



**UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO INGENIERIA CIVIL INDUSTRIAL**



**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA PLANTA FOTOVOLTAICA EN OXIQUIM
S.A.
POR
ENZO EDUARDO VERDUGO PALMA**

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para optar al título profesional de Ingeniero Civil Industrial

Profesor Guía
Jorge Jiménez del Río, Ph.D.

Profesional Supervisor
Alec Grau

Agosto 2022
Concepción (Chile)

© 2022 Enzo Eduardo Verdugo Palma

© 2022 Enzo Eduardo Verdugo Palma

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

Sumario

En el informe se evalúa la prefactibilidad técnica y económica de implementar una planta fotovoltaica en la empresa OXIQUM S.A. Planta Coronel. La empresa tiene una demanda energética anual promedio de 14,67 GWh/año. Se espera que la planta fotovoltaica pueda suministrar alrededor del 13% de la demanda energética y, por la modalidad de cliente libre que mantiene con su red de suministro eléctrico, no existe la posibilidad de inyectar remanentes energéticos. La empresa descarta la evaluación de un escenario de evaluación con respaldo de baterías.

Actualmente, la empresa se abastece de energía eléctrica mediante dos empalmes que alimentan a siete subestaciones eléctricas que suministran la energía a la planta. La demanda energética promedio por hora de cada uno de los empalmes es de 1.017 kWh y 650 kWh. En base a esto, se propone una planta fotovoltaica de 1.000 kWp de potencia conectada a la subestación del empalme Rol 1 SU-1250 dejando un margen operacional del 20% y una de 440 kWp de potencia conectada a la subestación del empalme Rol 2 SU-500 dejando un margen operacional del 12%.

Con la herramienta web Explorador solar, se estima el potencial de generación solar para las plantas de 1.000 kWp y 440 kWp, obteniendo una generación anual de 1.516 MWh/año y 648 MWh/año, respectivamente. Las pérdidas calculadas por excedentes energéticos son aproximadamente del 0,1%.

Los costos de inversión para la planta fotovoltaica son de \$960.149.684 pesos que están asociados al equipamiento principal de la planta fotovoltaica, con una vida útil de 25 años. Para este proyecto se tiene un beneficio dado por el VAN Incremental del proyecto sin endeudamiento de \$3.088.308.386 pesos. Para el proyecto con deuda del 10% y 50% se tiene un beneficio de \$1.124.242.296 y \$1.123.575.905 pesos, respectivamente. Este beneficio está dado por el ahorro generado al disminuir la cantidad de energía comprada a la red durante la vida útil del proyecto. Además, se evalúa un escenario en el que el proyecto se lleva a cabo por medio del modelo de financiamiento ESCO. El proyecto es factible técnica y económicamente para todos los escenarios evaluados.

Summary

The report evaluates the technical and economic prefeasibility of implementing a photovoltaic plant in the company OXIQUM S.A. Coronel Plant. The company has an average annual energy demand of 14.67 GWh/year. It is expected that the photovoltaic plant can supply around 13% of the energy demand and, due to the free client modality that it maintains with its electric supply network, there is no possibility of injecting energy remainders. The company rules out the evaluation of an evaluation scenario with battery backup.

Currently, the company is supplied with electricity through two junctions that feed seven electrical substations that supply power to the plant. The average hourly energy demand of each of the junctions is 1,017 kWh and 650 kWh. Based on this, a 1,000 kWp PV plant connected to the Rol 1 SU-1250 junction substation is proposed leaving an operational margin of 20% and a 440 kWp plant connected to the Rol 2 SU-500 junction substation leaving an operational margin of 12%.

Using the Solar Explorer web tool, the solar generation potential for the 1,000 kWp and 440 kWp plants is estimated, obtaining an annual generation of 1,516 MWh/year and 648 MWh/year, respectively. The calculated losses due to energy surplus are approximately 0.1%.

The investment costs for the photovoltaic plant are \$960,149,684 pesos, which are associated with the main equipment of the photovoltaic plant, with a useful life of 25 years. For this project there is a benefit given by the Incremental NPV of the project without debt of \$3,088,308,386 pesos. For the project with debt of 10% and 50% there is a benefit of \$1,124,242,296 and \$1,123,575,905 pesos, respectively. This benefit is given by the savings generated by reducing the amount of energy purchased from the grid during the life of the project. In addition, a scenario in which the project is carried out through the ESCO financing model is evaluated. The project is technically and economically feasible for all scenarios evaluated.

Índice

1. Capítulo I Introducción	1
1.1. Antecedentes Generales del tema	1
1.2. Justificación del proyecto	1
1.3. Objetivo del tema.....	2
1.3.1. Objetivo General	2
1.3.2. Objetivos Específicos	2
2. Capitulo II Desarrollo	3
2.1. Marco Teórico	3
2.1.1 Leyes y decretos promulgados	3
2.1.2 Precio nudo.....	4
2.2. Antecedentes Generales.....	5
2.2.1 Matriz energética.....	5
2.2.2 Matriz Eléctrica chile	7
2.2.3 Matriz eléctrica en la región del Biobío	9
2.2.4 Energía renovable y no renovable	10
2.2.5 Energía solar.....	12
2.2.6 Potencial de instalación OXIQUM S.A Planta Coronel	19
2.3. Metodología.....	20
2.3.1. Estudio Técnico.....	20
<i>Proyección de demanda</i>	<i>20</i>
<i>Perfil de consumo.....</i>	<i>22</i>
<i>Proyección de generación solar.....</i>	<i>22</i>
2.3.2. Estudio Económico	23
<i>Costos de inversión o capital.....</i>	<i>23</i>
<i>Costos operacionales.....</i>	<i>24</i>
<i>Flujos de caja</i>	<i>24</i>
<i>Tasa de descuento.....</i>	<i>25</i>
<i>Evaluación de indicadores financieros</i>	<i>25</i>
<i>Análisis de riesgo</i>	<i>27</i>
3. Capitulo III Estudio Técnico.....	28
3.1. Definición de alcance de proyecto.....	28
3.2. Tamaño de proyecto	28
3.3. Demanda energética	29

3.4.	Proyección de demanda	31
3.5.	Perfil de consumo	32
3.6.	Perfil de generación Solar.....	32
3.6.1.	Definición de capacidad y sistema fotovoltaico a instalar	32
3.6.2.	Generación Solar	33
4.	Capitulo IV Estudio Económico	36
4.1.	Costos de inversión o capital	36
4.2.	Costos operacionales	38
4.3.	Flujo de caja.....	39
4.4.	Tasa de descuento	40
4.5.	Indicadores financieros.....	41
4.6.	Análisis de riesgo e incertidumbre	43
5.	Conclusiones	45
	Glosario	48
	Referencias	49
	Anexo	52
A.	Anexo A hectáreas disponible para construir en OXIQUM S.A. Planta Coronel	52
B.	Anexo B Subestaciones OXIQUM S.A. Planta Coronel	52
C.	Anexo C Demanda energética mensual OXIQUM S.A. Planta Coronel.....	55
D.	Anexo D Proyección de demanda	56
E.	Anexo E Ficha Técnica Equipo principal	58
F.	Anexo F Generación Solar	62
G.	Anexo G Flujos de Caja	66
H.	Anexo H Flujos de Caja con distintos porcentajes de deuda	67
I.	Anexo I Tasa de descuento	72
J.	Anexo J Análisis de Riesgo	72

Lista de Figuras

Figura 2.1 Funcionamiento sistema fotovoltaico según ley 20.571.....	3
Figura 2.2 BNE según tipo de energía primaria.....	6
Figura 2.3 Balance nacional de energía según sector de consumo.	7
Figura 2.4 Capacidad bruta instalada.	8
Figura 2.5 Generación bruta anual SEN.....	9
Figura 2.6 Potencia bruta (MW) de generación por Región.	9
Figura 2.7 Capacidad bruta instalada en Región del Bio-Bio.....	10
Figura 2.8 Tipos de Radiación.	13
Figura 2.9 Tipos de sistemas solares térmicos.	14
Figura 2.10 Estructura celda fotovoltaica.	15
Figura 2.11 Estructura panel fotovoltaico.	17
Figura 2.12 Sistema fotovoltaico On-Grid.....	17
Figura 2.13 Sistema fotovoltaico Off-Grid.	18
Figura 2.14 Sistema fotovoltaico On-Grid con respaldo.....	19
Figura 2.15 Irradiancia Normal Directa Chile.	19
Figura 2.16 Irradiancia Normal Directa OXIQUM S.A. Planta Coronel.	20
Figura 2.17 Funcionamiento modelo de financiamiento ESCO.	24
Figura 3.1 Demanda energética semanal promedio por hora de OXIQUM S.A. Planta Coronel.	29
Figura 3.2 Demanda energética semanal promedio por hora Empalme Rol 1.....	30
Figura 3.3 Demanda energética semanal promedio acumulada por hora Empalme Rol 2.	30
Figura 3.4 Regresión lineal con índice de estacionalidad mensual y anual.	31
Figura 3.5 Generación solar promedio por hora planta fotovoltaica 1.000 kWp.....	34
Figura 3.6 Generación solar promedio por hora planta fotovoltaica 440 kWp.....	35
Figura 4.1 Frecuencia de VAN Incremental del proyecto.	43
Figura 4.2 Sensibilidad VAN Incremental del proyecto.	44
Figura A.1 Disposición terreno OXIQUM S.A Planta Coronel.	52
Figura B.1 Tablero subestación 1000 kVA Empalme Rol 1.....	53
Figura B.2 Tablero subestación 750 kVA Empalme Rol 1.....	53
Figura B.3 Tablero subestación 1250 kVA Empalme Rol 2.....	53
Figura B.4 Tablero subestación 750 kVA Empalme Rol 2.....	54
Figura B.5 Tablero subestación 2x400 kVA Empalme Rol 2.....	54
Figura B.6 Tablero subestación 500 kVA Empalme Rol 2.....	55
Figura C.1 Demanda energética semanal promedio por hora subestación AEE-20.	56
Figura E.1 Ficha técnica panel fotovoltaico.....	58

Figura E.2 ficha técnica inversor.....	60
Figura J.1 Estadísticas Simulación Montecarlo.	72

Lista de Tablas

Tabla 3.1 Identificación empalmes y subestaciones OXIQUM S.A. Planta Coronel.....	28
Tabla 3.2 Potencia a instalar.	32
Tabla 3.3 Arreglo fotovoltaico.	33
Tabla 3.4 Generación solar mensual planta 1.000 kWp.....	34
Tabla 3.5 Generación solar mensual planta 440 kWp.....	35
Tabla 4.1 Costos de partida de inversión para un proyecto de energía fotovoltaica.....	37
Tabla 4.2 Resumen flujo de caja (CLP) sin proyecto.	39
Tabla 4.3 Resumen flujo de caja (CLP) con proyecto sin deuda.	39
Tabla 4.4 Resumen flujo de caja (CLP) Incremental sin deuda.....	40
Tabla 4.5 Resumen flujos de caja (CLP) Incremental con distintos porcentajes de deuda.....	40
Tabla 4.6 Resumen flujos de caja (CLP) Incremental con modelo de financiamiento ESCO.....	40
Tabla 4.7 Indicadores financieros proyecto sin deuda.	41
Tabla 4.8 Indicadores financieros del proyecto con deuda.	42
Tabla 4.9 Indicadores financieros del proyecto con deuda y sin deuda, con tasa de descuento interna de la empresa de un 12%.....	42
Tabla 4.10 Indicadores financieros del proyecto con modelo de financiamiento ESCO, con escenario de posibilidad de compra de la planta y tasa de descuento interna de la empresa de un 12%.....	42
Tabla C.1 Demanda energética Mensual.....	55
Tabla C.2 Demanda energética semanal promedio por hora por subestación.	55
Tabla D.1 Índice con estacionalidad mensual.	56
Tabla D.2 Índice con estacionalidad anual.....	56
Tabla D.3 Proyección de demanda energética 2022.	57
Tabla F.1 Generación solar horaria enero planta 1000 kWp.....	62
Tabla F.2 Generación solar horaria febrero planta 1000 kWp.....	62
Tabla F.3 Generación solar horaria marzo planta 1000 kWp.	62
Tabla F.4 Generación solar horaria abril planta 1000 kWp.	62
Tabla F.5 Generación solar horaria mayo planta 1000 kWp.....	62
Tabla F.6 Generación solar horaria junio planta 1000 kWp.	62
Tabla F.7 Generación solar horaria julio planta 1000 kWp.	63
Tabla F.8 Generación solar horaria agosto planta 1000 kWp.	63
Tabla F.9 Generación solar horaria septiembre planta 1000 kWp.	63

Tabla F.10 Generación solar horaria octubre planta 1000 kWp.	63
Tabla F.11 Generación solar horaria noviembre planta 1000 kWp.	63
Tabla F.12 Generación solar horaria diciembre planta 1000 kWp.	63
Tabla F.13 Generación solar horaria promedio planta 1000 kWp.	64
Tabla F.14 Generación solar horaria enero planta 440 kWp.	64
Tabla F.15 Generación solar horaria febrero planta 440 kWp.	64
Tabla F.16 Generación solar horaria marzo planta 440 kWp.	64
Tabla F.17 Generación solar horaria abril planta 440 kWp.	64
Tabla F.18 Generación solar horaria mayo planta 440 kWp.	64
Tabla F.19 Generación solar horaria junio planta 440 kWp.	65
Tabla F.20 Generación solar horaria julio planta 440 kWp.	65
Tabla F.21 Generación solar horaria agosto planta 440 kWp.	65
Tabla F.22 Generación solar horaria septiembre planta 440 kWp.	65
Tabla F.23 Generación solar horaria octubre planta 440 kWp.	65
Tabla F.24 Generación solar horaria noviembre planta 440 kWp.	66
Tabla F.25 Generación solar horaria diciembre planta 440 kWp.	66
Tabla F.26 Generación solar horaria promedio planta 440 kWp.	66
Tabla G.1 Estructura flujo de caja.	66
Tabla G.2 Costos variables.	67
Tabla G.3 Costos fijos.	67
Tabla H.1 Flujo de caja con proyecto y 10% de deuda.	67
Tabla H.2 Flujo de caja sin proyecto y 10% de deuda.	68
Tabla H.3 Flujo de caja Incremental con 10% de deuda.	68
Tabla H.4 Flujo de caja con proyecto y 20% de deuda.	68
Tabla H.5 Flujo de caja sin proyecto y 20% de deuda.	68
Tabla H.6 Flujo de caja Incremental con 20% de deuda.	69
Tabla H.7 Flujo de caja con proyecto y 30% de deuda.	69
Tabla H.8 Flujo de caja sin proyecto y 30% de deuda.	69
Tabla H.9 Flujo de caja Incremental con 30% de deuda.	69
Tabla H.10 Flujo de caja con proyecto y 40% de deuda.	70
Tabla H.11 Flujo de caja sin proyecto y 40% de deuda.	70
Tabla H.12 Flujo de caja Incremental con 40% de deuda.	70
Tabla H.13 Flujo de caja con proyecto y 50% de deuda.	71
Tabla H.14 Flujo de caja sin proyecto y 50% de deuda.	71
Tabla H.15 Flujo de caja Incremental con 40% de deuda.	71
Tabla I.1 Cálculo rendimiento de mercado.	72

Lista de Abreviaturas y símbolos

CAPM: Capital Asset Pricing Model.

CNE: Comisión Nacional de Energía.

DFL: Decreto con Fuerza de Ley.

DNI: Irradiación Normal Directa.

DNR: Radiación Normal Directa.

ERNC: Energía Renovable No Convencional.

ESCO: Energy Service Companies

GEI: Gases de Efecto Invernadero.

NASA: National Aeronautics and Space Administration

PRI: Periodo de Retorno de la Inversión.

PMGD: Pequeño Medio de Generación Distribuido.

SEA: Sistema Eléctrico de Aysén.

SEM: Sistema Eléctrico de Magallanes.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SIC: Sistema Interconectado Central.

SING: Sistema Interconectado Norte Grande.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

VAC: Valor Actual de Costos.

VAN: Valor Actual Neto.

WACC: Weighted Average Cost of Capital.

1. Capítulo I Introducción

1.1. Antecedentes Generales del tema

OXIQUIM S.A. es una empresa con más de 70 años de experiencia dedicada a proveer servicios logísticos e insumos químicos para la industria productiva nacional. hoy en día es un eslabón principal del proceso productivo del país, distribuyendo distintos productos químicos a grandes empresas de distintas áreas productivas.

Al día de hoy la empresa cuenta con cuatro divisiones especializadas: Resina, Minería, Terminales Marítimos y Químico y Especialidades. La planta de OXIQUIM S.A. ubicada en Coronel se especializa en gran parte a la producción de Resinas y Adhesivos por medio de procesos químicos que son, mayormente, vendidos a la empresa Arauco para su proceso productivo. Este proceso se logra gracias a la logística de producción y distribución de la empresa, que parte en el terminal marítimo de la planta en donde semanalmente llegan buques con cargas de productos químicos como Fenol, Metanol e Hidrocarburos. Parte de estos productos son distribuidos por medio de logística comercial junto con otros productos químicos a los distintos proveedores de la empresa. La otra parte, mayormente Fenol y Metanol, es tratada a través de distintos procesos químicos de la planta para tener como productos finales resinas y adhesivos.

Uno de los compromisos de OXIQUIM S.A. es proteger el medio ambiente. Esto a través de una continua interacción con sus actividades, productos y servicios con el medio ambiente de manera en que se previenen agentes o factores contaminantes por medio de la aplicación de controles y planes de acción.

Bajo este compromiso es que nace desde el área de mantención de OXIQUIM S.A Planta Coronel la idea de implementar una planta fotovoltaica en sus instalaciones. Esto con el fin de poder inyectar electricidad a los procesos productivos a través energías renovables.

Para llevar a cabo de forma prolija este proyecto, es necesario realizar un estudio de Prefactibilidad Técnica y Económica con tal de tener una visión clara de las alternativas más rentables para la empresa. De modo que se realizarán estudios de proveedores, técnicos, legales, económicos y financieros. Además de un análisis de sensibilidad a las principales variables de riesgo que se verán involucrados en el proyecto.

1.2. Justificación del proyecto

Uno de los objetivos principales de la empresa, y específicamente del área de mantención de Oxiquim S.A. Planta Coronel, es disminuir los costos de la planta. Es por esto que constantemente se han realizado proyectos eléctricos con el fin de lograr este objetivo. Bajo este mismo lineamiento de trabajo es que nace la idea de implementar una planta fotovoltaica en la empresa para la generación y autoconsumo de energía, buscando así reducir un porcentaje del costo total asociado al gasto energético de la empresa.

La realización de este estudio será un gran primer paso para llevar a la empresa a un nuevo nivel de compromiso con el medio ambiente, generando parte de la energía eléctrica total utilizada en los procesos productivos a través energías renovables. Esto bajo un desarrollo profesional ingenieril, donde se aplicarán conocimientos y metodologías de materias ya cursadas en la carrera tales como: Evaluación de proyectos, ingeniería económica, finanzas, contabilidad, estadística, entre otros.

1.3. Objetivo del tema

1.3.1. Objetivo General

Realizar un estudio de Prefactibilidad Técnico y Económico para implementar una planta fotovoltaica en la empresa OXIQUM S.A. Planta Coronel.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Identificar y proyectar la demanda de energía eléctrica en la empresa OXIQUM S.A. Planta Coronel.
- Definir las condiciones técnicas para la implementación de una planta fotovoltaica en OXIQUM S.A. Planta Coronel.
- Evaluar la mejor opción económica de inversión para la implementación de una planta fotovoltaica en la empresa.
- Evaluar el retorno de la inversión y el potencial de ahorro de implementar un sistema de generación y auto consumo.

2. Capítulo II Desarrollo

2.1. Marco Teórico

2.1.1 Leyes y decretos promulgados

El Decreto 244, promulgado el 2 de septiembre de 2005, aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos en donde sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean menores a 20.000 kW, en adelante “Medios de generación no convencionales” o “MGNC” (BCN, 2005).

En febrero de 2012, se promulga la ley 20.571 que Modifica el DFL N° 4 del 2007, Ley General de Servicios Eléctricos en donde, de acuerdo con la norma, los clientes regulados de las empresas distribuidoras que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente para autoconsumo, tendrán derecho a inyectar los excedentes de energía que generen a la red de distribución y que sean remunerados según el artículo 149. Estas inyecciones de energía serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes de acuerdo con el artículo 158. En donde el sistema de generación deber tener una potencia instalada de hasta 100 kWp nominal (BCN, 2013).

