



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA UNA CENTRAL DE GENERACIÓN DE
ENERGÍA MIXTA CON SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (SOLAR-EÓLICA) DEL
SEGMENTO PMGD**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

CRISTÓBAL JAVIER LARCO DARRIGRANDI

**PROFESOR GUÍA:
MANUEL DÍAZ ROMERO**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
GERARDO DÍAZ RODENAS
ANDRÉS CABA RUTTE**

**SANTIAGO DE CHILE
2020**

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE:** Ingeniero Civil Industrial
POR: Cristóbal Javier Larco Darrigrandi
FECHA: 22/01/2020
PROFESOR GUÍA: Manuel Díaz Romero

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA UNA CENTRAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA MIXTA CON BATERÍAS (SOLAR-EÓLICA) DEL SEGMENTO PMGD

El presente trabajo de título es desarrollado bajo el contexto de la descarbonización de la matriz energética de Chile, donde la creciente participación de las ERNC¹ durante la última década han jugado un rol fundamental para que se cumpla la meta de una generación carbono neutral para el año 2050. Sin embargo, la entrada de la energía eólica y fotovoltaica por sí sola causa un problema de intermitencia en la generación, que conlleva directamente a una deficiencia en la flexibilidad del sistema eléctrico, que si bien no es preocupante actualmente, en los próximos 15 a 20 años sí será, a menos que se tomen medidas que aplaquen este efecto.

Como objetivo general de la memoria se plantea realizar un estudio de prefactibilidad de una central de generación mixta de energía, en la que el mix tecnológico estará compuesto por paneles fotovoltaicos, energía eólica y un sistema de almacenamiento. El proyecto así para determinar si es posible obtener un mejor provecho de los recursos naturales en la Región del Bío-Bío, y obtener una mayor rentabilidad en comparación con tecnologías por sí solas, sin dejar de lado la posibilidad de subsanar la intermitencia de las fuentes de generación con el sistema de almacenamiento, disminuyendo el vertimiento de energía y las futuras rampas energéticas.

Dada la magnitud de la central (8.800 kW), esta se enmarca en el segmento de los PMGD², por lo que tiene la posibilidad de optar al régimen del Precio Nudo de Corto Plazo, el que se encuentra en un proceso de modificación, en el que se busca diferenciar la tarifa de la energía en bloques horarios de cuatro horas, desincentivando a la generación fotovoltaica debido a su perfil de generación. Ante lo descrito, el proyecto en cuestión se evalúa en distintos regímenes de precios: precio estabilizado (con y sin bloques horarios) y costo marginal de la energía con el objetivo de cuantificar el impacto de la modificación del sistema de tarifas, y también para dilucidar si el precio estabilizado entrega señales de mercado no concordantes con la realidad energética del país.

Después de optimizar las dimensiones de la planta con el *software* HOMER Pro, se realiza la evaluación económica para un periodo de 25 años, la optimización económica del proyecto y el análisis de sensibilidad se concluye que el proyecto puro que contempla una inversión inicial de \$ 9.368.118,63 USD no es rentable al utilizar la tasa de descuento del sector eléctrico (10%) obteniendo un VAN de -\$ 2.068.198,73 USD y una TIR del 5,31%. Sin embargo, al evaluar este mismo bajo un *project finance*, este pasa a tener un VAN positivo en todos los escenarios.

Finalmente, se concluye que el sistema de almacenamiento (ion-litio) no supone ningún aporte sustancial tanto a la homogenización de la curva de producción, como al aumento de la rentabilidad. Por lo que estos no tendrían incidencia alguna en subsanar los problemas de intermitencia y de rampas energéticas, a menos que el costo de la tecnología disminuya drásticamente, o las autoridades pongan incentivos para que los problemas de flexibilidad se aborden con la co-localización de los sistemas de almacenamiento y ERV³.

¹ Energías Renovables No Convencionales

² Pequeños Medios de Generación Distribuida

³ Energías Renovables Variables

*A mi familia, amigos y todas las personas
que me ayudaron y apoyaron.*

Tabla de contenido

1.	Introducción.....	1
1.1	Antecedentes generales.....	2
1.1.1	Agentes del mercado	2
1.1.2	Marco institucional.....	5
1.2	Diagnóstico e identificación de la oportunidad	6
2.	Objetivos y alcances	8
2.1	Objetivo general	8
2.2	Objetivos específicos	8
2.3	Alcances.....	8
3.	Metodología.....	10
4.	Marco teórico.....	12
4.1	Antecedentes y formulación	12
4.2	Proyección de la demanda	12
4.3	Proyección del precio	12
4.4	Recurso solar y eólico.....	13
4.5	Simulaciones y dimensionamiento	13
4.6	Evaluación técnico-económica	13
5.	Comercialización, tendencias del mercado y tarifas	15
5.1	Opciones de comercialización y tendencias del mercado	15
5.1.1	Regulaciones vigentes	15
5.1.2	Opciones de comercialización	17
5.1.3	Tendencias del mercado	17
5.2	Proyección de precios y demanda	19
5.2.1	Proyección de la demanda	19
5.2.2	Resultados proyección de demanda.....	20
5.2.3	Proyección de costos marginales	20
5.2.4	Proyección del Precio Nudo de Corto Plazo	21
5.2.5	Resultados proyección de Precio Nudo de Corto Plazo	22
6.	Situación actual y análisis de recursos	25
6.1	Situación actual de la generación y los sistemas de almacenamiento	25
6.1.1	Escenario global y local.....	25
6.1.2	Costo del almacenamiento y la energía	28
6.2	Ubicación geográfica.....	30

6.3	Análisis del recurso solar.....	31
6.4	Análisis del recurso eólico.....	32
7.	Equipos y simulaciones	34
7.1	Equipos	34
7.1.1	Módulos fotovoltaicos	34
7.1.2	Aerogeneradores	36
7.1.3	Sistema de almacenamiento.....	37
7.1.4	Inversor.....	39
7.2	Simulaciones y optimización técnica	40
7.2.1	Esquema y parámetros.....	40
7.2.2	Optimización técnica	41
8.	Evaluación económica.....	45
8.1	Ingresos.....	45
8.2	Costos	45
8.2.1	Inversión.....	45
8.2.2	Estructura de costos	47
8.3	Flujos de caja.....	48
8.4	Tasa de descuento.....	49
8.5	Indicadores de rentabilidad.....	50
8.6	Optimización del proyecto.....	51
8.6.1	Proyecto con financiamiento	51
8.6.2	Desfase temporal del proyecto	52
8.7	Análisis de sensibilidad	53
8.7.1	Proyecto puro.....	53
8.7.2	<i>Project finance</i>	55
9.	Conclusiones y recomendaciones	57
10.	Bibliografía.....	60
11.	Anexos.....	64
11.1	Anexo A: Ecuaciones Precio Nudo de Corto Plazo	64
11.1.1	Precio Básico de la Energía	64
11.1.2	Precio Medio Básico.....	64
11.1.3	Banda de Precio de Mercado	64
11.1.4	Precio de la potencia de punta	64
11.1.5	Precio de la Energía.....	65

11.2	Anexo B: Proyección del costo marginal en base mensual	66
11.3	Anexo C: Datos proyección Precio Nudo de Corto Plazo	67
11.4	Anexo D: Precio estabilizado por bloque horario	68
11.5	Anexo E: Coordenadas de los vértices de la macrozona	70
11.6	Anexo F: Valores asociados a los gráficos en el análisis del recurso solar	71
11.7	Anexo G: Radiación promedio para cada hora y mes	72
11.8	Anexo H: Velocidad del viento para cada hora y mes	73
11.9	Anexo I: Generación de energía	74
11.10	Anexo J: Detalle CAPEX por tecnología	75
11.11	Anexo K: Flujo de caja proyecto puro.....	76
11.12	Anexo L: Flujo de caja proyecto financiado	79

Índice de tablas

Tabla 1: Horarios propuestos para modificar el DS N°244 (Fuente: Borrador en consulta pública del Decreto Supremo N°244).....	16
Tabla 2: Resultados modelo precio estabilizado (Fuente: elaboración propia).....	22
Tabla 3: Precio Nudo de Corto Plazo por bloque horario (Fuente: elaboración propia a partir de información de la empresa)	23
Tabla 4: Sistemas BESS en Chile (Fuente: Coordinador).....	28
Tabla 5: Parámetros para el cálculo de LCOS (Fuente: Lazard, 2018).....	28
Tabla 6: Comparación tecnologías de almacenamiento (Fuente: Lazard, 2018)	28
Tabla 7: Comparación de tecnologías de generación (Fuente: Lazard, 2018)	29
Tabla 8: Subestaciones primarias de conexión (Fuente: Coordinador)	30
Tabla 9: Estadísticos de la altura del polígono (Fuente: NASA, NGA).....	31
Tabla 10: Estadística básica del viento en metros por segundo (Fuente: DGF-FCFM).....	33
Tabla 11: Eficiencia por tecnología (Fuente: Fraunhofer ISE, 2019)	35
Tabla 12: Características del sistema BESS (Fuente: Tesla).....	39
Tabla 13: Datos de entrada HOMER Pro (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)...	41
Tabla 14: Resultados simulación a precio estabilizado (Fuente: HOMER Pro)	42
Tabla 15: Vida útil de los activos (Fuente: SII).....	45
Tabla 16: Características de la central (Fuente: elaboración propia a partir de optimización)	46
Tabla 17: CAPEX del proyecto optimización sin bloques (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)	46
Tabla 18: CAPEX del proyecto optimización con bloques (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)	47
Tabla 19: OPEX del proyecto (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía y cotizaciones)	47
Tabla 20: Resumen comparativo flujos de caja (Fuente: elaboración propia)	48
Tabla 21: Valores usados en modelo CAPM (Fuente: Elaboración propia, Damodaran).....	50
Tabla 22: Selección de casos con mayor rentabilidad (Fuente: elaboración propia)	50
Tabla 23: Comparación proyecto puro y project finance (Fuente: elaboración propia).....	52
Tabla 24: Tabla comparativa desfase temporal del proyecto (Fuente: elaboración propia).....	53
Tabla 25: Sensibilización sobre la inversión (Fuente: elaboración propia).....	54
Tabla 26: Sensibilización sobre los precios de la energía (Fuente: elaboración propia).....	54
Tabla 27: Análisis de sensibilidad sobre el VAN (Fuente: elaboración propia)	55
Tabla 28: Sensibilización sobre el precio de la energía y la inversión en project finance (Fuente: elaboración propia).....	55
Tabla 29: Sensibilización tasa de descuento en project finance (Fuente: elaboración propia)	56

Tabla 30: Proyección Precio Nudo de Corto Plazo en USD (Fuente: elaboración propia)	67
Tabla 31: Precio estabilizado por bloque 2020-2045 (Fuente: elaboración propia a partir de información de la empresa)	69
Tabla 32: Coordenadas macrozona del proyecto (Fuente: elaboración propia)	70
Tabla 33: Valores promedio mensual de la insolación diaria (Fuente: DGF-FCFM)	71
Tabla 34: Promedio anual de la insolación diaria (Fuente: DGF-FCFM)	71
Tabla 35: Promedio de la radiación directa normal para cada hora y mes (Fuente: DGF-FCFM)	72
Tabla 36: Velocidad del viento para cada hora y mes (Fuente: DGF-FCFM)	73
Tabla 37: Detalle energía generada (Fuente: Simulación HOMER Pro)	74
Tabla 38: Desglose CAPEX - Solar fotovoltaico (Fuente: elaboración propia a partir de información empresa)	75
Tabla 39: Desglose CAPEX - Eólico (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)	75
Tabla 40: Desglose CAPEX - Costos comunes (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)	75
Tabla 41: Desglose CAPEX - Sistema BESS (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)	75
Tabla 42: Desglose CAPEX - Inversor (Fuente: cotizaciones)	75

Índice de gráficos

Gráfico 1: Capacidad instalada por tipo (Fuente: Energía abierta, CNE)	3
Gráfico 2: Evolución de la generación de energía (Fuente: Generadoras de Chile)	4
Gráfico 3: Proyección de la demanda y crecimiento del consumo (Fuente: Coordinador).....	18
Gráfico 4: Proyección de demanda de la VIII Región (Fuente: Coordinador).....	18
Gráfico 5: Costo marginal proyectado (Fuente: Coordinador).....	19
Gráfico 6: Proyección de demanda (Fuente: elaboración propia en base al Coordinador y CNE)	20
Gráfico 7: Proyección de demanda (Fuente: elaboración propia en base al Coordinador y CNE)	21
Gráfico 8: Proyección Precio Nudo de Corto Plazo (Fuente: elaboración propia).....	23
Gráfico 9: Precio estabilizado por bloque horario (Fuente: elaboración propia a partir de información de la empresa)	24
Gráfico 10: Capacidad Instalada ERNC/Almacenamiento (Fuente: ACERA)	25
Gráfico 11: PMGDs a Precio Estabilizado (Fuente: Solar Academy CIET-UAI)	26
Gráfico 12: Comparación generación energética por tecnología (Fuente: IEA, CNE, 2019)	26
Gráfico 13: Capacidad de almacenamiento por país (Fuente: IEA, 2019)	27
Gráfico 14: Distribución de la capacidad de almacenamiento (Fuente: IEA, 2019)	27
Gráfico 15: Promedio mensual de la insolación diaria (Fuente: DGF-FCFM)	31
Gráfico 16: Promedio anual de la insolación diaria (Fuente: DGF-FCFM).....	32
Gráfico 17: Comparación de la producción en distintas estructuras (Fuente: Wood Mackenzie)	36
Gráfico 18: Comparación de tecnologías de almacenamiento (Fuente: Centre for low carbon futures).....	38
Gráfico 19: Perfil anual de la generación fotovoltaica en kW (Fuente: Simulación HOMER Pro)	42
Gráfico 20: Perfil anual de la generación eólica en kW (Fuente: Simulación HOMER Pro)	43
Gráfico 21: Estado de carga porcentual del sistema de almacenamiento (Fuente: HOMER Pro)	43
Gráfico 22: Venta de energía en kW (Fuente: HOMER Pro).....	44
Gráfico 23: Compra de energía en kW (Fuente: HOMER Pro)	44
Gráfico 24: Proyección del costo marginal mensualmente (Fuente: Coordinador)	66

1. Introducción

El día 4 de junio del 2019 se presentó el plan “Energía Zero Carbón”, propuesta del gobierno de Chile que contiene los lineamientos principales para las acciones y planes que se desarrollarán en el país durante los próximos años. Dentro de las medidas que se tomarán está como eje clave el Plan de Descarbonización de la matriz energética de Chile, el cual pretende que el país esté descarbonizado (sin generación termoeléctrica, ni de carbón) el año 2040, y que para el año 2050 la generación de energía sea carbono neutral, avanzando a las energías limpias y renovables [1].

Luego, bajo el contexto de la Ruta Energética 2018-2022 se proponen siete ejes principales:

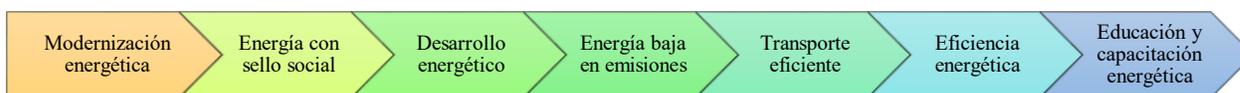


Figura 1: Ejes de la ruta energética 2018-2022 (Fuente: CNE, 2018)

Estos fueron desarrollados bajo la lógica de una adecuada integración de los tres pilares del desarrollo sostenible (ambiental, social y económico), para contribuir y lograr el desarrollo sostenible en el sector energético. Sin embargo, el presente trabajo de título contribuirá y estará alineado con el eje N°4: “Energía baja en emisiones”, el cual plantea diversificar y ampliar la matriz energética potenciando las energías locales, es decir, fomentar la generación distribuida y el autoconsumo.

Para que los objetivos y metas del eje sean cumplidas, es necesario mejorar continuamente la regulación y las normas asociadas a la generación distribuida, lo cual afecta directamente a los proyectos generación con energías renovables, especialmente a los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) [2]. Es por esto mismo que se debe tener una consideración especial en las modificaciones jurídicas que podrían enfrentar este tipo de proyectos para su evaluación técnico-económica, ya que además de cambiar las normas técnicas y los procedimientos para la conexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), también se propone modificar durante el año 2019 el precio estabilizado (Precio Nudo de Corto Plazo), régimen al que cualquier proyecto PMGD podría optar para la venta de la energía generada.

Además, bajo el contexto descrito anteriormente, las proyecciones sugieren un foco especial en la flexibilidad de la matriz eléctrica, ya que la desconexión de las centrales a carbón y termoeléctricas, junto con el ingreso de las Energías Renovables Variables (ERV), como la solar fotovoltaica o eólica, hacen que surja una fuerte preocupación ya que la variabilidad e intermitencia son factores que se correlacionan negativamente con la flexibilidad del sistema. El análisis prospectivo en el estudio “Desafíos Regulatorios de la Transición Energética: Flexibilidad en Sistemas Eléctricos” realizado por Valgesta y Colbún, indican que las rampas en la generación de energía iniciaron el año 2013-2014, lo que es consecuente con la entrada de las ERV en el sistema, y se especula que estas rampas podrían llegar a tener variaciones en magnitud cercanas a los 4.000 MW en una hora para el año 2030 en el caso que no se pongan los incentivos y regulaciones adecuadas para aliviar la matriz [3].

En vista de lo anterior, es necesario que además de cumplir la meta de llegar al año 2050 como un país carbono neutral, hay que proponer soluciones que contemplen la flexibilidad y estabilidad del sistema. Es por esto que se realizará un estudio de prefactibilidad para una central de generación de energía solar-eólica, junto con un sistema de almacenamiento emplazado en la VIII Región de Chile, la cual contribuirá en la generación distribuida de energía, y a su vez intentará subsanar los problemas de intermitencia que le quitan flexibilidad al sistema eléctrico.

Se destaca que dadas las características del proyecto, este corresponde al segmento PMGD debido a que tendría una potencia instalada menor a los 9.000 KW y las fuentes de generación son Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Gracias a esto, el proyecto tendrá la posibilidad de que la energía se venda bajo el régimen del precio estabilizado (PNCP⁴), o bajo el precio *spot*.

No obstante, para lograr íntegramente la evaluación de prefactibilidad del proyecto, es necesario tener una noción acabada de las distintas aristas y componentes del sector eléctrico, como cuáles son los agentes del mercado y a que segmento pertenece el proyecto, cuáles son las instituciones que interactúan en el sector junto con sus funciones, qué regulaciones y leyes son pertinentes a la evaluación de la central o intervienen en la generación de la energía, concluyendo con las posibles variaciones que podría tener.

Finalmente, a grandes rasgos, el proceso consiste en realizar un diagnóstico e identificar la oportunidad, junto con la formulación de este mismo, donde se declara el objetivo y alcances. El trabajo descrito está estructurado bajo un marco teórico, donde se abordan todos los puntos contenidos en el trabajo de título. Luego, se declara la metodología a seguir que contempla todos los puntos contenidos en el marco, continuando con un análisis de la comercialización de la energía, tendencias del mercado nacional e internacionalmente, culminando con la evaluación de prefactibilidad y las conclusiones y sugerencias.

1.1 Antecedentes generales

En primer lugar, para tener nociones que permitan aterrizar los datos sobre la generación de las distintas tecnologías en el país y el mundo, es relevante recalcar que la capacidad instalada del país es de 23.524,19 MW (mayo 2019) y su demanda máxima es de 10.694,4 MW, en un sistema que tiene una longitud de aproximadamente 3.100 kilómetros.

Por el lado del consumo de energía, Chile todavía presenta una gran brecha con respecto a los países desarrollados, ya que en los países miembros de la OCDE se consumen 8.081 kWh per cápita, y en Chile sólo 3.810 kWh per cápita [4].

1.1.1 Agentes del mercado

En el sector eléctrico está establecido según la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°4) que todas las inversiones deben ser realizadas por entidades privadas para favorecer la expansión y a los habitantes, por lo que el Estado sólo cumple funciones regulatorias, de fiscalización y planificación.

Los agentes principales del sector se dividen en cuatro segmentos: generación, distribución, transmisión y clientes libres o regulados donde estas cohabitan entre sí:

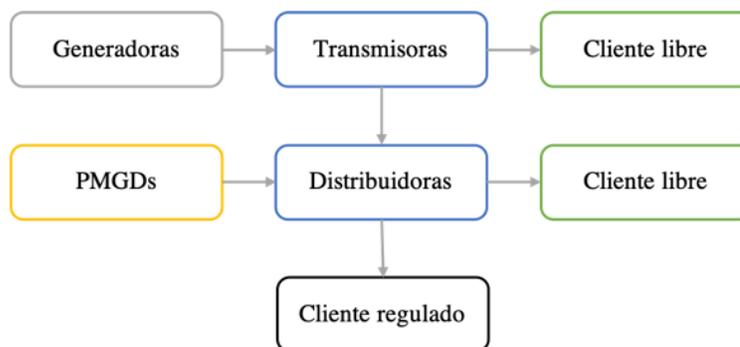


Figura 2: Esquema de interacciones de agentes del mercado (Fuente: CER)

⁴ Precio Nudo de Corto Plazo

Generación

Es un mercado competitivo donde los precios están contruidos en base al costo marginal de producción. La capacidad instalada de generación eléctrica neta para mayo del 2019 es de 23.524,19 MWs en todo el país, donde un 99,98% corresponde al SEN y el porcentaje restante corresponde al Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM) y al Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) [5].

Las fuentes de generación de energía del país se distribuyen de la siguiente forma según el tipo de energía:

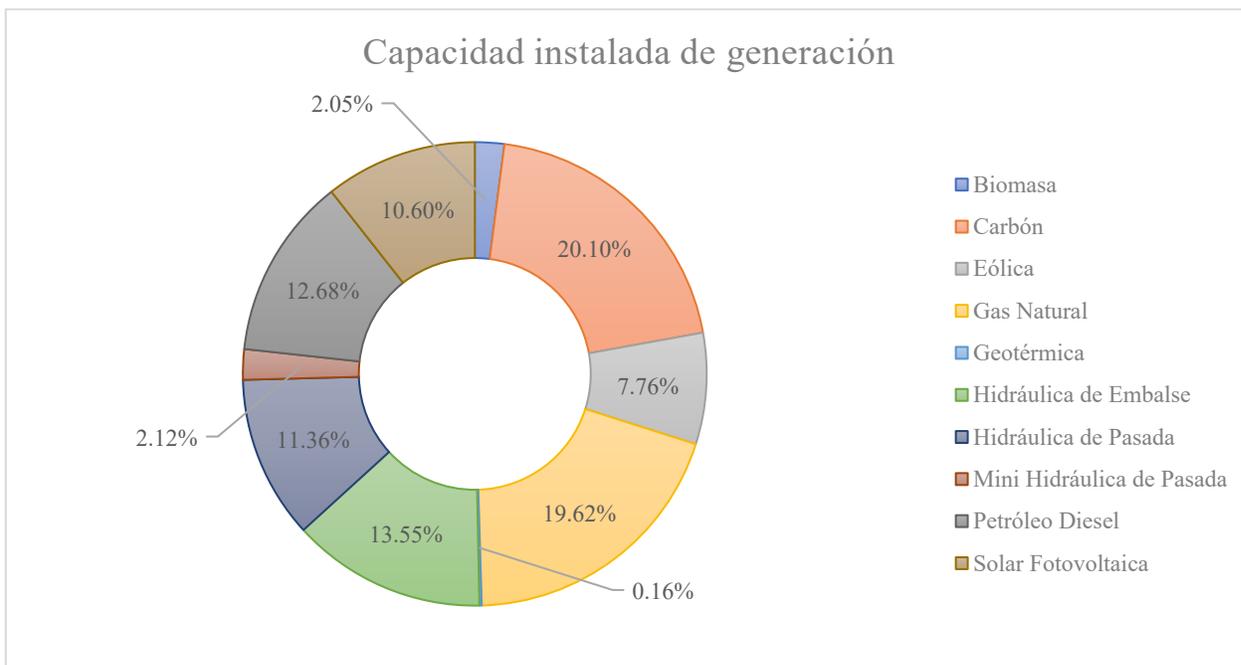


Gráfico 1: Capacidad instalada por tipo (Fuente: Energía abierta, CNE)

De manera agregada, las ERNC constituyen un 23% del segmento de generación. En el Gráfico 2 se observa la evolución de la cantidad producida de acuerdo al tipo de fuente en Chile; además de notar que la generación va aumentando, se ve el efecto del plan de descarbonización debido a que las fuentes convencionales van disminuyendo y las renovables aumentando [6].

⁵ La capacidad instalada neta no considera los sistemas de «Los Lagos» (7 MW) e «Isla de Pascua» (4 MW). Tampoco está incluida la central de Gas Natural localizada en Salta (Argentina), interconectada al SING (380 MW).

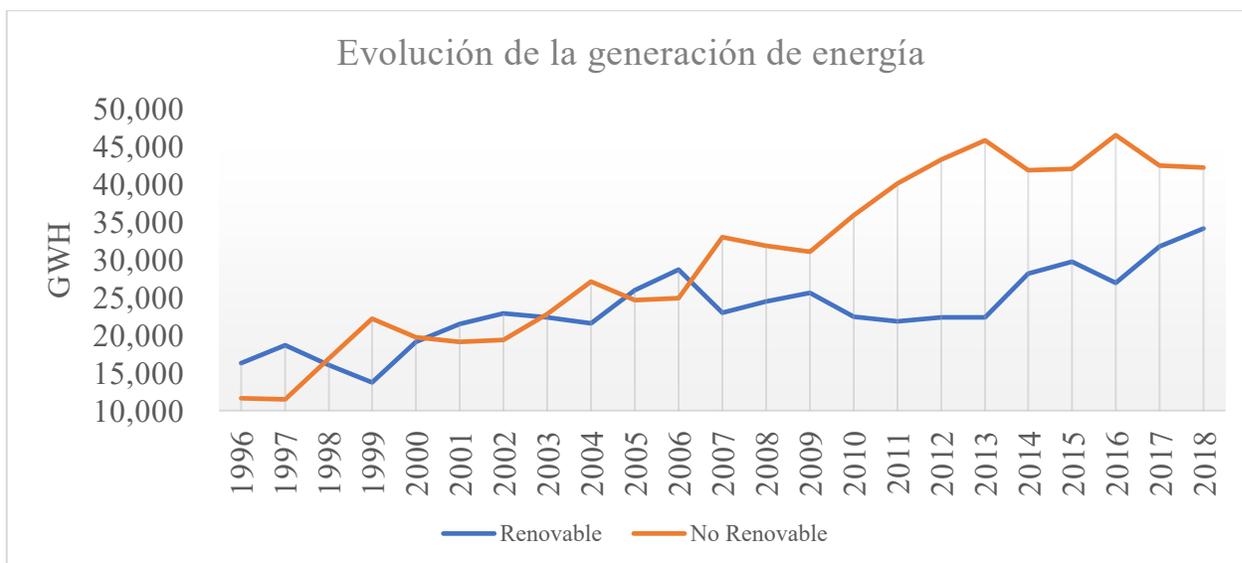


Gráfico 2: Evolución de la generación de energía (Fuente: Generadoras de Chile)

Distribución

Está conformado por las líneas, subestaciones y equipos que facilitan la distribución de la energía hasta el consumidor final. Estas empresas operan bajo concesiones con la obligación de proveer el servicio y cobrar por estos de acuerdo con las tarifas reguladas por la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Generalmente, las empresas de distribución compran energía a las empresas que operan en el segmento de la generación de energía bajo licitaciones públicas que deben ser aprobadas por la CNE. Al ser las empresas responsables de distribuir la energía desde los puntos de generación distribuida o las subestaciones hasta el consumidor, estas son dueñas de toda la infraestructura que permite esta transferencia, lo que quiere decir que una distribuidora no puede ser elegida por el consumidor. Además de ser dueños de la infraestructura, también son los responsables del mantenimiento, desempeño del sistema y lectura de los medidores.

Transmisión

En este segmento participan las empresas encargadas de transportar la energía desde los lugares donde hay excesos hasta donde hay déficit. Los pagos necesarios para el uso de estas líneas se denominan peajes y el monto de estos es fijado por la CNE.

El sistema de transmisión está subdividido en tres segmentos, dependiendo del nivel de tensión y la cantidad de flujo que tengan. En el Sistema de Transmisión Nacional la tensión debe ser mayor a 220 kV y debe haber un flujo bidireccional relevante, luego sigue el Sistema de Transmisión Zonal el que opera en un rango entre los 66 a los 110 kV, y finalmente está el Sistema de Transmisión Dedicado que opera en el mismo rango que el sistema anterior, pero estas líneas están destinadas a los clientes que no están sometidos a la regulación de precios.

Clientes

Se pueden identificar dos tipos de consumidores: en primer lugar, el cliente libre, donde la Ley dispone libertad de precio a los usuarios finales que tengan una potencia conectada mayor a los

5.000 kW tomando como supuesto que tienen una mayor capacidad de negociación, autogeneración o suministro directo desde las generadoras bajo un PPA⁶.

Por otro lado, el cliente regulado debe ceñirse al régimen de precios que determina la CNE en el periodo que corresponda, en caso de que la potencia instalada del cliente sea igual o inferior a los 5.000 kW. Sin embargo, en aquellos consumidores en que esta sea superior a los 5.000 kW pueden optar a qué régimen adscribirse por un periodo de cuatro años [7].

1.1.2 Marco institucional

A continuación, se describen las instituciones y organismos que participan en el ámbito político, de regulación y fomento de la actividad en el sector eléctrico:

Ministerio de Energía

Es el órgano superior del sector eléctrico, el cual tiene como objetivo principal la elaboración y coordinación de planes, políticas y normas que permitan el correcto funcionamiento y desarrollo del sector eléctrico con la finalidad de que los habitantes del país puedan acceder a la energía de forma segura y a precios razonables.

El ministerio pretende ampliar el enfoque al campo del conocimiento, desarrollo tecnológico e innovación, ya que no es suficiente remitirse sólo a la producción de energía. Como resultado de esto, el ministerio presentó la Ruta Energética que presenta un plan que comprende un periodo de tiempo entre el año 2018 y 2022 donde se abordan distintos ejes que apuntan a la sostenibilidad energética.

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Es un organismo fiscal, autónomo y descentralizado que se relaciona con el poder ejecutivo mediante el Ministerio de Energía. Éste se orienta principalmente al área técnica, de análisis de precios, tarifas y las normas que se deben acoger para participar en el sector.

Sus funciones están divididas en cuatro puntos principales los cuales persiguen el análisis técnico de la estructura, nivel de precios y tarifas; fijación de normas técnicas y de calidad; monitoreo y proyección del sector, y finalmente asesorar al gobierno en las materias que se vinculen con el sector.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Es una agencia pública que fiscaliza el mercado energético de Chile, cuya misión es vigilar que las personas cuenten con productos, servicios seguros y de calidad en los sistemas de electricidad y combustible. Sus principales facultades son fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, dictar reglas y normas, otorgar concesiones, resolver conflictos y aplicar multas en los casos que se considere adecuado.

