5.175	1.3756	8.468.4
LCOE	12	306.409.47	-	\$ 5.371	\$ 4.229	\$ 1.742	\$2.063	\$1.069	\$ 1.419	10.050	1.901	13.646	161.166	863	6.156	1.3843	10.050.1
	13	318.359.44	-	\$ 6.024	\$ 4.264	\$ 1.756	\$2.080	\$1.077	\$ 1.430	11.692	2.006	14.121	158.721	984	7.260	1.3939	11.692.2
	14	330.775.45	-	\$ 6.782	\$ 4.300	\$ 1.770	\$2.096	\$1.086	\$ 1.442	13.502	2.116	14.640	156.314	1.095	8.388	1.4018	13.502.1
	15	343.675.70	30.309	\$ 7.597	\$ 4.336	\$ 1.784	\$2.113	\$1.095	\$ 1.453	15.563	2.232	15.512	153.944	1.223	9.632	1.4097	15.562.8
	16	357.079.05	-	\$ 8.289	\$ 4.372	\$ 1.799	\$2.130	\$1.103	\$ 1.465	17.740	2.355	15.666	151.609	1.359	11.040	1.4174	17.740.1
	17	371.005.13	-	\$ 9.105	\$ 4.409	\$ 1.813	\$2.147	\$1.112	\$ 1.477	20.126	2.485	16.174	149.310	1.471	12.516	1.4254	20.126.6
	18	385.474.33	-	\$ 10.071	\$ 4.446	\$ 1.828	\$2.164	\$1.121	\$ 1.489	22.828	2.621	16.764	147.045	1.603	14.119	1.4319	22.828.0
	19	400.507.83	-	\$ 10.151	\$ 4.483	\$ 1.842	\$2.181	\$1.130	\$ 1.500	22.916	2.766	15.983	144.815	1.759	15.942	1.4375	22.916.4
	20	416.127.64	-	\$ 11.547	\$ 4.520	\$ 1.857	\$2.199	\$1.139	\$ 1.512	26.950	2.918	17.042	142.619	1.985	18.656	1.4446	26.950.3
total		5.928.242,67	1.020.109,00	100.895,49	83.629,17	34.466,43	40.815,51	21.147,00	28.074,16	20.163,32	36,79	1.285.200,0	3.310.876,0				total [US\$]

A.15. Flujo de caja social sistemas híbridos.

Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ingresos										
Ingresos por ahorro combustible	\$	238.728	\$ 240.435	\$ 241.325	\$ 242.585	\$ 243.834	\$ 245.206	\$ 246.206	\$ 247.888	\$ 248.482
Venta energía	\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Valor social Diesel	\$	179.046	\$ 180.327	\$ 180.994	\$ 181.939	\$ 182.875	\$ 183.905	\$ 184.654	\$ 185.916	\$ 186.361
Egresos										
Costos O&M precio social H2V	\$	3.523	\$ 3.551	\$ 3.579	\$ 3.608	\$ 3.637	\$ 3.666	\$ 3.695	\$ 3.725	\$ 3.755
Costos O&M precio social PV+BESS	\$	4.494	\$ 4.960	\$ 5.171	\$ 5.394	\$ 5.677	\$ 6.044	\$ 6.398	\$ 6.753	\$ 7.212
Reposición de equipos	\$	-24.550								
Ing - Egre	\$	171.030	\$ 171.816	\$ 172.243	\$ 172.937	\$ 173.561	\$ 174.195	\$ 174.561	\$ 175.438	\$ 175.394
Valor residual										
Costo Terreno	\$	-37.962								
Depreciación	\$	43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163
Utilidad antes de impuestos	\$	127.867	\$ 128.653	\$ 129.080	\$ 129.774	\$ 130.398	\$ 131.033	\$ 131.398	\$ 132.276	\$ 132.232
Impuestos	\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad después de impuestos	\$	127.867	\$ 128.653	\$ 129.080	\$ 129.774	\$ 130.398	\$ 131.033	\$ 131.398	\$ 132.276	\$ 132.232
Inversión	\$	-800.739								
Flujo de caja	\$	-863.251	\$ 171.030	\$ 171.816	\$ 172.243	\$ 172.937	\$ 173.561	\$ 174.195	\$ 174.561	\$ 175.438