El 9 de noviembre de 2018 se promulga la ley de Generación Distribuida o Net Billing (Ley 21.118), establecida mediante la ley 20.571, y que nace con el fin de incentivar el desarrollo de las generadoras residenciales. Esta ley permite que los remanentes de inyecciones de energía sean pagados por las empresas distribuidoras de electricidad. Además, aumenta la capacidad de la potencia instalada de 100 kWp a 300 kWp. Esta capacidad será regularizada según distintos criterios de seguridad operacional (BCN, 2018).



Figura 2.1 Funcionamiento sistema fotovoltaico según ley 20.571.

Fuente: (Enel, s.f.).

En la Figura 2.1 se muestra el funcionamiento del sistema fotovoltaico según la ley 20.571, en donde el campo fotovoltaico convierte la energía solar en energía eléctrica. Esto a través de la generación de corriente continua por medio de paneles solares los cuales, por medio de un inversor, que se encarga de transformar la corriente continua en alterna, se podrá utilizar en el inmueble. En caso de que la cantidad consumida por el inmueble sea menor que la cantidad generada por los MGNC, la cual estará controlado por un medidor bidireccional, se inyectaran los excedentes a la red de distribución por medio del empalme y serán pagados o descontados de acuerdo al precio regularizado.

En el caso de una generación de sobre 300 kWp se considera un Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD). Los PMGD son generadores de energía a mayor escala que un Net Billing en donde se puede tener una potencia de hasta 9.000 kW, en donde esta podrá ser conectada a la red de distribución de acuerdo al artículo 149 del DFL N°4 (BCN, 2020).

Existen dos tipos de PMGD:

- PMGD de inyección directa: esta es exclusivamente para proyectos que tienen como principal propósito generar e inyectar la energía eléctrica a la red de distribución.
- PMGD con instalación compartida: son aquellos proyectos que se conectan a una instalación de consumo y número de cliente existente. Usado para autoconsumo y los excedentes son inyectados a la red de distribución.

Para implementar este tipo de PMGD se debe ser cliente libre, ósea, un cliente que tenga una potencia contratada mayor a 500 kW.

2.1.2 Precio nudo

Para los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea superior a 1.500 kW, la Ley distingue dos niveles precios sujeto a fijación:

- Precios de nudo: Definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro. Los precios de nudo tendrán dos componentes: precio de la energía y precio de la potencia de punta.
- Precios a nivel de distribución: Estos precios se determinarán sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución,

un valor agregado por concepto de distribución y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.

Mientras los generadores pueden comercializar su energía y potencia en alguno de los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores: A precio libremente acordado;
- Mercado de las empresas distribuidoras: A Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado.
- Centro de Despacho Económico de Carga del respectivo sistema (CDEC): A costo marginal horario.

Según cálculos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) el precio nudo establecido es de 79,47\$/kWh fijado en octubre del 2022 (CNE, s.f.-a). Este precio es calculado cada 6 meses por esta institución. El precio que las empresas distribuidoras pueden cobrar a usuarios ubicados en su zona de distribución por efectuar el servicio de distribución de electricidad, dado por la siguiente expresión:

Precio a usuario final = Precio de Nudo + Valor Agregado de Distribución + Cargo Único por uso del Sistema Troncal (CNE, s.f.-b)

2.2. Antecedentes Generales

2.2.1 Matriz energética

la matriz energética en Chile se diferencia en dos tipos de energía:

Energía Primaria: Toda energía que es obtenida a través de fuentes que se encuentren en estado natural y que no tengan intervención por medio un proceso químico, físico o intervención humana, tales como: Energía solar, hidráulica, combustibles vegetales, leña, entre otros.

Energía Secundaria: Corresponde a los productos energéticos que se obtiene por medio de transformación de energía con origen primario o de otras fuentes secundarias, tales como: electricidad, productos petroleros secundarios, derivados de carbón, entre otros.

En Chile, la matriz energética al 2020 alcanzó un total de 314.094 Tetracalorías en la matriz primaria (Energía Abierta, 2020) en donde los combustibles fósiles representan el 64,35%, compuesto por petróleo diésel (25,28%), carbón (21,40%) y gas natural (17,67%). Luego le sigue biomasa (25,11%), energía hídrica (5,95%) y geotermia, biogás, energía solar y eólica (4,58%) como se observa en la Figura 2.2.

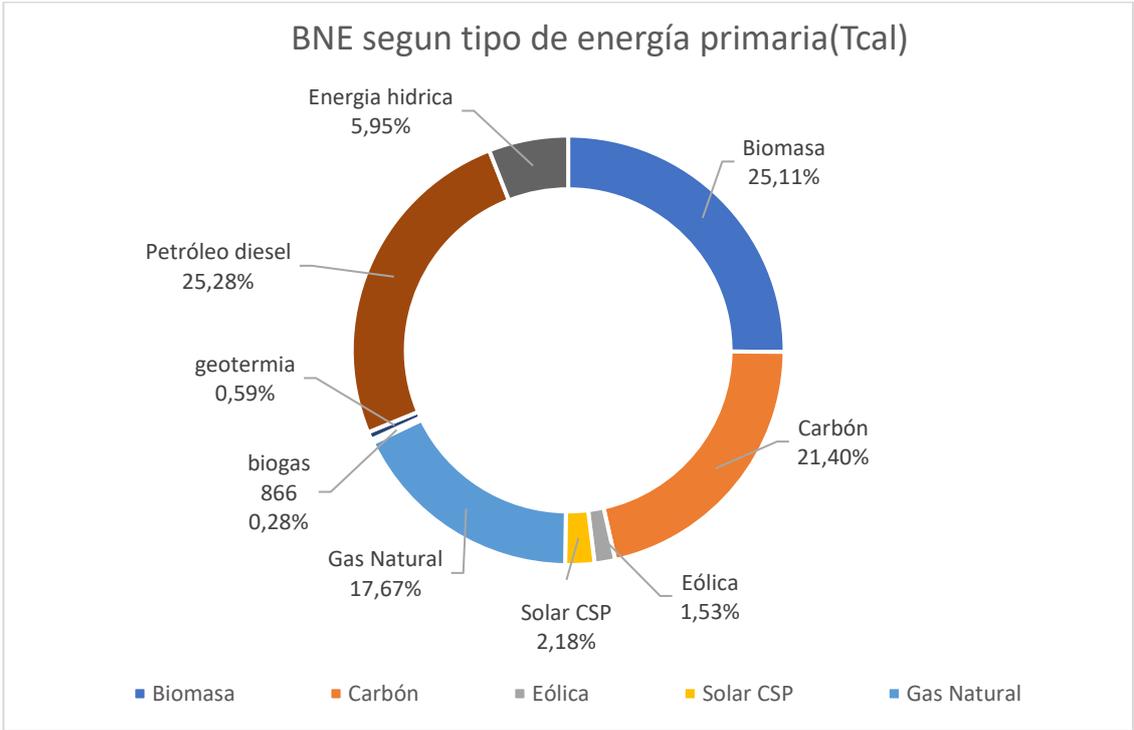


Figura 2.2 BNE según tipo de energía primaria.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Energía Abierta s.f.).

En la Figura 2.3 se ve el consumo energético del 2020 según el sector de consumo, en donde el sector industrial (39,67%), el sector de transporte (33,19%) y el sector comercial público y residencial (22,98%) representan el 95,84% del consumo total, luego le sigue el sector de auto-consumo (3,48%) y no energético (0,68%) que representan el 4,16% del consumo total.

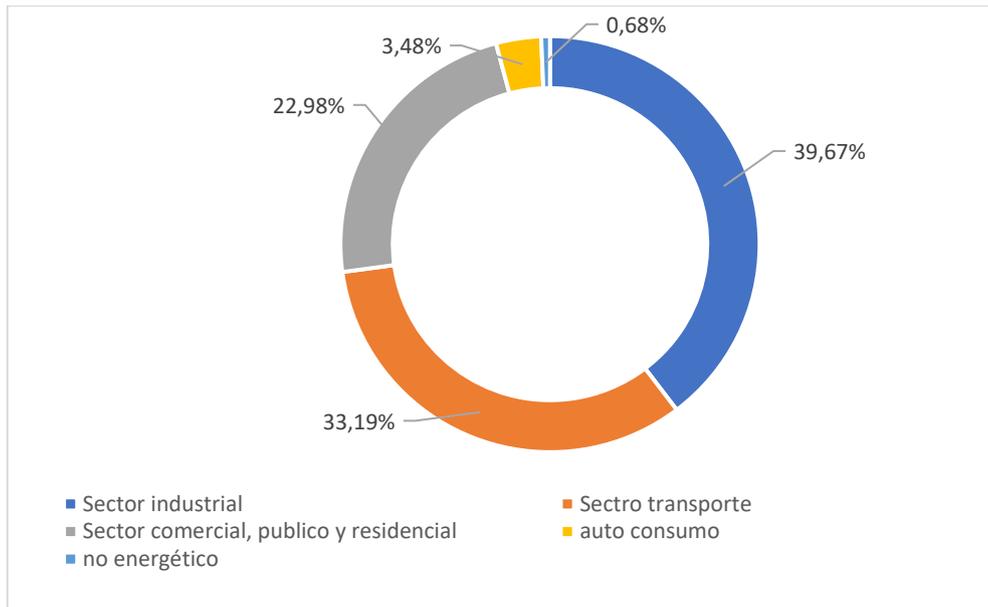


Figura 2.3 Balance nacional de energía según sector de consumo.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Energía Abierta s.f.).

2.2.2 Matriz Eléctrica Chile

El mercado eléctrico chileno se divide en tres sectores que en conjunto hacen posible la disposición de la energía eléctrica en los distintos puntos del mercado. Estas son:

- **Generación:** Sector dedicado a la producción de energía eléctrica a través de distintos medios y tecnología, tales como: hidroeléctrica, termoeléctrica, solar, eólica, geotérmica, entre otras.
- **Transmisión:** Sector dedicado a la transmisión de la energía producida a todos los puntos del sistema eléctrico a altos niveles de voltaje.
- **Distribución:** Sector dedicado a distribuir la energía desde los distintos puntos del sistema eléctrico a los clientes regulados que el sector atiende.

Estas actividades son desarrolladas por empresas privadas las cuales hacen sus respectivas inversiones para cada uno de sus sectores dentro de sus normativas específicas. Dado sus características monopólicas el sector de transmisión y distribución están sujetos a un esquema regularizador, mientras que el sector de generación lo hace bajo reglas de libre competencia (Generadoras, s.f.-a).

El mercado eléctrico chileno en particular, está compuesto por tres sistemas independientes:

- Sistema Eléctrico Nacional (SEN): Sistema compuesto por los antiguos Sistemas interconectado Central (SIC) e Interconectado del Norte Grande (SING) que a marzo de 2022 tiene una capacidad instalada de 29.820,02 MW, equivalente al 99,35% del mercado eléctrico total.
- Sistema de Aysén (SEA): Sistema que produce electricidad para abastecer la región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo que a marzo de 2022 tiene una capacidad instalada de 66,76 MW, equivalente al 0,22% del mercado eléctrico total.
- Sistema de Magallanes (SEM): Sistema que produce electricidad para abastecer la región de Magallanes y de la Antártica chilena que a marzo de 2022 tiene una capacidad instalada de 129,69 MW, equivalente al 0,43% del mercado eléctrico total.

La capacidad bruta total instalada es de 30.016 MW (Energía Abierta, 2022) en donde, como se ve en la Figura 2.4, el 31,82% corresponden a combustibles fósiles. De esta capacidad bruta total el 66,64% esta generada a partir de energías convencionales y un 33,36% a partir de ERNC.

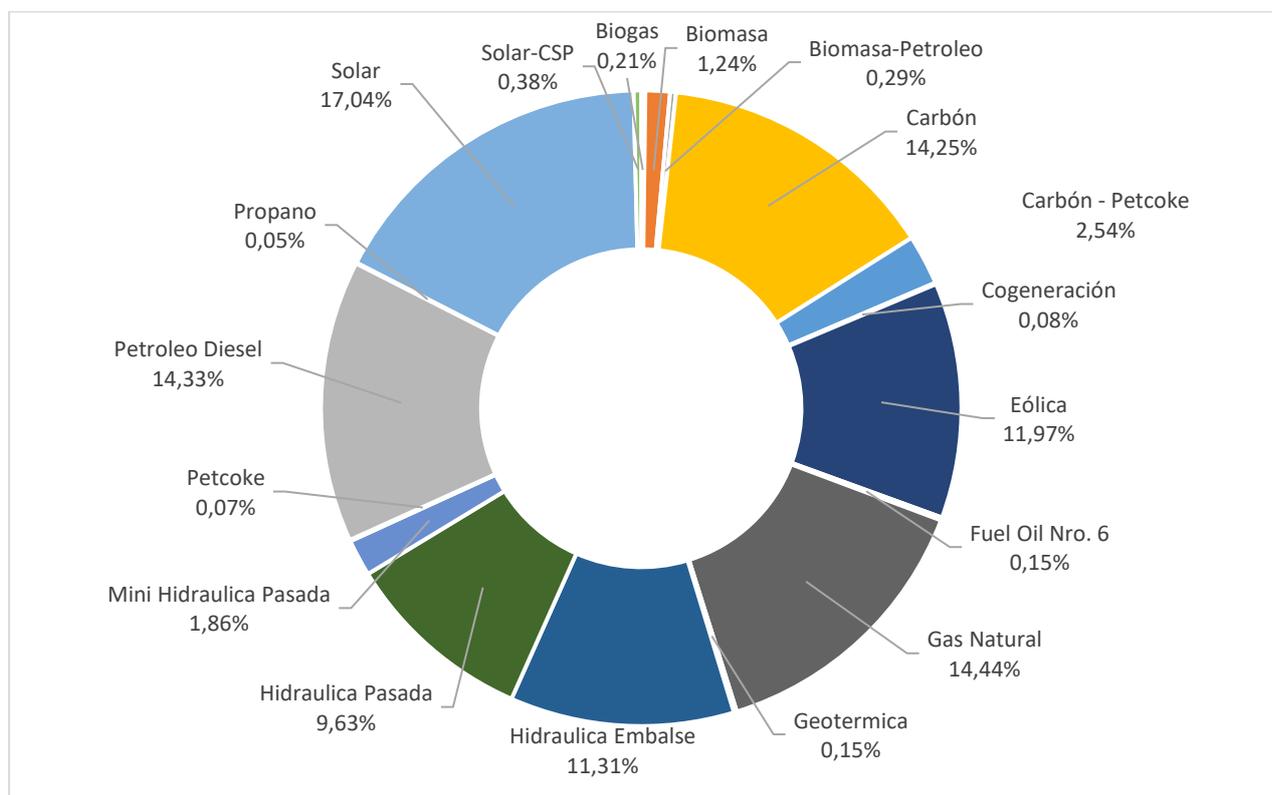


Figura 2.4 Capacidad bruta instalada.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Energía Abierta, 2022).

En la Figura 2.5 se observa la generación total bruta anual del SEN. Para el 2021 se generaron 81.492 GWh, del cual un 54,01% de la energía fue generada por medio de combustibles fósiles, lo

que habla de la dependencia que aún tiene Chile con este tipo de fuentes de energía primarias altamente contaminantes para el ambiente.

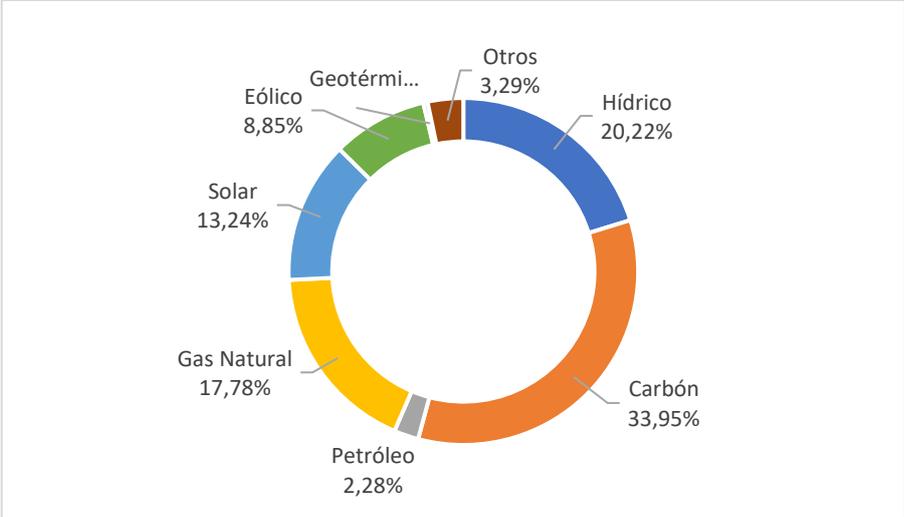


Figura 2.5 Generación bruta anual SEN.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Energía Abierta, 2021).

2.2.3 Matriz eléctrica en la región del Biobío

En cuanto a la matriz eléctrica de la región del Bio-Bio se tiene que es la segunda región con mayor capacidad de generación con 5.041,21 MW (Figura 2.6), solo por detrás de la región de Antofagasta, la cual es bien sabida su alta capacidad de generación por medio de energías renovables. Este elevado potencial de generación se deber principalmente por lo industrializada que está la región.

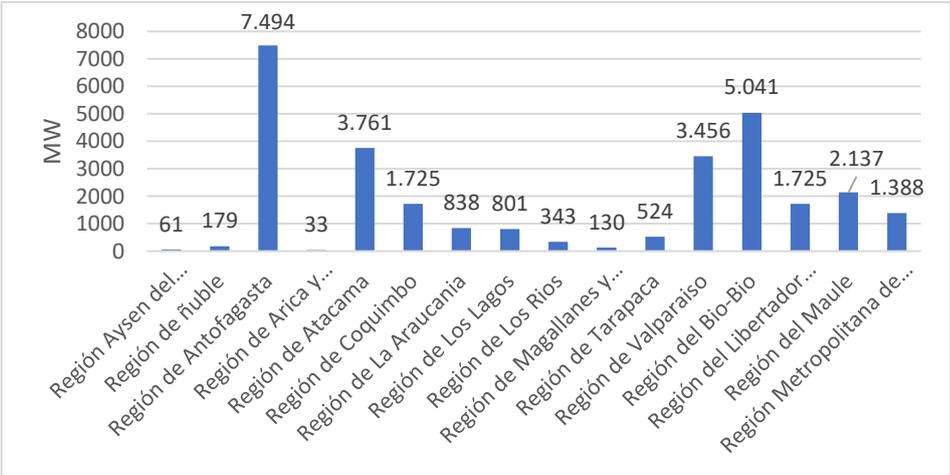


Figura 2.6 Potencia bruta (MW) de generación por Región.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Energía Abierta, 2022).

En cuanto a la capacidad bruta instalada en la región, como se muestra en la Figura 2.7, se tiene que el 86,91% de la energía generada es por medio de energías primarias convencional y el 13,09% por medio de ERNC. Además, se tiene que la capacidad de generación de energía por medio de energía hidráulica representa el 56,21% del total. Esto debido a la gran cantidad de ríos que corren por la región, lo que hace que este tipo de energía sea el medio principal de generación eléctrica.