Coordinador Eléctrico Nacional

Es una corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y duración indefinida el cual entró en vigor el día 1 de enero del año 2017, en vista de la interconexión del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SIC y CDEC-SING respectivamente).

⁶ *Power Purchase Agreement*

Este no forma parte de la administración del Estado. Se caracteriza por ser una corporación técnica e independiente, con el objetivo de preservar la seguridad del servicio eléctrico, garantizar la operación más económica y el acceso abierto conforme a la ley.

1.2 Diagnóstico e identificación de la oportunidad

La principal motivación para realizar la evaluación de prefactibilidad del proyecto es que se busca aumentar la rentabilidad del tipo de proyectos, mediante un aumento de la cantidad de energía producida, ya que con un sistema de generación mixta se podría producir una mayor cantidad de energía durante las horas solares, además de seguir inyectando antes y después de estas horas, gracias a los aerogeneradores y posiblemente a los sistemas de almacenamiento.

En el marco del aumento de la rentabilidad, también resulta interesante determinar si se puede producir un incremento de esta gracias a la modificación del DS N°244, ya que esta propone bloques horarios donde se produciría una diferenciación de precios, que tendría como efecto una menor recaudación de dinero por unidad de energía generada durante las horas solares en comparación con el resto del día, por lo que sería idóneo inyectar fuera del horario de generación fotovoltaica.

Con respecto al futuro de las energías limpias dentro del país, en el seminario “Desafíos Regulatorios de la Transición Energética: Flexibilidad y Almacenamiento” realizado por Colbún y Valgesta se plantean preocupaciones sobre la flexibilidad del sistema eléctrico, dado que las proyecciones realizadas por la consultora sugieren que a medida que se descarboniza la matriz del país, se va a ir produciendo un fenómeno que disminuye la flexibilidad del sistema debido a las ERV y la intermitencia en su generación, generando rampas del orden de los 6,500 MW en periodos de 4 horas para el año 2030. Es por esto, que este proyecto supone un gran potencial en términos estratégicos y de innovación, puesto que le quitaría estrés a las líneas de transmisión y a los servicios complementarios desde el segmento de la distribución. Sin embargo, para que esto sea posible, las autoridades ya están trabajando en cómo dar las señales económicas adecuadas para que este tipo de proyectos sean más atractivos y no supongan un aumento significativo de los costos.

Luego, desde la perspectiva de la generación distribuida también supone un aporte, ya que la generación en este segmento produce beneficios como el aumento de la mano de obra de una forma más descentralizada, entrega oportunidades de crecimiento a las PYMEs que están en el entorno del proyecto, mejora la calidad del servicio de las distribuidoras, disminuye las pérdidas eléctricas y las líneas de distribución se van haciendo más robustas a medida que existan más proyectos debido a que el reforzamiento de estas es de carácter privado, al igual que con las subestaciones, sin embargo, el procedimiento para estas últimas es más largo debido a que se tiene que presentar en el Plan de Expansión.

Finalmente, con respecto a la demanda y los precios, se estima un aumento en el consumo de energía de forma global a nivel país, la cual es proporcional con el incremento que habrá de manera local en la región del Bío-Bío, tanto en el sector industrial como residencial, por lo que se puede deducir que sí hay demanda suficiente para el proyecto, especialmente porque las ERNC tienen prioridad en el despacho de energía.

Referente al precio de la energía, se proyecta un alza del costo marginal en todas las líneas de transmisión que transitan por la región, lo que propone un escenario favorable, ya que el mercado *spot* se torna más atractivo, y como el precio estabilizado se construye en base a este y la demanda, posiblemente también se encuentre al alza, sobre todo después de la ligera caída que podría tener

el año 2022-2023 una vez que se renueven las licitaciones de mayor antigüedad que bordean los 100,00 USD/MWh y deberían disminuir.

2. Objetivos y alcances

2.1 Objetivo general

Realizar un estudio de prefactibilidad para una central de generación de energía mixta (solar-eólica) del segmento PMGD con un sistema de almacenamiento en la Región del Bío-Bío.

2.2 Objetivos específicos

A partir del objetivo general mencionado, se determinan los siguientes objetivos específicos que permiten el cumplimiento de este:

1. Llevar a cabo un diagnóstico que incluya la regulación actual y los futuros cambios que esta tenga para los proyectos de generación en el segmento PMGD.
2. Evaluar la prefactibilidad técnica del proyecto, considerando la localización, dimensión y distintos equipos de cada componente en la producción de energía.
3. Analizar la estructura de ingresos del proyecto, contrastando los distintos regímenes al que se puede adscribir la central.
4. Realizar una evaluación económica y analizar los indicadores de rentabilidad para evaluar la prefactibilidad del proyecto.

2.3 Alcances

El objetivo de la memoria reside en determinar en una etapa previa, sin consumir muchos recursos, si los proyectos de esta naturaleza son factibles en la zona que se propone. Es por esto, que se revisarán cuáles serán los alcances que tendrá el estudio.

La evaluación será realizada en un sector acotado como se muestra en la Ilustración 1, en las cercanías de la zona sur de la ciudad de Los Ángeles, Región del Bío-Bío. Los criterios de dicha selección radican en que primero, el lugar de empalme no es decisivo, ya que cualquier punto de dicha zona se conecta a las subestaciones aledañas, las cuales responden al mismo nudo, por ende, al mismo precio estabilizado (Charrúa 220 kV). Luego, debido a la modificación de la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) no es posible recibir más información sobre los alimentadores en esta etapa, ya que esta se recibe junto con la respuesta del formulario F3 (Solicitud de Conexión a la Red), en la que es requisito tener una declaración jurada que indica que el terreno será arrendado o comprado para realizar el proyecto. Finalmente, la radiación solar es homogénea dentro del sector demarcado, al igual que la velocidad del viento basándose en un promedio anual, por lo que la producción se mantiene estática dentro del polígono.

Para el análisis y medición de la radiación solar se usará el Explorador Solar del Departamento de Geofísica de la FCFM, y se complementará con el de la NASA: *Prediction of Worldwide Energy Resources*. Con respecto al análisis del potencial eólico, se utilizará el Explorador Eólico de la Universidad de Chile. Ambos recursos, tanto solar como eólico, serán medidos y analizados de esta forma debido a la limitación temporal de la memoria, la falta de los equipos necesarios y por la distancia entre la casa de estudios y el emplazamiento del proyecto.

Debido al cambio vigente en la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO) que regula a los PMGD, se considerará un precio de mercado para los estudios de flujo, de cortocircuito y de potencia que se hacen en la red y como resultado de estos se tomará un costo aproximado para los refuerzos de los alimentadores. Tampoco será considerado el aumento de capacidad de la subestación debido a que se debe presentar ante el Plan de Expansión previo a cualquier modificación.

De acuerdo con la regulación sobre el terreno, se considerará sólo el costo de un catastro minero, ya que es necesario para que el contrato de uso de suelos sea bancable en caso de que sea más conveniente hacer un *project finance* con una institución bancaria. En el área ambiental se tiene en cuenta un costo asociado a un estudio agrológico para el Informe Favorable de Construcción, el cual es necesario para que el terreno pase de ser agrícola a industrial.

Con respecto a las fuentes de ingreso, para la venta de energía se evaluará sólo el Precio Nudo de Corto Plazo y mercado *spot*. Sin embargo, para la venta de potencia, como esta representa un porcentaje muy bajo del ingreso, y teniendo en cuenta que este tipo de proyectos ERV no se enfoca en la venta de potencia debido a las características del recurso primario, sólo se tomará en cuenta el Precio Básico de Potencia de Punta.

3. Metodología

La metodología propuesta para el estudio de prefactibilidad sigue el siguiente esquema:

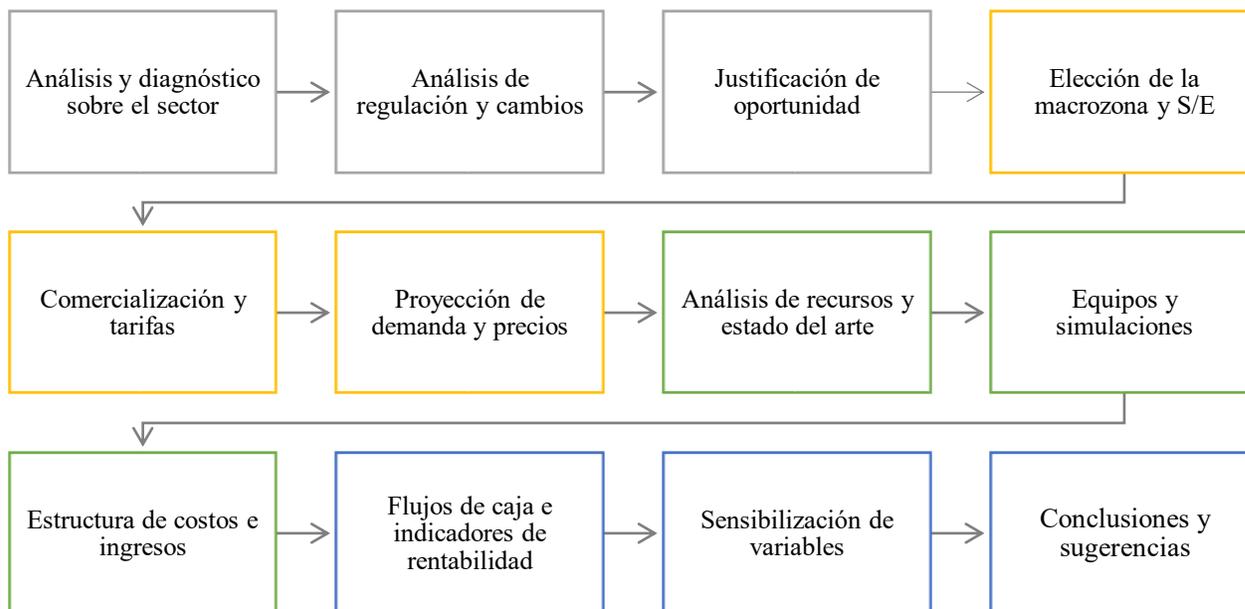


Figura 3: Metodología del trabajo de título (Fuente: elaboración propia)

En la figura se pueden distinguir cuatro ejes principales. En el primero, se realizará un análisis y diagnóstico del contexto actual de las ERNC, en particular en el segmento de generación PMGD, dilucidando cómo interactúan los agentes del mercado, quienes son los actores relevantes que intervienen tanto en el sector en general, como el segmento, y luego se procederá a hacer un análisis sobre las regulaciones vigentes y cuáles son los posibles cambios que estas podrían enfrentar en el corto-mediano plazo. Para lograr esto, se efectuarán entrevistas a expertos en el sector junto con actividades complementarias como seminarios y presentaciones sobre el sector energético del país. Finalmente, este concluye con un diagnóstico de carácter más global y la justificación de la oportunidad que se aborda en el presente trabajo de título.

Luego, dada la complejidad del Sistema Eléctrico Nacional, la heterogeneidad de costos marginales a lo largo del país y los recursos naturales, se hace necesario acotar el proyecto a una macrozona mediante la recopilación de datos relevantes como las características principales de la localidad, las subestaciones (S/E) cercanas, a que barra (o línea de transmisión) se conectan, cuál es la zona de consumo más cercana, la geografía del lugar, entre otras. Con esta ya seleccionada, se procederá a analizar cómo se comporta la demanda y los distintos regímenes de precios concluyendo esta etapa con la proyección de estos.

Ya finalizada la etapa anterior, se realizará un análisis de los recursos naturales con las herramientas que se plantean en el marco teórico 4.4 Recurso solar y eólico, para luego realizar un estudio acabado de la situación actual en el segmento de la generación, principalmente con respecto a las tecnologías implementadas tanto de forma local como global, y también estudiando cuáles son los costos de cada tecnología, solar, eólica y de los distintos tipos de sistemas de almacenamiento. Con lo anterior en consideración, se analizarán las fuentes de generación disponibles para utilizar, y cuáles son las más convenientes según las características del proyecto, qué estructuras son necesarias para montar los equipos, y los demás elementos que se podrían considerar dentro del

BoS7. Después, se realizarán las simulaciones considerando los parámetros obtenidos de los *brochures* de los equipos seleccionados, los costos obtenidos para cada tecnología y los parámetros entregados por los exploradores del Departamento de Geofísica de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Finalmente, este eje del trabajo termina con la definición de la estructura de costos, donde se cuantificará la inversión (CAPEX), costos operacionales (OPEX) y de mantenimiento (O&M). Por otro lado, se continuará con la determinación del régimen al que se adscribirá el proyecto.

Además del valor que tienen las simulaciones para hacer la proyección de los ingresos y determinar el rendimiento de la central, esta también tiene un valor extra desde la perspectiva de lo técnico, ya que la propuesta tiene el factor innovador al ser una central de generación mixta con sistema de almacenamiento. Teniendo esto en cuenta, es importante declarar que la maximización de la producción y una rentabilidad positiva es lo que prima dentro de las simulaciones, sin embargo, posiblemente habrá *trade-offs* en los que se podría tener que disminuir una o más características del proyecto con el fin de que este cumpla con su propuesta de valor: producir energía limpia, aportar flexibilidad al sistema y ser una ERV que minimice la contribución a las rampas que se proyectan.

En el último eje, se realizará el flujo de caja del proyecto puro, se determinará la tasa de descuento para este y se calcularán los indicadores de rentabilidad (TIR, VAN y *payback period*). Posterior a esto, se optimizará el proyecto desde dos aspectos, la primera será el apalancamiento bajo el concepto de un *project finance* para observar qué mejoras pueden tener los indicadores, y luego un desfase temporal del proyecto con el mismo propósito. Por último, se realizará un análisis de sensibilidad sobre las variables más relevantes para culminar con las conclusiones y sugerencias que se pueden extraer del trabajo realizado.

Finalmente, se enfatiza en que la metodología propuesta sigue un orden lineal debido al orden lógico sobre cómo se plantea la evaluación del proyecto, y también debido a que en algunos pasos se requieren antecedentes que se recopilan previamente. Sin embargo, parte importante de la evaluación y del valor de esta reside en la iteración sobre más de uno de los puntos planteados en la figura.

4. Marco teórico

A continuación, se presentan los principales aspectos teóricos para la comprensión de la memoria, en base al análisis de la bibliografía consultada.

4.1 Antecedentes y formulación

Para los antecedentes relevantes y formulación se realizará un análisis PESTEL, el cual identifica los factores del entorno general que van a afectar al proyecto. En el ámbito político, se contemplará la información que pueda dar una noción sobre la vulnerabilidad de la regulación vigente ante los cambios que se contemplan actualmente. En el ámbito económico se estudiarán las cifras y tendencias asociadas al sector eléctrico, como el precio de la energía, la demanda y los actores que influyen en esto. Luego, en el análisis tecnológico se detallará el avance que tienen los equipos durante los últimos años como los inversores, sistemas de almacenamiento, paneles fotovoltaicos y aerogeneradores.

A raíz de las últimas noticias sobre las propuestas de cambio del régimen del precio estabilizado de la energía, será necesario realizar una serie de entrevistas a autoridades o expertos en el tema, con el fin de obtener mayor claridad sobre el futuro del régimen tarifario en la generación de energía.

4.2 Proyección de la demanda

En esta etapa del trabajo de título se considerarán distintas fuentes para la construcción y proyección de la curva de demanda de la línea de transmisión de Charrúa 220 kV. En primer lugar, se utilizarán los datos del Informe Técnico Definitivo para la Fijación del Precio Nudo de Corto Plazo del segundo semestre del año 2019, los cuales están mensualmente en GWh hasta el año 2030. De forma complementaria, para un periodo de tiempo más prolongado (hasta el 2037) se consideran los datos de la Propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión 2018 del Coordinador Eléctrico Nacional donde se utilizan dos modelos que se hacen converger [8].

4.3 Proyección del precio

Para construir la proyección del precio estabilizado (Precio Nudo de Corto Plazo), se tomarán las siguientes consideraciones:

El precio estabilizado de la energía es fijado por la CNE y este se constituye de diversas componentes [9]:

- **Precio Básico de la Energía (PBE):** Corresponde al promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo.
- **Precio básico de la potencia de punta:** Es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del SEN considerando las unidades generadoras más económicas durante la demanda máxima.
- **Precio Medio Básico (PMB):** indica el costo promedio de un kWh considerando el pago por potencia que se debe realizar.
- **Precio Medio de Mercado (PMM):** se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la CNE, abordando una ventana de cuatro meses.
- **Banda de Precio de Mercado (BPM):** Dispone la diferencia porcentual entre el PMB y el PMM como se plantea en el Decreto N°86 del año 2013.

- **Precio Medio Teórico (PMT):** Es el cociente entre la facturación teórica de todos los suministros de potencia y energía no sometidos a regulación de precios y el total de la energía asociada a estos suministros.

Con respecto a los cambios de tarificación que podría sufrir el decreto en cuestión, se realizarán entrevistas a actores relevantes dentro del sector, junto con el análisis del borrador propuesto para la modificación de este entregado en la Contraloría General de la República de Chile [10]. En base a lo anterior, el cambio que tendrá el sistema de tarifas se traduce en que el precio estabilizado será dividido en seis bloques horarios de cuatro horas cada uno.

La principal diferencia con el modelo actual es que se considerará la variación del costo marginal durante las horas del día y el precio estabilizado cambiará proporcionalmente para cada bloque como se plantea en la Tabla 1.

Finalmente, para el cálculo del Precio Estabilizado se sigue el mecanismo que plantea la CNE en el Decreto N°86 y el borrador de la modificación del Decreto Supremo N°244 [9] [10]. Las ecuaciones asociadas a este se pueden revisar en el Anexo A: Ecuaciones Precio Nudo de Corto Plazo

4.4 Recurso solar y eólico

Las herramientas que se utilizarán para obtener los datos de los recursos de la zona seleccionada se describen a continuación:

- **Explorador Eólico – Universidad de Chile:** Presenta un mapa completo de los vientos a lo largo de todo el país y permite realizar simulaciones numéricas de Arica a Chiloé. Las simulaciones son realizadas usando el método WRF (*Wheater Research and Forecasting*). El explorador fue diseñado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, por encargo del Ministerio de Energía y GIZ.
- **Explorador Solar – Universidad de Chile:** Al igual que el explorador eólico, fue diseñado y encargado por las mismas instituciones. Este permite comparar el recurso solar a lo largo de todo el país, y también permite la estimación de la generación de un sistema fotovoltaico en distintos grados de complejidad.
- **NASA *Surface meteorology and Solar Energy*:** Se utilizará como complemento a los datos anteriores. Contiene los promedios mensuales en un periodo de 22 años para la radiación solar y 10 años para el recurso eólico.

4.5 Simulaciones y dimensionamiento

Para determinar el diseño y la dimensión del proyecto se utilizará el software HOMER (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*), el cual está orientado a los sistemas híbridos. Este permite simular distintas combinaciones de los equipos que se deseen considerar, y además optimiza las cantidades de equipos tomando en cuenta variables como el precio de la energía, costo de los equipos, tasa de descuento y los recursos energéticos de la zona geográfica.

Este mismo software tiene la facultad de hacer un análisis de sensibilidad con respecto a los precios, costos, recursos, entre otros, por lo que no se descarta su utilización en la evaluación económica o análisis de sensibilidad [11].

4.6 Evaluación técnico-económica

En esta es primordial la identificación de los distintos costos y de que naturaleza son. Luego, se determinará el costo de capital previo a la puesta en marcha, durante el proyecto y la magnitud del capital de trabajo.

Con los costos ya identificados, se procederá determinando cuáles son los beneficios del proyecto en base a las simulaciones y las proyecciones realizadas sobre el precio estabilizado de la energía y costo marginal, para luego construir el Flujo de Caja del proyecto puro. Con respecto a los indicadores de rentabilidad, en las evaluaciones para las ERNC, el indicador más utilizado es la Tasa Interna de Retorno (TIR). Sin embargo, para obtener información adicional se va a hacer uso del Valor Actual Neto (VAN) y el *payback period* que indica en cuánto tiempo se recuperará la inversión.

$$VAN = -I_0 \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+r)^i}$$

Ecuación 1: VAN

$$VAN = -I_0 \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

Ecuación 2: TIR

Para la definición de la tasa de descuento se utilizará la del sector [12], y de manera complementaria se calculará con el modelo CAPM el cual responde a la siguiente ecuación:

$$E(r_i) = r_f + \beta_{im}(E(r_i) + r_m)$$

Ecuación 3: CAPM

Donde $E(r_i)$ corresponde al retorno esperado del activo i , en este caso la tasa de descuento esperada para el proyecto. Luego, β_{im} representa el riesgo del activo i con respecto al del mercado y finalmente, r_m y r_f corresponden al rendimiento del mercado y a un activo libre de riesgo respectivamente.

5. Comercialización, tendencias del mercado y tarifas

En este apartado se exponen las opciones de comercialización a las cuales puede optar un proyecto de generación en el segmento de distribución, particularmente los que están regulados por el Decreto Supremo N°244. En primer lugar, se analizarán las regulaciones vigentes, y luego las tendencias del mercado: por una parte, se analizará la proyección realizada por el Coordinador para el SEN de forma global, y luego se desagregará por región, con el fin de cuantificar cómo impacta este crecimiento del sistema en la zona donde será emplazado el proyecto. Complementario al análisis previo, se analizará la proyección del costo marginal realizado por el mismo organismo. Finalmente, se realizará una estimación de las variables principales necesarias para construir el precio estabilizado bajo la metodología propuesta anteriormente para cada una de estas, las cuales serán proyectadas hasta el año 2045 para evaluar el proyecto en un horizonte temporal de 25 años.

5.1 Opciones de comercialización y tendencias del mercado

5.1.1 Regulaciones vigentes

En este apartado se visitarán todas las leyes y decretos que afecten al proyecto, junto a las modificaciones más recientes e importantes del sector eléctrico en general. Cabe destacar que hay una diferencia sustancial en el peso específico que tiene una ley en comparación con un decreto: la primera debe pasar por el poder legislativo para ser aprobada, y el decreto sólo pasa por el poder ejecutivo. Lo anterior tiene como resultado que hay una mayor incertidumbre legislativa al momento de evaluar el proyecto debido a que los requerimientos para modificarlo -como se está haciendo actualmente- son menores. Además de acarrear esta dificultad, hace que las instituciones bancarias sean más aversas a financiar proyectos que estén regulados por un decreto.

Ley 19.940 (Ley Corta I)

Busca la mejora de los sistemas de tarificación en el segmento de la transmisión e incentiva un trato igualitario para las ERNC. Establece la exención del pago de peajes de transmisión para las centrales generadoras del segmento PMGD y la exención parcial para los Medios de Generación No Convencionales (MGNC). También creó el Panel de Expertos que resuelve controversias y permite que la CNE sea quien determine las inversiones necesarias para el transporte.

Ley 20.018 (Ley Corta II)

Tiene como objetivo incentivar la inversión en el mercado de la generación. Establece que los distribuidores deben tener un contrato de suministro con los clientes regulados bajo licitaciones públicas. Los precios son libres, se establecen márgenes con respecto a una banda que no puede excederse en un 15% a 20% dependiendo del caso.

Ley 20.257 (Ley ERNC)

Establece que los generadores con una capacidad instalada mayor o igual a los 200 MW tengan la obligación de generar al menos un 5% de la energía que venden con ERNC. Esta ley entró en vigor el año 2007 y tiene un aumento progresivo del porcentaje hasta llegar a un 10% al año 2024.

Ley 20.698 (Ley 20-25)

Es una ley de fomento de las ERNC que establece como meta que un 20% de la generación debe ser con este tipo de energías para el año 2025.

DS N°244

Reglamento para MGNC, PMGD y PMG establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos. La nueva versión del decreto estuvo en un periodo de consulta pública hasta el día 19 de agosto de

2019 debido a que se solicitó su modificación. El motivo principal de esta es por el Precio Nudo de Corto Plazo o precio estabilizado.

Los principales argumentos que respaldan la solicitud de este cambio es que hay una constante discusión en torno a si los que se adscriben a este régimen están siendo subsidiados, o si simplemente es una compensación bidireccional. Sin embargo, independiente de la verdadera naturaleza de esto, el factor más importante es que este precio entrega malas señales de mercado donde, no se incorpora el riesgo de comercialización, o se le está entregando un incentivo a las principales causas de las rampas de energía, las cuales se van a seguir pronunciando en un futuro si no se toman las medidas pertinentes.

Dicha propuesta consiste en modificar el precio estabilizado de la energía pasando de tener una tarifa fija durante las 24 horas del día a la creación de seis bloques horarios de cuatro horas:

Bloque	Horario
1	00:00 – 03:59
2	04:00 – 07:59
3	08:00 – 11:59
4	12:00 – 15:59
5	16:00 – 19:59
6	20:00 – 23:59

Tabla 1: Horarios propuestos para modificar el DS N°244 (Fuente: Borrador en consulta pública del Decreto Supremo N°244)

La incorporación de estos bloques horarios permitiría que haya una menor distorsión en las señales que entrega el precio con respecto al comportamiento del mercado, de tal modo que las ERV se puedan incorporar a la matriz de una forma costo-eficiente. Finalmente, cabe destacar que se diseñó de esta manera para que el precio sea menor durante las horas solares con el fin de disminuir los incentivos a esta tecnología y apuntar en dirección a la neutralidad tecnológica.

Finalmente, los otros cambios que se proponen tienen el fin de agilizar y lograr que el proceso para concebir y conectar un proyecto sea más eficiente. Las medidas que se contemplan son las siguientes:

- El interesado que presente una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) deberá pagar un 20% de los estudios pertinentes por adelantado.
- El Informe de Criterios de Conexión (ICC) de un PMGD de impacto no significativo será de 9 meses.
- La ICC de un PMGD de impacto significativo pero menor a 3 MW tendrá una vigencia de 12 meses.
- La ICC de los PMGD que no clasifiquen en ninguno de los criterios anteriores tendrá una vigencia de 18 meses.
- Durante la vigencia de la ICC la empresa deberá informar a la distribuidora el avance del cronograma: tramitación ambiental, permisos sectoriales, entre otros.

Decreto N°86

Reglamento para la fijación del Precio Nudo de Corto Plazo.

Ley 20.936 (Ley de Transmisión)

Publicada el día 20 de julio del año 2016, esta ley introdujo cambios significativos en la Ley General de Servicios Eléctricos, donde entre los más relevantes, se presenta la introducción del Coordinador Eléctrico Nacional (de ahora en más “Coordinador”) en reemplazo de los CDEC, un cambio de nomenclatura en los sistemas de transmisión y el traspaso de todos los costos que tenga este sistema a los clientes finales (libres o regulados). Además, se incorporó un nuevo sistema de compensaciones por las indisponibilidades de suministro que se produzcan en zonas de generación o transmisión, permitiéndose que se cumplan los estándares establecidos en la normativa eléctrica. Finalmente, para los Servicios Complementarios (SS.CC) la CNE determina anualmente, luego de una propuesta del Coordinador, cuales son los requerimientos del sistema eléctrico, la definición de los SS.CC y sus categorías vía resolución exenta, para que la implementación de estos sea licitada.

5.1.2 Opciones de comercialización

Los ingresos en la actividad de generación de energía para los proyectos PMGD se pueden dividir en dos partes: recibir pagos por la venta de energía, y por otro lado, por la venta de potencia.

En el caso de la venta de energía se puede optar a cuatro regímenes de precios:

- 1. Costo marginal o mercado *spot*:** El intercambio de energía entre generadoras, ya sea excedentario o deficitario, se tranza al costo marginal horario de corto plazo. Este se determina con el costo variable de la última unidad generadora que pueda satisfacer un aumento en la demanda. Lo anterior se basa en la maximización del beneficio de la empresa cuando está bajo competencia perfecta, donde se tiene que el precio (P) es igual al ingreso marginal (IMg), y bajo las condiciones de primer orden se cumple que el IMg es igual al costo marginal (CMg) [13].
- 2. Precio estabilizado o Precio Nudo de Corto Plazo:** Es un precio fijo que se calcula semestralmente en los meses de abril y octubre según lo que se declara en el Decreto N°86 y es publicado en el Diario Oficial. En mayo del 2019 se anunció el cambio de este régimen, buscando incorporar seis bloques horarios de cuatro horas al día, teniendo precios diferenciados para cada uno de ellos, con el fin de que durante las horas solares y de menor demanda el precio sea más bajo.
- 3. Cliente libre:** El precio de venta de energía es fijado entre el generador y el consumidor. Generalmente mediante contratos o *Power Purchase Agreements* (PPAs).
- 4. Instalación compartida:** Conjunto compuesto por las instalaciones de consumo de un cliente y un PMGD, que se empalman al sistema de distribución.

Por otro lado, se obtendrán ingresos por la venta de potencia de manera mensual. Para esto existen dos regímenes: vender bajo el Precio Básico de la Potencia de Punta, el cual es definido por la CNE y se calcula en base a los costos de inversión de una central a gas. De manera alternativa, al igual que en la venta de energía, se puede optar a firmar un contrato con un cliente libre donde el precio es determinado por el generador y el cliente.

5.1.3 Tendencias del mercado

Para determinar las tendencias del mercado se utilizarán las proyecciones realizadas por el Coordinador, las cuales fueron realizadas para la Propuesta del Plan de Expansión de la Línea de Transmisión 2018.

La demanda estimada y el crecimiento comprendida desde el 2018 hasta el 2017 se puede observar en el siguiente gráfico [14]:

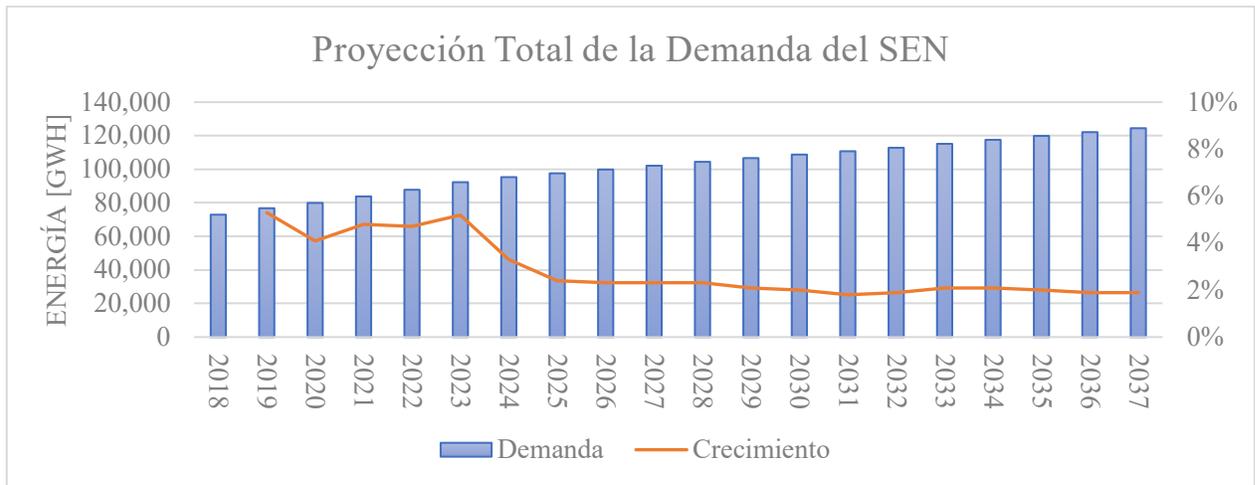


Gráfico 3: Proyección de la demanda y crecimiento del consumo (Fuente: Coordinador)

Desagregando el gráfico anterior en una unidad más pequeña se observa que la tendencia es similar para la VIII Región, tanto en el segmento residencial como industrial [14].