	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
\$	249.546	\$ 250.985	\$ 251.626	\$ 252.502	\$ 253.004	\$ 253.402	\$ 253.810	\$ 254.247	\$ 254.271	\$ 256.921	\$ 256.160
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	187.160	\$ 188.238	\$ 188.719	\$ 189.376	\$ 189.753	\$ 190.052	\$ 190.357	\$ 190.686	\$ 190.703	\$ 192.690	\$ 192.120
\$	3.785	\$ 3.815	\$ 3.846	\$ 3.876	\$ 3.907	\$ 3.939	\$ 3.970	\$ 4.002	\$ 4.034	\$ 4.066	\$ 4.099
\$	7.742	\$ 8.321	\$ 8.946	\$ 9.533	\$ 10.209	\$ 10.933	\$ 11.554	\$ 12.280	\$ 13.133	\$ 13.238	\$ 14.455
\$	175.633	\$ 176.103	\$ 175.928	\$ 175.967	\$ 175.636	\$ 175.180	\$ 174.833	\$ 174.404	\$ 173.537	\$ 175.386	\$ 173.566
											\$ 35.425
											\$ 37.962
\$	43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163	\$ 43.163
\$	132.470	\$ 132.940	\$ 132.766	\$ 132.804	\$ 132.474	\$ 132.017	\$ 131.671	\$ 131.241	\$ 130.374	\$ 132.224	\$ 130.404
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	132.470	\$ 132.940	\$ 132.766	\$ 132.804	\$ 132.474	\$ 132.017	\$ 131.671	\$ 131.241	\$ 130.374	\$ 132.224	\$ 130.404
\$	175.633	\$ 176.103	\$ 175.928	\$ 175.967	\$ 175.636	\$ 175.180	\$ 174.833	\$ 174.404	\$ 173.537	\$ 175.386	\$ 246.954

A.16. Costos sistemas de almacenamiento baterías 2030.

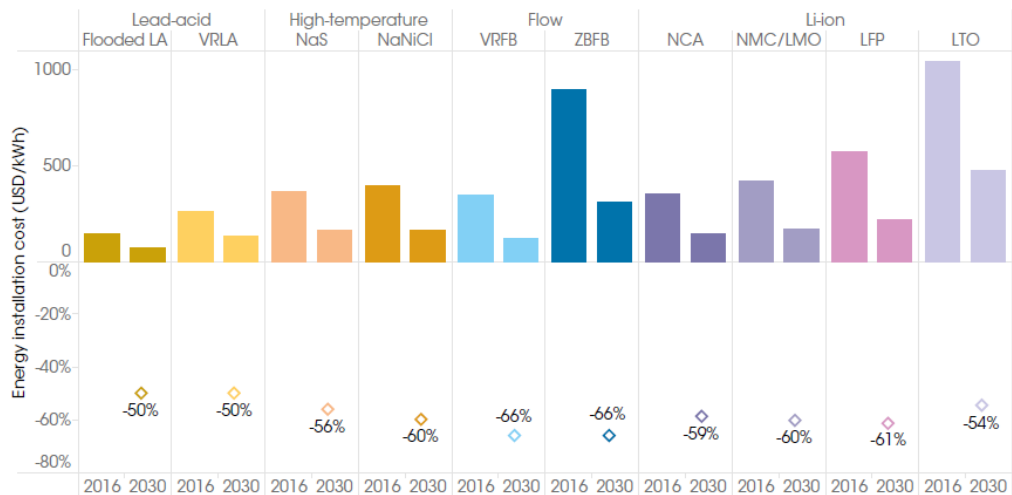


Fig. Potencial de reducción de costos de energía instalados en sistemas de almacenamiento de electricidad en baterías, 2016-2030. Fuente: [22]