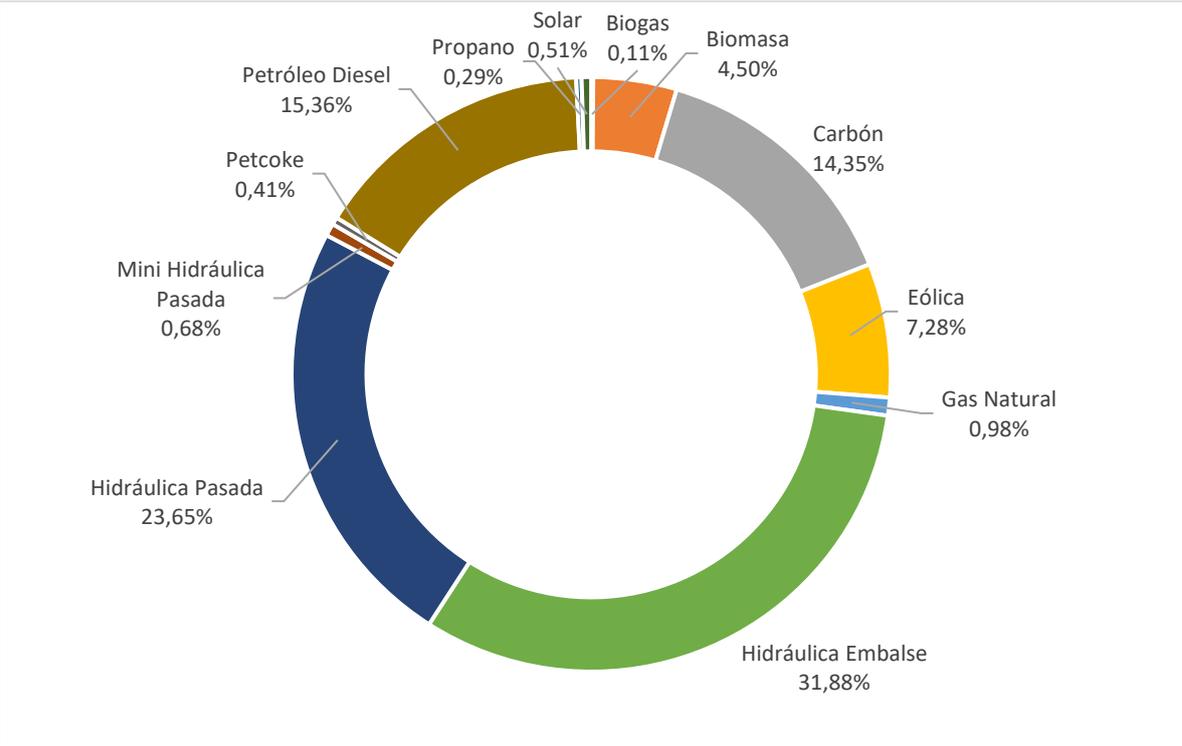


Figura 2.7 Capacidad bruta instalada en Región del Bio-Bio.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de (Energía Abierta, 2022).

2.2.4 Energía renovable y no renovable

Se define como energías renovables a todas aquellas energías cuya renovación es mayor a la cadencia de uso. Esta renovación de energía se puede dar de forma natural o artificial y se clasifican en energías renovables convencionales y no convencionales. En Chile se define como Energía Renovable No Convencionales (ERNC) a la eólica, solar, biogás, biomasa, pequeñas hidroeléctricas, geotermia y la energía de los mares. En cuanto a las energías convencionales se tiene principalmente a la energía hidráulica a gran escala.

Las principales ventajas de las energías renovables son:

- No emiten gases de efecto invernadero (GEI) en los procesos de generación de energía.

- Los recursos son ilimitados.
- Reducen la dependencia energética dado su naturaleza local.
- Es económicamente competitiva dado a sus continuos avances tecnológicos, lo que a la vez proyecta un gran futuro para este desarrollo de tecnológico.

Las principales desventajas de la energía renovable son:

- Algunas fuentes de energía son intermitentes (como la solar y la eólica).
- Alguna de las fuentes necesita un gran espacio para poder ser llevado a cabo la generación, lo que puede llegar a afectar al ecosistema.
- No están disponibles en todo el territorio, esto dado a que no todas las zonas disponen de los recursos naturales para llevar a cabo la generación de energía por medio de fuentes renovables.

Por otro lado, las energías no renovables son aquellas fuentes de energía que tienen un uso limitado. En general, el ritmo de uso es mayor a su regeneración. En general se usan combustibles fósiles como medio de generación de energía, los cuales generan GEI (Gases de Efecto Invernadero) como dióxido de carbono (CO_2) y contaminantes del aire, entre ellos; Material Particulado Respirable ($1MP_{10}$) y Material Particulado Fino ($2MP_{2,5}$).

Las principales ventajas de las energías no renovables son:

- Son energías no intermitentes, dado que no dependen de la ocurrencia de ciertos factores ambientales, como la salida del sol en el caso de la energía solar, o del régimen de vientos en el caso de la energía eólica.
- Por medio de proyectos y desarrollo de tecnologías este tipo de energía puede mejorar para lograr ser menos contaminante.
- Contribuyen con la seguridad energética en caso de presentarse crisis de abastecimientos energéticos.

Las principales desventajas de las energías no renovables son:

- El uso de combustibles fósiles como carbón, petróleo o gases que son altamente contaminantes para la atmosfera.
- Es un recurso energético con uso limitado. Proceden de recursos escasos y que, muchos de ellos, están acabándose.

¹ Material Particulado con diámetro aerodinámico $\leq 10 \mu m$

² Material Particulado con diámetro aerodinámico $\leq 2,5 \mu m$

- Subproductos contaminantes como CO_2 , MP_{10} y $MP_{2,5}$ son componentes principales del smog, que produce estancamiento del aire y que dado a su densidad suelen permanecer en la troposfera y estratosfera.

2.2.5 Energía solar

Radiación Solar

La radiación solar es la energía emitida por el Sol que se propaga en forma de ondas electromagnéticas. Esta se produce por una serie de reacciones de fusión nuclear que ocurren en el Sol.

Los distintos tipos de radiación que emite el Sol se diferencian por sus longitudes de onda, la cual en su mayoría se emiten en rango de onda corta que varían entre 280 y 2500nm. Estos tipos de radiación se distinguen los siguientes rangos:

- Radiación Ultravioleta (280-400 nm): Es la radiación electromagnética de longitud más corta. Se subdivide en tres tipos de radiación: Ultravioleta A (UVA), ultravioleta B (UVB) y ultravioleta C (UVC). Representa el 8% de la irradiancia solar total de onda corta que alcanza la superficie.
- Radiación Visible (400-700 nm): Es la radiación electromagnética que es visible al ojo humano. Representa el 42,2% de la irradiancia solar total de onda corta que alcanza la superficie.
- Radiación Infrarroja Cercana (700-2500 nm): Es la radiación electromagnética con mayor rango de longitud de onda. Se subdivide en radiación Infrarroja-A (IR-A), radiación infrarroja-B (IR-B) y radiación infrarroja-C (IR-C). Representa el 49,8% de la irradiancia solar total de onda corta que alcanza la superficie.

Esta radiación solar llega por medio de tres componentes principales:

- Radiación solar directa: Es la radiación que atraviesa la atmósfera y alcanza la superficie sin haber sufrido una desviación en su trayectoria
- Radiación solar difusa: Es la radiación que alcanza la superficie de la tierra tras múltiples desviaciones en su trayectoria.
- Radiación solar reflejada: Es una fracción de radiación solar que es reflejada por la superficie terrestre.



Figura 2.8 Tipos de Radiación.

Fuente: (Sunfields Europe, s.f.-b).

Irradiancia

La irradiancia es una magnitud que describe la potencia incidente por unidad de superficie (W/m^2) o de una determinada longitud de onda ($\text{W}/\text{m}^2/\text{nm}$) de todo tipo de radiación electromagnética. Ésta puede ser utilizada para definir la constante solar o la cantidad de energía solar que llega a la atmosfera superior por unidad de superficie y tiempo. Su valor es de $1.373 \text{ W}/\text{m}^2$ (Sunfields Europe, s.f.-a).

Existen distintos tipos de irradiancia según su origen y características:

- **Irradiación solar total:** Encierra a todas las longitudes de onda por unidad de área que incide en la atmosfera del planeta. Su medición se realiza de forma perpendicular a la luz solar que ingresa a la atmosfera.
- **Irradiancia normal directa:** Radiación Solar que incide en una determinada área, esta se mide en dirección del rayo incidente
- **Irradiancia horizontal difusa:** Radiación Solar que incide en una determinada área, esta se mide sobre una superficie horizontal.
- **Irradiancia horizontal global:** Es la suma de la Irradiancia normal directa y la irradiancia horizontal difusa, esta se mide sobre una superficie horizontal.

Energía Solar

La energía solar es un tipo de energía renovable que utiliza la radiación electromagnética del sol. Es una fuente natural inagotable que se obtiene por medio de tecnologías desarrolladas para este fin. Este tipo de energía, en forma de luz o calor, es aprovechada por medio de células fotoeléctricas, heliostatos o colectores solares que la convierten en energía eléctrica o térmica.

Existen dos tipos de sistemas de captación de energía solar:

Sistema solar fotovoltaico (PV): Generación de energía a través de paneles fotovoltaicos que captan la radiación solar para transformarla en energía eléctrica. Para conseguir esto, emplean células fotovoltaicas con materiales semiconductores. Este es un proceso que se produce al momento en que la radiación toca la celda fotovoltaica produciendo un diferencial de potencial eléctrico entre ambas caras, haciendo que se liberen electrones que van generando corriente continua. Esta corriente continua se transforma en corriente alterna por medio de inversores de voltaje para su posterior uso.

Sistemas solares térmico: Generación de energía a través de colectores térmicos que utilizan fluidos como agua, aceite, sales, aires y dióxido de carbono para producir energía a través de un ciclo termodinámico en donde se captura la energía solar para producir calor. Estos colectores se componen por espejos que enfocan la energía del sol en un punto específico en donde se encuentra el colector térmico. Para aplicaciones domésticas existen sistemas de baja temperatura (hasta 180°C) y para procesos industriales existen sistemas de alta temperatura para la generación de electricidad como las torres solares, cilindro parabólico y reflector Fresnel lineal, tal como se muestra en la Figura 2.9 (Generadoras, s.f.-b). Estos sistemas se diferencian principalmente en la forma que los colectores se distribuyen para captar la energía solar y reflejarla al punto en donde se encuentra el colector térmico.

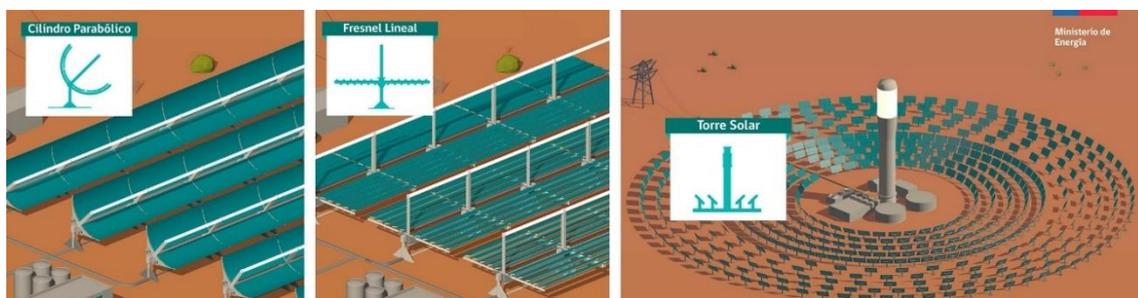


Figura 2.9 Tipos de sistemas solares térmicos.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Energía solar fotovoltaica (PV)

Los materiales utilizados para la fabricación de las células fotovoltaicas son los semiconductores que convierten la radiación solar en electricidad. Este es un proceso electroquímico en donde se capta la radiación solar y la célula fotovoltaica absorbe fotones por medio de los semiconductores, esto hace que los núcleos de los electrones se rompan y queden libres para circular por el semiconductor.

El material más utilizado para la fabricación de células fotovoltaica es el silicio. La célula fotovoltaica de silicio está compuesta por una delgada capa de material tipo n (electrón libre [-]) y otra con mayor espesor de material tipo p (hueco disponible [+]), en la unión de estas capas se forma el campo eléctrico. Además, se coloca un conductor externo que conecta la capa negativa a la positiva, esto genera un flujo de electrones o corriente eléctrica desde la zona p a la zona n.

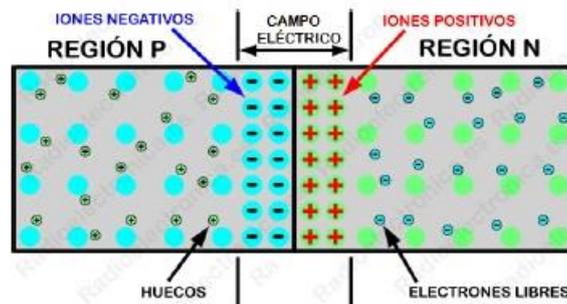


Figura 2.10 Estructura celda fotovoltaica.

Fuente (Jacobo Romero C., 2015).

Existen distintos tipos de células fotovoltaicas que varían principalmente según su material semiconductor, dentro de las principales encontramos (Jacobo Romero C., 2015):

- Células de arseniuro de galio: Recomendables para la fabricación de módulos ya que tienen un rendimiento de hasta un 28%, alto coeficiente de absorción y bajas pérdidas de eficiencia a elevadas temperaturas. Su principal problema es su elevado costo, lo que la hace poco rentable.
- Células de sulfuro de cadmio y sulfuro de cobre: su principal ventaja es que usa poco material y su proceso de fabricación sencillo, por lo que los costos son bajos. Sin embargo, su bajo rendimiento (5%) y vida útil hacen que no sea la alternativa más rentable.

- Células bifaciales: está fabricadas con una doble unión del tipo $n^+ - p - p^+$ con tal de que la célula absorba la radiación por ambas caras, aprovechando la radiación reflejada. El rendimiento es mayor a las células monofaciales, pero a la vez sus costos son mayores.
- Células de silicio policristalino: Su proceso de fabricación es similar al del silicio, pero menos riguroso en cuanto al control de temperatura en su etapa de enfriamiento. Su rendimiento ronda el 14% y su costo es ligeramente más económico que el del monocristalino.
- Células de silicio monocristalino: Son las más utilizadas en la actualidad, tiene una estructura completamente ordenada y su proceso de fabricación requiere mucho más tiempo y energía, esto hace que sus costos sean altos. Su rendimiento llega hasta el 18%.

El panel fotovoltaico tiene los siguientes componentes:

- Marco: Mantiene todos los componentes agrupados y le da firmeza a la estructura.
- Vidrio templado: Vidrio que favorece la transmisión de la radiación solar, con una superficie anti reflexiva y antiadherente.
- Vidrio encapsulador: Vidrio compuesto generalmente por etil-vinil-acetileno o EVA que se encarga de proteger la celda solar.
- Celdas solares: Pequeñas células elaboradas con silicio cristalino o arseniuro de galio que se encuentra en el centro de la estructura.
- Capa aislante: Vidrio o aluminio revestido de polímero termoplástico que se encuentra en la base de la estructura.
- Caja de conectores: Encargada de dar continuidad al circuito eléctrico.

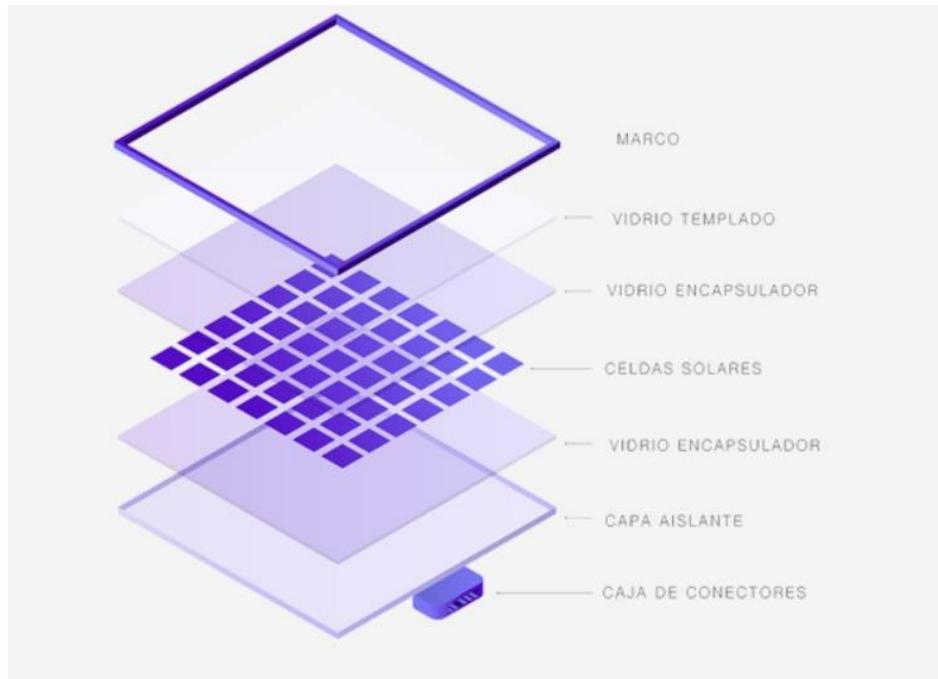


Figura 2.11 Estructura panel fotovoltaico.

Fuente: (Suncore, s.f.).

Tipos de sistemas fotovoltaicos

Sistema Fotovoltaico On-Grid (Conectada a la red)

Este tipo de sistemas trabaja en conjunto a una serie de componentes en los que se aprovecha la energía solar para obtener, por medio de paneles fotovoltaicos, corriente continua que a través de inversores es transformada a corriente alterna. Esta corriente es utilizada para ser auto consumida e inyectada (en caso de tener remanentes de energía) a la red de distribución en la que se esté conectada.

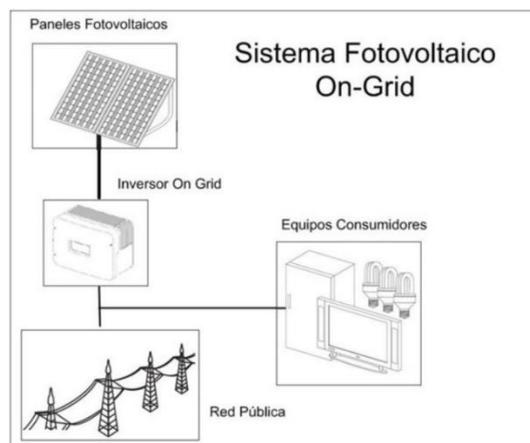


Figura 2.12 Sistema fotovoltaico On-Grid.

Fuente: (Tesla Energy, s.f.).

Sistema fotovoltaico Off-Grid (no conectada a la red)

Este tipo de sistemas está aislado de la red de distribución eléctrica y almacena la energía solar en baterías en caso de cortes en la red. Sus principales componentes son: Paneles fotovoltaicos, regulador de carga, inversores y baterías para el almacenaje de energía.

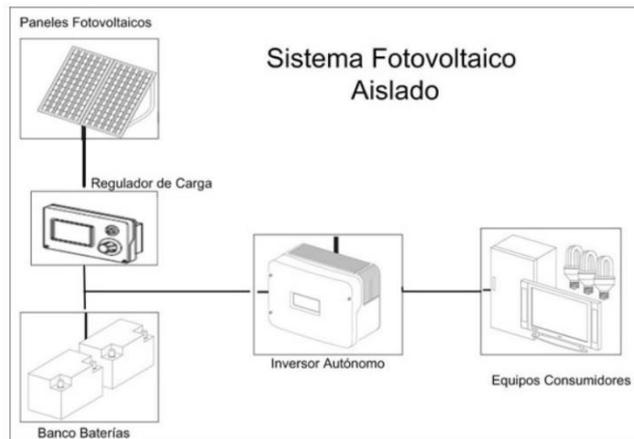


Figura 2.13 Sistema fotovoltaico Off-Grid.

Fuente: (Tesla Energy, s.f.).

Sistema fotovoltaico On-Grid con respaldo

Este tipo de sistemas es una combinación entre el sistema On-Grid y Off-Grid, en donde se almacena la energía solar y se inyectan los remanentes de energía a la red de distribución eléctrica. Sus principales componentes son: Paneles fotovoltaicos, inversores On-Grid, inversor-cargador y baterías para el almacenaje de energía.

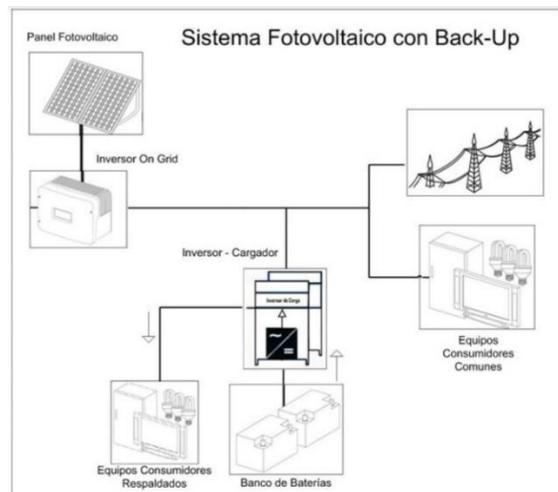


Figura 2.14 Sistema fotovoltaico On-Grid con respaldo.

Fuente: (Tesla Energy, s.f.).

2.2.6 Potencial de instalación OXIQUM S.A. Planta Coronel

En cuanto al potencial de instalación para las plantas solares, se tiene que Chile es uno de los países con mayor potencial para el uso de este tipo de energía, con unos niveles de radiación solar más altos en el mundo. En donde, como se muestra en la Figura 2.15, sus niveles de irradiancia normal llegan a 3.513,8 kWh/m² en el norte de Chile, siendo esta zona una con las mayores radiaciones solares del mundo.