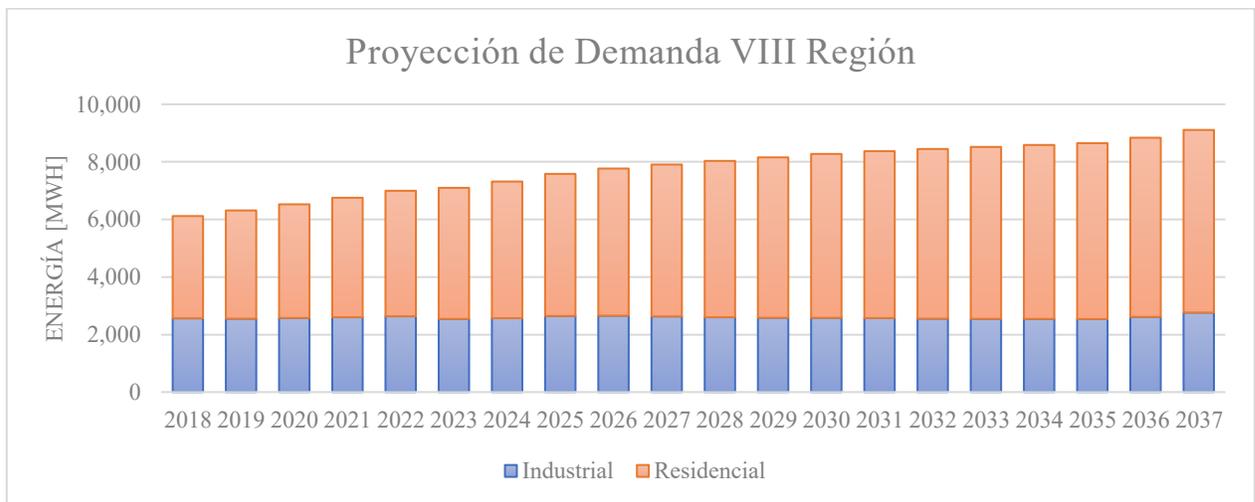


Gráfico 4: Proyección de demanda de la VIII Región (Fuente: Coordinador)

Con respecto al costo marginal, se realizan proyecciones que comprenden el mismo espacio temporal, y se distinguen los valores para cada línea de transmisión. Para ver la variabilidad que hay dentro de cada año visitar el Anexo B: Proyección del costo marginal en base mensual [15].

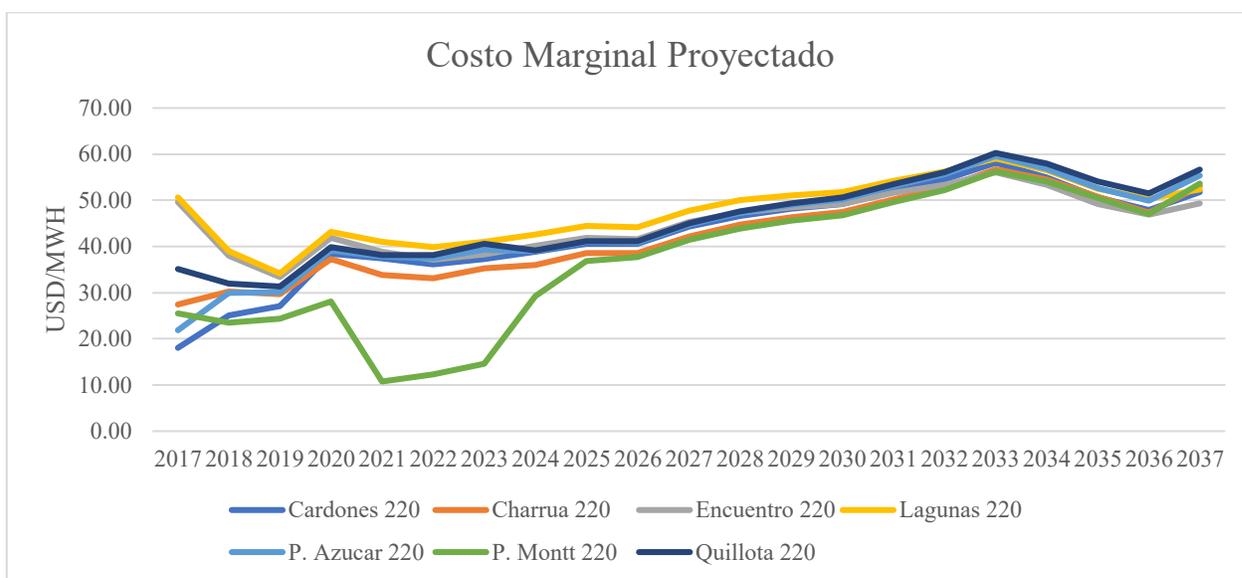


Gráfico 5: Costo marginal proyectado (Fuente: Coordinador)

Posterior al análisis de los gráficos anteriores, se infiere que tanto la proyección de la demanda como la del costo marginal van al alza. Esto apunta a un escenario favorable para la generación de energía, debido a que las ERNC tienen prioridad para la inyección de energía en el sistema, las posibilidades de que la red esté saturada disminuyen, y finalmente, frente al aumento del costo marginal se supone un mayor nivel de ingreso manteniendo las otras variables estáticas.

Sin embargo, dado el hecho que estas proyecciones abarcan un rango de tiempo muy extenso, las autoridades indican que existen altas probabilidades de que el pronóstico se desvíe o sea más inexacto de lo esperado. Pese a eso, es un ejercicio del cual no se puede prescindir, dado que es necesario tener al menos una orientación y plantear un escenario base, sujeto a correcciones con el transcurso del tiempo.

5.2 Proyección de precios y demanda

5.2.1 Proyección de la demanda

Para la proyección de la demanda de la línea de transmisión Charrúa 220 kV, se utilizan los mismos datos con los que la CNE elaboró el Informe Técnico Definitivo para la Fijación del Precio Nudo de Corto Plazo del segundo semestre del año 2019 los cuales están mensualmente en GWh hasta el año 2030.

El método por seguir para proyectar la demanda en el periodo comprendido entre el año 2030 y 2037 se describe a continuación:

- En primer lugar, se considera la proyección realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para la propuesta de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional 2018.
- Debido a que la información está agregada por región y año desde el 2030 al 2037, se procedió calculando la tasa de crecimiento anual para la VIII Región.
- Con la tasa ya calculada se procede a multiplicarla por los datos de demanda mensuales del último año del Informe Técnico Definitivo 2019-2, obteniendo como resultado la proyección mensual de la demanda para el nudo Charrúa 220 kV hasta el año 2037.
- Finalmente, para los años restantes en los que se evalúa el proyecto, se realiza una línea de tendencia polinomial sobre la serie de tiempo que ya se ha construido con las bases de datos

ya mencionadas, de la cual se obtiene una tasa de crecimiento y se repite el procedimiento realizado anteriormente.

5.2.2 Resultados proyección de demanda

Los resultados obtenidos en este ejercicio se muestran en el siguiente gráfico:

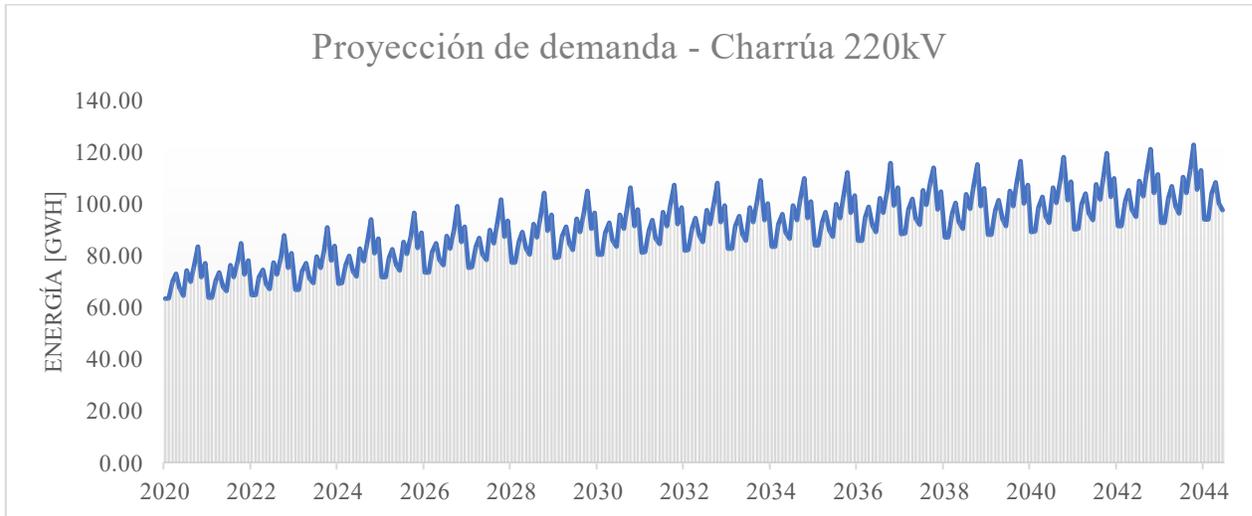


Gráfico 6: Proyección de demanda (Fuente: elaboración propia en base al Coordinador y CNE)

Para estimar los años comprendidos entre el 2037 y 2044, se realizó una línea de tendencia polinomial de grado 3 ($R^2 = 0,994$) sobre los datos obtenidos del Coordinador y el Informe Técnico Definitivo para el precio estabilizado de la CNE que sigue la siguiente ecuación:

$$y = 0,2006x^3 - 10,881x^2 + 298,01x + 5.758$$

Ecuación 4: Polinomio grado 3 para proyección de demanda (Fuente: elaboración propia)

5.2.3 Proyección de costos marginales

Entre el año 2020 hasta el 2030, al igual que para la demanda, se consideraron los datos utilizados en el Informe Técnico Definitivo de la CNE publicado durante el mes de octubre del año 2019. Luego, para el 2031 hasta el 2037 se utilizaron los datos que proyecta el Coordinador Eléctrico Nacional, los cuales están desagregados por cada línea de transmisión.

Para los años restantes hasta el 2045, se proyecta la línea de tendencia con un polinomio grado 6 con un ajuste $R^2 = 0,9108$ que sigue la siguiente fórmula:

$$y = -1 \cdot 10^{-5}x^6 + 0,0008x^5 - 0,0209x^4 + 0,2354x^3 - 0,7772x^2 - 1,2529x + 47,074$$

Ecuación 5: Polinomio grado 6 para proyección del CMg (Fuente: elaboración propia)

Una vez realizada la proyección anual para dichos años, se tomaron los datos preexistentes para determinar un patrón de comportamiento del costo marginal durante los meses del año. Así se pondera la proyección anual obtenida con el fin de reproducir un perfil mensual obteniendo los siguientes resultados:

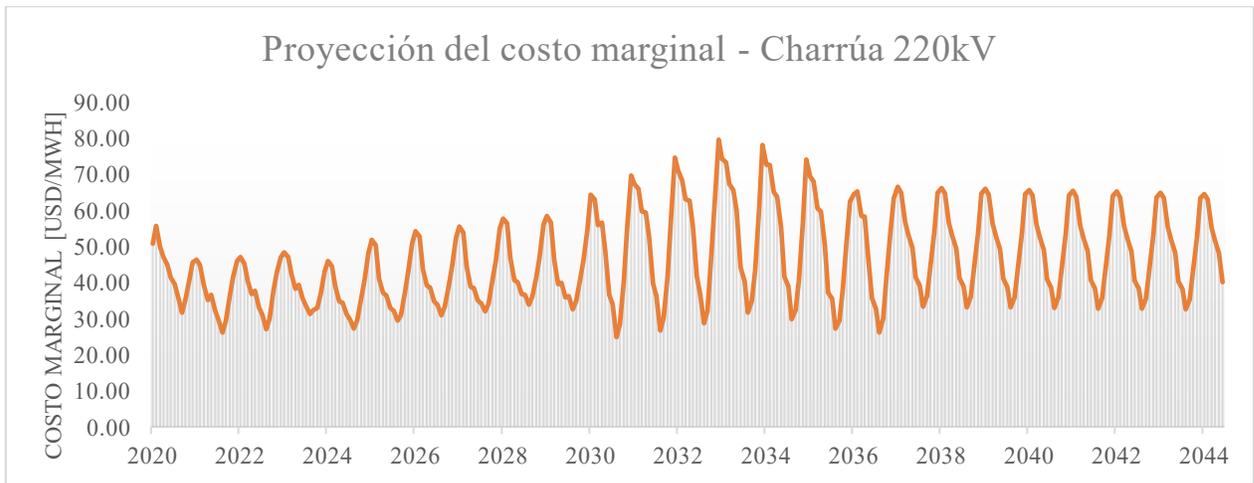


Gráfico 7: Proyección de demanda (Fuente: elaboración propia en base al Coordinador y CNE)

5.2.4 Proyección del Precio Nudo de Corto Plazo

En este apartado se describe el procedimiento que se siguió para proyectar la demanda del PNCP. Primero, se necesitan como insumos principales el costo marginal de la barra de interés y la demanda asociada a esta. A partir de estos, se calcula el Precio Básico de la Energía (PBE), el cual se expresa en CLP/kWh. Con esto ya resuelto, junto con el Precio Básico de Potencia y el Factor de carga del SEN (F_c) se calcula el Precio Medio Básico (PMB).

$$PMB = PBE + \frac{P_{pot}}{\frac{8760}{12} \cdot F_c}$$

Ecuación 6: Precio Medio Básico (Fuente: CNE)

Después, una vez ya obtenido el PMB se calcula la diferencia porcentual entre esta variable y el Precio Medio de Mercado (PMM), la cual se ingresa en la siguiente función para obtener la Banda de Precio de Mercado (BPM):

$$BPM = \begin{cases} 5\%; & \left| \frac{\Delta PMB}{PMM\%} \right| < 30\% \\ \frac{2}{5} \cdot \left| \frac{\Delta PMB}{PMM\%} \right| - 2\%; & 30\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM\%} \right| < 80\% \\ 30\%; & 80\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM\%} \right| \end{cases}$$

Ecuación 7: Banda de Precio de Mercado (Fuente: CNE)

Como se puede observar, la BPM tomará distintos valores dependiendo en qué rango de la función por partes esté el valor absoluto de la diferencia porcentual calculada anteriormente.

Con la Banda de Precio de Mercado ya definida se obtendrán las cotas superior e inferior de la BPM que sigue las siguientes ecuaciones:

$$Cota Superior BPM = PMM (1 + BPM)$$

Ecuación 8: Cota superior BPM (Fuente: CNE)

$$Cota Inferior BPM = PMM (1 - BPM)$$

Ecuación 9: Cota inferior BPM (Fuente: CNE)

Luego, se calcula el Precio Medio Teórico (PMT), el cual corresponde a la suma de la Remuneración Transmisión Nacional y Zonal (RTNZ) y el Precio Medio Básico. Con esto ya calculado (PMT), se evaluará si está dentro de las cotas de la BPM; si se encuentra dentro de estas, el PMT será igual al $PMT_{ajustado}$, sino tomará el valor de la cota más cercana.

$$PMT_{ajustado} = \begin{cases} 1; & C.I BPM \leq PMT \leq C.S BPM \\ C.S BPM; & PMT > C.S BPM \\ C.I BPM; & PMT < C.I BPM \end{cases}$$

Ecuación 10: Precio medio teórico ajustado (Fuente: CNE)

Por último, se calcula un Factor de Ajuste de la BPM como un *proxy* del modelo propuesto en la regulación:

$$Factor\ de\ Ajuste\ de\ la\ BPM = \begin{cases} 1; & PMT = PMT_{ajustado} \\ \frac{PMT_{ajustado} - \frac{P_{pot}}{8760} - RTNZ}{\frac{12}{12} \cdot F_c}; & PMT \neq PMT_{ajustado} \end{cases}$$

Ecuación 11: Factor de ajuste de la banda de precios de mercado (Fuente: CNE)

Donde finalmente el valor del precio estabilizado se obtiene del producto entre el Factor de Ajuste de la BPM y el Precio Básico de la Energía:

$$PE = PBE \cdot Factor\ de\ Ajuste\ de\ la\ BPM$$

Ecuación 12: Precio estabilizado (Fuente: CNE)

5.2.5 Resultados proyección de Precio Nudo de Corto Plazo

Validación del modelo

Con el fin de validar el modelo propuesto, se tomaron los datos del Informe Técnico Definitivo de abril y octubre del año 2019, ya que se publican todas las variables que se deben considerar: costo marginal, demanda, precio básico de la energía, y precio estabilizado.

Los datos que se consideraron fueron los que se utilizan para el cálculo del precio estabilizado para el nudo Quillota 220 kV, donde en primer lugar se corroboró el procedimiento del cálculo precio básico de la energía, el cual coincide exactamente. Posterior a esto, se tomaron todos los parámetros que están en el informe para ingresarlos en el modelo llegando a los siguientes resultados:

Quillota 220 kV	Precio Nudo [CLP/kWh]	Precio Nudo modelo [CLP/kWh]	Error porcentual
Abril 2019	47,31	47,09	0,46%
Octubre 2019	45,75	45,59	0,34%

Tabla 2: Resultados modelo precio estabilizado (Fuente: elaboración propia)

Proyección Precio Nudo sin bloques horarios

Después de calcular el precio básico de la energía (PBE) hasta el año 2045, estos datos se ingresan al modelo planteado para estimar el Precio Nudo de Corto Plazo obteniendo los siguientes resultados:



Gráfico 8: Proyección Precio Nudo de Corto Plazo (Fuente: elaboración propia)

Los datos proyectados se pueden examinar en el Anexo C: Datos proyección Precio Nudo de Corto Plazo.

Proyección Precio Nudo con bloques horarios

Para determinar el precio estabilizado por bloque se recoge el resultado obtenido anteriormente, el cual es utilizado como el precio estabilizado promedio para cada periodo. Luego, este es ponderado por un factor que permite construir la diferenciación por bloque como se muestra a continuación:

BLOQUE	HORARIO	PE POR BLOQUE [USD/kWh]	DIFERENCIA [%]
1	0:00 a 3:59	\$0,0602	111,11%
2	4:00 a 7:59	\$0,0602	111,11%
3	8:00 a 11:59	\$0,0487	89,98%
4	12:00 a 15:59	\$0,0487	89,98%
5	16:00 a 19:59	\$0,0519	95,85%
6	20:00 a 23:59	\$0,0552	101,87%

Tabla 3: Precio Nudo de Corto Plazo por bloque horario (Fuente: elaboración propia a partir de información de la empresa)

En la Tabla 3 se pueden observar los precios definidos para cada bloque y la variación porcentual con respecto a la media calculada para ese periodo (0,054 USD/kWh), estos también se pueden ver ilustrados en el siguiente gráfico, donde se reconoce una penalización durante las horas en las que los paneles fotovoltaicos pueden producir energía.

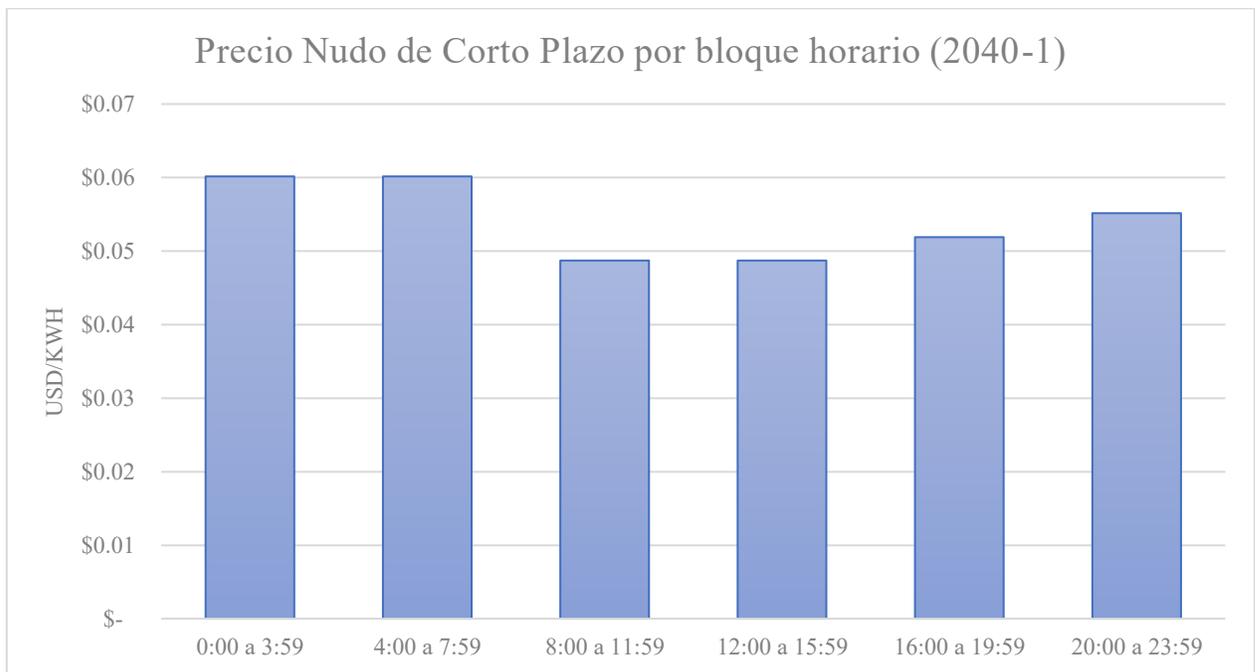


Gráfico 9: Precio estabilizado por bloque horario (Fuente: elaboración propia a partir de información de la empresa)

Con respecto a la variabilidad entre los distintos semestres en el que el proyecto se evalúa, se puede distinguir una tendencia clara en la que se van acentuando las diferencias entre los bloques horarios. A medida que el tiempo transcurre se observa que los precios en los primeros dos bloques (i.e madrugada), tienen un aumento aproximado de un 13% desde el 2020 al 2045. Luego, los bloques en que hay radiación solar el precio disminuye cerca de un 17%, y para los dos restantes una disminución del 7% y un aumento del 1% respectivamente, pronunciando la convexidad de la curva. Los precios calculados para cada bloque en cada semestre se detallan en el Anexo D: Precio estabilizado por bloque horario.

6. Situación actual y análisis de recursos

6.1 Situación actual de la generación y los sistemas de almacenamiento

A continuación, se presenta detalladamente la condición actual a nivel país de manera general desde distintas perspectivas; capacidad instalada de energías renovables no convencionales, cantidad de proyectos PMGD bajo el régimen de precio estabilizado, potencia instalada desagregada por tipo de energía, y una radiografía sobre la generación de ERNC y sistemas de almacenamiento tanto en Chile como el resto del mundo.

Después, se exponen los costos de cada tecnología bajo el concepto de *Levelized Cost of Energy (LCOE)*, herramienta que permite analizar los proyectos de generación y llevarlos a una unidad común para facilitar su comparación. Esta depende proporcionalmente a la vida útil del proyecto de generación e inversamente proporcional a la cantidad de energía generada durante la vida útil del proyecto. De manera análoga, para los sistemas de almacenamiento se utiliza el concepto de *Levelized Cost of Storage (LCOS)* [16].

6.1.1 Escenario global y local

La capacidad instalada de ERNC y Sistemas de Almacenamiento (SdA) de Chile se observa desagregado por región en el siguiente gráfico:

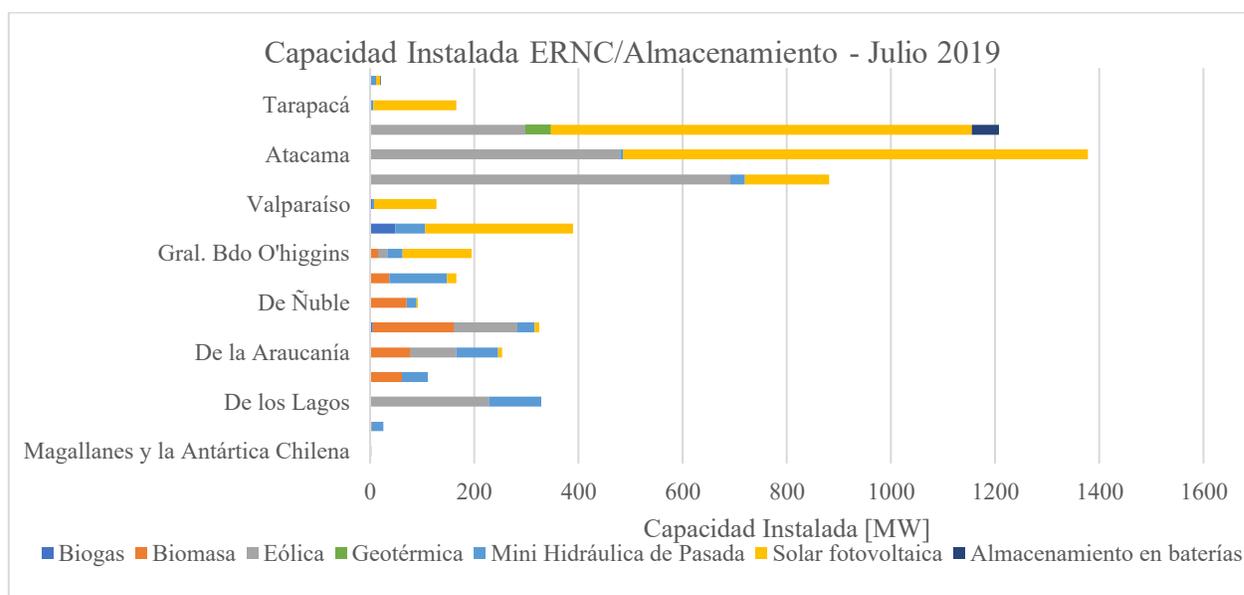


Gráfico 10: Capacidad Instalada ERNC/Almacenamiento (Fuente: ACERA)

De lo anterior se puede destacar que sólo la región de Arica y Parinacota, y Antofagasta tienen sistemas de almacenamiento BESS, con 52 MW y 2 MW de capacidad instalada respectivamente. Luego, se advierte que la tecnología solar fotovoltaica es dominante junto con la eólica y la mayor concentración de esta se encuentra entre la segunda y cuarta región del país [17].

Profundizando en los proyectos PMGD a precio estabilizado que están en operación actualmente, estos representan un 1,2% de la generación de energía del SEN.

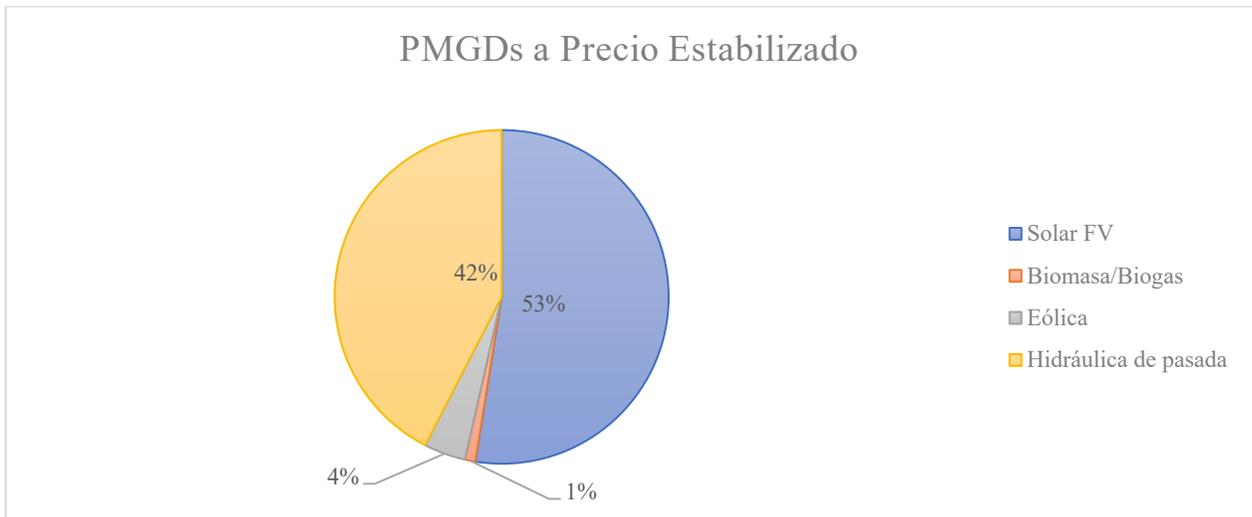


Gráfico 11: PMGDs a Precio Estabilizado (Fuente: Solar Academy CIET-UAI)

Sin embargo, contrastado con el escenario internacional, se concluye que Chile lidera la generación de energía solar por más del doble, y en energía eólica por un 1,06% como se muestra en el siguiente gráfico comparativo:

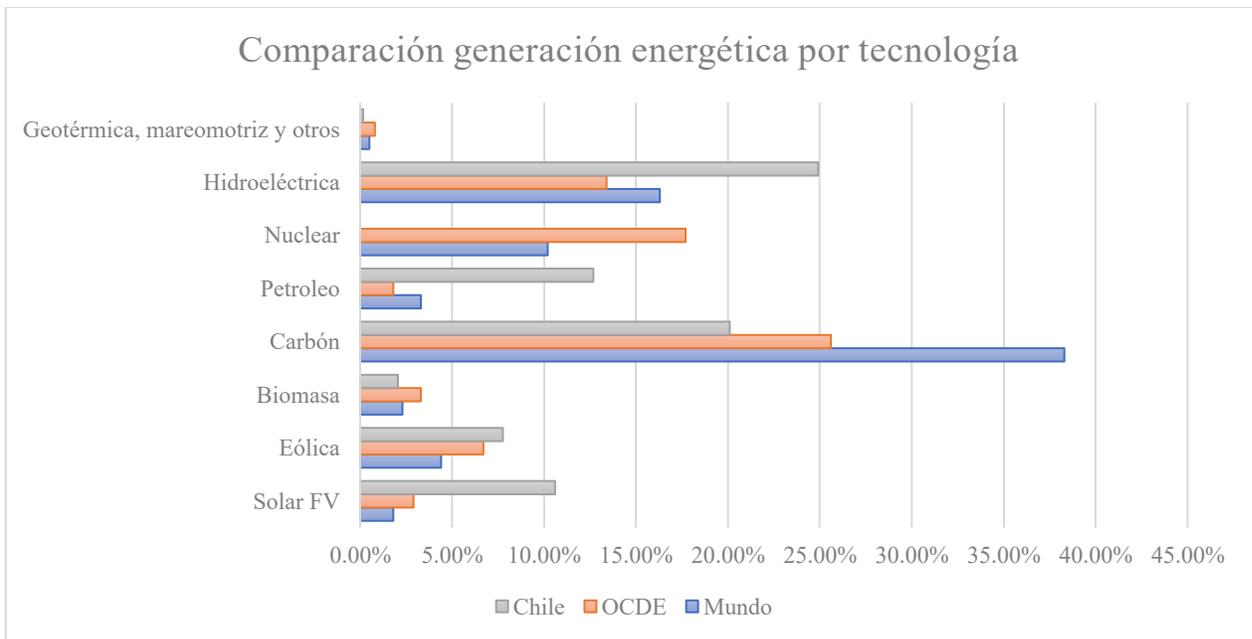


Gráfico 12: Comparación generación energética por tecnología (Fuente: IEA, CNE, 2019)

Luego, con respecto a los sistemas de almacenamiento a nivel mundial, estos alcanzan una capacidad instalada de 160 GW, donde sólo 4 GW son sistemas BESS o de baterías. Sin embargo, para el año 2040 se proyecta una capacidad instalada de 200 GW, puesto que los costos de las baterías seguirán cayendo con una tasa aproximada del 20%. Con respecto a las otras tecnologías, se espera que el hidrobombeo siga creciendo a una tasa ligeramente menor que las baterías (ion-litio), pero ambas tendrían una participación similar a nivel mundial para el año 2040.

En los gráficos se evidencia tanto la capacidad instalada por los países que lideran el uso de esta tecnología, como también el total anual en los sistemas que se encuentran antes y después de los medidores de energía [18].

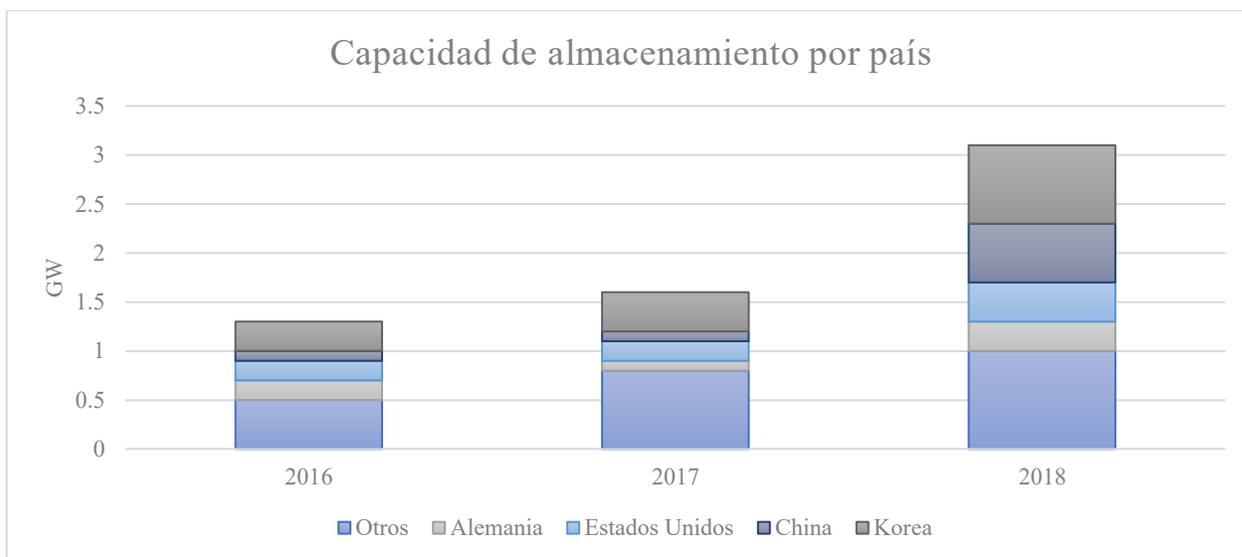


Gráfico 13: Capacidad de almacenamiento por país (Fuente: IEA, 2019)

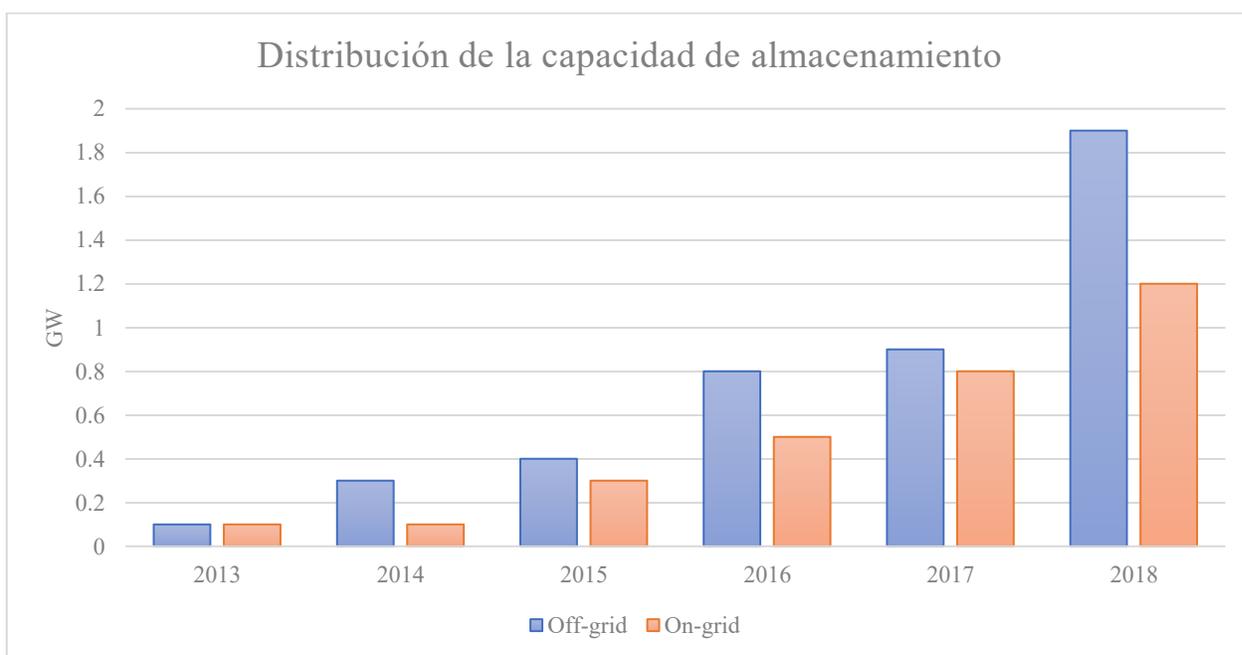


Gráfico 14: Distribución de la capacidad de almacenamiento (Fuente: IEA, 2019)

Se observa que existe un fuerte crecimiento de los sistemas de almacenamiento en los últimos años. Sin embargo, el seguimiento realizado por la *International Energy Agency (IEA)* indica que el desarrollo de estas tecnologías es altamente dependiente de las políticas de fomento que se implementen en cada país. Además, la misma organización concluye que el costo de estos sistemas va a seguir bajando rápidamente debido a las economías de escala, y al auge de los vehículos eléctricos que indirectamente estimulan los sistemas de almacenamiento en el sector eléctrico [19].

Convergiendo esto al escenario nacional, actualmente hay 4 sistemas BESS en el norte del país los cuales suman un total de 54,8 MW en capacidad instalada y se muestran los detalles en la siguiente tabla [20]:

Nombre	Tipo	Capacidad	Inyección de potencia	Absorción de potencia
Arica	BESS	2 MW	En pruebas	En pruebas
S/E Angamos	BESS	20 MW	20 MW @ 15 min.	20 MW @ 3 min.
S/E Andes	BESS	12,8 MW	12,8 MW @ 15 min.	12,8 MW @ 3 min.
S/E Cochrane	BESS	20 MW	20 MW @ 15 min.	20 MW @ 3 min.

Tabla 4: Sistemas BESS en Chile (Fuente: Coordinador)

6.1.2 Costo del almacenamiento y la energía

Comparando el costo de almacenamiento de las distintas tecnologías, se considera el estudio “Lazard’s Levelized Cost of Storage Analysis v4.0 (LCOS)”, donde se toman como referencia las cifras del segmento de distribución y transmisión.

Atributo/característica	Valores
Vida del proyecto	20
Capacidad de almacenamiento en MW	10
MWh de capacidades	60
MWh anuales	15.000
MWh del proyecto	300.000

Tabla 5: Parámetros para el cálculo de LCOS (Fuente: Lazard, 2018)

Luego, en el siguiente cuadro comparativo se pueden observar las diferencias entre las distintas tecnologías en diversos aspectos, las que en conjunto proveen una panorámica más amplia sobre el comportamiento de cada una en términos de inversión, energía, potencia y costo de capital.

Tecnología	LCOS USD/MWh	LCOS USD/kW-año	Costo de capital USD/kW	CAGR⁹
Ion-Litio	263-471	394-706	1.660-3.263	8%
Redox de Vanadio	293-467	439-701	2.087-3.761	11%
Redox Zinc-Bromuro	406-464	610-696	3.197-3.726	14%

Tabla 6: Comparación tecnologías de almacenamiento (Fuente: Lazard, 2018)

⁸ Indica el contenido total de la batería en una sola carga al 100%

⁹ Sigla en inglés para la Tasa Anual Compuesta de Crecimiento

Considerando dichos datos, es necesario distinguir que las tres tecnologías tienen costos decrecientes con el paso del tiempo, especialmente la batería ion-litio, donde la magnitud de decrecimiento va aumentando con el paso del tiempo [21].

Sin embargo, con el fin de contemplar las cifras más recientes en el estudio, se tomarán en cuenta los resultados de *BloombergNEF* para las baterías de ion-litio, los cuales indican que el precio de las baterías en el año 2019 es de 101,68 USD/kWh y para el año 2030 llegará a los 62 USD/kWh [22], donde además hay que considerar los controladores, control de temperatura, *battery management system* y sistemas de protección, los cuales representan un 81,25% del costo de las baterías [23], obteniendo como resultado un costo de 184,30 USD/kWh.

Por otro lado, para el análisis del costo de la energía se utilizó el estudio “*Lazard’s Levelized Cost of Energy Analysis v12.0 (LCOE)*”:

Tecnología	LCOE USD/MWh	Disminución de costos (9 años)	Costo de capital USD/kW	CAGR (9 años)
Solar C&I ₁₀	81-170	-	1.900-3.250	-
Solar utility (Silicio cristalino)	40-46	88%	950-1.250	21%
Solar utility (<i>thin film</i>)	36-44	88%	950-1.250	21%
Eólica	29-56	69%	1.150-1.550	12%

Tabla 7: Comparación de tecnologías de generación (Fuente: Lazard, 2018)

Es necesario enfatizar en que ninguna de las tecnologías de la tabla anterior tiene un *LCOE* con sensibilidad a la variación en los precios de los combustibles, donde además cada una de estas tiene un costo fijo de O&M el cual varía entre los 4 a 7 USD/MWh dependiendo de la tecnología [24].

6.2 Ubicación geográfica

La macrozona seleccionada abarca una superficie total de 610 km² y un perímetro de 102 km, las coordenadas de los vértices del polígono se pueden revisar visitando el Anexo E: Coordenadas de los vértices de la macrozona. A continuación, se muestra una imagen que ilustra el polígono seleccionado:

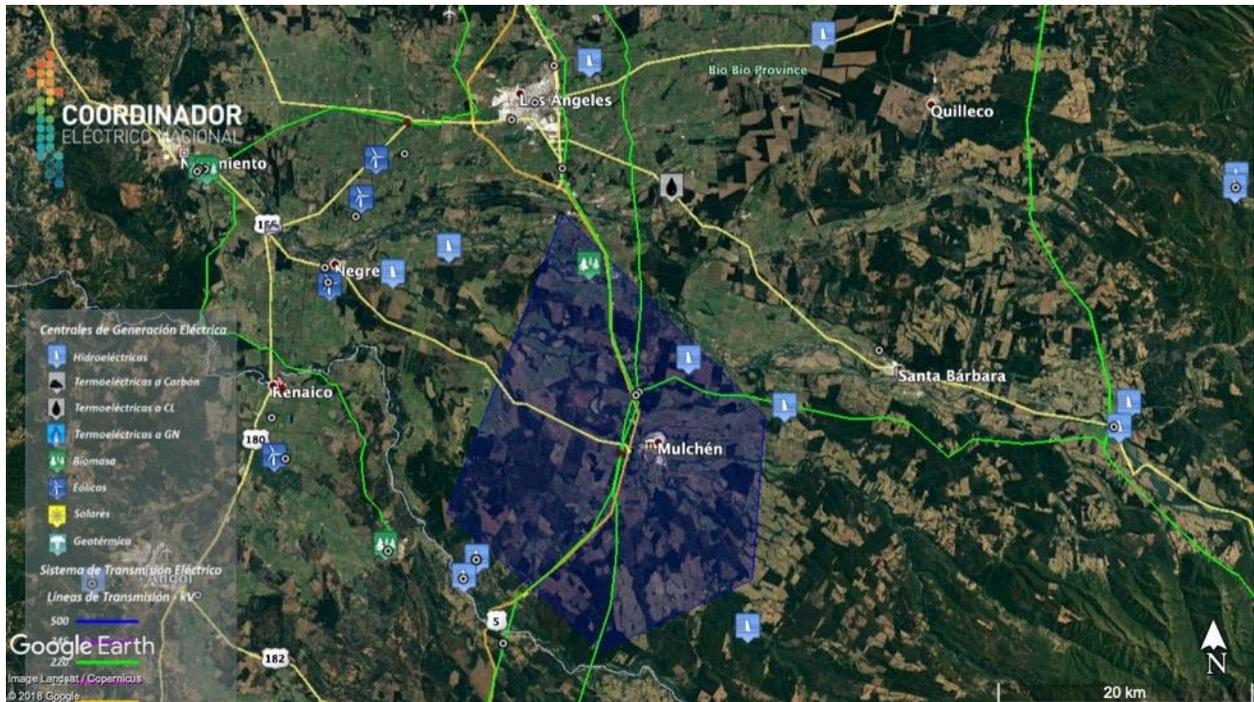


Ilustración 1: Mapa macrozona seleccionada (Fuente: elaboración propia a partir del Coordinador)

La geolocalización se ha seleccionado bajo el criterio de que independiente del alimentador donde se conecte el proyecto, este se asociará a una de las siguientes subestaciones primarias de distribución y el precio estabilizado corresponderá al nudo “Charrúa 220 kV”:

ID	Subestación	Propietario
1676	S/E PICOLTUE	FRONTEL
1662	S/E MULCHEN	COLBÚN TRANSMISIÓN
385	S/E DUQUECO	TRANSEMEL
2018	S/E SANTA BARBARA	FRONTEL

Tabla 8: Subestaciones primarias de conexión (Fuente: Coordinador)

Para tener información más acabada sobre el polígono sobre el que se realizará la evaluación se descargó un *Digital Elevation Model* (DEM) del satélite SRTM¹¹, donde se obtienen valores de la altura cada 90x90 metros, para luego reducir el área al polígono de interés, y finalmente calcular los estadísticos de este los cuales se muestran a continuación:

¹¹ Shuttle Radar Topography Mission. Proyecto de la NASA con la NGA.

Estadístico	Valor [m]
Valor mínimo	96,00
Valor máximo	379,00
Valor medio	189,83
Desviación estándar	44,75

Tabla 9: Estadísticos de la altura del polígono (Fuente: NASA, NGA)

6.3 Análisis del recurso solar

Se utilizó el explorador solar del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, el cual fue desarrollado por encargo del Ministerio y GIZ. El explorador permite comparar el recurso solar a lo largo de todo el país y estimar la generación de sistemas fotovoltaicos. Para estos análisis y simulaciones la herramienta utiliza el método WRF: *Weather Research Forecasting*, mediante la cual se obtuvieron los resultados que se muestran a continuación:

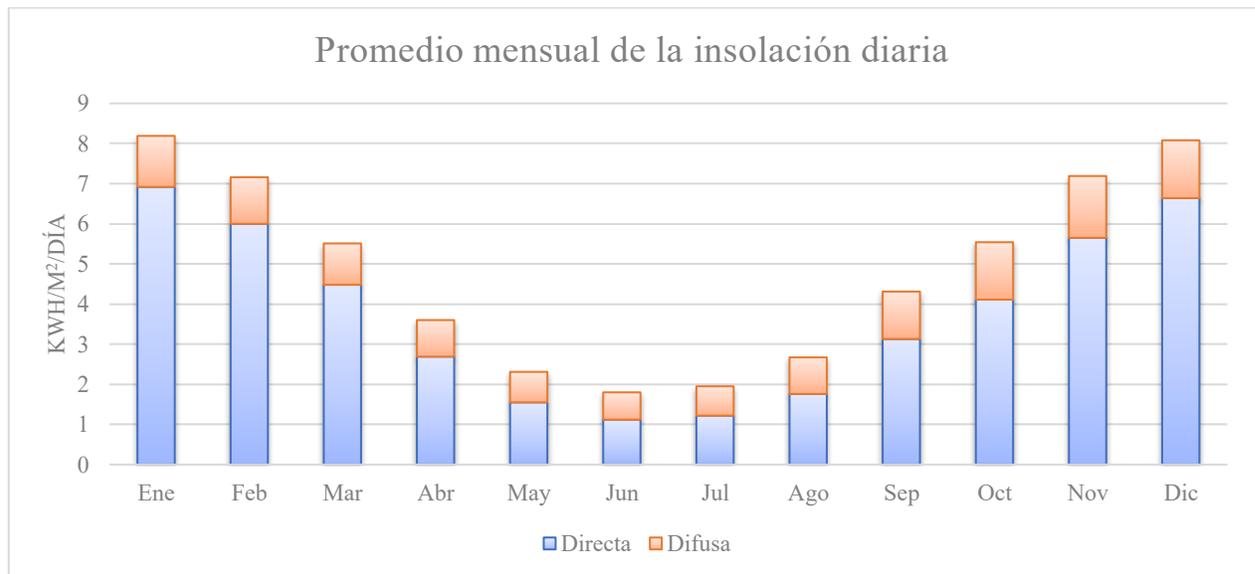


Gráfico 15: Promedio mensual de la insolación diaria (Fuente: DGF-FCFM)

A raíz de los datos presentados, se desprende una clara disminución de la radiación a medida que se acerca el invierno, pero sólo de la radiación directa ya que la difusa no sufre tanta variabilidad. En el Anexo F: Valores asociados a los gráficos en el análisis del recurso solar se pueden revisar los datos asociados a los gráficos resultantes del reporte generado por el explorador.

Para complementar este análisis, se incluye el siguiente gráfico que muestra el promedio anual de la insolación diaria para los últimos años:

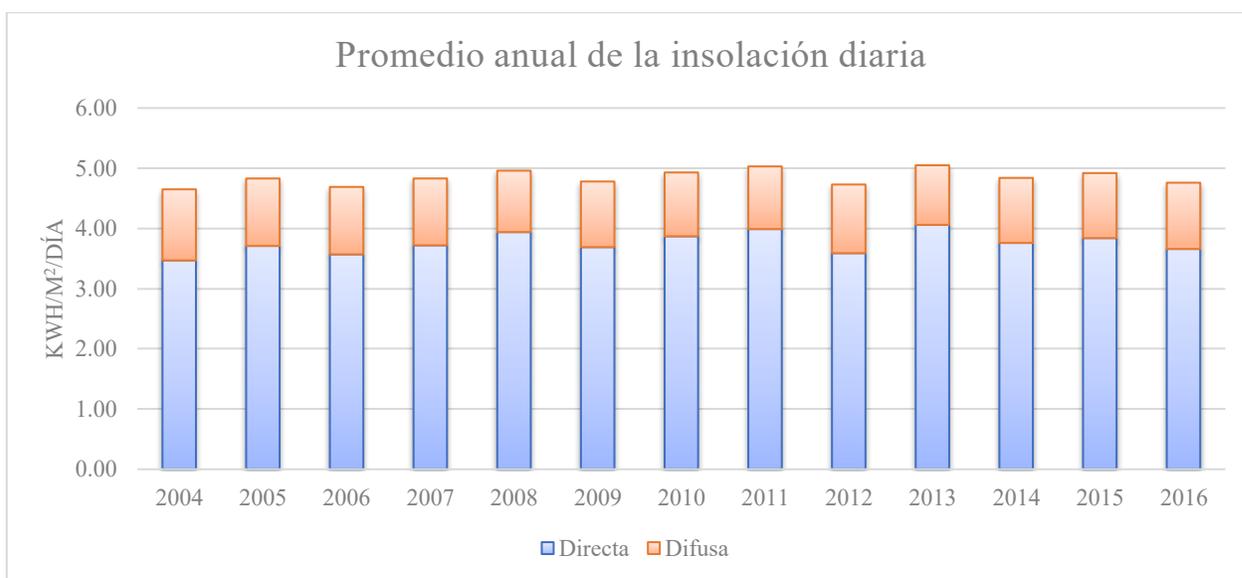


Gráfico 16: Promedio anual de la insolación diaria (Fuente: DGF-FCFM)

El aporte que hace el gráfico anterior es que permite inferir que la variabilidad inter-año es relativamente baja, estando en torno al 3,59% promedio con una desviación estándar de un 1,48%, lo que quiere decir que con un 95% de seguridad la radiación no va a fluctuar menos de un 0,63% ni más que un 6,55%, en el caso que la insolación anual siga una distribución normal.

De forma complementaria se puede analizar el perfil diario para cada mes del año en el Anexo G: Radiación promedio para cada hora y mes.

6.4 Análisis del recurso eólico

En el reporte generado por la página web del explorador eólico del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, se eligió la misma ubicación geográfica en la que se realizó el análisis del recurso solar. Para la generación del reporte y los datos se consideró una altura de 77 metros con respecto al suelo, debido a que la altura promedio de una turbina es de 83 metros hasta el rotor [25]. En la siguiente tabla se muestra la estadística básica de la velocidad del viento para un año en metros por segundo, y en el Anexo H: Velocidad del viento para cada hora y mes, se puede observar la velocidad promedio durante cada hora para todo el año:

Mes	Medio diario [m/s]	Mínimo diario		Máximo diario		Variabilidad [m/s]
		[m/s]	[m/s]	[m/s]	[m/s]	
Enero	7,8±1,4	5,0±0,9	10,7±1,9	3,0±1,1		
Febrero	6,2±1,2	2,8±0,5	9,9±1,9	2,4±0,9		
Marzo	5,5±1,0	2,9±0,5	8,5±1,5	2,3±0,8		
Abril	4,3±0,8	2,0±0,4	7,5±1,4	2,5±0,9		
Mayo	5,1±0,9	2,2±0,4	8,2±1,5	2,4±0,8		
Junio	7,0±1,3	3,6±0,7	11,1±2,0	3,6±1,3		

Julio	7,7±1,4	3,0±0,5	12,5±2,2	3,8±1,4
Agosto	7,2±1,3	3,1±0,6	11,8±2,1	4,0±1,4
Septiembre	4,9±0,9	2,2±0,4	8,4±1,5	2,4±0,9
Octubre	5,4±1,0	2,4±0,4	8,4±1,5	2,2±0,8
Noviembre	7,3±1,3	4,1±0,7	10,1±1,8	1,9±0,7
Diciembre	6,5±1,2	3,6±0,7	9,8±1,8	2,3±0,8
Todos	6,2±0,3	3,1±0,2	9,8±0,5	3,0±0,8

Tabla 10: Estadística básica del viento en metros por segundo (Fuente: DGF-FCFM)

Luego, según la rosa de los vientos que se muestra, se observa que la mayoría de los vientos en la zona vienen del sur con una ligera orientación al oeste.

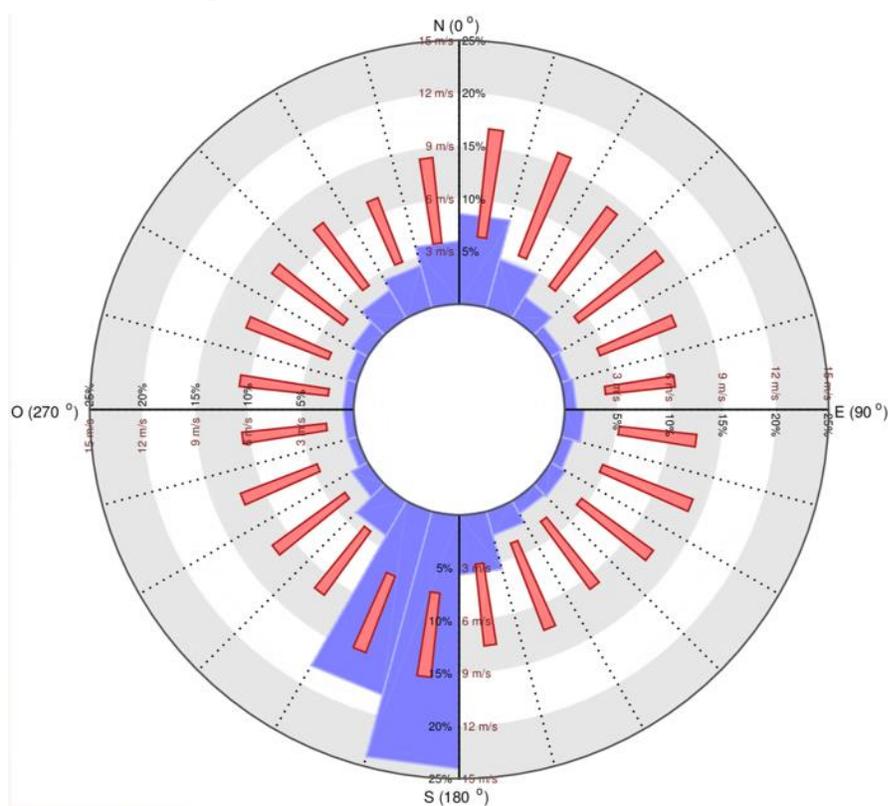


Ilustración 2: Rosa del viento para un año (Fuente: DGF-FCFM)

7. Equipos y simulaciones

A partir de la información recopilada en los apartados anteriores, especialmente los recursos naturales de la zona donde se emplazará el proyecto, se realizará un análisis para cada tecnología que compone la central, con el fin de establecer cuáles serán los equipos utilizados para el estudio de prefactibilidad, los costos que asociados a estos, para luego dar paso a las simulaciones y optimización técnica.

7.1 Equipos

7.1.1 Módulos fotovoltaicos

Dentro de estos, hay distintos tipos de tecnologías que participan en el mercado. A continuación, se precisarán brevemente sus características principales y diferencias:

1. Paneles fotovoltaicos de silicio cristalino:

Los paneles de silicio (Si) cristalino se componen por una serie de celdas fotovoltaicas las cuales están compuestas mayormente por este elemento. Sin embargo, esta tecnología se puede separar en dos tipos:

- **Silicio monocristalino:** Las celdas están compuestas por una única pieza de silicio. Es una delgada lámina de forma cilíndrica debido a la forma del lingote del elemento. Pero para que sea más económico y práctico en el *display* del panel, estos son recortados de forma octagonal, dando origen al mosaico clásico de cuadrados que se produce en los módulos de este tipo.
- **Silicio policristalino:** Este tipo de paneles tiene un proceso de fabricación distinto al previo, donde primero se funde el silicio con impurezas, y luego es vertido en un molde cuadrado o rectangular, para después ser rebanado en láminas que dan como resultado la celda, logrando una menor eficiencia que la celda monocristalina debido su composición.

Estos dos tipos de módulos difieren en el nivel de pureza del elemento, y esto se debe principalmente a su producción; en la primera se controla el crecimiento del cristal para que se forme en una sola dirección y queden mejor alineados los cristales, lo cual hace que el silicio policristalino presente una menor tolerancia al calor, y por ende a una menor eficiencia.

2. Paneles fotovoltaicos *thin film*

Es una celda solar la cual es elaborada mediante el depósito de capa(s) de material fotovoltaico en un sustrato. Dentro de esta categoría se pueden distinguir distintos materiales con los que se manufacturan estas celdas:

- Silicio amorfo (a-Si)
- Teluro de cadmio (CdTe)
- Cobre, indio, galio y selenio (CIS o CIGS)
- Celdas solares sensibilizadas por colorantes (DSC)

Esta tecnología tiene como característica principal la flexibilidad de material y la facilidad que tiene para ser integrada en la construcción, como material de acristalamiento fotovoltaico semitransparente para ventanas.

Comparación de eficiencia

Teniendo en consideración las tecnologías descritas previamente, se muestra la eficiencia de cada tipo de tecnología [26]:

Tecnología	Descripción	Eficiencia η
Si monocristalino	Celda (79 cm ²)	26,7%
	Módulo (13,177 cm ²)	24,4%
Si policristalino	Celda (4 cm ²)	22,3%
	Módulo (15,143 cm ²)	19,9%
<i>Thin film</i>	Celda CIGS (1 cm ²)	22,9%
	Módulo CIGS (7,039 cm ²)	19,2%
	Celda CdTe (1 cm ²)	21,0%
	Módulo CdTe (802 cm ²)	18,6%

Tabla 11: Eficiencia por tecnología (Fuente: Fraunhofer ISE, 2019)

Para determinar cuál será la tecnología que se utilizará para la evaluación del proyecto, se calcula un ratio eficiencia-costo, considerando los datos de *LCOE* realizado por Lazard el año 2018 [24], y los resultados son de 0,48 para *thin film* y 0,56 para los módulos de silicio indistintamente, donde se priorizará la eficiencia optando por la tecnología mono-Si.

Especificaciones módulo fotovoltaico

El panel elegido es del fabricante LONGi modelo LR6-72HPH. Este tiene como características principales que es de mono-silicio cristalino, con una potencia peak de 0,425 Wp. El criterio de selección que se aplicó fue priorizar la mayor potencia por módulo al menor costo posible obteniendo un valor *CIF* (*Cost, freight & insurance*) de 0,26 USD/Wp.

Además, se destaca que la estructura sobre la que se montarán los paneles fotovoltaicos contará con un seguidor (*tracker*) de eje horizontal como se muestra en la Ilustración 3. En esta se puede destacar que a diferencia de los paneles fijos que tienen una orientación al norte (en el hemisferio sur) con una cierta graduación, la estructura estará dotada de un eje con orientación norte-sur permitiendo que los paneles se muevan de este a oeste con el propósito de estar el mayor tiempo posible perpendicular al sol.

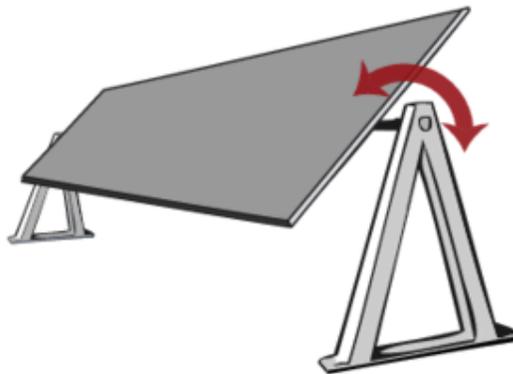


Ilustración 3: Estructura con seguidor horizontal HSAT (Fuente: Fabian Duerr)

La implementación de las estructuras de un solo eje como la descrita anteriormente supone mejoras en la producción que están en torno al 20% lo que varía de parque en parque debido a las características geográficas y de los arreglos de paneles.