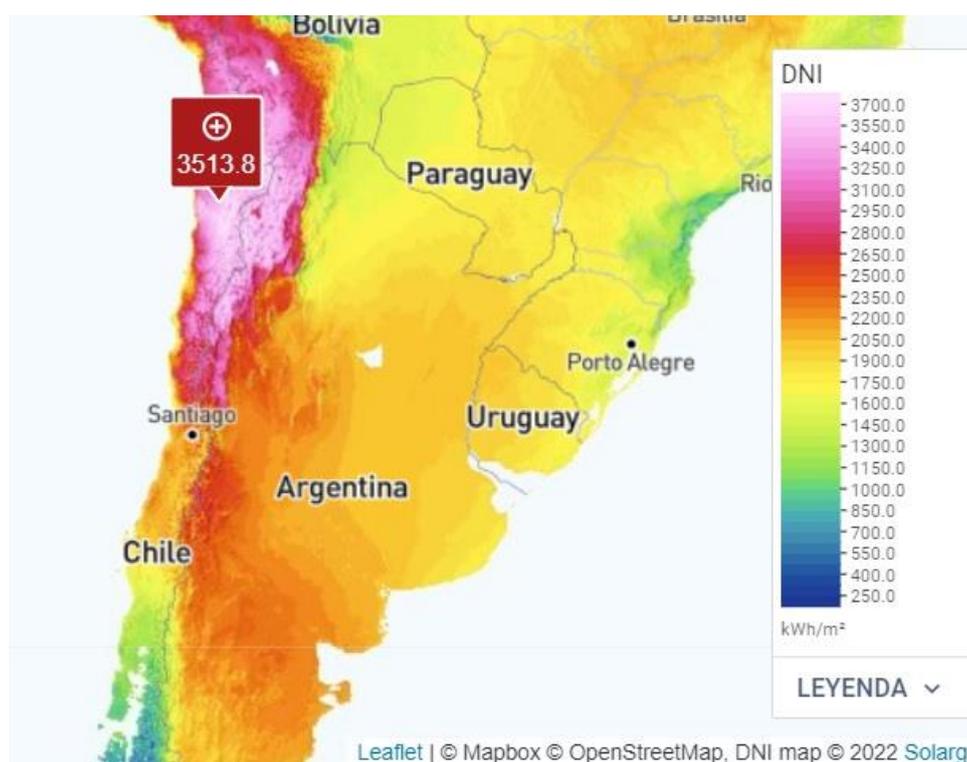


Figura 2.15 Irradiancia Normal Directa Chile.

Fuente: (Solargis, s.f.).

Específicamente para la zona en donde se encuentra OXIQUM S.A. Planta Coronel (km 18,5, Camino a Coronel) con latitud 36,9463 °S, longitud 73,1573 ° O se tiene una irradiancia normal directa de 1.982,3 kWh/m². Estos niveles de radiación son considerablemente más bajos que los presentados al norte de Chile, pero aún así es una zona en donde se ve favorecido el uso de energía solar como medio de generación de energía.



Figura 2.16 Irradiancia Normal Directa OXIQUIM S.A. Planta Coronel.

Fuente: (Solargis, s.f.).

2.3. Metodología

La estimación de la capacidad de autogeneración de OXIQUIM S.A. Planta Coronel se determina por medio de una base de datos de las potencias activas de cada subestación existente en la planta y las facturaciones eléctricas con las cuales se definen el perfil de consumo semanal y anual. Esto con el fin de determinar el porcentaje de consumo (demanda de electricidad) que se espera reemplazar por medio de una planta fotovoltaica para autoconsumo. En base a esto, y a las características del sistema eléctrico que cuenta la empresa, se definen los equipos principales y la cantidad a utilizar para la estimación de la generación solar de la planta.

Una vez definida la capacidad de autogeneración se estiman los costos de inversión (capital), operación y mantención. Además, se determinan las tarifas a utilizar para la estimación de los indicadores financieros. Finalmente se realiza un análisis de riesgo con las variables que pueden llegar a generar mayor incertidumbre.

2.3.1. Estudio Técnico

Proyección de demanda

Para realizar una estimación de la proyección de la demanda de electricidad de OXIQUIM S.A. Planta Coronel, se recopilan los consumos mensuales históricos a través de facturaciones entregadas por la empresa desde los años 2019 al 2021. En base a estos datos se estima un modelo de regresión lineal simple, el cual es un método causal que busca por medio de datos históricos

encontrar una relación de dependencia por medio de una variable dependiente y una independiente. Esta metodología se utilizó para pronosticar las futuras demandas energéticas mensuales de la empresa.

Para la estimación del modelo de regresión lineal simple se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$y(x) = a + b(x) \quad (1)$$

$$b = \frac{n \sum xy - (\sum x)(\sum y)}{n \sum x^2 - (\sum x)^2} \quad (2)$$

$$a = \bar{y} + b\bar{x} \quad (3)$$

En donde:

a : Pendiente de la recta de la regresión lineal.

b : Intersección de la recta con el eje de las ordenadas.

\bar{y} : Media de la variable y .

\bar{x} : Media de la variable x .

n : Numero de observaciones.

Sin embargo, este modelo por sí solo no es suficiente para estimar las demandas energéticas futuras de la empresa, dado a que las demandas históricas pueden estar condicionadas a alguna tendencia o algún factor causal el cual no se ve representado en los datos históricos recopilados y hace que el modelo no quede bien ajustado. Es por esto que se aplica un índice de tendencia estacionario mensual y anual con el fin de ajustar de mejor manera el modelo de regresión lineal. Estos índices estacionarios están dados por la siguiente ecuación:

$$I_e = \frac{x_i}{x_g} \quad (4)$$

En donde:

I_e : Índice o factor estacional.

x_i : Media o promedio de la demanda energética en el periodo i .

x_g : Media o promedio general de la demanda.

Para el cálculo se utilizan 12 periodos (de enero a diciembre) para el índice estacional mensual y 3 periodos (del año 2019 a 2021) para el índice estacional anual.

Estos índices estacionales se multiplican en la ecuación de la regresión lineal (1) quedando:

$$y(x) = (a + b(x)) \cdot I_{em} \cdot I_{ea} \quad (5)$$

En donde:

I_{em} : Índice estacional mensual.

I_{ea} : Índice estacional anual.

Perfil de consumo

Para la definición del perfil de consumo de la planta se identificaron todas las subestaciones que se encuentran en la empresa. Luego, a través de medidores de potencia, se generó una base de datos con las potencias activas cada 10 segundos de cada una de las subestaciones en un rango de una semana, desde las 00:00 horas hasta las 23:59 horas de lunes a domingo (desde el 4 de abril hasta el 10 de abril de 2022). Por temas de simplificación, la base de datos de las potencias activas medidas cada 10 segundos se sintetizó en una base de datos promediada cada una hora para cada una de las subestaciones. Estas potencias activas promediadas cada una hora también representan una estimación de la demanda de energía promedio por hora para cada una de las subestaciones de la planta durante una semana. Lo cual es coherente al tratarse de potencias activas promedio medidas cada una hora (kWh). En base a estos datos se estima el perfil de consumo para el análisis del estudio técnico. Además, según conversaciones con la empresa, estas mediciones entregadas son una buena representación de la situación energética semanal que tiene la planta durante todo su año productivo.

Proyección de generación solar

Para la estimación de la capacidad a instalar de la planta fotovoltaica se utilizó el perfil de consumo promedio de la planta calculado anteriormente y se definieron distintos escenarios de instalación. Esto en conjunto de la herramienta Web Explorador Solar³, la cual es una herramienta de proyección solar del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile (Ministerio de Energía, s.f.) que modela de forma numérica, a través de datos y registros satelitales, la transferencia de radiación solar en la atmosfera por medio del modelo CLIRAD-SW (Facultad de ciencias físicas y matemáticas Universidad de Chile, 2016), el cual considera interacciones de radiación con la atmosfera como la radiación solar, directa y difusa por medio de bandas espectrales de manera independiente. Esto se contrasta con bases de datos de nubosidad captados por los satélites GOES-EAST que, a través de un modelo empírico, simula el efecto de la nubosidad. Además, se incorpora

³ <https://solar.minenergia.cl/inicio>

el efecto de las sombras a través de un modelo de elevación digital de 90 metros de resolución (Ministerio de energía s.f.). Este modelo utiliza datos de temperatura, humedad y aerosoles de reanálisis meteorológicos y datos climatológicos de Dióxido de carbono (CO_2), Metano (CH_4) y Ozono (O_3) (NASA, 1999).

A través de la herramienta Web Explorador solar se obtienen la proyección de generación solar con latitud 36.9463 °S, longitud 73.1573 °O y elevación de 16m, las cuales son el lugar designado por la empresa para instalación de la planta fotovoltaica.

2.3.2. Estudio Económico

Costos de inversión o capital

Los costos de inversión fueron estimados por medio del informe de costos de tecnologías de generación de la CNE (CNE, 2022). En dicho informe se recopila información sobre los costos de partida de distintos proyectos de generación que se han reportado por el Sistema Eléctrico Nacional. Estos costos de partidas consideran aspectos como costos de equipamiento principal, obras civiles y montaje, costos de conexión de sistema, costos asociados a la obtención, almacenamiento y logística y costos asociados al cumplimiento de las normativas ambientales.

Para los costos de partida de la tecnología solar fotovoltaica se tienen un valor de inversión (capital) unitario referencial promedio de 818 USD⁴/kW, con un mínimo de 659 USD/kW y un valor máximo de 1.041 USD/kW (CNE, 2022). Para efectos de la devaluación de los activos se utiliza depreciación lineal anual mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Depreciación Lineal Anual} = \frac{(\text{Costo del activo} - \text{Valor de salvamento})}{\text{Vida útil}} \quad (6)$$

No se considera Valor de Salvamento para este proyecto (Valor Salvamento= 0)

Por otra parte, en la medida que la empresa considere que no tiene los conocimientos, herramientas y/o el capital de inversión necesario para implementar un proyecto de estas características, existe la opción dentro del mercado de proveedores de llevar a cabo el proyecto por medio del servicio de empresas que basan su modelo de negocio en el modelo Energy Service Companies (ESCO). Este modelo de financiamiento elimina la barrera de la inversión inicial que implican los proyectos de eficiencia energética por medio de ERNC, financiando hasta el 100% de la inversión inicial y vendiendo la energía generada a la empresa en un valor más atractivo y de fuentes renovables.

⁴ USD US dollar o dólares americanos

Además, se encargan de la operación y el mantenimiento del sistema fotovoltaico de la planta durante el tiempo que estipule el contrato (Tesla Energy).

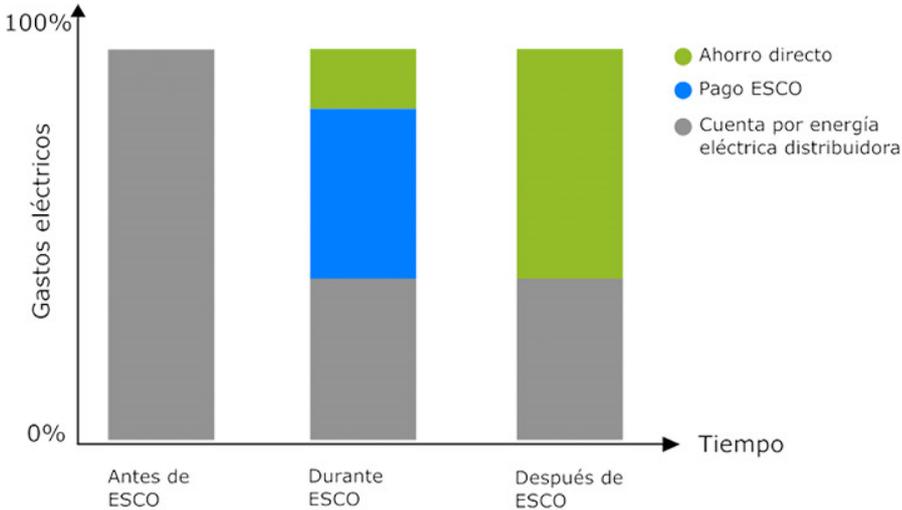


Figura 2.17 Funcionamiento modelo de financiamiento ESCO.

Fuente: (Gammer Solar)

La Figura 2.17 muestra el funcionamiento del modelo de financiamiento ESCO. Durante la vigencia del servicio se paga mensualmente la energía generada al precio de una tarifa acordada. Esto genera un ahorro debido a que se está comprando la energía generada a una tarifa más barata que la ofrecida por la red de distribución. Si se desea maximizar el beneficio generado por la planta existe la posibilidad de comprar la planta a su valor de salvamento mientras esté en vigencia el contrato.

Costos operacionales

Los costos operacionales corresponden a los costos fijos necesarios para mantener en operación una unidad generadora y que son independientes del nivel de generación de energía de la misma. Estos costos consideran, entre otros, sueldos, contratos de mantenimiento, etc (CNE, 2022).

Flujos de caja

Se realizan los flujos de caja con proyecto y sin proyecto de autogeneración eléctrica (estructura de flujo en Anexo G, Tabla G.1). A esto se le suma la evaluación de financiamiento de la inversión por medio de créditos y el modelo de financiamiento ESCO. Para los costos variables se considera el Cargo por energía activa, Cargo por uso de sistema troncal, Cargo único LGSE, Cargo por recálculo y Cargo servicios complementarios (detalle costos variables en Anexo G, Tabla G.2).

Para los costos fijos se considera el Cargo mínimo técnico y la Demanda suministrada en hora punta (detalle costos fijos Anexo G, Tabla G.3). Todos los costos están actualizados a la moneda de 2022 por lo tanto se consideran flujos reales.

Dadas las características del proyecto, éste no está afecto a impuesto ya que es un proyecto con el objetivo de lograr un ahorro energético por medio de la minimización de costos. Es por esto que los flujos de cajas no se ven afectados por la depreciación lineal anual y las pérdidas del año anterior.

Tasa de descuento

Para el cálculo de la tasa de descuento se utiliza el método CAPM, el cual es un modelo de valoración de activos financieros que permite calcular la rentabilidad esperada para el inversor en función del riesgo sistemático del proyecto. Este cálculo se realiza mediante la siguiente ecuación.

$$E(r_i) = r_f + \beta_{im}(E(r_m) - r_f) \quad (7)$$

En donde:

$E(r_i)$: Tasa de rendimiento esperada de capital sobre el activo i .

r_f : Rendimiento de un activo libre de riesgo.

$E(r_m)$: Tasa de rendimiento de mercado en donde cotiza el activo.

β_{im} : Riesgo sistemático asociado al proyecto.

Para la estimación del rendimiento libre de riesgo se obtiene el valor de los bonos a 10 años emitidos por el Banco Central al 31 de diciembre de 2021. El rendimiento de mercado se obtiene a través del cálculo de la variación porcentual de los últimos 15 años (del año 2006 al 2021) del Índice de Precio Selectivo de Acciones (IPSA). El riesgo sistemático asociado al proyecto se estima según la industria en la que se encuentre el proyecto. Para este caso, se considera la industria de energía verde y renovable. Los Betas (β_{im}) apalancados y desapalancados para el proyecto se obtienen de la página Damodaran⁵.

Evaluación de indicadores financieros

Para evaluar la factibilidad del proyecto es necesario tener en cuenta los distintos indicadores financieros que se disponen para realizar un análisis financiero, esto ayudará a la toma de decisión

⁵ https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html

al momento de llevar a cabo o no el proyecto. Los indicadores financieros utilizados para este proyecto son:

Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN) es un indicador financiero de rentabilidad para proyectos que consiste en traer a un valor presente los flujos del proyecto descontándolo con un tipo de interés. El proyecto es rentable realizarlo si el VAN es mayor o igual a cero y no es rentable realizarlo si el VAN es menor a cero. El cálculo de este indicador se estimará por medio de la siguiente ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + t_d)^t} - I_0 \quad (8)$$

En donde:

F_t : Flujo de caja en el periodo t .

I_0 : Inversión inicial del proyecto.

t_d : Tasa de descuento.

n : Numero de periodos.

t : Periodo de evaluación.

Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es un indicador financiero de rentabilidad de proyectos. Es una tasa con la que el VAN se iguala a cero. Esta tasa de descuento se despeja de la siguiente formula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (9)$$

Valor Actual de Costos

El Valor Actual de Costos (VAC) es un indicador financiero utilizado para proyectos que tienen como objetivo el ahorro en costos. Este se calcula mediante la siguiente formula:

$$VAC = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + t_d)^t} + I_0 \quad (10)$$

Weighted Average Cost of Capital

El Weighted Average Cost of Capital (WACC) es el costo de los recursos que tiene una empresa, capital propio y deuda financiera. Es una tasa ponderada entre lo que aporta la empresa y la deuda financiera. Esta tasa se utilizará al momento de evaluar los VAC y VAN de los escenarios con deuda bancaria. Se calcula mediante la siguiente formula:

$$WACC = \frac{E}{E + D} \cdot t_d + \frac{D}{E + D} \cdot t_i \cdot (1 - T) \quad (11)$$

En donde:

E: Capital Propio.

D: Deuda financiera.

t_d: Tasa de descuento.

t_i: Tasa de interés.

T: Tasa impositiva.

Periodo de Recuperación de la Inversión

El Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) es un indicador que mide en cuanto tiempo se recuperará el total de la inversión a valor presente.

Análisis de riesgo

Dado que la evaluación de proyecto de prefactibilidad se basa en valores estimados, es necesario realizar un análisis de riesgo para visualizar la variabilidad del proyecto. Para llevar a cabo esto, se utiliza el método de Simulación de Montecarlo por medio de la herramienta Crystal Ball de Oracle. El método de simulación de Montecarlo es un método estadístico numérico que simula distintos escenarios a través de pruebas aleatorias con el fin de evaluar el impacto del riesgo. Para efectos de este proyecto, es útil para visualizar cómo se comporta la evaluación económica ante el cambio de sus principales variables de riesgo. Las variables de riesgo a evaluar para el proyecto son: Cargo por energía activa, Cargo por uso de sistema troncal y Cargo único LGSE. Estas variables de riesgo fueron definidas con una desviación estándar del 40% respecto al precio estimado, el cual fue acordado por la empresa para la realización del análisis de riesgo.

3. Capítulo III Estudio Técnico

3.1. Definición de alcance de proyecto

Este proyecto tiene como objetivo evaluar la factibilidad técnica de instalar una planta fotovoltaica para autoconsumo sin opción de inyectar remanentes energéticos a la red eléctrica (según estipula el contrato con Enel). Se evaluará el perfil de generación de energía solar que maximice el uso de ésta con el fin de que existan mínimos excedentes energéticos. Además, por acuerdo de la empresa, no se evalúa un sistema fotovoltaico con respaldo de baterías, por lo que se evalúa un escenario on-grid sin respaldo de baterías.

3.2. Tamaño de proyecto

OXIQUM S.A. en su planta de Coronel cuenta con aproximadamente 10 hectáreas disponibles para futuros proyectos de ampliación de la planta. De estas hectareas, se destina un sector para la ubicación de la planta fotovoltaica (ver Anexo A, Figura A.1). Dentro de la planta existen 2 empalmes identificados como Empalme Rol 1 y Empalme Rol 2, cada uno de estos empalmes desprende dos alimentadores que están conectados a siete Subestaciones eléctricas como se muestra en la Tabla 3.1 (ver fotografías de subestaciones en Anexo B).

Empalme Rol	Código	Subestación eléctrica
Rol 1	AEE-01	1250 SU-102
	AEE-03	750 SU-901
Rol 2	AEE-06	500 SU-401
	AEE-15	400 SU-601
	AEE-16	400 SU-601
	AEE-20	1000 SU- 601
	AEE-21	750 SU-602

Tabla 3.1 Identificación empalmes y subestaciones OXIQUM S.A. Planta Coronel.

Fuente: Elaboración propia.

Ambos empalmes están conectados a la red eléctrica suministrada por la empresa Enel, por lo que los costos por la demanda energética están incluidos en una misma facturación mensual. Según contrato con la empresa Enel, OXIQUM S.A. Planta Coronel tiene una potencia convenida de 3.897 kW, de la cual se utiliza una potencia activa promedio de 1.666 kW (42,75% de lo convenido por contrato), en donde un 61,02% pertenecen al empalme Rol 1 y un 38,98% al empalme Rol 2.

Además, se tiene una demanda energética anual promedio de 14,67 GWh/año (desde los periodos de 2019 hasta 2021).