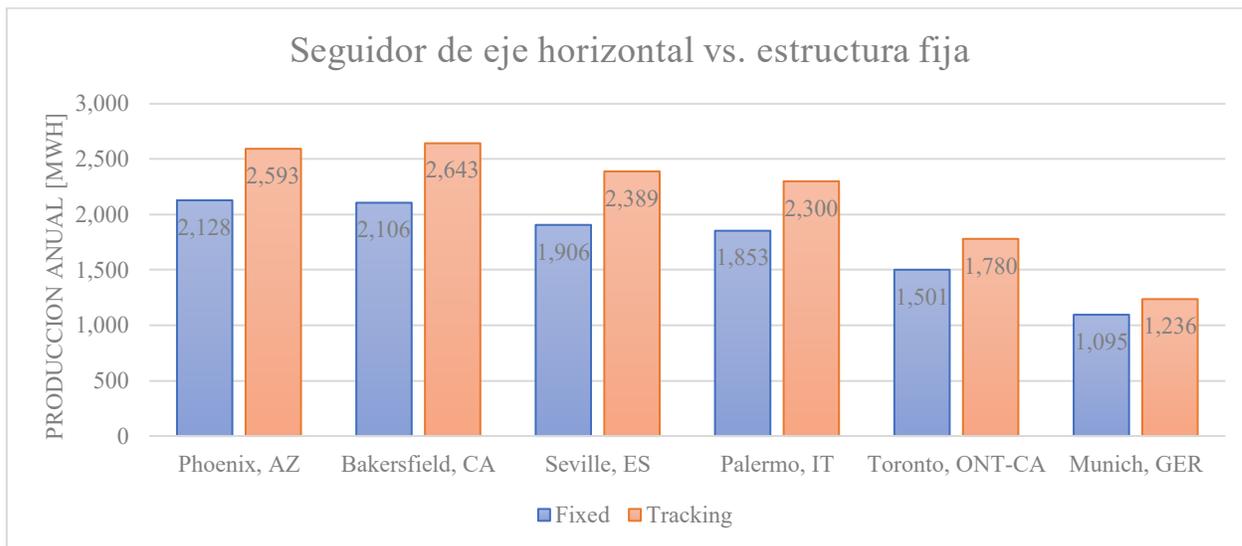


Gráfico 17: Comparación de la producción en distintas estructuras (Fuente: Wood Mackenzie)

7.1.2 Aerogeneradores

Estos son esencialmente generadores de electricidad que convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. El proceso que sigue para pasar de energía cinética a eléctrica es el siguiente: primero, el viento entra en contacto con las palas de las hélices haciendo girar el rotor, el cual está conectado a una transmisión mecánica que mediante engranajes aumenta la velocidad de giro de los ejes de la hélice, aumentando las revoluciones por unidad de tiempo del extremo del eje que está conectado a un generador de corriente (continua o alterna).

Actualmente estos se pueden separar en dos categorías dependiendo de la orientación de su eje; vertical u horizontal (perpendicular y paralelo al suelo respectivamente).

Los aerogeneradores de eje vertical tienen diversas ventajas. Pueden ser dispuestos con mayor cercanía el uno del otro ya que no producen efectos de frenado, no necesitan mecanismos de orientación, son más silenciosos, y se pueden poner más cerca del suelo. Sin embargo, estos tienen una eficiencia menor a los de eje horizontal, ya que al estar a bajas alturas no se aprovechan las corrientes que se producen a medida que esta aumenta.

Por otro lado, están los aerogeneradores de eje horizontal los cuales tienen su eje paralelo al suelo. Esta tecnología ha sido la que ha predominado en la construcción de parques eólicos debido a que son más eficientes, confiables y tienen un mayor rango de tolerancia cuando varía la potencia del viento. Se identifican distintos tipos de aerogeneradores con eje horizontal, dependiendo de las componentes que se alojan dentro de la góndola; pueden o no tener una transmisión, y los generadores pueden ser de distintos tipos dependiendo de la tecnología con la que generan la electricidad (síncrono o asíncrono).

Especificaciones del aerogenerador

Debido a los motivos expuestos en el apartado anterior, se utilizará un aerogenerador de eje horizontal, ya que además de ser la tecnología predominante en el mercado, es el que mejor se adapta a la variabilidad del viento de la región, el espacio no es reducido para considerar el efecto

de frenado y produce mayor confianza en caso de que se busque un *project finance* para la realización del proyecto.

Tomando en cuenta distintos factores, como las características naturales del lugar, el tamaño del proyecto y la flexibilidad para hacerlo escalable, dentro de los aerogeneradores considerados para la evaluación se eligió una turbina de 1,6 MW de potencia con un rotor de 82,5 metros de diámetro.

Se destacan como características principales del equipo que es para vientos de clase IIIb (bajos) y que tiene un generador asíncrono doblemente alimentado (DFAG¹²), el cual tiene la facultad de regular casi instantáneamente la frecuencia de la corriente alterna para ser inyectada directamente a la red, junto con regular la potencia activa y reactiva de manera independiente.

Además, este tipo de aerogeneradores cuenta con un *slip range* más amplio que los motores por inducción, lo que produce que la hélice no está restringida a operar bajo una velocidad única, sino que tiene un rango de velocidad en el que puede variar la velocidad y lograr una mayor eficiencia ante vientos variables [27].

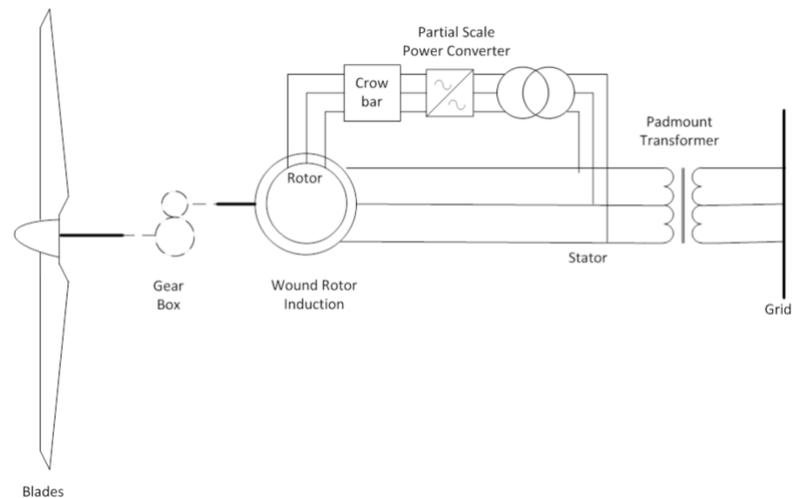


Ilustración 4: Esquema aerogenerador DFAG (Fuente: EnerNex)

Para determinar el costo de la inversión de los aerogeneradores junto con la torre, la obra civil y las componentes que se requieren para poner en marcha esta parte del proyecto se tomará un valor de 1.342,28 USD/kW [27], dato que se corrobora con el informe de costos de generación 2019 elaborado por la CNE [28].

7.1.3 Sistema de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento se distinguen principalmente por dos características principales, su capacidad y el tiempo de descarga. Después, estos pueden ser diferenciados por la tecnología que es empleada para almacenar dicha energía. Entre las más populares están las baterías o sistemas BESS, baterías inerciales, acumuladores hidráulicos, acumuladores de aire comprimido, condensadores, entre otros menos comunes como se puede ver en el siguiente gráfico:

¹² Doubly fed asynchronous generator.

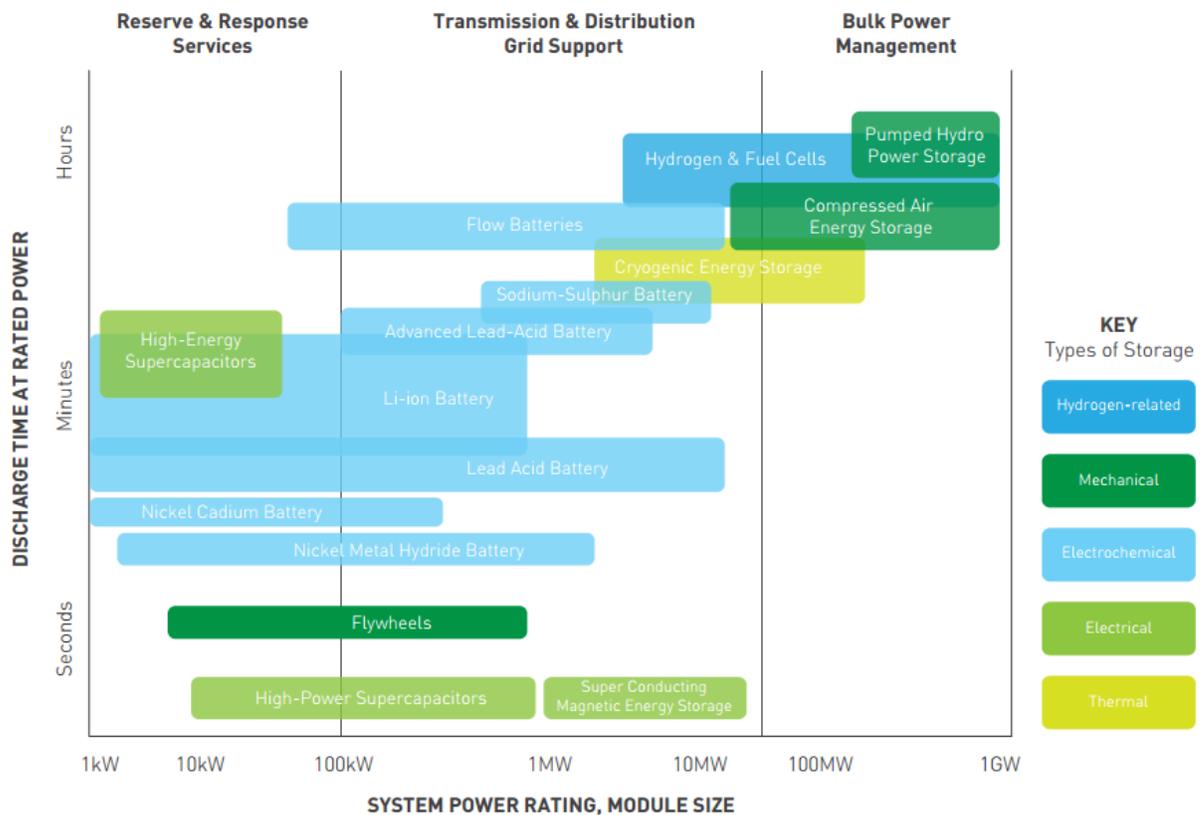


Gráfico 18: Comparación de tecnologías de almacenamiento (Fuente: Centre for low carbon futures)

Dentro de los servicios que pueden prestar estos sistemas está el arbitraje de energía, la capacidad, la co-localización con las ERV, servicios complementarios, flexibilidad y refuerzo en transmisión. Sin embargo, el foco que tienen para efectos de este proyecto es la co-localización de ERV, disminuyendo el vertimiento de energía.

La tecnología que se utilizará para el proyecto será un sistema BESS (ion-litio o redox) debido a que estas tienen un mayor rango para ser utilizadas en el rango de la distribución en comparación con las otras tecnologías, una vez que ya se descarta el uso de las baterías de plomo por diversos motivos como la fiabilidad, vida útil, profundidad de descarga y eficiencia, entre otros. Además, el rango de tiempo de descarga de ambas tecnologías es del orden de minutos-horas, donde la de las baterías redox es levemente mayor [29].

Además del sistema de almacenamiento, es importante destacar que para poder implementar esta tecnología en el parque, se necesitan otros elementos como un sistema de gestión de baterías (BMS: *Battery Management System*), un controlador que se encarga de comunicarse con el BMS, de velar por el buen funcionamiento del sistema, comunicando en caso de que algún parámetro exceda el permitido y de gestionar las cantidades de potencia activas y reactivas inyectadas [30].

Elección del sistema de almacenamiento

Entre las alternativas consideradas para la evaluación del proyecto, se utilizará la tecnología ion-litio para las baterías. Esto, debido a que tienen mayor eficiencia que las baterías redox, es más flexible para la carga y descarga, y tiene una mayor densidad energética (i.e. usa menos espacio). Además, las baterías redox están en una etapa en la que aún se está probando su escalabilidad, todavía no son económicamente viables en escenarios que no sean estacionarios o requieran un tiempo de carga-descarga menor a 3 horas, y finalmente tienen una dificultad operacional mucho

mayor, debido a que en este sistema de almacenamiento priman los líquidos, los cuales son más difíciles de contener, y en un país con características sísmicas como Chile podría representar un riesgo extra en el que no es necesario incurrir [23].

Las características principales del sistema de almacenamiento se detallan en la siguiente tabla:

Atributo	Parámetro
Voltaje (AC)	380 – 480 V, 3 fases
Capacidad	210 kWh (AC) por unidad
Potencia	50 kW (AC) por unidad
Eficiencia del sistema (AC)	88% (2 hrs.)
	89% (4 hrs.)
Profundidad de descarga	100%

Tabla 12: Características del sistema BESS (Fuente: Tesla)

Los costos de inversión que se asumirán para el sistema de almacenamiento se desglosan en dos partes; la primera consiste en las baterías, las cuales tienen un costo de 101,86 USD/kWh y la segunda en el *balance of system hardware*, el cual contempla el BMS, *container*, controladores y sistemas de protección, componentes que tienen un costo del 81,25% del total invertido en baterías como se muestra en el apartado 6.1.2 Costo del almacenamiento y la energía, obteniendo la suma total de 184,29 USD/kWh.

7.1.4 Inversor

A partir de las cotizaciones realizadas, se determinó que el inversor más conveniente es del fabricante Power Electronics modelo FS2400CH15-66526 debido a que tiene la mejor relación entre potencia nominal y el precio final.

Este tiene una potencia nominal de 2.800 kW por módulo, el cual cuenta con un transformador auxiliar de 40 kW. Adicionalmente, el *switchgear* y el *commissioning* está incluido en el precio final, el cual corresponde a 365.530 USD por dos unidades (5.400 kW de potencia nominal).

7.2 Simulaciones y optimización técnica

Para realizar las simulaciones que conducen a la optimización técnica de la central de generación mixta se utilizó el *software* HOMER, el cual está orientado a simular y optimizar los escenarios en pos de generar la mayor ganancia posible con el mínimo de recursos.

Es importante destacar que se evaluarán dos escenarios con el programa, donde la única variación entre estos será el régimen bajo el que se remunera la energía (con y sin bloques horarios, costo marginal). Lo anterior se plantea de esta forma, ya que al tener un precio fijo durante el día para la inyección de energía, es económicamente irrelevante cuando se despacha la energía y la batería sólo actuaría como un almacenamiento para el autoconsumo de la central, o en casos falla en que sea necesario poner en posición vela los paneles solares.

Por otro lado, al momento de realizar las simulaciones bajo el nuevo régimen del Precio Nudo de Corto Plazo, si puede ser relevante cuando se inyecta la energía al SEN, por lo que el sistema de almacenamiento adquiere un rol más importante al tener la facultad de almacenar una porción de la energía solar e inyectarla cuando el precio sea más alto en caso de que sea conveniente.

7.2.1 Esquema y parámetros

En la Ilustración 5, se puede observar como interactúan las componentes del proyecto y a qué tipo de corriente se conecta. Como se ilustra, los paneles solares y el sistema BESS se conectan en corriente continua (DC), la cual es recibida por el inversor para transformarla en corriente alterna (AC). En cambio, el consumo de la central en sí, la red eléctrica (SEN) y el aerogenerador se conectan directamente en AC.

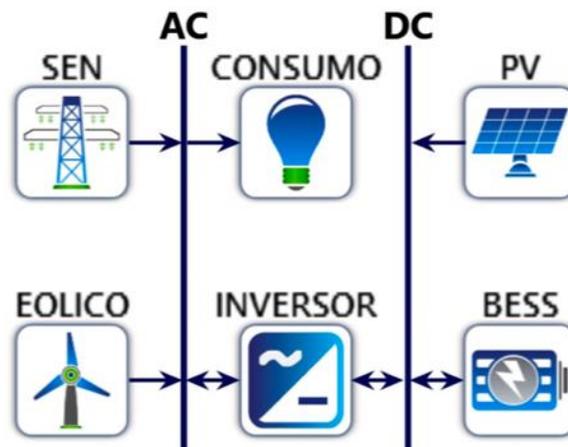


Ilustración 5: Esquema proyecto PMGD (Fuente: elaboración propia, HOMER Pro)

Los parámetros utilizados para realizar las optimizaciones se extraen del CAPEX del proyecto obteniendo la siguiente información como *input* para el programa:

Ítem		Valor
Costo aerogenerador (USD/1.650 kW)	\$	2.223.389,37
O&M aerogenerador (USD/1.650 kW)	\$	71.940,00
Altura de la torre (m)		80
Potencia peak por módulo (USD/kWp)		0,425
Costo PV (USD/0,425 kWp)	\$	265,68
O&M PV (USD/0,425 kWp)	\$	8,40
Costo BESS (USD/MWh)	\$	184.295,00
Costo de reemplazo BESS (USD/MWh) [31]	\$	147.436,00
O&M BESS (USD/MWh)	\$	9.649,80
Inversor (USD/2800 kW)	\$	185.315,00

Tabla 13: Datos de entrada HOMER Pro (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Un aspecto relevante por considerar en el uso del *software*, es qué fuente de datos será utilizada para las mediciones de los recursos naturales; HOMER tiene la opción de extraer los datos meteorológicos automáticamente de la NASA (*Surface meteorology and Solar Energy*) al ingresar las coordenadas donde se emplazará el proyecto. Al iterar sobre las simulaciones y variando los parámetros de entrada se concluye que el uso de los datos de los exploradores (solar y eólico) del Departamento de Geofísica de la FCFM. Especialmente en el caso del viento, lo que da como resultado una mayor cantidad generada. Este efecto se produce debido a que el explorador local tiene una mayor resolución espacial en comparación a la ofrecida por el programa.

7.2.2 Optimización técnica

Los resultados de la optimización técnica bajo el precio estabilizado se muestran en la Tabla 14, teniendo como resultado una venta anual de 25.805.339 kWh/año dando como resultado un factor de planta del 33%. Desagregado por fuente de generación, los módulos fotovoltaicos producen 17.033.944 kWh/año durante el año 1, y este valor va decayendo un 0,7% anual debido a la degradación de la célula solar. Luego, los aerogeneradores producen 9.617.381 kWh/año con un factor de pérdida de eficiencia del 1,6% anual [32].

Atributo	Valor	Producción [kWh/año]	Output promedio [kW]	Horas de operación [horas/año]
Potencia nominal total	8.800 kWn	25.805.339	-	-
Potencia peak PV	6.867 kWp	17.033.994	1.994	4.212
Potencia aerogeneradores	3.200 kW	9.617.381	1.908	7.658
Sistema BESS	2.100 kWh	-	-	-
Potencia inversor	5.600 kWn	-	1.931	7.004

Tabla 14: Resultados simulación a precio estabilizado (Fuente: HOMER Pro)

Es importante destacar que la simulación definitiva y por ende los valores entregados por el programa se obtienen a partir de una serie de iteraciones, donde a pesar de que el programa omite casos infactibles, este sigue proponiendo casos matemáticamente factibles, pero no aplicables en la realidad por lo que se hace necesario aplicar ciertas restricciones como discretizar los valores en los que varía la potencia del inversor debido a que son módulos de 2.800 kW y establecer cotas mínimas y máximas para las distintas tecnologías ya que las economías de escala sugieren que lo más conveniente económicamente es usar la mayor cantidad de equipos.

A continuación, se muestran los gráficos asociados a la producción durante las horas del día para un año. En ambos casos, el eje horizontal representa los días del año, el vertical las horas del día y en extremo derecho se puede observar que cantidad de potencia está inyectando en cada momento, obteniendo la cantidad de energía en kWh.

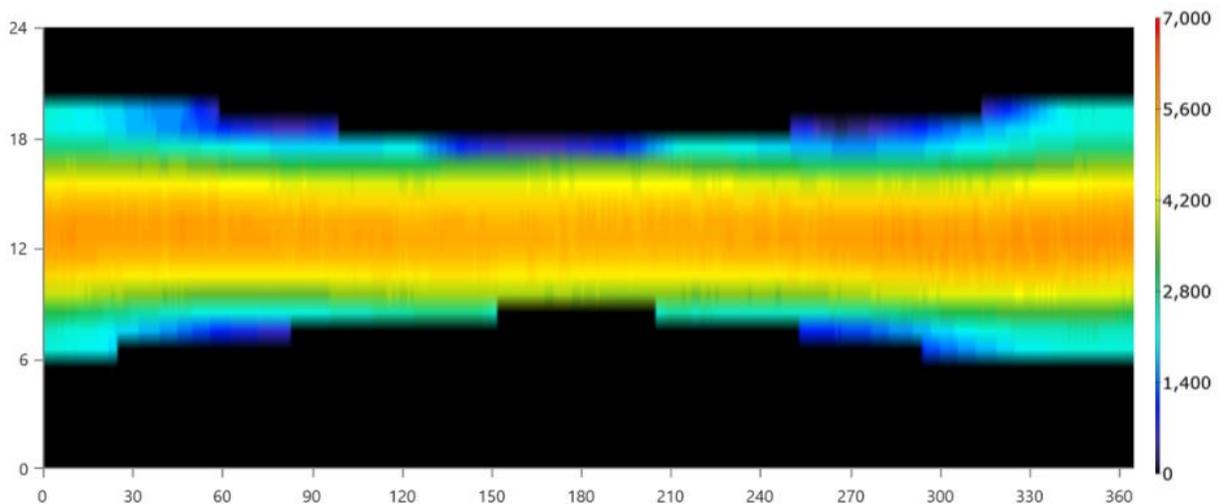


Gráfico 19: Perfil anual de la generación fotovoltaica en kW (Fuente: Simulación HOMER Pro)

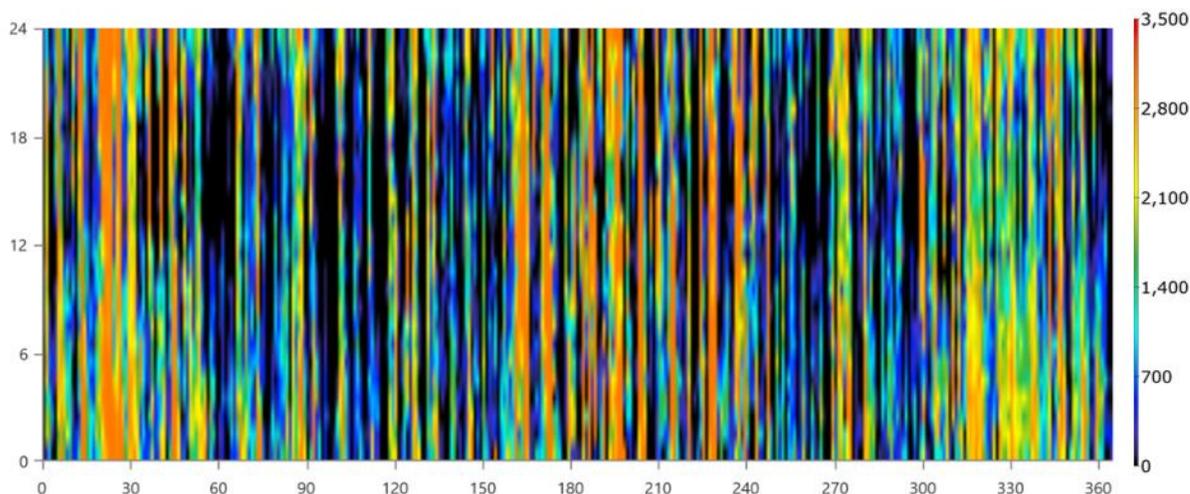


Gráfico 20: Perfil anual de la generación eólica en kW (Fuente: Simulación HOMER Pro)

De los gráficos anteriores se puede apreciar el comportamiento esperado en la generación fotovoltaica a lo largo del año con respecto a los niveles de radiación en la zona. Por otro lado, a pesar de simular con un aerogenerador para vientos bajos (clase IIIb), se observa de manera aproximada que por más de la mitad del año este no opera ni siquiera a la mitad de la capacidad nominal.

Con respecto al sistema de almacenamiento, este actúa como fuente de energía para el autoconsumo de la planta, ya que es más rentable almacenar energía producida y consumirla, en vez de despachar la energía de la batería constantemente y retirar cuando haya un déficit para el funcionamiento. En la siguiente figura se puede observar el perfil anual del sistema de almacenamiento, donde se puede notar que este se mantiene cargado la mayor parte durante las horas solares con ligeras oscilaciones y durante el resto del día se descarga.

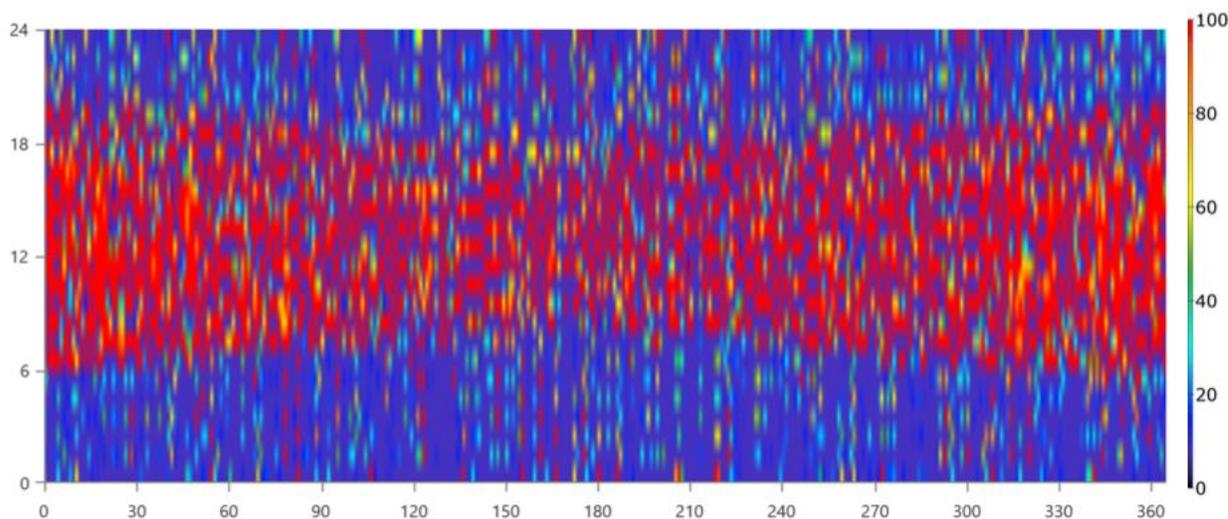


Gráfico 21: Estado de carga porcentual del sistema de almacenamiento (Fuente: HOMER Pro)

Luego, en el Anexo I: Generación de energía, se puede ver en detalle la cantidad de energía generada a lo largo del periodo en el que se evalúa el proyecto. En los siguientes gráficos se puede ver el desempeño de la central de manera global viendo las compras y ventas a la red eléctrica:

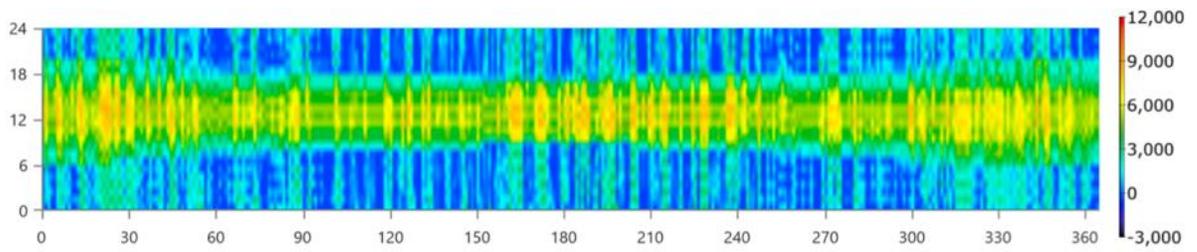


Gráfico 22: Venta de energía en kW (Fuente: HOMER Pro)

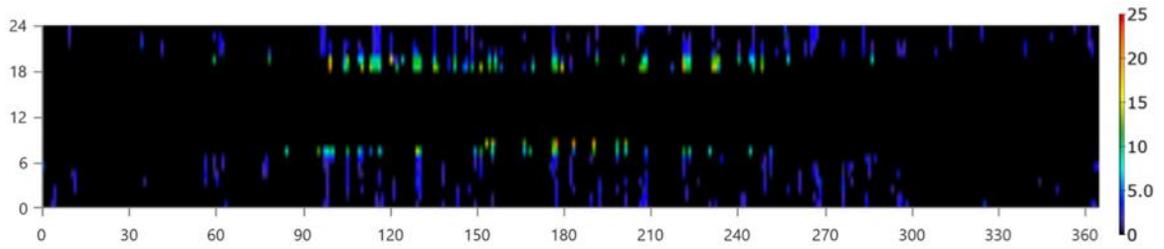


Gráfico 23: Compra de energía en kW (Fuente: HOMER Pro)

8. Evaluación económica

Para llevar a cabo la evaluación económica ante las distintas configuraciones de la planta y regímenes, se tomarán en cuenta las consideraciones mencionadas en los puntos 8.2.1 Inversión y 8.2.2 Estructura de costos.

Dentro de estas se encuentra el impuesto a la renta de un 27%, la vida útil de los activos según la clasificación del activo en la Tabla 15.

Ítem	Vida útil
Equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación.	10 años
Líneas de media tensión – Aéreas.	20 años
Líneas de baja tensión – Subterráneas.	20 años
Otras instalaciones técnicas para energía eléctrica	20 años

Tabla 15: Vida útil de los activos (Fuente: SII)

En este apartado, se tendrán en cuenta las distintas optimizaciones y escenarios en los que se puede evaluar el proyecto, con el fin de obtener un análisis acabado de cómo se comporta la optimización técnica ante los cambios de regulación del precio estabilizado, y también para observar como varía la rentabilidad del mix tecnológico ante las variaciones ya mencionadas.

8.1 Ingresos

Los ingresos que serán considerados en el flujo de caja se componen de dos ingresos variables:

En primer lugar, se reciben pagos por cada unidad de energía producida en kWh, los cuales en el caso de la central evaluada corresponderá al total de energía inyectada a la red a partir del mix tecnológico.

Para el precio estabilizado que permanece constante a lo largo del día, se considerará la suma de energía producida a lo largo del semestre para calcular la tarifa. En el caso de el precio estabilizado separado por bloques, la energía producida por la central se desagregará en cada uno de estos para determinar el ingreso bajo la tarifa diferenciada. Finalmente, en el caso del costo marginal se utiliza el promedio mensual de este, y consecuentemente la cantidad de energía generada también se desagregará en esta unidad.

Luego, el segundo pago que se recibe es por potencia; para esto se considera el Precio Nudo de Potencia (USD/kW/mes), el cual se recibe mensualmente por cada kW de potencia instalada como se puede observar en la unidad de medida del precio.

8.2 Costos

8.2.1 Inversión

Los costos asociados a la inversión se separan en dos casos; primero una configuración optimizada para el precio estabilizado sin diferenciación de precio por bloque horario, y luego una que considera las diferencias del precio estabilizado entre los bloques horarios.

Este ejercicio se realiza con la finalidad de obtener un punto de comparación al momento de calcular el CAPEX del proyecto bajo el nuevo régimen (descrito en el título DS N°244 del apartado 5.1.1), y para las sensibilizaciones asociadas a las diferencias de precio entre bloques.

A continuación, se presentan las características generales del proyecto:

Atributo	Valor
Potencia nominal	8.800 kWn
Potencia peak – PV	6.867 kWp
Número de módulos	17.000 un
Potencia aerogenerador	1.600 kW
Número de aerogeneradores	2 un
Sistema BESS	2.100 kWh
Potencia inversor	5.600 kWn

Tabla 16: Características de la central (Fuente: elaboración propia a partir de optimización)

Donde los módulos fotovoltaicos y el sistema BESS están en un circuito de corriente continua (DC) hasta la conexión con el inversor, dispositivo que la convierte en corriente alterna (AC) y le aumenta la tensión a media tensión (MT) para luego ser inyectada a la red. Por otro lado, debido a las dimensiones del aerogenerador y a que cuenta con un DFAG (detallado en 7.1.2 Aerogeneradores) este se conecta directamente a la red.

El costo de inversión del proyecto (CAPEX) corresponde a la suma de 9.368.118,63 USD, la cual se detalla en la siguiente tabla:

Tecnología	Monto [USD]	Porcentaje
Solar fotovoltaica	\$ 3.645.933,58	38,92%
Eólica	\$ 4.028.661,49	43,00%
BESS	\$ 387.019,50	4,13%
Costos comunes	\$ 934.197,96	9,97%
Inversor	\$ 372.306,11	3,97%
Total	\$ 9.368.118,63	100,00%

Tabla 17: CAPEX del proyecto optimización sin bloques (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Para cada ítem, se puede visitar su desglose en el Anexo J: Detalle CAPEX por tecnología.

Luego, la configuración óptima para el régimen de precios separado por bloques horarios sólo difiere en la capacidad de la batería; en vez de usar una de 2.100 kWh el valor asciende a 6.300 kWh.

A partir de esto, se tiene que el valor del proyecto llega a los 10.142.157,63 USD, aumentando un 8,26% con respecto al escenario anterior:

Tecnología	Monto [USD]	Porcentaje
Solar fotovoltaica	\$ 3.645.933,58	35,95%
Eólica	\$ 4.028.661,49	39,72%
BESS	\$ 1.161.058,50	11,45%
Costos comunes	\$ 934.197,96	9,21%
Inversor	\$ 372.306,11	3,67%
Total	\$ 10.142.157,63	100,00%

Tabla 18: CAPEX del proyecto optimización con bloques (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

8.2.2 Estructura de costos

Los costos que representan el OPEX del proyecto durante el primer año de operación constituyen la suma total de 501.174,00 USD:

Ítem	Monto [USD]
Gastos O&M módulos fotovoltaicos	\$ 271.382,93
Gastos O&M aerogeneradores [33]	\$ 139.520,00
Gastos O&M sistema BESS [34]	\$ 7.063,00
Mantenimiento de la conexión	\$ 4.057,97
Arriendo del terreno	\$ 47.500,00
Administración sociedad	\$ 10.144,93
Seguros	\$ 23.840,58
Seguridad	\$ 724,64
Tasas municipales	\$ 1.884,06
Total	\$ 506.118,10

Tabla 19: OPEX del proyecto (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía y cotizaciones)

Para la construcción de la estructura de costos operacionales durante los 25 años que se evalúa el proyecto se consideró un IPC de 3,32%, el cual fue calculado con las series históricas del INE (base anual 2013=100), el cual aplica para todos los ítems de la Tabla 19 a excepción del arriendo del terreno ya que este precio se fija para todo el periodo de evaluación a través un contrato con el propietario de este.

Luego, para el caso en el que se optimiza con la diferenciación de precio por bloque horario, el monto asciende a 520.244,10 USD durante el primer año de operación, y la proyección para los

próximos años de la evaluación siguen la misma lógica que en el caso anterior. La única diferencia entre la Tabla 19 y este caso es que sólo el costo de O&M del sistema BESS es de 21.189,10 USD en vez de la cifra mostrada en la tabla.

8.3 Flujos de caja

Se exponen los resultados principales de los flujos de caja obtenidos, combinando las distintas configuraciones de la central y los distintos regímenes a los cuales se puede adscribir el proyecto. Los resultados se resumen en la tabla que se muestra a continuación:

Nº	Central	Régimen	TIR	VAN [USD]	Payback period
1	Precio fijo	PNCP ¹³	6,34%	-\$ 1.709.825,08	9 años
2	Precio fijo	PNCP por bloque	5,31%	-\$ 2.068.198,73	10 años
3	Precio fijo	Costo marginal	3,01%	-\$ 3.966.950,56	16 años
4	Precio por bloque	PNCP	3,53%	-\$ 2.941.543,18	11 años
5	Precio por bloque	PNCP por bloque	0,86%	-\$ 3.618.963,51	14 años
6	Precio por bloque	Costo marginal	0,88%	-\$ 5.199.090,00	21 años

Tabla 20: Resumen comparativo flujos de caja (Fuente: elaboración propia)

En todos los casos planteados se utilizó una tasa de descuento del 10% para el cálculo del VAN, la cual corresponde a la tasa empleada en el sector. El uso de esta y cómo varía el precio cuando disminuye se profundiza en el apartado que sigue [12].

Sobre lo expuesto en la Tabla 20, se puede ver que el escenario más rentable es el precio estabilizado con una central optimizada para este mismo. Sin embargo, es importante contrastar este resultado con la misma central evaluada bajo el costo marginal, donde se puede ver que el precio estabilizado logra aumentar en un 3,33% la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto. Es por esto que se concluye que el precio estabilizado no absorbe las señales de mercado que el costo marginal sí considera, teniendo como posible resultado ineficiencias de mercado, y que la neutralidad tecnológica sea pasada a llevar favoreciendo más a la tecnología solar que al resto, ya que por lo general el costo marginal es más bajo durante el día que la noche, lo que conduce a plantear la naturaleza del precio estabilizado; el cual podría ser una subvención en el caso de que el costo marginal se mantenga bajo este constantemente, o una compensación bidireccional que permite estimular la descarbonización de la matriz y producir otros beneficios como la descentralización de la generación o refuerzo de los alimentadores y del segmento de distribución por parte del privado.

Luego, es importante señalar que el cambio del decreto que regula el precio estabilizado si cumple el objetivo que se tenía en mente al momento de cambiar la tarificación en el caso de la optimización para el precio estabilizado fijo, ya que al desagregar las cantidades generadas por los bloques horarios y al aplicarle los precios diferenciados la tasa interna de retorno disminuye, situándose entre la del precio estabilizado fijo y el costo marginal; por lo tanto, se subsana la problemática relacionada a las señales de mercado e incentivos, pero no lo suficientemente claro

¹³ Precio Nudo Corto Plazo

como para determinar si globalmente es un cambio positivo, ya que desincentiva la inversión por parte de las generadoras en el segmento de la distribución.

Por otro lado, se puede observar un comportamiento “anómalo” entre el caso 2 y 5 de la Tabla 20, ya que el esperable es que la central tenga un mejor rendimiento bajo el régimen para el que fue optimizada, de lo contrario, cuando se evalúan ambas propuestas bajo el precio estabilizado por bloque, el resultado indica que la optimizada para el precio estabilizado fijo a lo largo del día tiene una tasa interna de retorno de un 4,45% mayor.

Finalmente, el hecho de que la central optimizada para el precio estabilizado por bloque tenga una rentabilidad menor en todos los casos evaluados, se debería a que tiene un sistema de almacenamiento tres veces mayor que la otra central, y las baterías ion-litio todavía tienen un precio de mercado muy alto.

El detalle sobre el flujo de caja se puede observar en el Anexo K: Flujo de caja proyecto puro.

8.4 Tasa de descuento

En un principio, la tasa de descuento que se considerará para la evaluación del proyecto es del 10% real anual según el artículo 182° de la Ley General de Servicios Eléctricos [12]. En esta misma ley, se estipula en el artículo 185° que las tarifas básicas (definidas por la CNE) deben permitir al conjunto de instalaciones en el segmento de la distribución una rentabilidad del 10±4%, de lo contrario los valores deberán ser proporcionados para alcanzar el límite más próximo.

Teniendo lo anterior en consideración, el pasado 13 de mayo del 2019 la CNE determina que la tasa de descuento estipulada en el DFL N°4 no se condice con la realidad actual del país, y tampoco representa los riesgos asociados a invertir en el segmento de la distribución. Es por esto, que actualmente se está trabajando en un proyecto de ley que busca perfeccionar el mecanismo con el que se determina esta tasa, y mientras este mecanismo no sea determinado se establecería una tasa del 6.5% en un artículo transitorio.

El proyecto de ley mencionado propone reducir la tasa a un 6% sin techo, aplicándose después de impuestos. Esta tasa deberá ser recalculada cada 4 años licitando un estudio. Dentro de la misma propuesta se estima conveniente que el estudio incorpore condiciones de mercado tanto nacional como internacional, usando el modelo clásico de los retornos esperados o CAPM (*Capital Asset Pricing Model*) [35]. Es por esto, que inicialmente se considerará una tasa de descuento del 10% real anual para establecer una base, pero con el propósito de absorber la incertidumbre de la fijación de la tasa de descuento y variar la exigencia de los flujos futuros se considera plausible hacer un análisis de sensibilidad sobre esta variable.

Para determinar un rango razonable en el que fluctuará la tasa de descuento en el análisis de sensibilidad, se utilizará el CAPM tal como se propone en el proyecto de ley. Para el activo libre de riesgo se consideró la *yield* de los bonos del Tesoro de Estados Unidos a 10 años. Después, para calcular el rendimiento del mercado se utilizó el rendimiento histórico diario del IPSA por un periodo de 10 años, considerando 20 días mes y 248 días al año en promedio. Finalmente, para el β_{im} se tomó como referencia el beta desapalancado obtenido de la página web de Aswath Damodaran en la sección de “*Total Beta*” para mercados emergentes y los resultados obtenidos se observan en la siguiente tabla:

Parámetro	Valor
r_f	2,23%
r_m	5,00%
β_{im}	0,52

Tabla 21: Valores usados en modelo CAPM (Fuente: Elaboración propia, Damodaran)

Por lo tanto, a partir de los parámetros expuesto se obtiene una tasa de descuento de un 3,67%, la cual para efectos prácticos se aproximará a un 4% y a partir de esta tasa se realizará la sensibilización de la variable en intervalos del 2% hasta llegar al 10% considerado inicialmente.

8.5 Indicadores de rentabilidad

Como se observa en la Tabla 20, los indicadores utilizados para determinar la rentabilidad del proyecto son el Valor Actual Neto (VAN), el cual tiene la finalidad de calcular el valor de los flujos futuros que genera el proyecto durante su vida útil al presente. Este consiste principalmente en aplicar una tasa de descuento a los flujos futuros, con el propósito de actualizar cada uno de ellos con un cierto nivel de exigencia el cual es determinado por la tasa de descuento, la que por lo general representa el costo de oportunidad de realizar el proyecto.

El segundo indicador utilizado es la Tasa Interna de Retorno (TIR), la que representa la tasa de interés más alta que estaría dispuesto a pagar un inversionista sin perder dinero [36]. Más *ad-hoc* con la descripción utilizada en el párrafo anterior, la TIR es la tasa que le permite al VAN tener un valor igual a cero, lo que quiere decir que este indicador establece el mínimo de exigencia que debería tener un proyecto para que este sea rentable. Finalmente, se considera el *payback period* que refleja en cuanto tiempo se recupera la inversión.

Tras analizar la tabla donde se exponen los resultados de los distintos flujos de caja, se puede determinar que sólo hay tres proyectos que podrían ser rentables dependiendo de la tasa de descuento que se utilice sobre el proyecto (entre el rango del 4% al 10%), y uno que se mantendrá igualmente en la selección debido a que es el único que atiende el objetivo principal del trabajo de título, ya que está optimizado para el régimen de precios vigente.

N°	Planta	Régimen	TIR	VAN [USD]	Payback period
1	Precio fijo	PNCP	6,34%	-\$ 1.709.825,08	9 años
2	Precio fijo	PNCP por bloque	5,31%	-\$ 2.068.198,73	9 años
4	Precio por bloque	PNCP	3,53%	-\$ 2.941.543,18	9 años
5	Precio por bloque	PNCP por bloque	0,86%	-\$ 3.618.963,51	10 años

Tabla 22: Selección de casos con mayor rentabilidad (Fuente: elaboración propia)

De los casos seleccionados, según la tasa de descuento transitoria que se propone para el sector eléctrico, más en particular en el segmento de distribución, ninguno de los proyectos sería rentable.

8.6 Optimización del proyecto

El estudio de la optimización de un proyecto tiene como principal objetivo determinar cómo maximizar el beneficio de este seleccionando las mejores opciones y variables que se puedan controlar. Por ejemplo, el tiempo de inicio del proyecto, donde realmente la variable subyacente que podría modificar el beneficio del proyecto es el precio de mercado que tienen los módulos fotovoltaicos, aerogeneradores y baterías ion-litio.

BloombergNEF estima que para el año 2030 proyecta que el precio de los módulos caerá alrededor de un 34%, los sistemas de almacenamiento cerca de un 64% y los aerogeneradores un 36%, por lo que es indispensable considerar la opción de diferir el proyecto temporalmente [22]. Por otro lado, el NREL estima que el precio de los inversores caerá un 23,08%, con lo que finalmente se reúne la información necesaria para simular el proyecto en 10 años más (2030) [37].

La flexibilidad operativa puede aumentar sustancialmente el VAN del proyecto, debido a que habría una menor incertidumbre en términos tarifarios, por lo que podrían financiarse con mayor facilidad, y por otro lado, los costos de la tecnología decrecerán con el paso del tiempo como se indica previamente ya que todas las tecnologías están relativamente al inicio de la curva de aprendizaje; especialmente las baterías ion-litio. Debido a que es difícil cuantificar cómo la incertidumbre podría afectar las alternativas de financiamiento del proyecto y el impacto, sólo se va a estudiar el desfase temporal y apalancamiento o financiamiento del proyecto.

8.6.1 Proyecto con financiamiento

Una de las formas más comunes para financiar este tipo de proyectos es optando a un *project finance*. Consiste en que el acreedor va obteniendo el pago del crédito a medida que el proyecto sobre el que se invirtió empiece a generar flujos e ingresos, contando con estos y sus activos como garantía [38]. Las partes que intervienen en esto son el *sponsor*, que es la empresa que está a cargo de obtener permisos, financiamiento, entre otros. Dentro de las responsabilidades de este, es necesario que este constituya una SPV¹⁴, la cual tiene un giro exclusivo, es responsable de la ejecución del proyecto, y compromete sus flujos y activos para conseguir el financiamiento del acreedor.

Las características principales de este tipo de financiamiento es que el acreedor, generalmente una institución bancaria, otorga el financiamiento en un 100% después de una serie de estudios, comprometiendo los flujos de efectivo del proyecto para el pago del crédito. El *project finance* tiene un alto nivel de endeudamiento, costos de transacción, administrativos y riesgo, por lo que hay muchos documentos asociados y actores adicionales a la SPV que se comprometen por *covenants* o *reps and warrants*.

Sometiendo el proyecto al financiamiento descrito anteriormente, se construye una tabla donde se comparan los resultados.

¹⁴ *Special Purpose Vehicle*

N°	Planta	Régimen	VAN [USD] (10%)	
			Proyecto puro	Project finance
1	Precio fijo	PNCP	-\$ 1.709.825,08	\$ 3.267.115,95
2	Precio fijo	PNCP por bloque	-\$ 2.068.198,73	\$ 2.907.109,52
3	Precio fijo	Costo marginal	-\$ 3.966.950,56	\$ 887.369,48
4	Precio por bloque	PNCP	-\$ 2.941.543,18	\$ 2.444.002,11
5	Precio por bloque	PNCP por bloque	-\$ 3.618.963,51	\$ 1.763.736,52
6	Precio por bloque	Costo marginal	-\$ 5.199.090,00	\$ 44.961,67

Tabla 23: Comparación proyecto puro y project finance (Fuente: elaboración propia)

Se observa que, a pesar del cambio de la estructura de financiamiento, si los proyectos se ordenan por el VAN decrecientemente, estos mantienen el mismo orden. Sin embargo, todos los proyectos pasan a ser rentables, inclusive a costo marginal que supone ser el régimen más estricto en términos de rentabilidad ya que es el más volátil, lo que conlleva a que posiblemente los acreedores sean más aversos a financiar proyectos bajo este régimen debido a que los pagos de la deuda se pueden ver comprometidos. En el Anexo L: Flujo de caja proyecto financiado se pueden examinar los detalles de este.

8.6.2 Desfase temporal del proyecto

Simulando la flexibilidad operativa que se le podría otorgar al proyecto, se consideraron dos casos: uno en el cual se optimiza sin restricciones y el segundo, en el que se restringe la central a una capacidad de generación idéntica a la evaluada anteriormente, con la salvedad que se deja libre el sistema de almacenamiento con el objetivo de determinar si existe un punto en que esta tecnología sea lo suficientemente barata como para que sea utilizada “retrasando” algunas horas el despacho de energía, y no sólo para ser una fuente de energía para el autoconsumo de la central de generación.

Al igual que en las simulaciones realizadas para el año 2020, lo más conveniente es un proyecto de generación de energía eólica de 5 turbinas, alcanzando los 8.000 MW de potencia instalada como máximo, ya que si bien es conveniente seguir aumentando la cantidad por las economías de escala, esto no es posible ya que una unidad más hace que el proyecto deje de estar en el rango de los PMGD.

Dentro de los resultados obtenidos para el año 2030, se da que la optimización técnica resultante es idéntica a la obtenida para el escenario del 2020 optimizado para el régimen por bloques. Sin embargo, los flujos de caja indican que el proyecto no es rentable con financiamiento propio ya que resulta un VAN de -2.913.509,28 USD bajo el precio estabilizado vigente (por bloques). No obstante, este mismo bajo un *project finance* sí es rentable con un VAN de 1.005.577,56 USD (ambos cálculos bajo una tasa del 10%).

Régimen	Financiamiento	VAN [USD] (10%)	
		2020	2030
PNCP por bloques	Capital propio	-\$3.618.963,51	-\$ 2.913.509,28
PNCP por bloques	<i>Project finance</i>	\$ 1.763.736,52	\$ 1.005.577,56

Tabla 24: Tabla comparativa desfase temporal del proyecto (Fuente: elaboración propia)

Como se ve en la Tabla 24, la mejor opción para el proyecto es que sea realizado el año 2020 y bajo la modalidad de financiamiento *project finance*. Lo anterior se debe principalmente a que a pesar de que el costo de las tecnologías involucradas disminuye ostensiblemente, los precios de la energía también lo hacen de manera sostenida a lo largo del tiempo; donde resulta más conveniente “aprovechar” los precios de la energía más altos entre el año 2020 – 2030 que incurrir en menores costos de capital.

8.7 Análisis de sensibilidad

A continuación, se muestra un análisis de sensibilidad sobre distintas variables influyentes en el proyecto con el fin de determinar cuáles son las de mayor relevancia. Se tratarán variables inciertas como es el precio de la energía con el paso del tiempo, variables que cambian de manera trimestral como es el caso del costo de las tecnologías, donde hay una tendencia clara a ser decreciente, sin embargo, no es fácil predecir la pendiente con la que evolucionará, y finalmente, como se menciona en los apartados anteriores, se realizará una sensibilización de la tasa de descuento para observar cómo se comporta el rendimiento del proyecto.

El análisis se realizó sólo sobre el proyecto N°2, el cual está optimizado para un precio fijo a lo largo del día y bajo el régimen vigente del precio estabilizado (por bloque). Esto es formulado de esta manera, ya que es el proyecto más rentable dentro de las opciones factibles porque tiene una menor cantidad de baterías ion-litio.

Debido a que la estructura de financiamiento del proyecto es de gran importancia al momento de realizar la evaluación económica, en una primera instancia se analiza el proyecto puro con el fin de determinar el efecto que tiene cada variable sobre este, y luego sobre el proyecto financiado, ya que al distribuir la inversión a lo largo de la vida del proyecto (apalancando) se da que el VAN aumente considerablemente, y no entrega un resultado realista sobre el retorno que produce la inversión.

8.7.1 Proyecto puro

En primer lugar, se muestra la sensibilización de la variable de inversión la cual se hace fluctuar un $\pm 15\%$ con respecto a su valor original, obteniendo los siguientes resultados manteniendo el VAN al 10%:

Sensibilización	VAN [USD]	TIR	Payback period
-15%	-\$ 662.980,93	8,27%	8 años
-10%	-\$ 1.131.386,86	7,19%	8 años
5%	-\$ 1.599.792,79	6,21%	9 años
0%	-\$ 2.068.198,73	5,31%	10 años
5%	-\$ 2.536.604,66	4,48%	10 años
10%	-\$ 3.005.010,59	3,71%	12 años
15%	-\$ 3.473.416,52	3,00%	12 años

Tabla 25: Sensibilización sobre la inversión (Fuente: elaboración propia)

De esta se infiere que por cada unidad porcentual en la que varía la inversión, el VAN aumentará o disminuirá \$93.681,19, dependiendo si el valor de la inversión disminuye o aumenta respectivamente. Bajo la misma lógica, la TIR del proyecto varía un 0,18% por cada unidad porcentual en la que varíe la inversión.

Por otro lado, observando la sensibilización sobre el precio en la Tabla 26 se puede ver que una baja en la estructura de precios tiene un impacto mayor que el alza. Sobre esto se puede concluir que el proyecto ante ninguno de los casos planteados sería rentable al 10%, no obstante, tomando la tasa de descuento transitoria sólo los casos optimistas (aumento de los precios) serían rentables.

Sensibilización	VAN [USD]	TIR	Payback period
-15%	-\$ 3.518.212,91	0,51%	14 años
-10%	-\$ 3.033.809,23	2,43%	12 años
5%	-\$ 2.550.482,78	3,97%	10 años
0%	-\$ 2.068.198,73	5,31%	10 años
5%	-\$ 1.586.876,97	6,52%	9 años
10%	-\$ 1.106.164,30	7,64%	8 años
15%	-\$ 625.968,80	8,69%	8 años

Tabla 26: Sensibilización sobre los precios de la energía (Fuente: elaboración propia)

Finalmente, después de realizar la sensibilización de la tasa de descuento, y como bien indica la TIR, el proyecto sólo es rentable con una tasa de descuento del 4% obteniendo un VAN de \$756.648,70 USD.

Tasa de descuento	VAN [USD]
10%	-\$ 2.068.198,73
8%	-\$ 1.291.686,12
6%	-\$ 363.452,29
4%	\$ 756.648,70

Tabla 27: Análisis de sensibilidad sobre el VAN (Fuente: elaboración propia)

8.7.2 Project finance

Posterior a la sensibilización realizada para el proyecto puro, se realizó para el *project finance* considerando las mismas variables. Sobre los resultados obtenidos se puede destacar que la variable del precio de la energía tiene un impacto mayor que el costo de la inversión. Es por esto, que al momento de evaluar el proyecto el año 2030, este es menos rentable que en el presente, ya que la disminución del precio de la energía contrarresta y sobrepasa el ahorro en el que se incurre con un costo de inversión más bajo.

Sensibilización	VAN [USD]	
	Inversión	Precio
-15%	\$ 3.566.031,08	\$ 1.452.366,59
-10%	\$ 3.346.390,56	\$ 1.938.712,02
-5%	\$ 3.126.750,04	\$ 2.423.588,59
0%	\$ 2.907.109,52	\$ 2.907.109,52
5%	\$ 2.687.434,11	\$ 3.389.393,58
10%	\$ 2.467.720,10	\$ 3.870.674,57
15%	\$ 2.248.006,08	\$ 4.351.149,31

Tabla 28: Sensibilización sobre el precio de la energía y la inversión en project finance (Fuente: elaboración propia)

Finalmente, luego de la variación de la tasa de descuento, se concluye que la variación de esta no tiene un efecto determinante sobre la rentabilidad del proyecto, ya que como se muestra en la Tabla 29, se observa que entre una tasa del 10% y del 6% hay una diferencia menor a los \$5.000 dólares, y una menor a \$200.000 dólares entre una tasa del 10% y del 4%:

Tasa de descuento	VAN [USD]
10%	\$ 2.907.109,52
8%	\$ 2.949.094,32
6%	\$ 2.911.948,11
4%	\$ 2.736.227,07

Tabla 29: Sensibilización tasa de descuento en project finance (Fuente: elaboración propia)

9. Conclusiones y recomendaciones

En términos generales se concluye que el proyecto puro tiene un VAN negativo de -\$ 2.068.198,73 USD y una TIR de un 5,31% lo que sugiere que el proyecto no es rentable y el retorno sobre la inversión no es la esperada, incluso después de sensibilizar los costos de inversión y precios de la energía en un rango de $\pm 15\%$ este sigue entregando un VAN (10%) negativo. Luego, con el fin de mejorar la rentabilidad de este, el proyecto se evalúa con un apalancamiento financiero (*project finance*) donde se puede observar una mejora considerable obteniendo un VAN \$ 2.907.109,52 USD. No obstante, es relevante destacar que a pesar de ser una forma común de financiamiento para este tipo de proyecto y que efectivamente lo torna más atractivo no se puede desestimar el hecho que la TIR es muy baja para la naturaleza del proyecto por lo que se recomienda no ser ejecutado.

Complementario a lo enunciado, se destaca que debido a los cambios regulatorios del decreto N°244, el grado de incertidumbre sobre los precios de la energía es mayor y esta variable incide directamente en los ingresos del proyecto, por lo que es altamente probable que las entidades bancarias muestran un nivel de aversión mayor al momento de financiar estos proyectos, o aumentarán las exigencias en los criterios que aplican para cuantificar el riesgo de financiamiento.

Luego, de acuerdo a la sensibilización realizada para la central bajo un *project finance* se toma como base el proyecto con VAN de \$ 2,9 MM USD, y sobre esto se varía la inversión y el precio, donde se concluye que un aumento de un 1% en la inversión afecta en aproximadamente -\$ 43.800 USD el VAN del proyecto, y análogamente para el precio un aumento del 1% incrementa el valor actual neto en \$ 96.626 USD a lo largo de todo el rango porcentual en el que se sensibilizó, por lo que se concluye que el precio de la energía es una variable más crítica que el costo de inversión.

Por otro lado, al momento de optimizar el proyecto se evalúa el desfase temporal de este en un periodo de 10 años, donde los resultados indican que el escenario mejora ligeramente para el proyecto puro debido a que si bien los costos de las tecnologías implementadas disminuye ostensiblemente, el precio de la energía también lo hace, y el efecto que se produce al evaluar este desfase sobre el proyecto apalancado, es que el beneficio del ahorro en inversión no alcanza a contrarrestar y sobrepasar la pérdida en ingresos que se produce debido a la disminución del precio de la energía.

Con respecto al régimen de precios al que se adscribe el proyecto, se concluye que a pesar de incorporar aerogeneradores y sistemas de almacenamiento, el cambio de regulación que incorpora los bloques horarios sigue siendo menos conveniente para la central, a pesar de que dichos equipos fueron considerados para mitigar la pérdida de rentabilidad de la energía solar ante el cambio regulatorio. Esto se debe en gran parte porque la potencia instalada de la central es mayoritariamente fotovoltaica (~63%), y esta es la más afectada por el cambio, ya que uno de los motivos principales para incorporar dichos bloques fue desincentivar las ERV. En particular la energía solar, en pos de fomentar la neutralidad tecnológica; ya que el precio estabilizado previo a la modificación daba una mayor ventaja o subvención económica durante el día, ya que el costo marginal generalmente estará por debajo de este pero la brecha tiende a disminuir a medida que se acerca la noche.

Después de evaluar el proyecto en los distintos regímenes se puede observar que el cambio en la tarificación si cumple con el motivo principal de su modificación ya que la TIR disminuye considerablemente al momento de incorporar la diferencia por bloque, pero esta variación del retorno no se adjudica sólo al cambio de tarifa; también dependerá del OPEX, la inversión y como se distribuyen estos a lo largo de la vida del proyecto.

Profundizando en el comportamiento del mix tecnológico se determina que, en primer lugar, bajo cualquiera de las condiciones planteadas en este trabajo, el sistema de almacenamiento no aporta al momento de “aplanar” la curva de producción y consecuentemente subsanar la generación de rampas energéticas producidas por las ERV. No obstante, este todavía juega un rol dentro de la central, pero se recomienda prescindir de este debido a su alto costo y bajo aporte; abastece a esta para su autoconsumo, disminuyendo la cantidad de energía retirada y produciendo un “ahorro” utilizando esta energía. Esto se debe principalmente a que factores como el RTE¹⁵ del 88%, sumado a las pérdidas que produce la conversión DC/AC, hacen que el esfuerzo por almacenar la energía sea en vano: todo el beneficio que se podría producir cambiándose a un bloque de mejor precio se pierde, ya que la cantidad de energía disminuye con las ineficiencias mencionadas anteriormente. Estos mismos si podrían tener un rol más importante, en caso de que sean instalados en *micro-grids* donde el objetivo principal sea el autoconsumo o *netbilling*, como cubiertas solares, o para PPAs con el fin de disminuir la cantidad de generadores o dejar de utilizarlos, en caso de que la energía sea necesaria durante las 24 horas.

Luego, para las simulaciones y optimización técnica de la central, fue necesario establecer una cota superior e inferior para las cantidades consideradas de cada tecnología (o definir un espacio muestral en el caso del inversor), ya que al momento de realizar las optimizaciones el *software* conjuga opciones ineficientes, busca aprovechar economías de escala que sobrepasan el límite que se establece para los PMGD, y particularmente para el motor de optimización, el cual sólo considera una ventana temporal de un año la cual se replica durante los años de duración del proyecto, donde no se permite considerar la degradación de los componentes, fluctuaciones del precio de la energía, y otras variables que sí son importantes y deben ser consideradas al momento de evaluar el proyecto. Es por esto, que a pesar de que el programa entrega resultados concretos y lo que se considera estrictamente óptimo según el COE¹⁶ en el periodo de tiempo dado (un año), es necesario revisar las otras alternativas simuladas para seleccionar la más conveniente, ya que -a modo ilustrativo- el *software* plantea como óptimo para el año 2030 una central donde la potencia *peak* supera en un 90% a la potencia nominal. Esto se produce debido a que el ideal es que el inversor se mantenga la mayor cantidad de tiempo posible con el *output* máximo, sin embargo, en el caso práctico esto no es posible (el común es que la potencia *peak* no supere a la nominal por más de un 20%, lo que depende de la radiación y más factores).