3.3. Demanda energética

Como se menciona anteriormente, ambos empalmes tienen sus costos energéticos asociados a la misma facturación mensual. Para los años recopilados 2019, 2020 y 2021 se tiene una demanda energética anual de 14,73 GWh/año, 13,95 GWh/año y 15,34 MWh/año Respectivamente (detalle mensual en Anexo C, Tabla C.1). La variación de la demanda energética anual está dada principalmente porque la empresa regularmente desarrolla proyectos de expansión de la planta, por lo tanto, los consumos deberían tender al alza con el paso de los años. Sin embargo, en paralelo, hay un gran esfuerzo por mejorar la eficiencia energética de la planta por medio de proyectos de eficiencia energética. Esto hace que los consumos energéticos se mantengan en un rango lineal al paso de los años.

Para la estimación de la demanda energética de la empresa se tomaron mediciones cada 10 segundos de las potencias activas de cada una de las subestaciones. Con esto, se generó una base de datos con las potencias de cada subestación cada una hora y se estimó una demanda energética semanal por hora para la empresa OXIQUM S.A. Planta Coronel (Figura 3.1). Esto es conveniente para el análisis debido a que, según conversaciones con la empresa, el comportamiento de la demanda energética que se presenta en esta semana observada es representativo a lo que sucede en la empresa durante todo un año productivo.

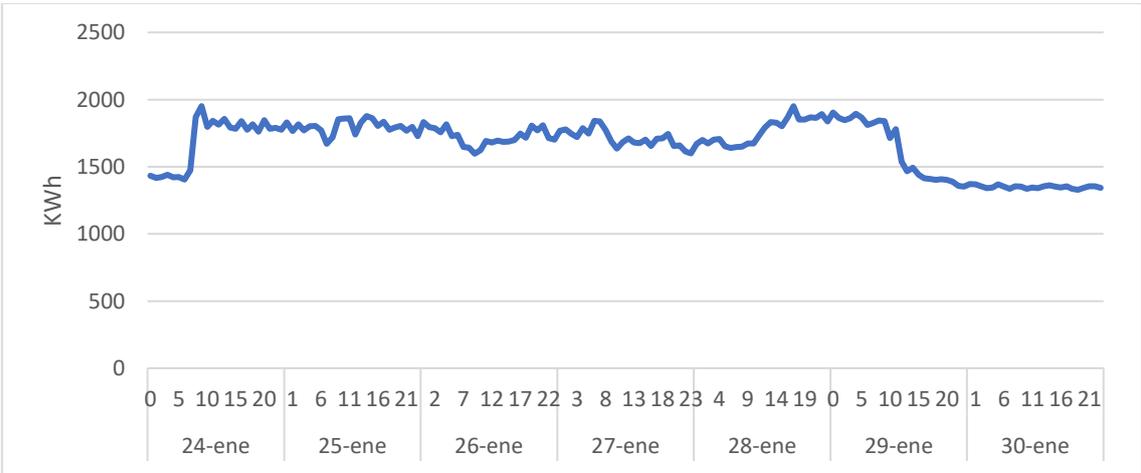


Figura 3.1 Demanda energética semanal promedio por hora de OXIQUM S.A. Planta Coronel.

Fuente: Elaboración propia a partir de base de datos entregados por la empresa.

En general, la demanda energética semanal de la empresa por hora tiene un promedio de 1660,6 kWh. Para el empalme Rol 1 y Rol 2 se tienen unas demandas energéticas semanales promedio por hora de 1016,9 kWh y 649,7 kWh, respectivamente (detalle de demanda energética por subestación en Anexo C, Tabla C.2). En la Figura 3.2 y Figura 3.3 se muestran las demandas energéticas semanal promedio por hora de cada uno de los roles y sus respectivas subestaciones.

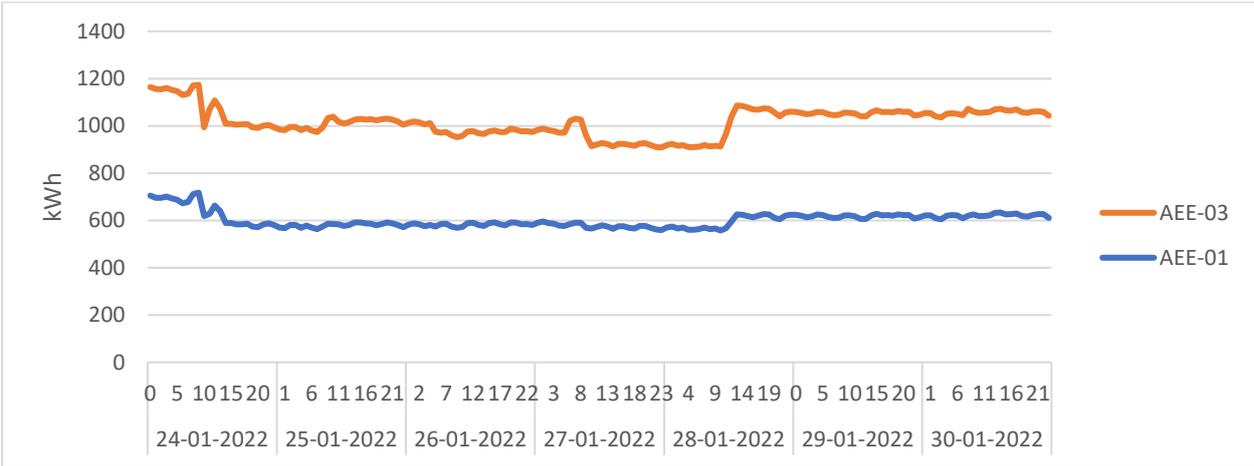


Figura 3.2 Demanda energética semanal promedio por hora Empalme Rol 1.

Fuente: Elaboración propia a partir de base de datos entregados por la empresa.

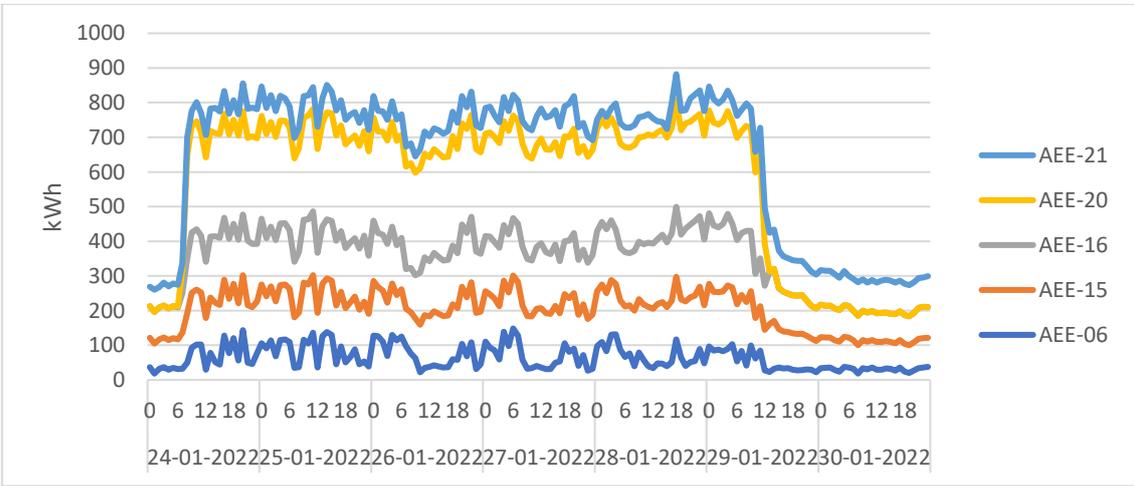


Figura 3.3 Demanda energética semanal promedio acumulada por hora Empalme Rol 2.

Fuente: Elaboración propia a partir de base de datos entregados por la empresa.

Para las subestaciones conectadas al empalme Rol 1, se observa que éstas funcionan continuamente durante toda la semana. Estas subestaciones están encargadas de abastecer electricidad a los procesos críticos de la planta que no pueden ser interrumpidos, de lo contrario, el proceso de producción se puede ver enormemente afectado. Es por esto que estas subestaciones

tienen un flujo ininterrumpido de energía durante la semana. Por otro lado, se tienen las subestaciones conectadas al empalme Rol 2 que, comparado con las subestaciones del Rol 1, tienen una demanda energética horaria considerablemente más baja. Para el caso de la subestación AEE-20 no se presentan demandas energéticas desde las 12:00pm del día sábado, hasta las 08:00am del día lunes. (ver Anexo C, figura C.1). Esto se debe a que la subestación AEE-20 suministra con electricidad a la planta de Adhesivos, la cual su proceso de producción es de lunes a viernes.

3.4. Proyección de demanda

Para la proyección de demanda se utilizaron como datos las demandas energéticas recopiladas por medio de facturas desde enero 2019 hasta diciembre de 2021 (ver Anexo C, Tabla C.1). Con estos datos se estimó un modelo de regresión lineal simple con un índice de estacionalidad mensual y anual (ver Anexo D, Tabla D.1, D.2) con una pendiente de 1.663, intersección en el eje de las ordenadas en 1.192.102 y un coeficiente de determinación de 1,14%. Agregando al modelo de la regresión lineal los índices de estacionalidad mensuales y anuales el coeficiente de determinación se corrige a 48,81%. En base a este modelo se proyecta una demanda energética de 15,37 GWh/año para el año 2022 (proyección mensual en Anexo D, Tabla D.3).

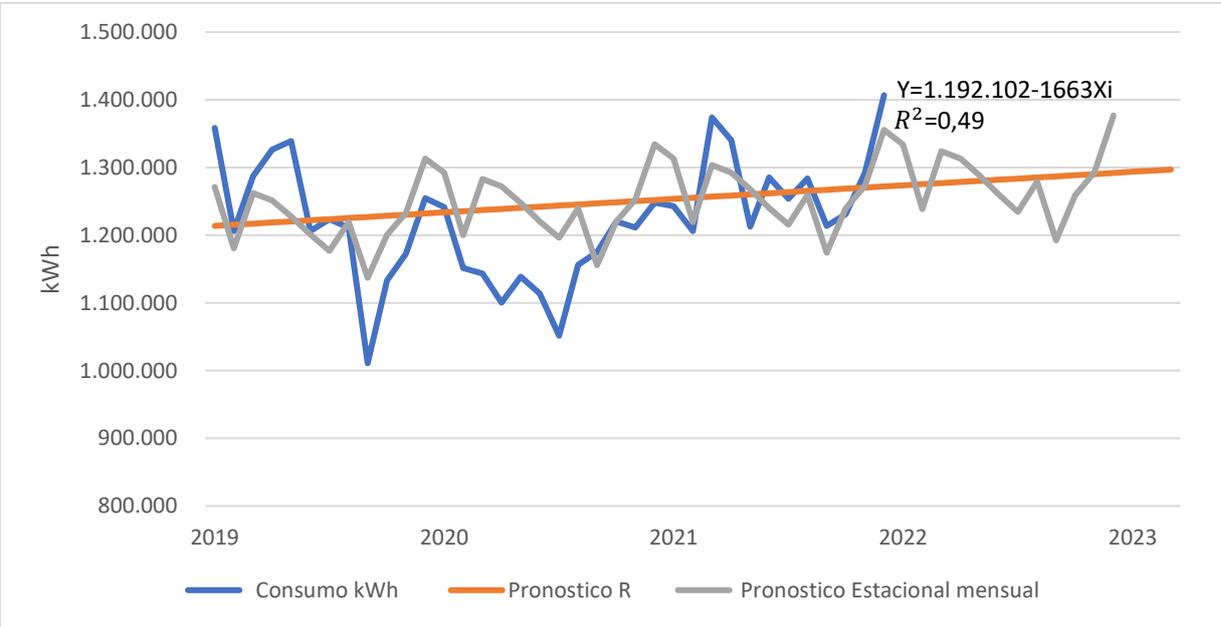


Figura 3.4 Regresión lineal con índice de estacionalidad mensual y anual.

Fuente: Elaboración Propia.

La pendiente positiva de la regresión lineal (Figura 3.4) indica que la demanda energética está en una tendencia al alza, lo que se ve justificado por el crecimiento de la planta que pueda llegar a tener en el futuro.

3.5. Perfil de consumo

Para determinar el perfil de consumo se tomó la base de cálculo las mediciones obtenidas de las potencias activas de cada una de las subestaciones de la empresa cada diez segundos. En base a esto generó una base de datos que es utilizada para estimar la demanda semanal por hora de la empresa que, como se mencionó anteriormente, es una semana que representa lo que sucede semanalmente durante todo un año productivo de la empresa (Figura 3.1).

3.6. Perfil de generación Solar

3.6.1. Definición de capacidad y sistema fotovoltaico a instalar

Para la estimación del perfil de generación se consideran las potencias activas promedio de cada uno de los empalmes y se seleccionan las subestaciones con las potencias aparentes (kVA) adecuados para la instalación de la planta, dejando un margen operacional acordado por la empresa. Se define para el Empalme Rol 1 y Rol 2 una potencia a instalar de 1.000 kWp y 440kWp respectivamente (ver Tabla 3.2), lo que hace un total de 1.440 kWp de potencia a instalar.

Empalme	Potencia Activa (kW)	Subestación a conectarse	Potencia aparente (kVA)	Potencia a instalar (kWp)	Margen operacional
Rol 1	1.016,9	SU-1250	1.250	1.000	20%
Rol 2	649,7	SU-500	500	440	12%

Tabla 3.2 Potencia a instalar.

Fuente: Elaboración Propia.

Como se mencionó en la definición del proyecto, OXIQUM S.A. Planta Coronel por contrato no tiene derecho a valorizar y vender los remanentes energéticos generados a la red eléctrica de suministro. Además de esto, se pretende que la generación energética que tenga la planta fotovoltaica sea utilizada en su totalidad para autoconsumo sin opción de almacenar energía en baterías. Es por esto que se evalúa un sistema fotovoltaico on-grid sin respaldo de baterías que estarán conectadas al empalme Rol 1 y Rol 2.

Para esta planta de 1.440 kWp se utilizó un panel fotovoltaico Canadian Solar Hiku 7 670MS con una potencia máxima de 670 Wp y una eficiencia del 21,6%. Este panel fotovoltaico es un panel

monocristalino que cuenta con 132 Celdas (ficha técnica de panel fotovoltaico en Anexo E, Figura E.1). Para esta propuesta se considera una cantidad de 2.150 paneles fotovoltaicos.

Por otro lado, el inversor utilizado es un SMA Sunny Tripower Core2 con una potencia nominal de 110 kW y una eficiencia de conversión del 98% (ficha técnica de inversor en Anexo E, Figura E.2). Para esta propuesta se considera una cantidad de 13 inversores.

3.6.2. Generación Solar

Para la estimación de la generación solar de la planta se consideran los aspectos definidos en el punto anterior, en donde se definió la instalación de dos plantas fotovoltaicas, una para cada empalme. Para el empalme Rol 1 se estima una planta fotovoltaica con potencia a instalar de 1.000 kWp que se conectará a la subestación SU-1250 y para el empalme Rol 2 se instalarán una planta fotovoltaica con potencia a instalar de 440 kWp que se conectará a la Subestación SU-500. Con esto se tiene una potencia a instalar total de 1.440 kWp para la planta fotovoltaica en OXIQUIM S.A. Planta Coronel.

Por medio de la herramienta Web Explorador Solar se estima la generación solar de la planta, con latitud 36.9463 °S, Longitud 73.1573 °O y elevación de 16m. además, se definen los siguientes arreglos fotovoltaicos:

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	Open rack cell glassback
Inclinación	30°
Azimut	-14°
N° Celdas por panel	132
N° paneles	2150
Voltaje máxima potencia	38,7 V
Corriente máxima potencia	17,32 A
Voltaje circuito abierto	45.8 V
Coef. Temperatura voltaje	-0,26%/°C
Corriente cortocircuito	18,55 A
Coef. Temperatura corriente	0,005%/°C
Ef. Inversor	98%
Pérdidas	12%

Tabla 3.3 Arreglo fotovoltaico.

Fuente: Ministerio de energía.

La generación solar anual para la planta de 1.000 kWp conectada al empalme Rol 1 es de 1.516,4 MWh/año. Se tiene que el mes con mayor generación solar del año es enero con 182,9 MWh/mes (ver Tabla 3.4). El mes con menor generación solar del año es junio con 64,4 MWh/mes. Estas variaciones mensuales en la generación solar se deben principalmente a la época del año en donde, por ejemplo, en verano hay una mayor radiación solar y no se ve tan afectados por los efectos de la nubosidad ni las sombras como sucede en la época de invierno.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/mes	183	156	155	109	76	64	67	85	121	150	169	183

Tabla 3.4 Generación solar mensual planta 1.000 kWp.

Fuente: Ministerio de energía.

En la Figura 3.5 se ve la generación solar promedio por hora de cada mes de la planta fotovoltaica de 1.000 kWp (ver detalle de generación horaria por mes planta 1.000 kWp en Anexo F), en donde la mayoría de la generación se concentra entre las 07:00 horas y las 19:00horas. En general, donde hay mayor generación solar es entre las 11:00 horas y las 14:00 horas, siendo a las 13:00 horas el pick de generación con una generación solar promedio de 591,5 kWh (ver detalle en Anexo F, Tabla F.13).

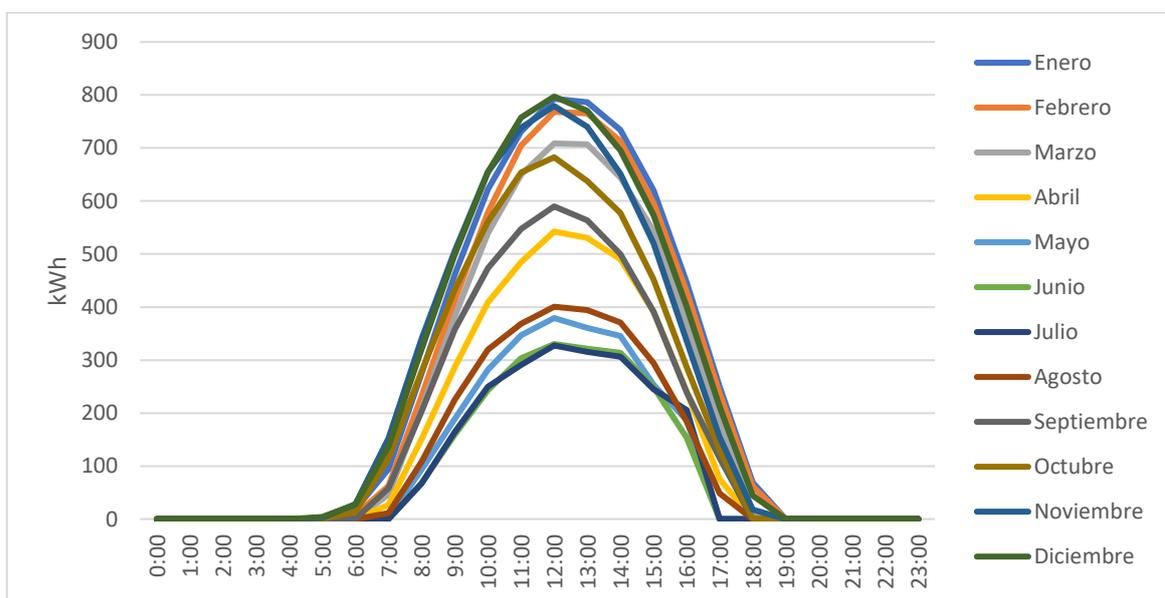


Figura 3.5 Generación solar promedio por hora planta fotovoltaica 1.000 kWp.

Fuente: Ministerio de Energía.

La generación solar anual para la planta de 440 kWp conectada al empalme Rol 2 es de 649 MWh/año. Se tiene que el mes con mayor generación solar del año es enero con 78 MWh/mes.

Por otro lado, el mes con menor generación solar del año es junio con 27 MWh/mes (ver Tabla 3.5).

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MWh/mes	78	67	66	47	32	27	29	36	52	64	72	78

Tabla 3.5 Generación solar mensual planta 440 kWp.

Fuente: Ministerio de energía.

En la Figura 3.6 se observa la generación solar promedio por hora de cada mes de la planta fotovoltaica de 440 kWp (ver detalle horario de generación por mes planta 440 kWp en Anexo F), en donde la gran mayoría de la generación se concentra entre las 07:00 horas y las 19:00 horas. En general, donde hay mayor generación solar es entre las 11:00 horas y las 14:00 horas, siendo a las 13:00 horas el pick de generación con una generación solar promedio de 253 kWh (ver detalle en Anexo F, Tabla F.26).