Bajo la misma línea, se concluye que el *software* no considera factores como la diferencia que existe en la práctica al llevar a cabo una obra con dos tipos de tecnologías distintas en una misma central en comparación con una sola, ni el costo de oportunidad asociado que tiene la entidad que evalúa el proyecto, ya que puede destinar el mismo tiempo y posiblemente menos recursos en una obra en la que ya se tiene el *know-how*, donde a su vez minimiza el riesgo. Es por esto, que se recomienda que las tecnologías sean implementadas por separado, ya que además de que las simulaciones sugieren esto en un escenario sin restricciones, también porque aumenta el costo de oportunidad al momento de seleccionar un lugar apto para dos tipos de generación; considerando la geografía de nuestro país, en las zonas aptas para implementar tecnología eólica no son idóneas para la fotovoltaica y viceversa. Particularmente en la Región del Bío-Bío la radiación solar por m² es considerablemente menor a lo que se registra desde la Región Metropolitana hacia el norte, y con respecto a los vientos, generalmente, a medida que las velocidades aumentan la radiación solar disminuye, tanto al sur del país como a la costa.

Esto conlleva a que por el lado de la energía solar se tenga que aumentar la potencia *peak* para sacarle un mayor partido al inversor aumentando la inversión innecesariamente, o en el caso de la

¹⁵ *Roundtrip Efficiency*

¹⁶ *Cost of Energy*

energía eólica haya que utilizar aerogeneradores para vientos de baja a media velocidad donde aún así no se aprovecha bien la capacidad de generación que tiene el equipo. Luego, cabe destacar que el análisis realizado responde sólo a la zona donde se evaluó el proyecto, por lo que los resultados no son extrapolables.

Finalmente, se concluye que para subsanar los problemas de flexibilidad que se proyectan para los próximos 25 años como las rampas energéticas y el vertimiento de las ERV, los sistemas de almacenamiento son probablemente la mejor alternativa. Sin embargo, hay más de una arista por donde abordar este problema. Por un lado, se tiene el arbitraje de energía que aprovecharía la diferencia de costos marginales, pero el problema surge al momento de preguntarse quién decide cuando se despacha y retira la energía y a qué costo, ya que el beneficio para uno podría significar perjudicar a otro. Luego, como se plantea en el presente trabajo de título, otra alternativa es la co-localización con ERV para evitar el vertimiento, lo que se evidencia como algo infactible en el caso estudiado debido a las pérdidas y el alto costo de los sistemas de almacenamiento (ion-litio en este caso), a menos que las autoridades pongan incentivos o subvencionen en el caso que se evidencie que son un aporte en la flexibilidad. Por el lado del segmento de la transmisión, queda como alternativa que los sistemas de almacenamiento lo refuercen, situación que solucionaría los problemas de vertimiento de ERNC y congestión de las líneas de transmisión. Sin embargo, se requeriría una alta inversión en infraestructura a nivel nacional, un análisis económico, ambiental y social, junto un marco regulatorio claro y robusto. Es por lo anterior que se plantea como trabajo futuro la reevaluación de un proyecto con características similares una vez que haya una menor incertidumbre tarifaria, se haya implementado la “ley larga” de distribución a cabalidad, y los costos de inversión sean menores, ya que se pueden obtener resultados más precisos.

10. Bibliografía

- [1] Gobierno de Chile, «Presidente Piñera presentó plan para cerrar todas las centrales energéticas a carbón para que Chile sea carbono neutral» 4 Junio 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.cl/noticias/presidente-pinera-presento-plan-para-cerrar-todas-las-centrales-energeticas-carbon-para-que-chile-sea-carbono-neutral/>. [Último acceso: 27 Agosto 2019].
- [2] Ministerio de Energía, «Ruta Energética 2018-2022» Mayo 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>. [Último acceso: 27 Agosto 2019].
- [3] Valgesta Energía, «Desafíos Regulatorios de la Transición Energética Flexibilidad en Sistemas Eléctricos» de *Desafíos Regulatorios de la Transición Energética: Flexibilidad y Almacenamiento*, Santiago, 2019.
- [4] Banco Mundial, «Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita)» 2014. [En línea]. Disponible en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC>. [Último acceso: 21 Agosto 2019].
- [5] Energía Abierta, «Capacidad Instalada de Generación - SEN» Mayo 2019. [En línea]. Disponible en: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/245691/CAPAC-INSTA-DE-GENER-SEN/>. [Último acceso: 22 Agosto 2019].
- [6] Generadoras de Chile, «Generación eléctrica en Chile» 23 Agosto 2019. [En línea]. Disponible en: <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>. [Último acceso: 23 Agosto 2019].
- [7] Comisión Nacional de Energía, «Tarificación Eléctrica» [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>. [Último acceso: 12 Agosto 2019].
- [8] Coordinador Eléctrico Nacional, «Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018» 23 Enero 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2018/01/Propuesta-de-Expansión-del-Sistema-de-Transmisión-2018-1.pdf>. [Último acceso: 29 Julio 2019].
- [9] Ministerio de Energía, «Aprueba reglamento para la fijación de precio nudo» 23 Abril 2013. [En línea]. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1050337>. [Último acceso: 29 Mayo 2019].
- [10] ACESOL, «Reglamento DS244 para PMG y PMGD para aprobación de Contraloría» 10 Octubre 2019. [En línea]. Disponible en: <https://acesol.cl/menu-socios/documentos/item/1509-reglamento-ds244-para-pmg-y-pmgd.html>. [Último acceso: 6 Diciembre 2019].

- [11] Homer Energy, «HOMER Pro 3.13 User Manual» Abril 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.13/index.html>. [Último acceso: 12 Agosto 2019].
- [12] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, «FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1, DE MINERIA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA» 17 Noviembre 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>. [Último acceso: 20 Noviembre 2019].
- [13] C. Testart, «Análisis del mercado de generación eléctrica: Spot, contratos y comportamientos estratégicos» Agosto 2010. [En línea]. Disponible en: http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/103880/cf-testart_cp.pdf?sequence=3&isAllowed=y. [Último acceso: 2 Agosto 2019].
- [14] Coordinador Eléctrico Nacional, «Demanda proyectada» 4 Junio 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/graficos/planificacion-de-la-transmision/demanda-proyectada/>. [Último acceso: 4 Junio 2019].
- [15] Coordinador Eléctrico Nacional, «Costo marginal proyectado» 4 Junio 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/desarrollo/graficos/planificacion-de-la-transmision/costo-marginal-proyectado/>. [Último acceso: 4 Junio 2019].
- [16] F. Heisig y A. Mohr, «Costo de abatimiento de nueva energía (LACE) y costo de desarrollo de la energía (LCOE): La nueva forma de determinar la entrada de nuevas tecnologías al sistema» 4 Junio 2016. [En línea]. Disponible en: http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno16/abatim/Entrega%20final%20LCOE%20LACE.htm#_Toc448939935. [Último acceso: 7 Diciembre 2019].
- [17] ACERA, «Estadísticas: Sector de generación de energía eléctrica renovable» Julio 2019. [En línea]. Disponible en: <https://acera.cl/estadisticas/>. [Último acceso: 21 Agosto 2019].
- [18] Revista Electricidad, «Expertos internacionales destacan liderazgo de Chile en almacenamiento con baterías» 1 Agosto 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.revistaei.cl/2019/01/08/expertos-internacionales-destacan-liderazgo-de-chile-en-almacenamiento-con-baterias/>. [Último acceso: 28 Agosto 2019].
- [19] International Energy Agency, «Energy storage: Tracking clean energy progress» 18 Junio 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/tcep/energyintegration/energystorage/>. [Último acceso: 28 Agosto 2019].
- [20] E. Huber, «Impacto de los sistemas de almacenamiento de energía en la operación del sistema eléctrico nacional» Coordinador Eléctrico Nacional, Enero 2019. [En línea]. Disponible en: https://amchamchile.cl/wp-content/uploads/2019/01/Ernesto-Huber_CoordinadorEN.pdf. [Último acceso: 28 Agosto 2019].

- [21] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis - Version 4.0» Noviembre 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf>. [Último acceso: 28 Agosto 2019].
- [22] BloombergNEF, «New Energy Outlook 2019» 2019. [En línea]. Disponible en: <https://bnf.turtl.co/story/neo2019?teaser=true>. [Último acceso: 4 Octubre 2019].
- [23] America's Electric Cooperative, «Battery Energy Storage Overview» Abril 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.cooperative.com/programs-services/bts/Documents/Reports/Battery-Energy-Storage-Overview-Report-Update-April-2019.pdf>. [Último acceso: 04 Octubre 2019].
- [24] Lazard, «Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis - Version 12.0» Noviembre 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>. [Último acceso: 28 Agosto 2019].
- [25] Center for Sustainable Systems, University of Michigan, «Wind Energy Factsheet» Agosto 2018. [En línea]. Disponible en: http://css.umich.edu/sites/default/files/Wind_Energy_Factsheet_CSS07-09_e2018.pdf. [Último acceso: 2 Septiembre 2019].
- [26] Fraunhofer ISE, «Photovoltaics Report» 14 Marzo 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>. [Último acceso: 29 Agosto 2019].
- [27] EnerNex LLC, «Documentation, User Support, and Verification of Wind Turbine and Plant Models» 18 Septiembre 2012. [En línea]. Disponible en: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1051403>. [Último acceso: 21 Enero 2020].
- [28] V. Coldeira Medrano, «Estudio de viabilidad técnico-económico de instalación de parque eólico instalado en Arauco, Región del Bío-Bío» Octubre 2017. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/40923/3560902038558UTFSM.pdf?sequence=1>. [Último acceso: 3 Octubre 2019].
- [29] CNE, «Informe de Costos de Tecnologías de Generación» Marzo 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/03/Res.-Ext.-Nº-207-Informe-costos-de-generación-2019.pdf>. [Último acceso: 3 Octubre 2019].
- [30] ARC Advisory Group, «Lithium Batteries Winning the Grid Scale Energy Storage Battle» 6 Junio 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.arcweb.com/blog/lithium-batteries-winning-grid-scale-energy-storage-battle>. [Último acceso: 3 Septiembre 2019].
- [31] D. Parada, «Aplicaciones técnicas y económicas de sistemas BESS en parques eólicos y fotovoltaicos en el sistema eléctrico chileno» 2018. [En línea]. Disponible en: <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/152522/Aplicaciones-técnicas-y-económicas-de-sistemas-BESS-en-parques-eólicos-y-fotovoltaicos-en-el-sistema-eléctrico-chileno.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. [Último acceso: 3 Septiembre 2019].

- [32] H. Tae Kim, Y. Gyu Jin y Y. Tae Yoon, «An Economic Analysis of Load Leveling with Battery Energy Storage Systems (BESS) in an Electricity Market Environment: The Korean Case» 27 Abril 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/9/1608>. [Último acceso: 18 Octubre 2019].
- [33] I. Staffell, «How does wind farm performance decline with age?» 25 Octubre 2013. [En línea]. Disponible en: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148113005727?token=24BAB00F41A63AF01C3701FD727A8E7B8D3FFB38C1A3A37501655153487DCAADC677D4C070E183685B2F15235D055196>. [Último acceso: 18 Octubre 2019].
- [34] National Renewable Energy Laboratory, «2017 Cost of Wind Energy Review» Septiembre 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/72167.pdf>. [Último acceso: 18 Octubre 2019].
- [35] U.S Department of Energy, «Energy Storage Technology and Cost Characterization Report» Julio 2019. [En línea]. Disponible en: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/07/f65/Storage%20Cost%20and%20Performance%20Characterization%20Report_Final.pdf. [Último acceso: 18 Octubre 2019].
- [36] CNE, «Citación Comisión de Minería y Energía» 13 Mayo 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.camara.cl/pdf.aspx?prmID=169762&prmTIPO=DOCUMENTOCOMISION>. [Último acceso: 20 Noviembre 2019].
- [37] N. Sapag y R. Sapag, Preparación y evaluación de proyectos, McGraw Hill, 2008.
- [38] National Renewable Energy Laboratory, «Cost-Reduction Roadmap for Residential Solar Photovoltaics (PV), 2017–2030» Enero 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70748.pdf>. [Último acceso: 27 Noviembre 2019].
- [39] G. Pinzon y J. Rodriguez, «Project Finance» 2000. [En línea]. Disponible en: <https://www.javeriana.edu.co/biblos/tesis/derecho/dere2/Tesis18.pdf>. [Último acceso: 26 Noviembre 2019].

11. Anexos

11.1 Anexo A: Ecuaciones Precio Nudo de Corto Plazo

11.1.1 Precio Básico de la Energía

$$PBE_{Nref} = \frac{\sum_{i=1}^{48} CMg_{Nref,t}^i \cdot E_{Nref,t}^i / (1+r)^{i-1}}{\sum_{i=1}^{48} E_{Nref,t}^i / (1+r)^{i-1}}$$

Donde:

PBE_{Nref} es el Precio Básico de la Energía en el nodo de referencia.

CMg_{Nref}^i es el Costo Marginal de la energía en la subestación básica de energía durante el mes i .

E_{Nref}^i es la Energía Mensual en la subestación básica de energía durante el mes i .

11.1.2 Precio Medio Básico

$$PMB = PBE + \frac{Ppot}{\frac{8760}{12} \cdot F_C}$$

Donde:

PE es el Precio de Energía.

$Ppot$ es el Precio Básico de Potencia.

F_C es el Factor de Carga.

11.1.3 Banda de Precio de Mercado

$$BPM = \begin{cases} 5\% & \left| \frac{\Delta PMB}{PMM\%} \right| < 30\% \\ \frac{2}{5} \cdot \left| \frac{\Delta PMB}{PMM\%} \right| - 2\% & 30\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM\%} \right| < 80\% \\ 30\% & 80\% \leq \left| \frac{\Delta PMB}{PMM\%} \right| \end{cases}$$

Donde:

$\Delta PMB/PMM\%$ es la diferencia porcentual entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado

La diferencia porcentual entre el PMB y el PMM se define de la siguiente forma:

$$DIF\%_{PMB-PMM} = \left| \frac{PMB - PMM}{PMM} \right| \cdot 100\%$$

11.1.4 Precio de la potencia de punta

$$Ppot[USD/kW/mes] = Pbpot \cdot \left[\frac{DOL}{DOL_0} \cdot \frac{1+d}{1+d_0} \cdot \left(c_1 \cdot \frac{PPI_{turb}}{PPI_{turb_0}} + c_2 \cdot \frac{PPI}{PPI_0} \right) + c_3 \frac{IPM}{IPM_0} + c_4 \frac{IPC}{IPC_0} \right]$$

Donde:

DOL es el valor promedio del tipo de cambio observado del dólar del mes anterior que aplique la indexación publicado por el Banco Central.

d es la tasa arancelaria aplicable a equipos electromecánicos en la Zona Franca de Iquique.

IPC es el Índice de Precios al Consumidor publicado por el INE para el segundo mes anterior al que se le aplique la indexación.

IPM es el Índice de Precios al por Mayor publicado por el INE para el segundo mes anterior al que se le aplique la indexación.

PPI_{turb} es el Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.

PPI es el Producer Price Index – Commodities publicados por el Bureau of Labor Statistics correspondiente al sexto mes anterior al cual se aplique la indexación.

DOL_0 es el dólar observado promedio del mes de marzo de 2008 publicado por el Banco Central (\$442.94 USD).

d_0 es la tasa arancelaria vigente aplicable a equipos electromecánicos en la Zona Franca de Iquique (6%).

IPC_0 e IPM_0 son los valores del IPC y del IPM correspondientes a febrero de 2008 (134.44 y 260.34 respectivamente).

PPI_{turb_0} es el Producer Price Index Industry Data: Turbine & Turbine Generator Set Unit Mfg correspondiente al mes de octubre de 2007 (167.80 USD).

PPI_0 es el Producer Price Index – Commodities correspondiente al mes de octubre de 2007 (174.70 USD).

11.1.5 Precio de la Energía

$$\text{Precio Energía} = PBE \cdot \left[\frac{PMM_i}{PMM_0} \right]$$

11.2 Anexo B: Proyección del costo marginal en base mensual

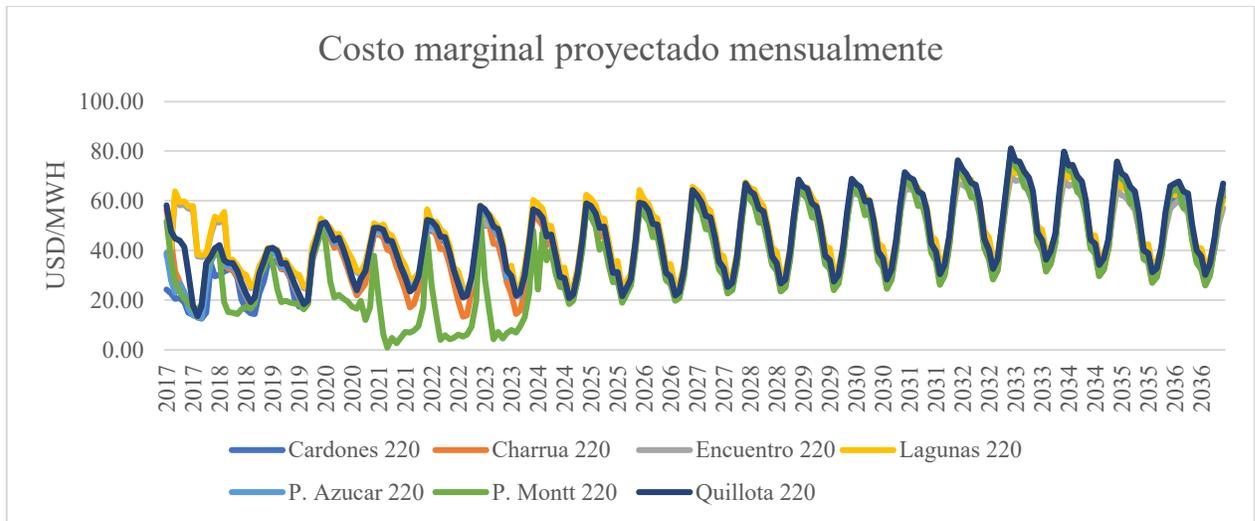


Gráfico 24: Proyección del costo marginal mensualmente (Fuente: Coordinador)

11.3 Anexo C: Datos proyección Precio Nudo de Corto Plazo

USD/kWh	PNCP	USD/kWh	PNCP
2020-1	\$ 0,0678	2033-1	\$ 0,0536
2020-2	\$ 0,0655	2033-2	\$ 0,0522
2021-1	\$ 0,0648	2034-1	\$ 0,0520
2021-2	\$ 0,0650	2034-2	\$ 0,0508
2022-1	\$ 0,0642	2035-1	\$ 0,0438
2022-2	\$ 0,0633	2035-2	\$ 0,0426
2023-1	\$ 0,0628	2036-1	\$ 0,0429
2023-2	\$ 0,0622	2036-2	\$ 0,0420
2024-1	\$ 0,0620	2037-1	\$ 0,0412
2024-2	\$ 0,0620	2037-2	\$ 0,0404
2025-1	\$ 0,0610	2038-1	\$ 0,0396
2025-2	\$ 0,0600	2038-2	\$ 0,0388
2026-1	\$ 0,0583	2039-1	\$ 0,0380
2026-2	\$ 0,0607	2039-2	\$ 0,0373
2027-1	\$ 0,0600	2040-1	\$ 0,0366
2027-2	\$ 0,0593	2040-2	\$ 0,0359
2028-1	\$ 0,0582	2041-1	\$ 0,0352
2028-2	\$ 0,0570	2041-2	\$ 0,0345
2029-1	\$ 0,0560	2042-1	\$ 0,0339
2029-2	\$ 0,0550	2042-2	\$ 0,0333
2030-1	\$ 0,0541	2043-1	\$ 0,0327
2030-2	\$ 0,0544	2043-2	\$ 0,0321
2031-1	\$ 0,0553	2044-1	\$ 0,0316
2031-2	\$ 0,0551	2044-2	\$ 0,0310
2032-1	\$ 0,0551	2045-1	\$ 0,0305
2032-2	\$ 0,0542	2045-2	\$ 0,0300

Tabla 30: Proyección Precio Nudo de Corto Plazo en USD (Fuente: elaboración propia)

11.4 Anexo D: Precio estabilizado por bloque horario

USD/kWh	Bloque A	Bloque B	Bloque C	Bloque D	Bloque E	Bloque F
2020-1	\$ 0,073	\$ 0,073	\$ 0,065	\$ 0,065	\$ 0,067	\$ 0,069
2020-2	\$ 0,071	\$ 0,071	\$ 0,062	\$ 0,062	\$ 0,064	\$ 0,067
2021-1	\$ 0,070	\$ 0,070	\$ 0,061	\$ 0,061	\$ 0,064	\$ 0,066
2021-2	\$ 0,070	\$ 0,070	\$ 0,061	\$ 0,061	\$ 0,064	\$ 0,066
2022-1	\$ 0,069	\$ 0,069	\$ 0,061	\$ 0,061	\$ 0,063	\$ 0,065
2022-2	\$ 0,068	\$ 0,068	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,062	\$ 0,065
2023-1	\$ 0,068	\$ 0,068	\$ 0,059	\$ 0,059	\$ 0,062	\$ 0,064
2023-2	\$ 0,067	\$ 0,067	\$ 0,059	\$ 0,059	\$ 0,061	\$ 0,064
2024-1	\$ 0,067	\$ 0,067	\$ 0,058	\$ 0,058	\$ 0,061	\$ 0,063
2024-2	\$ 0,068	\$ 0,068	\$ 0,058	\$ 0,058	\$ 0,061	\$ 0,064
2025-1	\$ 0,067	\$ 0,067	\$ 0,057	\$ 0,057	\$ 0,060	\$ 0,063
2025-2	\$ 0,066	\$ 0,066	\$ 0,056	\$ 0,056	\$ 0,059	\$ 0,062
2026-1	\$ 0,064	\$ 0,064	\$ 0,054	\$ 0,054	\$ 0,057	\$ 0,060
2026-2	\$ 0,066	\$ 0,066	\$ 0,056	\$ 0,056	\$ 0,059	\$ 0,062
2027-1	\$ 0,065	\$ 0,065	\$ 0,056	\$ 0,056	\$ 0,059	\$ 0,062
2027-2	\$ 0,065	\$ 0,065	\$ 0,054	\$ 0,054	\$ 0,058	\$ 0,061
2028-1	\$ 0,063	\$ 0,063	\$ 0,053	\$ 0,053	\$ 0,057	\$ 0,059
2028-2	\$ 0,062	\$ 0,062	\$ 0,052	\$ 0,052	\$ 0,055	\$ 0,058
2029-1	\$ 0,061	\$ 0,061	\$ 0,051	\$ 0,051	\$ 0,054	\$ 0,057
2029-2	\$ 0,061	\$ 0,061	\$ 0,050	\$ 0,050	\$ 0,053	\$ 0,056
2030-1	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,049	\$ 0,049	\$ 0,052	\$ 0,055
2030-2	\$ 0,061	\$ 0,061	\$ 0,049	\$ 0,049	\$ 0,052	\$ 0,055
2031-1	\$ 0,063	\$ 0,063	\$ 0,049	\$ 0,049	\$ 0,053	\$ 0,056
2031-2	\$ 0,063	\$ 0,063	\$ 0,049	\$ 0,049	\$ 0,052	\$ 0,056
2032-1	\$ 0,063	\$ 0,063	\$ 0,048	\$ 0,048	\$ 0,052	\$ 0,056
2032-2	\$ 0,062	\$ 0,062	\$ 0,047	\$ 0,047	\$ 0,051	\$ 0,056
2033-1	\$ 0,062	\$ 0,062	\$ 0,046	\$ 0,046	\$ 0,051	\$ 0,055
2033-2	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,045	\$ 0,045	\$ 0,049	\$ 0,054
2034-1	\$ 0,060	\$ 0,060	\$ 0,045	\$ 0,045	\$ 0,049	\$ 0,054
2034-2	\$ 0,059	\$ 0,059	\$ 0,043	\$ 0,043	\$ 0,048	\$ 0,052
2035-1	\$ 0,050	\$ 0,050	\$ 0,038	\$ 0,038	\$ 0,041	\$ 0,045
2035-2	\$ 0,049	\$ 0,049	\$ 0,036	\$ 0,036	\$ 0,040	\$ 0,044
2036-1	\$ 0,050	\$ 0,050	\$ 0,036	\$ 0,036	\$ 0,040	\$ 0,044
2036-2	\$ 0,049	\$ 0,049	\$ 0,036	\$ 0,036	\$ 0,039	\$ 0,043
2037-1	\$ 0,048	\$ 0,048	\$ 0,035	\$ 0,035	\$ 0,039	\$ 0,042
2037-2	\$ 0,047	\$ 0,047	\$ 0,034	\$ 0,034	\$ 0,038	\$ 0,041
2038-1	\$ 0,046	\$ 0,046	\$ 0,033	\$ 0,033	\$ 0,037	\$ 0,041
2038-2	\$ 0,045	\$ 0,045	\$ 0,032	\$ 0,032	\$ 0,036	\$ 0,040
2039-1	\$ 0,045	\$ 0,045	\$ 0,032	\$ 0,032	\$ 0,035	\$ 0,039
2039-2	\$ 0,044	\$ 0,044	\$ 0,031	\$ 0,031	\$ 0,035	\$ 0,038
2040-1	\$ 0,043	\$ 0,043	\$ 0,030	\$ 0,030	\$ 0,034	\$ 0,038
2040-2	\$ 0,042	\$ 0,042	\$ 0,029	\$ 0,029	\$ 0,033	\$ 0,037

2041-1	\$ 0,042	\$ 0,042	\$ 0,029	\$ 0,029	\$ 0,032	\$ 0,036
2041-2	\$ 0,041	\$ 0,041	\$ 0,028	\$ 0,028	\$ 0,032	\$ 0,036
2042-1	\$ 0,040	\$ 0,040	\$ 0,027	\$ 0,027	\$ 0,031	\$ 0,035
2042-2	\$ 0,040	\$ 0,040	\$ 0,027	\$ 0,027	\$ 0,031	\$ 0,034
2043-1	\$ 0,039	\$ 0,039	\$ 0,026	\$ 0,026	\$ 0,030	\$ 0,034
2043-2	\$ 0,039	\$ 0,039	\$ 0,026	\$ 0,026	\$ 0,029	\$ 0,033
2044-1	\$ 0,038	\$ 0,038	\$ 0,025	\$ 0,025	\$ 0,029	\$ 0,032
2044-2	\$ 0,037	\$ 0,037	\$ 0,025	\$ 0,025	\$ 0,028	\$ 0,032
2045-1	\$ 0,037	\$ 0,037	\$ 0,024	\$ 0,024	\$ 0,028	\$ 0,031
2045-2	\$ 0,036	\$ 0,036	\$ 0,023	\$ 0,023	\$ 0,027	\$ 0,031

Tabla 31: Precio estabilizado por bloque 2020-2045 (Fuente: elaboración propia a partir de información de la empresa)

11.5 Anexo E: Coordenadas de los vértices de la macrozona

A continuación, se muestra la tabla que detalla las coordenadas de los vértices de la macrozona seleccionada para la evaluación del proyecto:

Vértice	Latitud	Longitud	MSNM
A	37°33'22" S	72°19'21" O	136
B	37°41'58" S	72°08'24" O	228
C	37°49'00" S	72°09'11" O	270
D	37°51'59" S	72°17'25" O	290
E	37°46'00" S	72°25'50" O	203

Tabla 32: Coordenadas macrozona del proyecto (Fuente: elaboración propia)

11.6 Anexo F: Valores asociados a los gráficos en el análisis del recurso solar

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa	6,92	6,00	4,48	2,69	1,55	1,12	1,22	1,76	3,13	4,11	5,65	6,64
Difusa	1,27	1,16	1,03	0,91	0,76	0,68	0,73	0,91	1,18	1,43	1,54	1,44
Global	8,19	7,16	5,51	3,60	2,31	1,80	1,95	2,67	4,31	5,54	7,19	8,08

Tabla 33: Valores promedio mensual de la insolación diaria (Fuente: DGF-FCFM)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Directa	3,47	3,71	3,57	3,72	3,94	3,69	3,87	3,99	3,59	4,06	3,76	3,84	3,66
Difusa	1,18	1,12	1,12	1,11	1,02	1,09	1,06	1,04	1,14	0,99	1,08	1,08	1,10
Global	4,65	4,83	4,69	4,83	4,96	4,78	4,93	5,03	4,73	5,05	4,84	4,92	4,76

Tabla 34: Promedio anual de la insolación diaria (Fuente: DGF-FCFM)

11.7 Anexo G: Radiación promedio para cada hora y mes

W/m ²	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dec
00:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	172	310
07:00	539	428	91	0	0	0	0	0	108	439	428	503
08:00	654	577	629	441	141	0	1	264	573	440	547	637
09:00	778	708	606	423	472	482	506	431	529	535	677	734
10:00	835	797	700	511	349	288	307	342	527	596	735	772
11:00	856	828	740	562	389	315	347	381	570	607	739	806
12:00	888	854	765	604	431	337	343	412	602	617	765	805
13:00	873	851	777	617	462	378	369	431	582	624	748	830
14:00	872	867	760	634	459	376	365	434	576	610	734	827
15:00	862	849	743	598	439	339	347	419	545	593	715	813
16:00	857	800	722	579	544	633	481	457	502	545	683	781
17:00	802	751	660	504	437	341	443	423	440	493	620	743
18:00	718	641	570	209	0	0	0	120	369	558	497	653
19:00	610	471	87	0	0	0	0	0	0	0	366	576
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 35: Promedio de la radiación directa normal para cada hora y mes (Fuente: DGF-FCFM)

11.8 Anexo H: Velocidad del viento para cada hora y mes

m/s	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
00:00	8,1	7,3	5,9	4,9	5,9	7,1	7,7	8,3	5,1	5,6	8,4	7,9
01:00	8,1	7,0	5,8	4,6	5,8	7,4	7,4	7,9	5,2	5,5	8,1	7,4
02:00	7,9	6,8	5,5	4,2	5,6	7,1	7,1	7,5	5,1	5,4	7,8	7,3
03:00	7,6	6,8	5,3	3,9	5,5	7,1	7,3	7,2	5,1	5,4	7,5	6,9
04:00	7,7	6,5	5,3	3,8	5,3	7,4	7,6	7,1	5,1	5,2	7,4	6,7
05:00	7,5	6,3	5,4	3,9	4,9	7,1	7,9	7,0	4,9	5,3	7,3	6,5
06:00	7,3	6,0	5,0	3,9	4,9	6,6	8,6	6,9	4,9	5,2	6,8	6,3
07:00	7,0	5,5	4,9	3,8	4,9	6,4	9,0	6,6	4,5	5,4	6,5	6,2
08:00	6,6	4,9	4,9	3,8	5,0	6,6	8,4	7,0	4,4	5,0	6,3	5,6
09:00	6,5	4,4	4,4	3,3	4,8	6,9	8,0	7,0	4,4	4,7	6,4	5,5
10:00	6,9	4,7	4,5	3,3	4,5	6,6	8,0	6,5	4,0	4,8	6,2	5,7
11:00	6,9	5,0	4,6	3,2	4,1	6,5	7,6	6,8	3,9	4,9	6,4	5,7
12:00	7,1	5,0	4,6	3,7	4,2	6,6	7,6	6,8	4,2	5,0	6,4	5,7
13:00	7,3	5,2	4,8	3,9	4,1	6,5	8,0	6,9	4,5	5,1	6,6	5,7
14:00	7,6	5,0	5,0	4,2	4,1	6,4	8,1	7,0	4,9	5,2	6,9	5,7
15:00	7,9	5,7	5,2	4,5	4,5	7,0	7,5	7,3	5,2	5,5	7,0	6,1
16:00	8,5	6,3	5,4	4,7	4,8	7,2	7,5	7,1	4,9	5,5	7,4	6,0
17:00	8,4	6,7	5,6	4,8	5,0	7,2	7,5	7,3	4,9	5,8	7,7	6,3
18:00	8,7	6,9	5,8	5,1	5,3	7,2	6,9	7,3	5,1	5,9	7,6	6,6
19:00	8,7	7,3	6,8	5,2	5,4	7,2	7,2	7,2	5,2	5,6	7,6	7,1
20:00	8,6	7,6	7,1	5,4	5,8	7,5	6,6	7,0	5,8	5,5	7,8	7,3
21:00	8,8	7,7	6,9	5,5	5,9	7,3	6,8	7,3	5,9	5,6	8,2	7,8
22:00	8,7	7,5	6,6	5,3	5,6	7,5	7,5	7,7	5,6	5,9	8,1	7,7
23:00	8,5	7,4	6,3	5,2	5,6	7,0	7,6	8,2	5,4	5,7	8,4	7,8