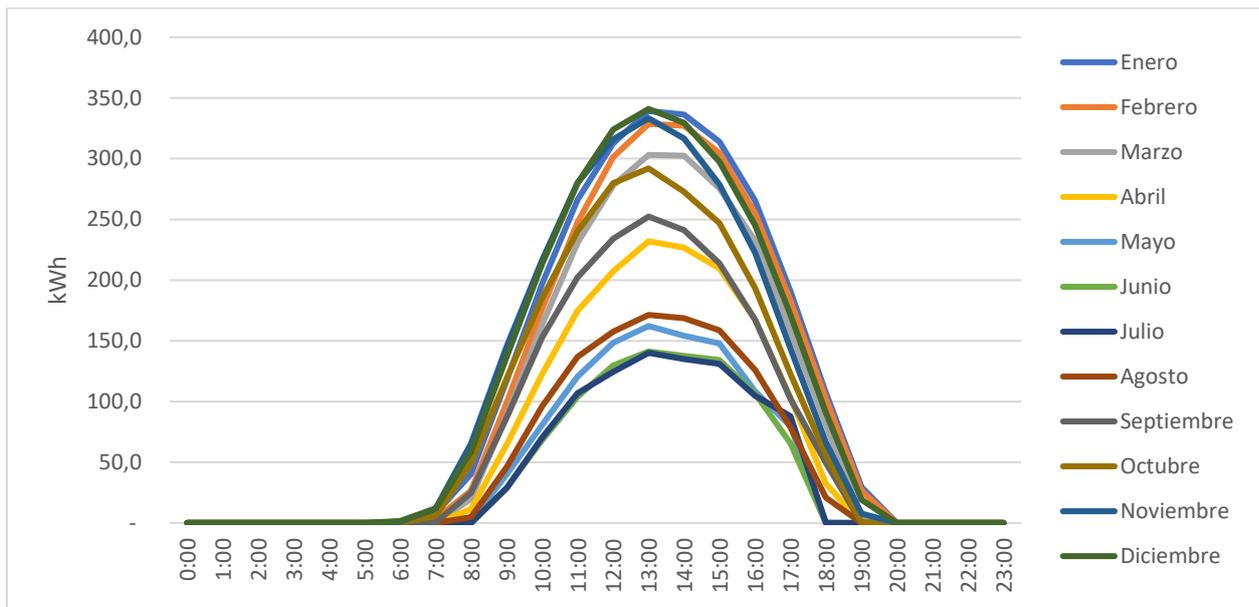


Figura 3.6 Generación solar promedio por hora planta fotovoltaica 440 kWp.

Fuente: Elaboración Propia.

4. Capitulo IV Estudio Económico

4.1. Costos de inversión o capital

Los costos de inversión o del capital del proyecto están relacionados principalmente a los equipos y componentes de conexión que hacen que el sistema fotovoltaico funcione, está compuesto por:

- *Modulo Fotovoltaico:* Dispositivo que capta la radiación solar para transformarla en electricidad.
- *Inversor:* Dispositivo que transforma la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna para su uso.
- *Medidor Bidireccional:* Medidor con la capacidad de medir los flujos de entrada y de salida de energía. Se utilizan en sistemas fotovoltaicos para descontar los costos de la energía consumida con la energía generada por la planta.
- *Tablero de distribución:* Tablero donde se encuentran cada uno de los circuitos que divide la instalación a través de fusibles, diferenciales y protecciones.
- *Cableado y conexiones eléctricas:* Son los componentes que conectan los equipos principales del sistema fotovoltaico para su correcto funcionamiento.
- *Estructura de soporte:* Estructura que soporta el peso de los módulos fotovoltaicos, de un material apto para el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico.

El costo de instalación de un sistema fotovoltaico es relativo al tipo de proyecto que se esté realizando, al objetivo de este y a la tecnología que se esté usando. En general los costos de partida de inversión para un proyecto de energía fotovoltaica están compuestos de la siguiente manera:

Suministro equipamiento mecánico general
Sistema contra incendio
Planta agua potable-Tratamiento de agua
Otros equipos mecánicos balance of plant
Instalaciones parque Fotovoltaico
Módulos Fotovoltaicos
Inversores
Sistema de seguimiento
Estación meteorológica
Redes en corriente continua
Suministro y montaje equipamiento eléctrico
Transformadores
Sistema Corriente continua: Baterías, Cargadores, Inversores
Sistemas de iluminación y alumbrado
Sistemas de protección y puesta a tierra
Sistemas de medición, instrumentación, Control, Automatización y comunicaciones
Sistemas Generador de emergencia diésel

Subestación servicios auxiliares (SSAA)
Otros equipos eléctricos BOP
Montaje equipamiento eléctrico (Canalización y cableados)
Montaje medición, instrumentación, control, automatización y comunicaciones
Fletes y seguros
Fletes Internacionales y nacionales
Seguros Transporte Internacionales y Nacionales
Obras Civiles y montaje
Trabajos Previos: Movimientos de Tierra, Preparación de sitio, rellenos, excavación
Instalaciones de faena
Camino, Urbanización y cierres
Fundaciones y obras civiles Módulos fotovoltaicos
Otros Edificios: Administración, Sala Eléctrica, Sala de control
Otras obras civiles
Otros montajes
Costos indirectos OOCC y Montaje
Costos indirectos de construcción
Gastos generales de construcción
Interconexión eléctrica
Subestación de salida
Línea de transmisión
Paño de conexión Subestación sistema interconectado
Servidumbres
Gastos de gestión de propietario
Servicios de ingeniería y estudios
Servicios de administración del proyecto
Gestión de Ingeniería Estudio de impacto ambiental
Derecho de internación / Gastos aduanero
Seguros Generales
Terrenos
Permisos y Concesiones
Compensaciones a la comunidad
Gastos de puesta en marcha / Pruebas
Otros Gastos
Imprevistos

Tabla 4.1 Costos de partida de inversión para un proyecto de energía fotovoltaica.

Fuente: Elaboración propia a partir de (CNE, 2022).

Para la estimación de los costos de inversión se utiliza el valor promedio de 818 USD/kW definido por la Comisión Nacional de Energía en su informe de costos tecnología de generación (CNE, 2022). Para el proyecto de 1.440 kWp a instalar, se requerirá de una inversión total de \$1.177.920 USD, equivalente a \$960.149.684 pesos (⁶CLP). El horizonte del proyecto estará definido por la

⁶ CLP Chilean pesos o pesos chilenos

vida útil óptima de los paneles fotovoltaicos, es decir, 25 años (NREL, s.f.). Para los inversores se considera una vida útil de 10 años (SII, s.f.).

En cuanto la depreciación de los activos se considera que se depreciaran linealmente a 25 años. Para el caso particular de los inversores se depreciarán a 10 años. Para esto, se resta este activo al monto total de inversión con tal de realizar las depreciaciones por separado. Al cumplirse la vida útil de los inversores, se incurrirá en una reinversión de estos durante el horizonte del proyecto. Para la inversión total sin los inversores se tiene una depreciación anual de \$36.186.648 pesos durante 25 años. Para los inversores, se considera la marca Sunny tripower Core2 STP 110-60 con un precio unitario de 4.756 € (⁷EUR) (ENF, s.f.), equivalente a \$4.267.960 pesos. Por lo tanto, se incurre en una inversión total en inversores de \$55.483.480 pesos. Este activo tiene una depreciación lineal anual de \$5.548.348 pesos.

Los montos de inversión se encuentran libres de Impuesto sobre el Valor Agregado (IVA) y están considerados en moneda del año 2022. Por lo tanto, no se ve afecto al IPC.

Si se considera llevar a cabo el proyecto por medio del modelo de financiamiento ESCO, la empresa Solarity ofrece sus servicios a OXIQUM S.A. planta Coronel para financiar el 100% de la inversión inicial, con una tarifa fija acordada en 48,9\$/kWh generando así ahorros anuales de hasta \$66.458.701 pesos durante 25 años. Con la posibilidad de comprar la planta a su valor de salvamento durante la vigencia del contrato.

4.2. Costos operacionales

Los costos operacionales del proyecto están relacionados principalmente al mantenimiento y la limpieza de los módulos fotovoltaicos. Esta limpieza debe llevarse a cabo una vez al año, limpiando los módulos con agua, removiendo la suciedad que tengan y finalizando con el secado de los vidrios para evitar que queden manchados. Además de esto, es necesario realizar limpieza del área en donde se encuentra la instalación, removiendo cualquier objeto que pueda generar sombra en los paneles

Además, es necesario realizar mantenciones preventivas a los equipos de la planta, con el fin de evitar el tiempo inoperativo del sistema, maximizando la disponibilidad de la planta y de su energía entregada. Estas mantenciones serán realizadas por el personal de mantención de la empresa que

⁷ EUR Euro

será capacitado para la realización de esta labor. En caso de ser externalizada esta labor, los costos de mantención están alrededor del 1% al 2% de los costos de inversión del proyecto (CNE, 2022).

4.3. Flujo de caja

En primer lugar, se calcula el flujo de caja sin proyecto que representa los costos por el consumo de energía de la empresa. en la Tabla 4.2 se encuentra el resumen de los flujos con un horizonte de 25 años.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Cargo Energía (-)	-	13.247.534.638	15.290.721.746	8.250.249.595
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Flujo de Caja	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180

Tabla 4.2 Resumen flujo de caja (CLP) sin proyecto.

Fuente: Elaboración propia

En segundo lugar, se calcula el flujo de caja con proyecto que representa la inyección de energía del proyecto para la empresa. En la Tabla 4.3 Se encuentra el resumen de los flujos con un horizonte de 25 años. Como se mencionó en la metodología, estos flujos no están afectos a impuestos debido a que se busca lograr un ahorro energético a través de la minimización de los costos, por lo tanto, no se considera depreciación y pérdida del año anterior en los flujos.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Inyección (+)	-	-	-	-
Costo Variable de Energía (-)	-	11.589.355.209	13.729.837.707	7.505.350.753
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Margen	-	-13.129.208.379	-15.269.690.877	-8.275.277.338
Perdida año anterior (-)	-	32.152.161.846	47.313.493.243	24.318.835.176
Depreciación (-)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Utilidad antes de impuesto	-	-45.698.720.187	-63.000.534.081	-32.802.787.495
Impuesto	-	-	-	-
Utilidad después de impuesto	-	-45.698.720.187	-63.000.534.081	-32.802.787.495
Perdida año anterior (+)	-	32.152.161.846	47.313.493.243	24.318.835.176
Depreciación (+)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Inversión	960.149.684	-	55.483.480	55.483.480
Flujo de Caja	-960.149.684	-13.129.208.379	-15.325.174.356	-8.330.760.818

Tabla 4.3 Resumen flujo de caja (CLP) con proyecto sin deuda.

Fuente: Elaboración propia

Finalmente, se calcula el flujo de caja Incremental del proyecto, que está dado por la diferencia entre el flujo de caja con proyecto y el flujo de caja sin proyecto (Tabla 4.4).

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Flujo de Caja S/P	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180

Flujo de Caja C/P	-960.149.684	-13.129.208.379	-15.325.174.356	-8.330.760.818
Flujo de Caja Incremental	-960.149.684	1.658.179.429	1.505.400.559	689.415.362

Tabla 4.4 Resumen flujo de caja (CLP) Incremental sin deuda.

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 4.5 se muestran los flujos de caja incrementales con distintos porcentajes de deuda (ver flujos de caja con deuda bancaria completos en Anexo H).

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Flujo de Caja Incremental 10% Deuda	-864.134.716	1.552.760.155	1.452.690.922	689.415.362
Flujo de Caja Incremental 20% Deuda	-768.119.747	1.447.340.880	1.399.981.285	689.415.362
Flujo de Caja Incremental 30% Deuda	-672.104.779	1.341.921.606	1.347.271.648	689.415.362
Flujo de Caja Incremental 40% Deuda	-576.089.810	1.236.502.332	1.294.562.011	689.415.362
Flujo de Caja Incremental 50% Deuda	-480.074.842	1.131.083.058	1.241.852.374	689.415.362

Tabla 4.5 Resumen flujos de caja (CLP) Incremental con distintos porcentajes de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 4.6 se muestran los flujos de caja incrementales con el modelo de financiamiento ESCO y sus distintos escenarios, en donde se considera la posibilidad de compra de la planta al valor de salvamento en el año 10, 15 y 20.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Flujo de Caja Incremental sin compra de planta	-	639.480.409	601.949.683	287.267.734
Flujo de Caja Incremental con compra de planta a los 10 años	-	195.778.866	1.560.884.039	744.898.842
Flujo de Caja Incremental con compra de planta a los 15 años	-	639.480.409	836.199.425	744.898.842
Flujo de Caja Incremental con compra de planta a los 20 años	-	639.480.409	569.773.735	287.267.734

Tabla 4.6 Resumen flujos de caja (CLP) Incremental con modelo de financiamiento ESCO.

Fuente: Elaboración propia.

4.4. Tasa de descuento

Para el cálculo de la tasa de rendimiento, se define el rendimiento del activo libre de riesgo por medio de las tasas de interés de los bonos emitidos a 10 años al 30 de diciembre de 2021, con una tasa de interés del 5,65% (Banco Central, s.f.-a). Para la estimación del rendimiento de mercado se calcula la variación porcentual del IPSA (ver Anexo I, tabla I.1), el cual es un índice bursátil que indica la rentabilidad de las 30 acciones con mayor presencia bursátil, con un rango de 15 años (del año 2006 al 2021) dando como resultado una variación porcentual promedio de 4,72% (Banco Central, s.f.-b).

El beta (β_{im}) respectivo al riesgo sistemático asociado del proyecto es un beta correspondiente a la industria de energía verde y renovable, el cual tiene un valor desapalancado de 0,76 y un valor apalancado de 1,01 (Damodaran, 2022). Estos valores serán utilizados respectivamente para estimar la factibilidad económica del proyecto sin endeudamiento y con endeudamiento bancario.

Utilizando el método CAPM se calcula la tasa de descuento para el proyecto por medio de la ecuación (7), resultando una tasa de descuento con un beta desapalancado de 5,43% y una tasa de descuento con un beta apalancado de 5,66%. Esto implica un riesgo bajo para el proyecto y, a la vez, una baja rentabilidad para el inversionista. Estos valores se deben al bajo riesgo sistemático asociado a la industria de energía verde y renovable en el mercado chileno, en donde los betas son menores o cercanos a 1, lo que indica una baja sensibilidad de la industria en el mercado.

Otro factor que afecta es el bajo rendimiento del mercado que se ha presentado en Chile durante los últimos años debido a los constantes recesos económicos que han afectado al país. Es por esto que es de importancia tener en cuenta que estas tasas de descuento podrían estar sobrestimando los valores de los indicadores financieros del proyecto. Por lo tanto, se agregan escenarios de evaluación para los indicadores financieros con una tasa de descuento de la empresa que es utilizada para proyectos internos, la cual es de un 12% según indica OXIQUM S.A. Planta Coronel.

4.5. Indicadores financieros

El cálculo de los indicadores financieros se realiza en base a un flujo de caja incremental que es estimado por un flujo de caja estimado sin proyecto y un flujo de caja estimado con proyecto. Esto con el fin de estimar el ahorro real que genera el proyecto. Bajo este mismo aspecto, se calcula el VAN y la TIR incremental para la evaluación del rendimiento del proyecto. En la Tabla 4.5, se muestran los indicadores financieros para evaluar el rendimiento del proyecto sin endeudamiento. En la tabla 4.6, se muestran los indicadores financieros para evaluar el rendimiento del proyecto con un crédito verde del Banco estado del 10%, 20%, 30%, 40% y 50% de endeudamiento, la cual tiene una tasa de interés del 7% y un plazo de pago de 15 años.

Indicadores Financieros	
VAC Sin proyecto (CLP)	\$21.278.701.022,20
VAC Con proyecto (CLP)	\$18.190.392.636,60
VAN Incremental (CLP)	\$3.088.308.386
TIR	16,60%
PRI	8,63

Tabla 4.7 Indicadores financieros proyecto sin deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Para los indicadores financieros del proyecto, sin endeudamiento se tiene un VAN incremental de \$3.088.308.386 pesos el cual está dado por la diferencia del costo (VAC) con proyecto y sin proyecto. La TIR calculada es de un 16,60%, la cual es más alta que la tasa de descuento calculada

por medio del método CAPM. Por último, se tiene un Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) de 8,63 años (Tabla 4.7).

% de deuda	WACC	VAC Sin proyecto (CLP)	VAC Con proyecto (CLP)	VAN Incremental (CLP)	TIR	PRI (años)
10%	5,60%	\$ -20.898.050.268	\$ -19.773.807.972	\$ 1.124.242.296	17,43%	7,94
20%	5,55%	\$ -21.015.600.558	\$ -19.890.496.251	\$ 1.125.104.308	18,45%	7,21
30%	5,49%	\$ -21.134.150.503	\$ -20.008.866.269	\$ 1.125.284.234	19,73%	6,46
40%	5,44%	\$ -21.253.710.409	\$ -20.128.933.805	\$ 1.124.776.605	21,40%	5,66
50%	5,38%	\$ -21.374.290.707	\$ -20.250.714.801	\$ 1.123.575.905	23,67%	4,83

Tabla 4.8 Indicadores financieros del proyecto con deuda.

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los indicadores financieros del proyecto con deuda, se tiene un VAN incremental de \$1.124.242.296 pesos, TIR de 17,43% y un PRI de 7,94 años para una deuda del 10%. Para una deuda del 50%, se obtuvo un VAN incremental de \$1.123.575.905 pesos, TIR de 23,67% y un PRI de 4,83 años. En todos los escenarios el VAN Incremental es positivo y la TIR es mayor a la tasa de descuento calculada por medio del método CAPM (Tabla 4.8).

% de deuda	WACC	VAC Sin proyecto (CLP)	VAC Con proyecto (CLP)	VAN Incremental (CLP)	TIR
0%	-	\$ -11.965.818.948	\$ -9.742.834.179	\$ 2.222.984.769	16,60%
10%	11,31%	\$ -12.598.846.149	\$ -12.214.365.489	\$ 384.480.660	17,43%
20%	10,62%	\$ -13.289.917.115	\$ -12.824.223.095	\$ 465.694.020	18,45%
30%	9,93%	\$ -14.045.980.749	\$ -13.499.606.128	\$ 546.374.620	19,73%
40%	9,24%	\$ -14.874.965.342	\$ -14.248.370.614	\$ 626.594.728	21,40%
50%	8,56%	\$ -15.785.933.396	\$ -15.079.477.840	\$ 706.455.555	23,67%

Tabla 4.9 Indicadores financieros del proyecto con deuda y sin deuda, con tasa de descuento interna de la empresa de un 12%.

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 4.9 se observan los indicadores financieros con una tasa de descuento interna de la empresa, la cual es de un 12%. En todos los escenarios de evaluación, los VAN Incrementales del proyecto son positivos y las TIR son mayores a la tasa de descuento interna de la empresa.

Compra de planta	Valor de salvamento (CLP)	VAC Sin proyecto (CLP)	VAC Con proyecto (CLP)	VAN Incremental (CLP)
No se compra planta	-	\$-15.785.933.396	\$-15.147.608.273	\$638.325.122
A los 10 años	\$542.797.602	\$-15.785.933.396	\$-14.995.723.988	\$790.209.408
A los 15 años	\$334.123.329	\$-15.785.933.396	\$-15.038.664.160	\$747.269.235
A los 20 años	\$125.449.055	\$-15.785.933.396	\$-15.153.838.943	\$632.094.453

Tabla 4.10 Indicadores financieros del proyecto con modelo de financiamiento ESCO, con escenario de posibilidad de compra de la planta y tasa de descuento interna de la empresa de un 12%

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 4.10 se observan los indicadores financieros para los escenarios con un modelo de financiamiento ESCO. Con opción de compra a los 10, 15 y 20 años. Notar que en todos los escenarios evaluados los VAN incrementales del proyecto son positivos.

4.6. Análisis de riesgo e incertidumbre

Para realizar el análisis de riesgo e incertidumbre, se utilizó el método de Simulación de Montecarlo. En base a este método se definen las variables que causan mayor incertidumbre en el proyecto ante posibles variaciones. Las variables definidas son:

- Precio energía Activa.
- Cargo por uso de sistema troncal.
- Cargo único LGSE.

Se consideran 10.000 iteraciones para obtener un resultado de la simulación representativo, con un nivel de confianza de 95%. Se tiene que el VAN Incremental promedio para el proyecto es de \$3.089.400.263 pesos, con una desviación estándar de \$595.235.800 pesos, un mínimo de \$832.533.280 pesos y un máximo de \$5.469.958.900 pesos (ver Anexo J, figura J.1).

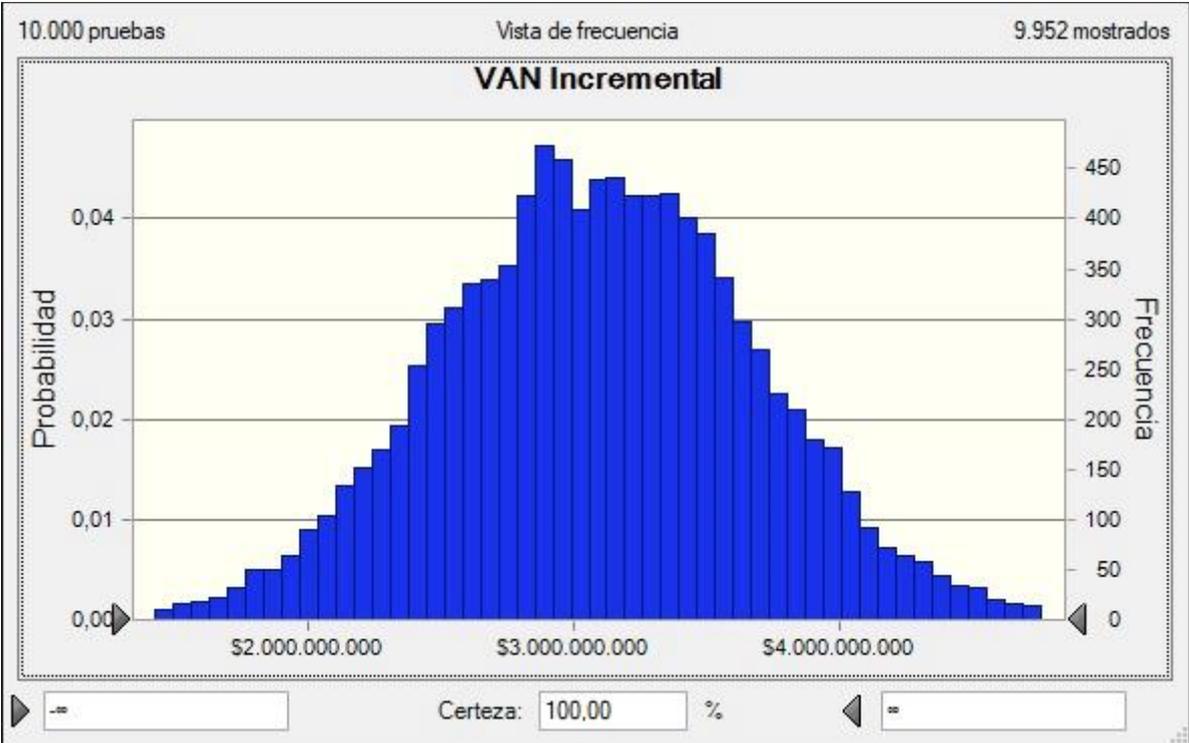


Figura 4.1 Frecuencia de VAN Incremental del proyecto.

Fuente: Elaboración Propia.

En cuanto al análisis de sensibilidad de las variables se tiene que el Cargo por Energía Activa incide positivamente al VAN incremental en un 90,5%, el Cargo Único L.G.S.E. que incide positivamente al VAN incremental en un 6,5% y, por último, el Cargo por uso del sistema troncal que incide positivamente en el VAN incremental en un 2,9%. Esto indica que ante el cambio de la variabilidad del proyecto el Cargo de energía activa será la variable con mayor incidencia sobre el proyecto.

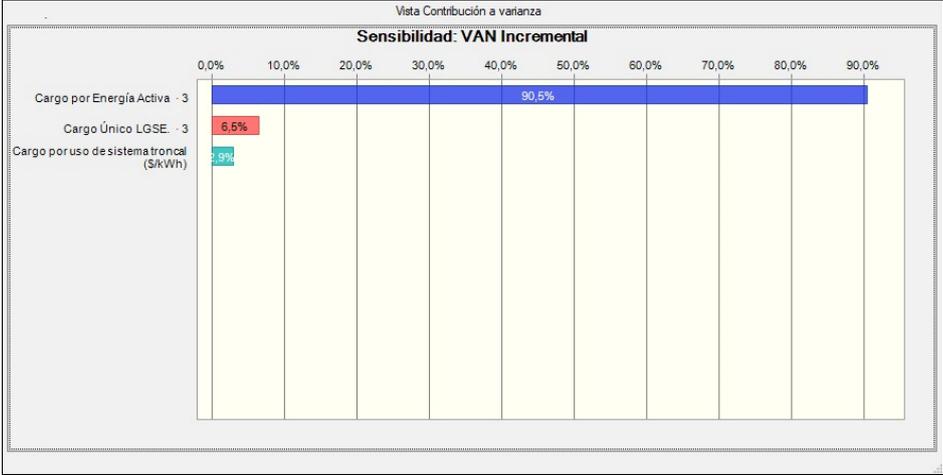


Figura 4.2 Sensibilidad VAN Incremental del proyecto.

Fuente: Elaboración Propia.

5. Conclusiones

El potencial de instalación para una planta fotovoltaica en OXIQUM S.A. Planta Coronel, se tiene una irradiancia normal directa de 1.982,3 kWh/m². Estos niveles de irradiación son considerablemente más bajos que los presentados en el norte de Chile (3.513,8 kWh/m²), pero, aun así, sigue siendo una zona privilegiada con respecto al mundo para la instalación de este tipo de tecnología.

Para la proyección de demanda se estimó una regresión lineal con índice de estacionalidad mensual y anual por medio de las demandas mensuales de la planta desde el año 2019 hasta el 2021. De acá se obtuvo una regresión lineal con una pendiente positiva indicando una tendencia al alza en la demanda energética de la empresa para los próximos años. Esto es coherente con los proyectos de ampliación para la planta. Es de esperar que con estos tipos de proyectos la demanda energética aumente con el paso del tiempo. El coeficiente de determinación de esta regresión fue de 1,14% el cual se corrige con el índice estacional mensuales y anual a un 48,81%. Este nuevo coeficiente de determinación sigue siendo bajo a lo esperado. Sin embargo, es una estimación útil para el estudio si se compara con no realizar ningún tipo de proyección de demanda.

En cuanto al perfil de consumo, la empresa se divide por dos empalmes diferenciados por empalme Rol 1 y Rol 2. Cada uno de estos empalmes desprende dos alimentadores que están conectado a siete subestaciones eléctricas que alimentan la planta. En base a mediciones entregadas por la empresa, se generó una base de datos con las potencias activas de cada una de las subestaciones, en donde se estimó una demanda energética semanal promedio por hora de 1.660 kWh, 1.017 kWh para el empalme Rol 1 y 650 kWh para el empalme Rol 2.

En el perfil de generación se definió la potencia a instalar para cada empalme. Cabe destacar que por la modalidad de cliente que tiene la empresa con su distribuidora de energía, no existe la posibilidad de inyectar remanentes a la red de suministro. Por lo tanto, se evalúa un perfil de generación en donde se maximice el autoconsumo con el fin de que existan mínimos excedentes energéticos. Además, por acuerdo de la empresa se descarta evaluar un sistema con baterías. Es por esto que se evalúa un escenario con un sistema fotovoltaico on-grid sin respaldo de baterías.

Para el Empalme Rol 1 se definió una potencia a instalar de 1.000 kWp que se conectará a la subestación SU-1250 la cual tiene una potencia aparente de 1.250 kVA, dejando un margen operacional del 20%. Para el empalme Rol 2 se definió una potencia a instalar de 440 kWp que se conectará a la subestación SU-500 la cual tiene una potencia aparente de 500 kVA, dejando un margen operacional del 12%.

El equipamiento principal a ocupar es un módulo fotovoltaico Canadian Solar Hiku 7 670MS con una potencia máxima de 670 Wp y un inversor SMA Sunny Tripower Core2 con una potencia nominal de 110 kW y una eficiencia de conversión del 98%. Se consideran 2.150 módulos fotovoltaicos y 13 inversores.

Por medio de la herramienta explorador solar se estima la generación para la planta de 1.000 kWp y 440 kWp. Se tiene una generación anual de 1.516 MWh/año y 648 MWh/año respectivamente, con una pérdida por excedentes energéticos del 0,1%.

Para la inversión inicial del proyecto se consideran \$960.149.684 pesos con una vida útil de 25 años, para los inversores se considera una inversión de \$55.483.480 pesos con una vida útil de 10 años. El costo de inversión de los inversores se descuenta al total del proyecto para realizar una depreciación por separado. Para la inversión total sin inversores se tiene una depreciación lineal anual de \$36.186.648 pesos, para los inversores se tiene una depreciación lineal anual de \$5.548.348 pesos. Los montos de inversión se encuentran libres de Impuesto sobre el Valor Agregado (IVA) y están considerados en moneda del año 2022. Por lo tanto, no se ve afecto al IPC.

Para los flujos de caja se consideran los costos variables los cuales son el Cargo por energía activa, Cargo único por uso de sistema troncal, Cargo único L.G.S.E., Cargo por recálculo y Cargo por servicios complementarios. Para los costos fijos se considera Cargo mínimo técnico y Cargo por demanda suministrada en hora punta. No se considera tarifa de inyección por el tipo de sistema fotovoltaico a instalar descrito anteriormente. Se considera un horizonte de evaluación de 25 años para el cálculo de los flujos de caja.

No se aplican impuestos al cálculo de los flujos ya que se está evaluando un proyecto que busca disminuir los costos de la demanda energética.

Para los indicadores financieros se calculó por medio del método CAPM las tasas de descuento del proyecto. Se tiene una tasa de descuento desapalancada de 5,43% para el cálculo de los indicadores financieros del proyecto sin deuda y una tasa de descuento apalancada del 5,66% para el cálculo de los indicadores financieros del proyecto con deuda bancaria. Además, se debe incluir el cálculo del WACC como tasa de descuento para los VAC del proyecto con distintos porcentajes de deuda.

Para los indicadores financieros sin deuda se tiene un VAC sin proyecto y con proyecto de \$21.278.701.022 y \$18.190.392.636 pesos, respectivamente, resultando un VAN incremental de

\$3.088.308.385 pesos. La TIR del proyecto sin deuda es de 16,6% la cual es más alta que la tasa de descuento calculada y un periodo de recuperación del proyecto de 8,63 años.

En cuanto a los indicadores financieros del proyecto con deuda se tiene un VAN incremental de \$1.124.242.296 pesos, TIR de 17,43% y un PRI de 7,94 años para una deuda del 10% y para un 50% de deuda, un VAN incremental de \$1.123.575.905 pesos, TIR de 23,67% y un PRI de 4,83 años. Además, se evaluaron los indicadores financieros con una tasa de descuento interna de la empresa de un 12% y cuatro escenarios en donde el proyecto se lleva a cabo por medio del modelo de financiamiento ESCO, con posibilidad de compra de la planta al año 10, 15 y 20. Se observó que, en todos los escenarios de evaluación, el VAN Incremental del proyecto es positivo y las TIR son mayores a la tasa de descuento interna de la empresa. Por lo tanto, en todos los escenarios evaluados el proyecto es rentable y se paga con los ahorros generados por la autogeneración de electricidad que evita comprar la energía a la compañía de electricidad.

Para el análisis de riesgo, se obtiene con un nivel de confianza de 95% que el VAN Incremental promedio para el proyecto de \$3.089.400.263 pesos, con una desviación estándar de \$595.235.800 pesos. Por lo que ante cambio de las variables evaluadas se tiene que el proyecto siempre tendrá un VAN Incremental positivo.

En cuanto al análisis de sensibilidad de las variables se tiene que el cargo por Energía Activa incide positivamente al VAN incremental en un 90,5%, el Cargo Único LGSE que incide positivamente al VAN incremental en un 6,5% y por último el cargo por uso del sistema troncal incide positivamente en el VAN incremental en un 2,9%. Esto indica que ante el cambio de la variabilidad del proyecto el cargo de energía activa será la variable con mayor incidencia sobre el proyecto.

En base a los antecedentes anteriormente descritos, se concluye que el proyecto fotovoltaico para OXIQUIM S.A. Planta Coronel es factible tanto técnica como económicamente, por lo que se recomienda que se realice.

Glosario

Difusión: movimiento de moléculas de una sustancia, gas o líquido, de un medio de menor concentración a un de mayor concentración, sin la generación adicional de energía.

Dispersión: fenómeno de separación de las ondas de distinta frecuencia al atravesar un material.

Electricidad: forma de energía que produce efectos luminosos, mecánicos, caloríficos, químicos, etc. Se debe a la separación o movimiento de los electrones que forman los átomos.

Energía: capacidad que tiene la materia de producir trabajo en forma de movimiento, luz, calor, etc.

Energía eléctrica: se manifiesta como resultado del flujo de electrones a lo largo de un conductor.

Proyecto: esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o resultado único, documentado en una memoria o escrito donde se detalla el modo y conjunto de recursos y actividades necesarios para llevar a cabo esa idea.

Radiación: emisión de energía o de partículas que producen algunos cuerpos y que se propaga a través del espacio.

Reflexión: fenómeno de cambio en la dirección o en el sentido de la propagación de una onda cuando se encuentra con una superficie lisa o rugosa.

Tasa de descuento: medida financiera que se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro.

Referencias

- Antartica. (2016). Radiación Solar. <https://antarctica.cl/wp/wp-content/uploads/2017/04/Radiacion-Solar-en-Chile.compressed.pdf>
- Banco Central. (s.f.-a). *Bonos emitidos a 10 años*. https://si3.bcentral.cl/Siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_TASA_INTERES/MN_TASA_INTE RES_09/TMS_15/T311?cbFechaInicio=2016&cbFechaTermino=2022&cbFrecuencia=M ONTHLY&cbCalculo=NONE&cbFechaBase=
- Banco Central. (s.f.-b). *Indice de Precio Selectivo de Acciones*. https://si3.bcentral.cl/siete/ES/Siete/Cuadro/CAP_ESTADIST_MACRO/MN_EST_MA CRO_IV/PEM_INDBUR?cbFechaInicio=2006&cbFechaTermino=2022&cbFrecuencia= ANNUAL&cbCalculo=NONE&cbFechaBase=
- BCN. (2005). *Decreto 244 APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACION NO CONVENCIONALES Y PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACION ESTABLECIDOS EN LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS*. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=246461>
- BCN. (2013). *Ley 20257 INTRODUCE MODIFICACIONES A LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS RESPECTO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES*. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=270212&idParte=0>
- BCN. (2018). *Ley 21118 MODIFICA LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, CON EL FIN DE INCENTIVAR EL DESARROLLO DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES*. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1125560&idParte=9968877&idVersion= 2018-11-17>
- BCN. (2020). *Decreto 88 APRUEBA REGLAMENTO PARA MEDIOS DE GENERACIÓN DE PEQUEÑA ESCALA*. <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437>
- CNE. (2022). *Informe de costos de tecnologías de generación*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/04/ICTG-Abril-2022.pdf>
- CNE. (s.f.-a). *Precio Medio de Mercado*. <https://www.cne.cl/precio-medio-de-mercado-2/>
- CNE. (s.f.-b). *Precio Nudo Promedio*. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/precio-nudo-promedio/>
- Damodaran. (2022). *Beta apalancado y desapalancado para la industria de energía verde y renovable*. https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html

- Enel. (s.f.). NetBilling Generación Residencial. <https://www.enel.cl/es/clientes/tarifas-y-regulacion/generacion-distribuida-netbilling.html>
- Energía Abierta. (2020). *Balance nacional de energía*. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>
- Energía Abierta. (2021). *Generación de energía eléctrica*. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/generacion-de-energia-electrica/>
- Energía Abierta. (2022). Capacidad instalada. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>
- ENF. (s.f.). *Sunny Tripower Core2 STP 110-60*. https://es.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/13173?utm_source=ENF&utm_medium=inverter_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=2121
- Facultad de ciencias físicas y matemáticas Universidad de Chile. (2016). Explorador Solar para Autoconsumo. http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/doc/Manual_Explorador_Solar.pdf
- Gammer Solar. *Modelo de financiamiento ESCO*. <https://grammer-solar.com/cl/servicios/financiamiento-solar.html>
- Generadoras. (s.f.-a). Mercado Eléctrico. <http://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>
- Generadoras. (s.f.-b). *Tipos de energía solar*. <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-solar>
- Jacobo Romero C. (2015). *Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilización en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de estudio: Biblioteca Pompeu Fabra de Mataró* <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/26396/memoria.pdf>
- Ministerio de Energía. (s.f.). <https://solar.minenergia.cl/inicio>
- NASA. (1999). A Solar Radiation Parameterization for Atmospheric Studies. <https://ntrs.nasa.gov/api/citations/19990060930/downloads/19990060930.pdf>
- NREL. (s.f.). *Useful Life*. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-footprint.html>
- SII. (s.f.). *Nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado*. https://www.sii.cl/valores_y_fechas/tabla_vida_util_activo_inmovilizado.html
- Solargis. (s.f.). <https://apps.solargis.com/prospect/map?s=-36.945026,-73.156223&c=-37.020098,-73.103027,5&m=solargis-dni&l=true>
- Suncore. (s.f.). *¿Como funcionan los paneles solares fotovoltaicos?* <https://suncore.com.mx/como-funcionan-los-paneles-solares-fotovoltaicos/>
- Sunfields Europe. (s.f.-a). Irradancia. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>

Sunfields Europe. (s.f.-b). *Radiación Solar*. <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/radiacion-solar/>

Tesla Energy. *Modelo ESCO en Chile*. https://teslaenergy.cl/modelo-esco-ads/?utm_source=modelo-esco-ads&utm_medium=banner&utm_campaign=modelo-esco&gclid=Cj0KCQjw3eeXBhD7ARIsAHjssr_IWQWENddIfB6Lvr8vmQC9TgRCbPhz_hXMWzjZ4PpSXlF3TGdKXIaAquXEALw_wcB#Que_es_ESCO

Tesla Energy. (s.f.). *Tipos de sistemas fotovoltaicos*. <https://teslaenergy.cl/sistemas-fotovoltaicos/>

Anexo

A. Anexo A hectáreas disponible para construir en OXIQUM S.A. Planta Coronel

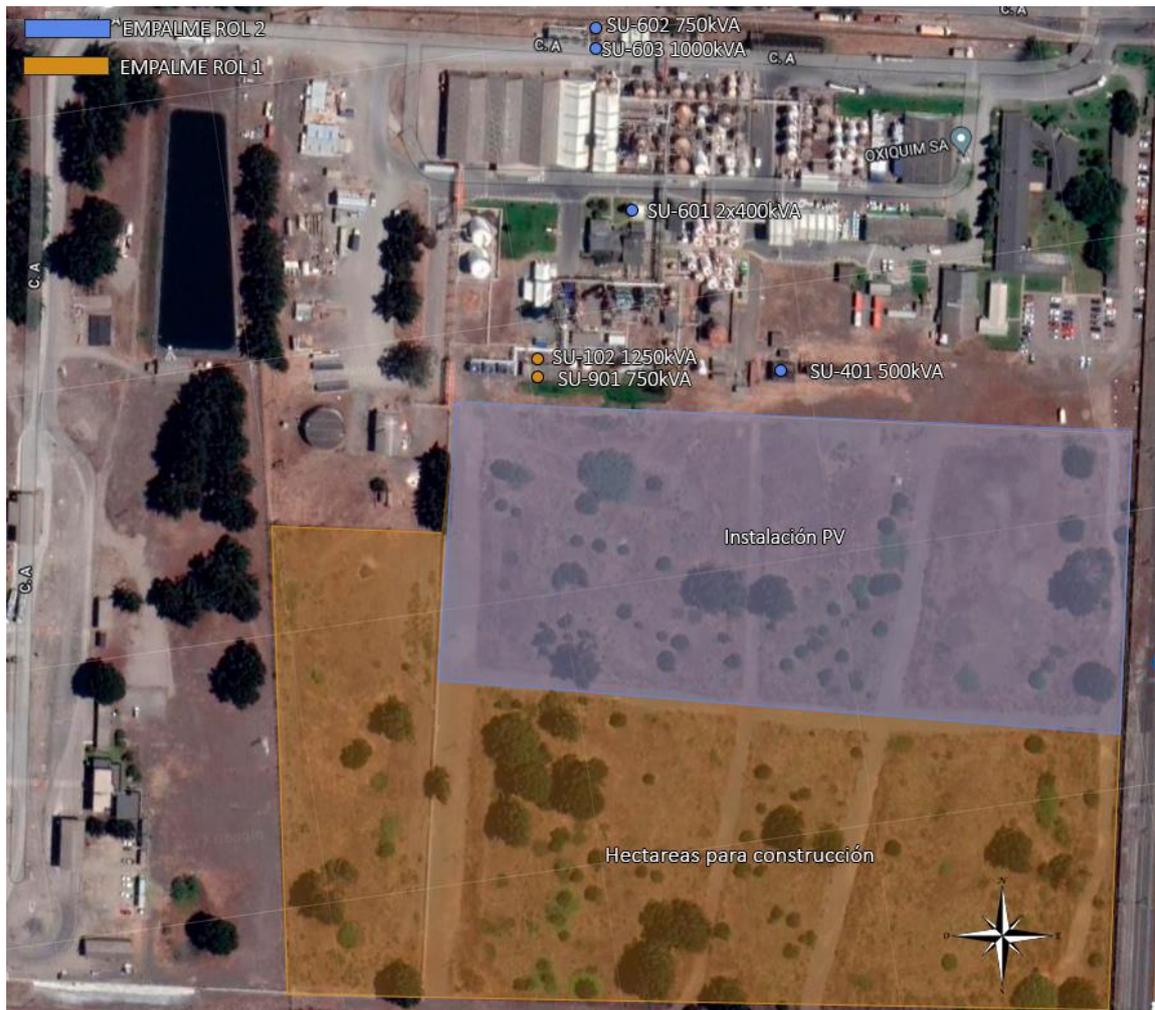


Figura A.1 Disposición terreno OXIQUM S.A Planta Coronel.