Tabla 36: Velocidad del viento para cada hora y mes (Fuente: DGF-FCFM)

11.9 Anexo I: Generación de energía

Año	Producción PV [kWh]	Producción Eólica [kWh]	Energía inyectada [kWh]
2020	17.030.944	9.617.381	25.805.339
2021	16.911.727	9.463.503	25.438.804
2022	16.793.345	9.312.087	25.169.006
2023	16.675.792	9.163.093	24.902.459
2024	16.559.061	9.016.484	24.639.119
2025	16.443.148	8.872.220	24.378.942
2026	16.328.046	8.730.265	24.121.885
2027	16.213.750	8.590.580	23.867.904
2028	16.100.253	8.453.131	23.616.958
2029	15.987.552	8.317.881	23.369.007
2030	15.875.639	8.184.795	23.124.008
2031	15.764.509	8.053.838	22.881.921
2032	15.654.158	7.924.977	22.642.708
2033	15.544.579	7.798.177	22.406.330
2034	15.435.766	7.673.406	22.172.747
2035	15.327.716	7.550.632	21.941.922
2036	15.220.422	7.429.822	21.713.818
2037	15.113.879	7.310.945	21.488.398
2038	15.008.082	7.193.970	21.265.626
2039	14.903.025	7.078.866	21.045.465
2040	14.798.704	6.965.604	20.827.882
2041	14.695.113	6.854.154	20.612.842
2042	14.592.248	6.744.488	20.400.310
2043	14.490.102	6.636.576	20.190.252
2044	14.388.671	6.530.391	19.982.636
2045	14.287.950	6.425.905	19.777.429

Tabla 37: Detalle energía generada (Fuente: Simulación HOMER Pro)

11.10 Anexo J: Detalle CAPEX por tecnología

Solar fotovoltaico	Monto [USD]
Módulos fotovoltaicos	\$ 1.948.334,60
Estructura	\$ 1.056.754,85
Obra civil	\$ 474.875,04
Infraestructura eléctrica	\$ 165.969,09
Total	\$ 3.645.933,58

Tabla 38: Desglose CAPEX - Solar fotovoltaico (Fuente: elaboración propia a partir de información empresa)

Eólico	Monto [USD]
Aerogenerador y torre	\$ 3.103.001,60
Obra civil	\$ 505.954,43
Infraestructura eléctrica	\$ 419.705,47
Total	\$ 4.028.661,49

Tabla 39: Desglose CAPEX - Eólico (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Costos comunes	Monto [USD]
Infraestructura eléctrica	\$ 133.809,36
Obra civil	\$ 429.164,01
Ingeniería	\$ 170.873,26
Comunicación y monitorización	\$ 200.351,33
Total	\$ 934.197,96

Tabla 40: Desglose CAPEX - Costos comunes (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Sistema BESS	Monto [USD]
Baterías	\$ 213.528,00
Battery management system	\$ 173.491,50
Total	\$ 387.019,50

Tabla 41: Desglose CAPEX - Sistema BESS (Fuente: elaboración propia a partir de bibliografía)

Inversor	Monto [USD]
Inversor	\$ 338.880,00
Transformador auxiliar	\$ 16.342,00
Transporte	\$ 17.084,11
Total	\$ 372.306,11

Tabla 42: Desglose CAPEX - Inversor (Fuente: cotizaciones)

11.11 Anexo K: Flujo de caja proyecto puro

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(+) Ingreso por venta de energía	-	\$ 1,714,264.92	\$ 1,650,372.87	\$ 1,604,437.26	\$ 1,556,931.10	\$ 1,527,563.75	\$ 1,475,146.09
(+) Ingreso por venta de potencia	-	\$ 116,337.49	\$ 121,925.67	\$ 122,045.14	\$ 122,191.57	\$ 122,339.23	\$ 122,488.13
(-) Gastos O&M módulos fotovoltaicos	-	\$ 135,691.46	\$ 140,196.42	\$ 144,850.94	\$ 149,659.99	\$ 154,628.70	\$ 159,762.38
(-) Gastos O&M aerogeneradores	-	\$ 139,520.00	\$ 144,152.06	\$ 148,937.91	\$ 153,882.65	\$ 158,991.56	\$ 164,270.07
(-) Gastos O&M sistema BESS	-	\$ 7,063.00	\$ 7,297.49	\$ 7,539.77	\$ 7,790.09	\$ 8,048.72	\$ 8,315.94
(-) Mantenimiento de la conexión	-	\$ 4,057.97	\$ 4,192.70	\$ 4,331.89	\$ 4,475.71	\$ 4,624.31	\$ 4,777.83
(-) Arrendo del terreno	-	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00
(-) Administración sociedad	-	\$ 10,144.93	\$ 10,481.74	\$ 10,829.73	\$ 11,189.28	\$ 11,560.76	\$ 11,944.58
(-) Seguros	-	\$ 23,840.58	\$ 24,632.09	\$ 25,449.87	\$ 26,294.81	\$ 27,167.80	\$ 28,069.77
(-) Seguridad	-	\$ 724.64	\$ 748.70	\$ 773.55	\$ 799.23	\$ 825.77	\$ 853.18
(-) Tasas municipales	-	\$ 1,884.06	\$ 1,946.61	\$ 2,011.24	\$ 2,078.01	\$ 2,147.00	\$ 2,218.28
(=) Resultado bruto (EBITDA)	-	\$ 1,460,175.77	\$ 1,391,150.74	\$ 1,334,257.49	\$ 1,275,452.89	\$ 1,234,408.37	\$ 1,169,922.19
(-) Depreciación	-	\$ 959,091.49	\$ 869,266.31	\$ 779,441.13	\$ 689,615.94	\$ 599,790.76	\$ 509,965.58
(-) Pérdidas del ejercicio anterior	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(=) Resultado operacional (EBT)	-	\$ 501,084.28	\$ 521,884.43	\$ 554,816.36	\$ 585,836.95	\$ 634,617.61	\$ 659,956.62
(-) Impuestos	-	\$ 135,292.75	\$ 140,908.80	\$ 149,800.42	\$ 158,175.98	\$ 171,346.75	\$ 178,188.29
(=) Utilidad después de impuestos (EAT)	-	\$ 365,791.52	\$ 380,975.64	\$ 405,015.94	\$ 427,660.97	\$ 463,270.86	\$ 481,768.33
(+) Depreciación	-	\$ 959,091.49	\$ 869,266.31	\$ 779,441.13	\$ 689,615.94	\$ 599,790.76	\$ 509,965.58
(+) Pérdidas del ejercicio anterior	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(=) Flujo de caja operacional - FCC	-	\$ 1,324,883.02	\$ 1,250,241.95	\$ 1,184,457.07	\$ 1,117,276.92	\$ 1,063,061.62	\$ 991,733.91
(-) Inversión inicial	\$ 9,368,118.63	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(+) Valor residual de los activos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(-) Capital de trabajo	\$ -	\$ 88,152.17	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(+) Recuperación capital de trabajo	\$ -	\$ -	\$ 88,152.17	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(=) Flujo de caja de capitales - FCC	\$ (9,368,118.63)	\$ (88,152.17)	\$ 88,152.17	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(=) Flujo de caja privado - FCC+FCC	\$ (9,368,118.63)	\$ 1,236,730.84	\$ 1,338,394.12	\$ 1,184,457.07	\$ 1,117,276.92	\$ 1,063,061.62	\$ 991,733.91
(=) Flujo de caja acumulado	\$ (9,368,118.63)	\$ (8,131,387.79)	\$ (6,792,993.67)	\$ (5,608,536.60)	\$ (4,491,259.69)	\$ (3,428,198.07)	\$ (2,436,464.17)

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
\$	1,435,002.24	\$ 1,423,025.95	\$ 1,360,089.57	\$ 1,297,613.52	\$ 1,254,423.17	\$ 1,262,301.02	\$ 1,236,560.54	\$ 1,185,233.11	\$ 1,138,677.18	\$ 947,551.37
\$	122,638.28	\$ 122,789.69	\$ 122,942.37	\$ 123,096.34	\$ 123,251.62	\$ 123,408.21	\$ 123,566.13	\$ 123,725.39	\$ 123,886.01	\$ 124,047.99
\$	165,066.49	\$ 170,546.70	\$ 176,208.85	\$ 182,058.98	\$ 188,103.34	\$ 194,348.37	\$ 200,800.73	\$ 207,467.32	\$ 214,355.23	\$ 221,471.83
\$	169,723.84	\$ 175,358.67	\$ 181,180.58	\$ 187,195.78	\$ 193,410.68	\$ 199,831.91	\$ 206,466.33	\$ 213,321.01	\$ 220,403.27	\$ 227,720.66
\$	8,592.03	\$ 8,877.28	\$ 9,172.01	\$ 9,476.52	\$ 9,791.14	\$ 10,116.20	\$ 10,452.06	\$ 10,799.07	\$ 11,157.60	\$ 11,528.03
\$	4,936.46	\$ 5,100.35	\$ 5,269.68	\$ 5,444.63	\$ 5,625.39	\$ 5,812.16	\$ 6,005.12	\$ 6,204.49	\$ 6,410.48	\$ 6,623.31
\$	47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00
\$	12,341.14	\$ 12,750.87	\$ 13,174.20	\$ 13,611.58	\$ 14,063.48	\$ 14,530.39	\$ 15,012.80	\$ 15,511.23	\$ 16,026.20	\$ 16,558.27
\$	29,001.68	\$ 29,964.54	\$ 30,959.36	\$ 31,987.21	\$ 33,049.19	\$ 34,146.42	\$ 35,280.08	\$ 36,451.38	\$ 37,661.57	\$ 38,911.93
\$	881.51	\$ 910.78	\$ 941.01	\$ 972.26	\$ 1,004.53	\$ 1,037.89	\$ 1,072.34	\$ 1,107.94	\$ 1,144.73	\$ 1,182.73
\$	2,291.93	\$ 2,368.02	\$ 2,446.64	\$ 2,527.86	\$ 2,611.79	\$ 2,698.50	\$ 2,788.09	\$ 2,880.66	\$ 2,976.29	\$ 3,075.11
\$	1,117,305.44	\$ 1,092,438.44	\$ 1,016,179.62	\$ 939,935.04	\$ 882,515.25	\$ 875,687.40	\$ 834,749.10	\$ 767,715.40	\$ 704,927.81	\$ 497,027.50
\$	420,140.39	\$ 330,315.21	\$ 240,490.03	\$ 150,664.84	\$ 99,662.93	\$ 89,696.64	\$ 79,730.35	\$ 69,764.05	\$ 59,797.76	\$ 49,831.47
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	697,165.05	\$ 762,123.23	\$ 775,689.59	\$ 789,270.20	\$ 782,852.32	\$ 785,990.76	\$ 755,018.75	\$ 697,951.35	\$ 645,130.05	\$ 447,196.04
\$	188,234.56	\$ 205,773.27	\$ 209,436.19	\$ 213,102.95	\$ 211,370.13	\$ 212,217.50	\$ 203,855.06	\$ 188,446.86	\$ 174,185.11	\$ 120,742.93
\$	508,930.48	\$ 556,349.96	\$ 566,253.40	\$ 576,167.25	\$ 571,482.19	\$ 573,773.25	\$ 551,163.69	\$ 509,504.49	\$ 470,944.94	\$ 326,453.11
\$	420,140.39	\$ 330,315.21	\$ 240,490.03	\$ 150,664.84	\$ 99,662.93	\$ 89,696.64	\$ 79,730.35	\$ 69,764.05	\$ 59,797.76	\$ 49,831.47
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	929,070.88	\$ 886,665.17	\$ 806,743.43	\$ 726,832.09	\$ 671,145.13	\$ 663,469.89	\$ 630,894.04	\$ 579,268.54	\$ 530,742.70	\$ 376,284.57
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 387,019.50	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	929,070.88	\$ 886,665.17	\$ 806,743.43	\$ 726,832.09	\$ 284,125.63	\$ 663,469.89	\$ 630,894.04	\$ 579,268.54	\$ 530,742.70	\$ 376,284.57
\$	(1,507,393.29)	\$ (620,728.12)	\$ 186,015.31	\$ 912,847.40	\$ 1,196,973.03	\$ 1,860,442.92	\$ 2,491,336.96	\$ 3,070,605.49	\$ 3,601,348.19	\$ 3,977,632.77

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
\$	921,651.42	876,154.75	833,201.88	792,725.81	754,661.03	718,943.47	685,510.51	654,300.88	625,254.70	598,313.40
\$	124,211.37	124,376.14	124,542.32	124,709.94	124,878.99	125,049.51	125,221.49	125,394.97	125,569.94	125,746.44
\$	228,824.69	236,421.67	244,270.87	252,380.66	260,759.70	269,416.92	278,361.57	287,603.17	297,151.60	307,017.03
\$	235,280.98	243,092.31	251,162.98	259,501.59	268,117.04	277,018.53	286,215.54	295,717.90	305,535.73	315,679.52
\$	11,910.76	12,306.20	12,714.77	13,136.90	13,573.04	14,023.67	14,489.25	14,970.29	15,467.31	15,980.82
\$	6,843.20	7,070.40	7,305.13	7,547.66	7,798.25	8,057.15	8,324.64	8,601.02	8,886.58	9,181.61
\$	47,500.00	47,500.00	47,500.00	47,500.00	47,500.00	47,500.00	47,500.00	47,500.00	47,500.00	47,500.00
\$	17,108.00	17,675.99	18,262.83	18,869.16	19,495.61	20,142.87	20,811.61	21,502.56	22,216.44	22,954.03
\$	40,203.81	41,538.57	42,917.65	44,342.52	45,814.69	47,335.74	48,907.29	50,531.01	52,208.64	53,941.96
\$	1,222.00	1,262.57	1,304.49	1,347.80	1,392.54	1,438.78	1,486.54	1,535.90	1,586.89	1,639.57
\$	3,177.20	3,282.68	3,391.67	3,504.27	3,620.61	3,740.82	3,865.01	3,993.33	4,125.91	4,262.89
\$	453,792.14	390,380.50	328,913.82	269,305.19	211,468.53	155,318.52	100,770.54	47,740.67	(3,854.44)	(54,097.59)
\$	39,865.17	29,898.88	19,932.59	9,966.29	38,823.27	34,940.95	31,058.62	27,176.29	23,293.96	19,411.64
\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,148.41
\$	413,926.97	360,481.62	308,981.23	259,338.90	172,645.26	120,377.57	69,711.93	20,564.38	(27,148.41)	(100,657.64)
\$	111,760.28	97,330.04	83,424.93	70,021.50	46,614.22	32,501.94	18,822.22	5,552.38	-	-
\$	302,166.68	263,151.58	225,556.30	189,317.39	126,031.04	87,875.63	50,889.71	15,012.00	(27,148.41)	(100,657.64)
\$	39,865.17	29,898.88	19,932.59	9,966.29	38,823.27	34,940.95	31,058.62	27,176.29	23,293.96	19,411.64
\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,148.41
\$	342,031.86	293,050.46	245,488.88	199,283.69	164,854.31	122,816.57	81,948.32	42,188.29	(3,854.44)	(54,097.59)
\$	-	-	-	-	387,019.50	-	-	-	-	-
\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38,823.27
\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$	342,031.86	293,050.46	245,488.88	199,283.69	(387,019.50)	-	-	-	-	38,823.27
\$	4,319,664.62	4,612,715.08	4,858,203.97	5,057,487.65	4,835,322.46	4,958,139.04	5,040,087.36	5,082,275.65	5,078,421.20	5,063,146.88

11.12 Anexo L: Flujo de caja proyecto financiado

Detalle	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(+) Ingreso por venta de energía	-	\$ 1,714,264.92	\$ 1,650,372.87	\$ 1,604,437.26	\$ 1,556,931.10	\$ 1,527,563.75	\$ 1,475,146.09
(+) Ingreso por venta de potencia	-	\$ 116,337.49	\$ 121,925.67	\$ 122,045.14	\$ 122,191.57	\$ 122,339.23	\$ 122,488.13
(-) Gastos O&M módulos fotovoltaicos	-	\$ 135,691.46	\$ 140,196.42	\$ 144,850.94	\$ 149,659.99	\$ 154,628.70	\$ 159,762.38
(-) Gastos O&M aerogeneradores	-	\$ 139,520.00	\$ 144,152.06	\$ 148,937.91	\$ 153,882.65	\$ 158,991.56	\$ 164,270.07
(-) Gastos O&M sistema BESS	-	\$ 7,063.00	\$ 7,297.49	\$ 7,539.77	\$ 7,790.09	\$ 8,048.72	\$ 8,315.94
(-) Mantenimiento de la conexión	-	\$ 4,057.97	\$ 4,192.70	\$ 4,331.89	\$ 4,475.71	\$ 4,624.31	\$ 4,777.83
(-) Arriendo del terreno	-	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00
(-) Administración sociedad	-	\$ 10,144.93	\$ 10,481.74	\$ 10,829.73	\$ 11,189.28	\$ 11,560.76	\$ 11,944.58
(-) Seguros	-	\$ 23,840.58	\$ 24,632.09	\$ 25,449.87	\$ 26,294.81	\$ 27,167.80	\$ 28,069.77
(-) Seguridad	-	\$ 724.64	\$ 748.70	\$ 773.55	\$ 799.23	\$ 825.77	\$ 853.18
(-) Tasas municipales	-	\$ 1,884.06	\$ 1,946.61	\$ 2,011.24	\$ 2,078.01	\$ 2,147.00	\$ 2,218.28
(-) Interés	-	\$ 230,455.72	\$ 221,592.04	\$ 212,728.36	\$ 203,864.67	\$ 195,000.99	\$ 186,137.31
(=) Resultado bruto (EBITDA)	-	\$ 1,229,720.05	\$ 1,169,558.71	\$ 1,121,529.13	\$ 1,071,588.22	\$ 1,039,407.38	\$ 983,784.88
(-) Depreciación	-	\$ 959,091.49	\$ 869,266.31	\$ 779,441.13	\$ 689,615.94	\$ 599,790.76	\$ 509,965.58
(-) Pérdidas del ejercicio anterior	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(=) Resultado operacional (EBT)	-	\$ 270,628.56	\$ 300,292.39	\$ 342,088.00	\$ 381,972.28	\$ 439,616.62	\$ 473,819.30
(-) Impuestos	-	\$ 73,069.71	\$ 81,078.95	\$ 92,363.76	\$ 103,132.51	\$ 118,696.49	\$ 127,931.21
(=) Utilidad después de impuestos (EAT)	-	\$ 197,558.85	\$ 219,213.45	\$ 249,724.24	\$ 278,839.76	\$ 320,920.13	\$ 345,888.09
(+) Depreciación	-	\$ 959,091.49	\$ 869,266.31	\$ 779,441.13	\$ 689,615.94	\$ 599,790.76	\$ 509,965.58
(+) Pérdidas del ejercicio anterior	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(=) Flujo de caja operacional - FCCO	-	\$ 1,156,650.34	\$ 1,088,479.76	\$ 1,029,165.37	\$ 968,455.71	\$ 920,710.89	\$ 855,853.67
(-) Inversión inicial	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(-) Amortización	-	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26
(+) Valor residual de los activos	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(-) Capital de trabajo	-	\$ 88,152.17	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(+) Recuperación capital de trabajo	-	\$ -	\$ 88,152.17	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
(=) Flujo de caja de capitales - FCCC	-	\$ (448,464.43)	\$ (272,160.08)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)
(=) Flujo de caja privado - FCO+FCC	-	\$ 708,185.91	\$ 816,319.68	\$ 668,853.11	\$ 608,143.45	\$ 560,398.64	\$ 495,541.41
(=) Flujo de caja acumulado	-	\$ 708,185.91	\$ 1,524,505.59	\$ 2,193,358.70	\$ 2,801,502.15	\$ 3,361,900.79	\$ 3,857,442.20

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
\$	1,435,002.24	\$ 1,423,025.95	\$ 1,360,089.57	\$ 1,297,613.52	\$ 1,254,423.17	\$ 1,262,301.02	\$ 1,236,560.54	\$ 1,185,233.11	\$ 1,138,677.18	\$ 947,551.37
\$	122,638.28	\$ 122,789.69	\$ 122,942.37	\$ 123,096.34	\$ 123,251.62	\$ 123,408.21	\$ 123,566.13	\$ 123,725.39	\$ 123,886.01	\$ 124,047.99
\$	165,066.49	\$ 170,546.70	\$ 176,208.85	\$ 182,058.98	\$ 188,103.34	\$ 194,348.37	\$ 200,800.73	\$ 207,467.32	\$ 214,355.23	\$ 221,471.83
\$	169,723.84	\$ 175,358.67	\$ 181,180.58	\$ 187,195.78	\$ 193,410.68	\$ 199,831.91	\$ 206,466.33	\$ 213,321.01	\$ 220,403.27	\$ 227,720.66
\$	8,592.03	\$ 8,877.28	\$ 9,172.01	\$ 9,476.52	\$ 9,791.14	\$ 10,116.20	\$ 10,452.06	\$ 10,799.07	\$ 11,157.60	\$ 11,528.03
\$	4,936.46	\$ 5,100.35	\$ 5,269.68	\$ 5,444.63	\$ 5,625.39	\$ 5,812.16	\$ 6,005.12	\$ 6,204.49	\$ 6,410.48	\$ 6,623.31
\$	47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00
\$	12,341.14	\$ 12,750.87	\$ 13,174.20	\$ 13,611.58	\$ 14,063.48	\$ 14,530.39	\$ 15,012.80	\$ 15,511.23	\$ 16,026.20	\$ 16,558.27
\$	29,001.68	\$ 29,964.54	\$ 30,959.36	\$ 31,987.21	\$ 33,049.19	\$ 34,146.42	\$ 35,280.08	\$ 36,451.38	\$ 37,661.57	\$ 38,911.93
\$	881.51	\$ 910.78	\$ 941.01	\$ 972.26	\$ 1,004.53	\$ 1,037.89	\$ 1,072.34	\$ 1,107.94	\$ 1,144.73	\$ 1,182.73
\$	2,291.93	\$ 2,368.02	\$ 2,446.64	\$ 2,527.86	\$ 2,611.79	\$ 2,698.50	\$ 2,788.09	\$ 2,880.66	\$ 2,976.29	\$ 3,075.11
\$	177,273.63	\$ 168,409.95	\$ 159,546.27	\$ 150,682.59	\$ 141,818.90	\$ 132,955.22	\$ 124,091.54	\$ 115,227.86	\$ 106,364.18	\$ 97,500.50
\$	940,031.81	\$ 924,028.49	\$ 856,633.35	\$ 789,252.46	\$ 740,696.35	\$ 742,732.17	\$ 710,657.56	\$ 652,487.54	\$ 598,563.63	\$ 399,527.01
\$	420,140.39	\$ 330,315.21	\$ 240,490.03	\$ 150,664.84	\$ 99,662.93	\$ 89,696.64	\$ 79,730.35	\$ 69,764.05	\$ 59,797.76	\$ 49,831.47
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	519,891.42	\$ 593,713.28	\$ 616,143.33	\$ 638,587.62	\$ 641,033.42	\$ 653,035.53	\$ 630,927.21	\$ 582,723.49	\$ 538,765.88	\$ 349,695.54
\$	140,370.68	\$ 160,302.59	\$ 166,358.70	\$ 172,418.66	\$ 173,079.02	\$ 176,319.59	\$ 170,350.35	\$ 157,335.34	\$ 145,466.79	\$ 94,417.80
\$	379,520.74	\$ 433,410.70	\$ 449,784.63	\$ 466,168.96	\$ 467,954.39	\$ 476,715.94	\$ 460,576.87	\$ 425,388.15	\$ 393,299.09	\$ 255,277.75
\$	420,140.39	\$ 330,315.21	\$ 240,490.03	\$ 150,664.84	\$ 99,662.93	\$ 89,696.64	\$ 79,730.35	\$ 69,764.05	\$ 59,797.76	\$ 49,831.47
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	799,661.13	\$ 763,725.91	\$ 690,274.66	\$ 616,833.80	\$ 567,617.33	\$ 566,412.58	\$ 540,307.21	\$ 495,152.20	\$ 453,096.85	\$ 305,109.21
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 387,019.50	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	(360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (747,331.76)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)
\$	439,348.87	\$ 403,413.65	\$ 329,962.40	\$ 255,521.55	\$ (179,714.43)	\$ 206,100.32	\$ 179,994.96	\$ 134,839.95	\$ 92,784.59	\$ (55,203.04)
\$	4,296,791.08	\$ 4,700,204.73	\$ 5,030,167.13	\$ 5,286,688.68	\$ 5,106,974.25	\$ 5,313,074.57	\$ 5,493,069.53	\$ 5,627,909.47	\$ 5,720,694.07	\$ 5,665,491.02

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
\$	921,651.42	\$ 876,154.75	\$ 833,201.88	\$ 792,725.81	\$ 754,661.03	\$ 718,943.47	\$ 685,510.51	\$ 654,300.88	\$ 625,254.70	\$ 598,313.40
\$	124,211.37	\$ 124,376.14	\$ 124,542.32	\$ 124,709.94	\$ 124,878.99	\$ 125,049.51	\$ 125,221.49	\$ 125,394.97	\$ 125,569.94	\$ 125,746.44
\$	228,824.69	\$ 236,421.67	\$ 244,270.87	\$ 252,380.66	\$ 260,759.70	\$ 269,416.92	\$ 278,361.57	\$ 287,603.17	\$ 297,151.60	\$ 307,017.03
\$	235,280.98	\$ 243,092.31	\$ 251,162.98	\$ 259,501.59	\$ 268,117.04	\$ 277,018.53	\$ 286,215.54	\$ 295,717.90	\$ 305,535.73	\$ 315,679.52
\$	11,910.76	\$ 12,306.20	\$ 12,714.77	\$ 13,136.90	\$ 13,573.04	\$ 14,023.67	\$ 14,489.25	\$ 14,970.29	\$ 15,467.31	\$ 15,980.82
\$	6,843.20	\$ 7,070.40	\$ 7,305.13	\$ 7,547.66	\$ 7,798.25	\$ 8,057.15	\$ 8,324.64	\$ 8,601.02	\$ 8,886.58	\$ 9,181.61
\$	47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00	\$ 47,500.00
\$	17,108.00	\$ 17,675.99	\$ 18,262.83	\$ 18,869.16	\$ 19,495.61	\$ 20,142.87	\$ 20,811.61	\$ 21,502.56	\$ 22,216.44	\$ 22,954.03
\$	40,203.81	\$ 41,538.57	\$ 42,917.65	\$ 44,342.52	\$ 45,814.69	\$ 47,335.74	\$ 48,907.29	\$ 50,531.01	\$ 52,208.64	\$ 53,941.96
\$	1,222.00	\$ 1,262.57	\$ 1,304.49	\$ 1,347.80	\$ 1,392.54	\$ 1,438.78	\$ 1,486.54	\$ 1,535.90	\$ 1,586.89	\$ 1,639.57
\$	3,177.20	\$ 3,282.68	\$ 3,391.67	\$ 3,504.27	\$ 3,620.61	\$ 3,740.82	\$ 3,865.01	\$ 3,993.33	\$ 4,125.91	\$ 4,262.89
\$	88,636.81	\$ 79,773.13	\$ 70,909.45	\$ 62,045.77	\$ 53,182.09	\$ 44,318.41	\$ 35,454.73	\$ 26,591.04	\$ 17,727.36	\$ 8,863.68
\$	365,155.32	\$ 310,607.36	\$ 258,004.36	\$ 207,259.42	\$ 158,286.44	\$ 111,000.11	\$ 65,315.82	\$ 21,149.63	\$ (21,581.81)	\$ (62,961.27)
\$	39,865.17	\$ 29,898.88	\$ 19,932.59	\$ 9,966.29	\$ 38,823.27	\$ 34,940.95	\$ 31,058.62	\$ 27,176.29	\$ 23,293.96	\$ 19,411.64
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 6,026.66	\$ 50,902.43
\$	325,290.15	\$ 280,708.48	\$ 238,071.78	\$ 197,293.13	\$ 119,463.17	\$ 76,059.16	\$ 34,257.20	\$ (6,026.66)	\$ (50,902.43)	\$ (133,275.35)
\$	87,828.34	\$ 75,791.29	\$ 64,279.38	\$ 53,269.14	\$ 32,255.06	\$ 20,535.97	\$ 9,249.44	\$ -	\$ -	\$ -
\$	237,461.81	\$ 204,917.19	\$ 173,792.40	\$ 144,023.98	\$ 87,208.11	\$ 55,523.19	\$ 25,007.76	\$ (6,026.66)	\$ (50,902.43)	\$ (133,275.35)
\$	39,865.17	\$ 29,898.88	\$ 19,932.59	\$ 9,966.29	\$ 38,823.27	\$ 34,940.95	\$ 31,058.62	\$ 27,176.29	\$ 23,293.96	\$ 19,411.64
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 6,026.66	\$ 50,902.43
\$	277,326.98	\$ 234,816.07	\$ 193,724.98	\$ 153,990.27	\$ 126,031.38	\$ 90,464.13	\$ 56,066.37	\$ 21,149.63	\$ (21,581.81)	\$ (62,961.27)
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 387,019.50	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26	\$ 360,312.26
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 38,823.27
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	-	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
\$	(360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (747,331.76)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (360,312.26)	\$ (321,488.98)
\$	(82,985.27)	\$ (125,496.18)	\$ (166,587.27)	\$ (206,321.98)	\$ (261,300.37)	\$ (269,848.12)	\$ (304,245.88)	\$ (339,162.63)	\$ (381,894.06)	\$ (384,450.26)
\$	5,582,505.75	\$ 5,457,009.57	\$ 5,290,422.30	\$ 5,084,100.32	\$ 4,462,799.95	\$ 4,192,951.83	\$ 3,888,705.95	\$ 3,549,543.32	\$ 3,167,649.26	\$ 2,783,199.00