B. Anexo B Subestaciones OXIQUM S.A. Planta Coronel



Figura B.1 Tablero subestación 1000 kVA Empalme Rol 1.



Figura B.2 Tablero subestación 750 kVA Empalme Rol 1.



Figura B.3 Tablero subestación 1250 kVA Empalme Rol 2.



Figura B.4 Tablero subestación 750 kVA Empalme Rol 2.



Figura B.5 Tablero subestación 2x400 kVA Empalme Rol 2.



Figura B.6 Tablero subestación 500 kVA Empalme Rol 2.

C. Anexo C Demanda energética mensual OXIQUM S.A. Planta Coronel

Mes	2019	2020	2021
Enero	1.358.376	1.241.452	1.242.807
Febrero	1.206.092	1.151.435	1.206.314
Marzo	1.287.166	1.143.302	1.373.888
Abril	1.326.120	1.100.564	1.340.585
Mayo	1.339.229	1.138.574	1.212.828
Junio	1.205.905	1.113.793	1.285.247
Julio	1.223.337	1.051.543	1.253.720
Agosto	1.211.049	1.156.225	1.283.868
Septiembre	1.010.846	1.174.869	1.213.772
Octubre	1.133.127	1.220.394	1.231.225
Noviembre	1.172.604	1.211.299	1.292.249
diciembre	1.254.832	1.248.223	1.406.649
Total	14.728.683	13.951.673	15.343.152

Tabla C.1 Demanda energética Mensual.

Fuente: Elaboración propia a partir de facturación mensual de OXIQUM Planta Coronel.

Empalme	Sub-Estación	Demanda Promedio Sub Estación (kWh/semanal)
Rol 1	AEE-01	601,28
	AEE-03	415,62
Rol 2	AEE-06	64,12
	AEE-15	139,77
	AEE-16	152,67
	AEE-20	222,41
	AEE-21	70,73
	Total general	1666,59

Tabla C.2 Demanda energética semanal promedio por hora por subestación.

Fuente: Elaboración propia.

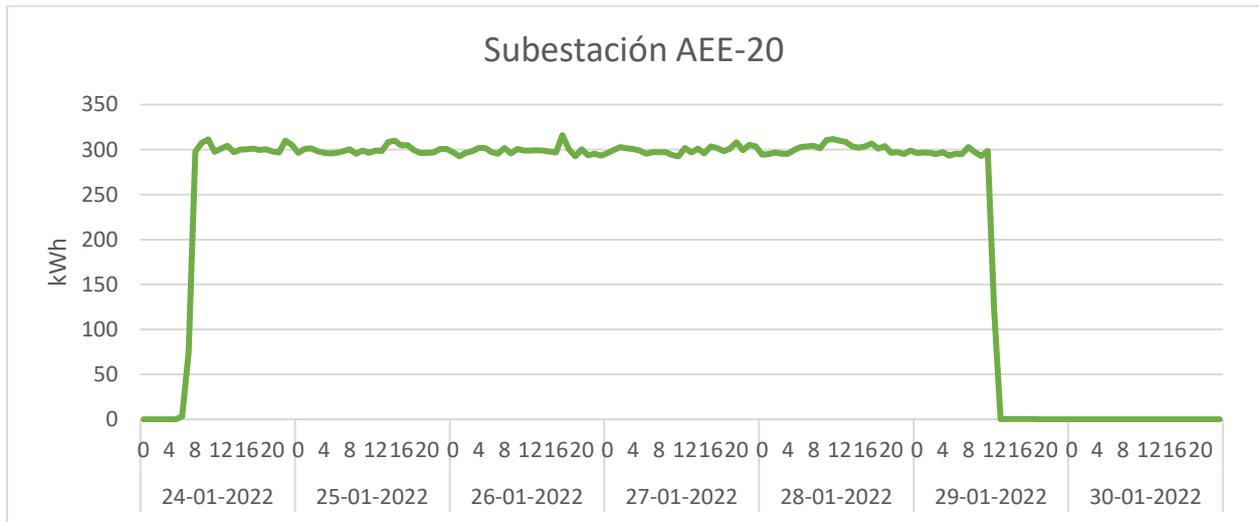


Figura C.1 Demanda energética semanal promedio por hora subestación AEE-20.

D. Anexo D Proyección de demanda

Mes	Índice Estacionalidad Mensual
Enero	1,047
Febrero	0,971
Marzo	1,037
Abril	1,027
Mayo	1,006
Junio	0,983
Julio	0,962
Agosto	0,995
Septiembre	0,927
Octubre	0,977
Noviembre	1,002
Diciembre	1,066

Tabla D.1 Índice con estacionalidad mensual.

Fuente: Elaboración propia.

Año	Índice de estacionalidad Anual
2019	1,004
2020	0,951
2021	1,046

Tabla D.2 Índice con estacionalidad anual.

Fuente: Elaboración propia.

Mes	Consumo 2022 (kWh)
Enero	1.226.684
Febrero	1.229.858
Marzo	1.223.774
Abril	1.222.683
Mayo	1.222.389
Junio	1.222.346
Julio	1.222.194
Agosto	1.218.001
Septiembre	1.221.608
Octubre	1.216.005
Noviembre	1.212.300
Diciembre	1.205.303

Tabla D.3 Proyección de demanda energética 2022.

Fuente: Elaboración propia.

E. Anexo E Ficha Técnica Equipo principal







HiKu7 Mono PERC

640 W ~ 670 W
CS7N-640 | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 | 670MS

MORE POWER

-  Module power up to 670 W
Module efficiency up to 21.6 %
-  Up to 3.5 % lower LCOE
Up to 5.7 % lower system cost
-  Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
-  Better shading tolerance

MORE RELIABLE

-  40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
-  Minimizes micro-crack impacts
-  Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*



12
Years

Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*



25
Years

Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.55%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
ISO 45001: 2018 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / INMETRO / MCS / UKCA
UL 61730 / IEC 61701 / IEC 62716 / IEC 60068-2-68
UNI 9177 Reaction to Fire: Class 1 / Take-e-way



* The specific certificates applicable to different module types and markets will vary, and therefore not all of the certifications listed herein will simultaneously apply to the products you order or use. Please contact your local Canadian Solar sales representative to confirm the specific certificates available for your Product and applicable in the regions in which the products will be used.

CSI Solar Co., Ltd. is committed to providing high quality solar photovoltaic modules, solar energy and battery storage solutions to customers. The company was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey. Over the past 20 years, it has successfully delivered over 63 GW of premium-quality solar modules across the world.

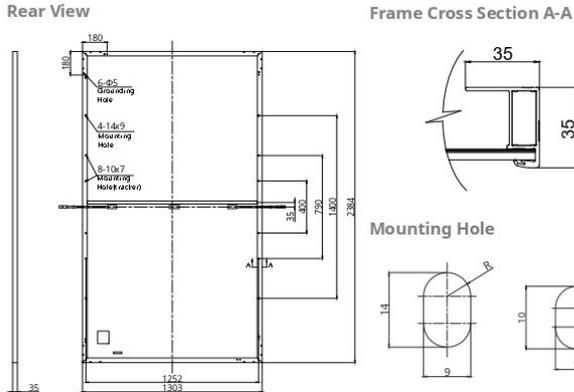
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

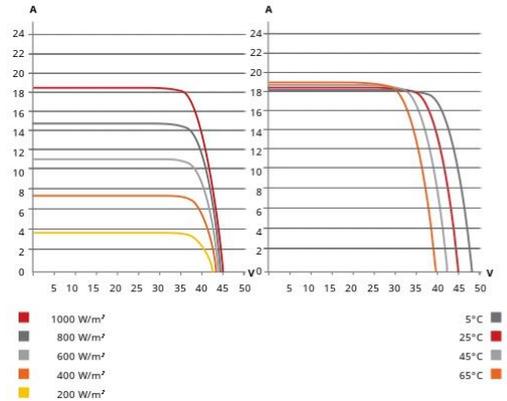
Figura E.1 Ficha técnica panel fotovoltaico.

58

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (Pmax)	640 W	645 W	650 W	655 W	660 W	665 W	670 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	37.5 V	37.7 V	37.9 V	38.1 V	38.3 V	38.5 V	38.7 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.07 A	17.11 A	17.16 A	17.20 A	17.24 A	17.28 A	17.32 A
Open Circuit Voltage (Voc)	44.6 V	44.8 V	45.0 V	45.2 V	45.4 V	45.6 V	45.8 V
Short Circuit Current (Isc)	18.31 A	18.35 A	18.39 A	18.43 A	18.47 A	18.51 A	18.55 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	20.9%	21.1%	21.2%	21.4%	21.6%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C						
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)						
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730 1500V) or TYPE 2 (UL 61730 1000V) or CLASS C (IEC 61730)						
Max. Series Fuse Rating	30 A						
Application Classification	Class A						
Power Tolerance	0 ~ + 10 W						

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7N	640MS	645MS	650MS	655MS	660MS	665MS	670MS
Nominal Max. Power (Pmax)	480 W	484 W	487 W	491 W	495 W	499 W	502 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	35.2 V	35.3 V	35.5 V	35.7 V	35.9 V	36.1 V	36.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.64 A	13.72 A	13.74 A	13.76 A	13.79 A	13.83 A	13.85 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42.2 V	42.3 V	42.5 V	42.7 V	42.9 V	43.1 V	43.3 V
Short Circuit Current (Isc)	14.77 A	14.80 A	14.83 A	14.86 A	14.89 A	14.93 A	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	34.4 kg (75.8 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass with anti-reflective coating
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or MC4-EVO2
Per Pallet	31 pieces
Per Container (40' HQ)	527 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice. Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

CSI Solar Co., Ltd.
199 Lushan Road, SND, Suzhou, Jiangsu, China, 215129, www.csisolar.com, support@csisolar.com

February 2022. All rights reserved. PV Module Product Datasheet V2.1_EN

Figura E.1 Ficha técnica panel fotovoltaico.

SUNNY TRIPOWER CORE2 STP 110-60



STP 110-60





SMA ShadeFix
STRING LEVEL OPTIMIZATION

Premium monitoring service
SMA SMART CONNECTED



<p>More flexibility</p> <ul style="list-style-type: none"> For large rooftop and ground-mounted systems up to the MW range 12 MPP trackers 24 strings with 1 100 V_{dc} Sunclix connectors 	<p>More power</p> <ul style="list-style-type: none"> 110 kW for standard 400 V_{ac} Fast commissioning without additional DC combiners Peak efficiency of 98.6% 	<p>More yield</p> <ul style="list-style-type: none"> Premium monitoring service for reliable system performance Maximum yields thanks to the integrated software solution SMA ShadeFix 	<p>More system integration</p> <ul style="list-style-type: none"> Flexible and future-proof expansion due to seamless system integration with the SMA Energy System Business Holistic energy management with ennexOS High IT security
--	---	---	---

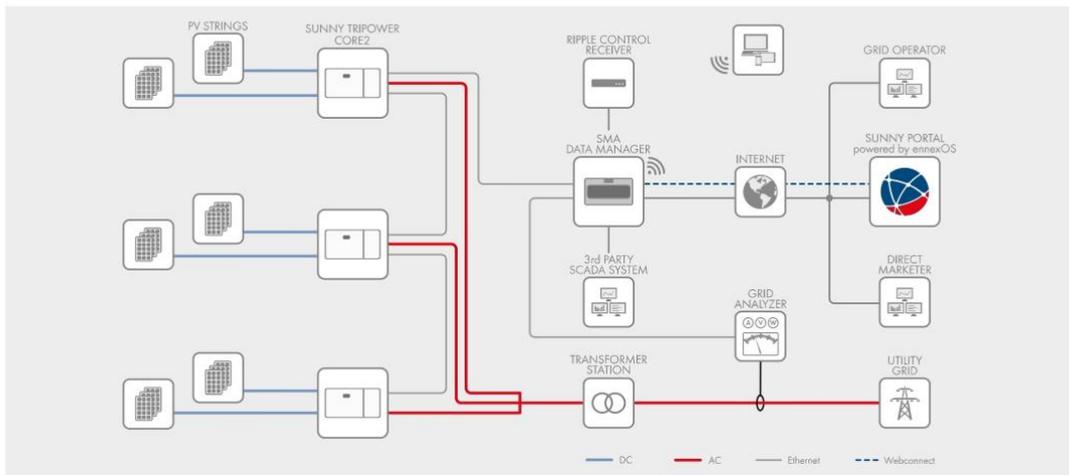
SUNNY TRIPOWER CORE2

Flexible system design and highest yields thanks to integrated features

Flexible system design for larger commercial PV systems: The Sunny Tripower CORE2 is the ideal inverter for decentralized system structures up to the megawatt range. With 110 kilowatts, 24 strings and 12 MPP trackers, the Sunny Tripower CORE2 allows for a particularly high solar coverage in ground-mounted PV systems as well as at different roof pitches during the day. The integrated SMA ShadeFix software solution automatically optimizes system performance anytime, even with partially shaded modules. The automatic inverter monitoring service SMA Smart Connected also ensures maximum PV system yields by detecting failures as fast as possible.

With the Sunny Tripower CORE2 as a central component of the SMA Energy System Business, installers and PV system operators will benefit from the high-quality components from a single source and future-proof options to expand their systems with SMA storage solutions.

Figura E.2 ficha técnica inversor.



Technical data	Sunny Tripower CORE2
Input (DC)	
Max. PV array power	165000 Wp STC
Max. input voltage	1100 V
MPP voltage range	500 V to 800 V
Rated input voltage	585 V
Min. input voltage / Start input voltage	200 V / 250 V
Max. input current per MPP tracker / Max. short-circuit current per MPP tracker	26 A (22 A < 600V) / 40 A
Number of independent MPP trackers / Strings per MPP tracker	12 / 2
Output (AC)	
Rated power at nominal voltage	110000 W
Max. apparent AC power	110000 VA
Nominal AC voltage	400 V
AC voltage range	320 V to 460 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 45 Hz to 55 Hz 60 Hz / 55 Hz to 65 Hz
Rated grid frequency	50 Hz
Max. output current	159 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Harmonic (THD)	< 3%
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency	98.6% / 98.4%
Protective devices	
Input-side disconnection device	●
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II
General data	
Dimensions (W / H / D)	1117 mm / 682 mm / 363 mm (44.0 in / 26.9 in / 14.3 in)
Weight	93.5 kg (206.1 lbs)
Operating temperature range	-30 °C to +60 °C (-22 °F to +140 °F)
Noise emission, maximal (1m)	78 db(A)
Self-consumption (at night)	< 5 W
Topology / cooling concept	Transformerless / active cooling
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP66
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%
Features / functions / accessories	
DC connection / AC connection	Sunclix / terminal lug (up to 240 mm²)
LED display (Status / Fault / Communication)	●
Ethernet interface	● (2 ports)
Data interface	Web Interface / Modbus SunSpec
Mounting type	Wall mounting / rack mounting
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (selection)	IEC 62109-1/-2, EN50549-1/-2:2018, VDE-AR-N 4105/4110/4120:2018, IEC 62116, IEC 61727, C10/C11 LV2/MV1:2018, CEI 0-16:2019, AS/NZS 4777.2, SI 4777, TOR Generator Typ A/B
● Standard features ○ Optional features - not available Data at nominal conditions Status 08/2020	
Type designation	STP 110-60

Figura E.2 Ficha técnica inversor.

F. Anexo F Generación Solar

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	19	94	275	461	622
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	731	793	786	734	620	446	250	69	0	0	0	0

Tabla F.1 Generación solar horaria enero planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	7	62	232	412	578
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	705	768	765	713	596	428	238	62	0	0	0	0

Tabla F.2 Generación solar horaria febrero planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	46	208	382	539
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	650	709	707	644	544	369	189	11	0	0	0	0

Tabla F.3 Generación solar horaria marzo planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	27	151	286	409
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	485	542	530	490	392	241	76	0	0	0	0	0

Tabla F.4 Generación solar horaria abril planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	3	94	189	282
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	347	379	361	345	253	186	0	0	0	0	0	0

Tabla F.5 Generación solar horaria mayo planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68	159	243
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	303	330	322	314	249	153	0	0	0	0	0	0

Tabla F.6 Generación solar horaria junio planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	67	164	250
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	291	328	315	306	245	206	0	0	0	0	0	0

Tabla F.7 Generación solar horaria julio planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	11	108	225	320
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	368	401	394	371	294	184	49	0	0	0	0	0

Tabla F.8 Generación solar horaria agosto planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	1	58	203	357	473
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	547	590	564	500	391	239	116	0	0	0	0	0

Tabla F.9 Generación solar horaria septiembre planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	14	115	278	433	561
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	654	683	637	577	452	287	131	1	0	0	0	0

Tabla F.10 Generación solar horaria octubre planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	2	28	152	340	506	655
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	738	779	740	651	520	336	155	18	0	0	0	0

Tabla F.11 Generación solar horaria noviembre planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	4	28	137	321	499	654
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	758	797	770	696	573	400	213	44	0	0	0	0

Tabla F.12 Generación solar horaria diciembre planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de Energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	1	8,09	59	195	340	466
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	548	592	574	529	428	290	118	17	0	0	0	0

Tabla F.13 Generación solar horaria promedio planta 1000 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	8	40	118	197	266
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	313	339	336	314	265	191	107	30	0	0	0	0

Tabla F.14 Generación solar horaria enero planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	3	27	99	176	247
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	301	329	327	305	255	183	102	27	0	0	0	0

Tabla F.15 Generación solar horaria febrero planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	20	89	163	231
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	278	303	302	276	233	158	81	5	0	0	0	0

Tabla F.16 Generación solar horaria marzo planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	11	65	123	175
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	207	232	227	210	168	103	32	0	0	0	0	0

Tabla F.17 Generación solar horaria abril planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	1	40	81	120
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	148	162	154	148	108	80	0	0	0	0	0	0

Tabla F.18 Generación solar horaria mayo planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	68	104
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	130	141	138	134	107	66	0	0	0	0	0	0

Tabla F.19 Generación solar horaria junio planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29	70	107
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	124	140	135	131	105	88	0	0	0	0	0	0

Tabla F.20 Generación solar horaria julio planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	5	46	96	137
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	158	171	169	159	126	79	21	0	0	0	0	0

Tabla F.21 Generación solar horaria agosto planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	25	87	153	202
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	234	252	241	214	167	102	49	0	0	0	0	0

Tabla F.22 Generación solar horaria septiembre planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0	6	49	119	185	240
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	280	292	273	247	193	123	56	1	0	0	0	0

Tabla F.23 Generación solar horaria octubre planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	1	12	65	146	216	280
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	316	333	317	279	223	144	66	8	0	0	0	0

Tabla F.24 Generación solar horaria noviembre planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	2	12	59	137	213	280
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	324	341	329	298	245	171	91	19	0	0	0	0

Tabla F.25 Generación solar horaria diciembre planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

Hora	0:00	1:00	2:00	3:00	4:00	5:00	6:00	7:00	8:00	9:00	10:00	11:00
kWh	0	0	0	0	0	0	0,2	3	25	84	145	199
Hora	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
kWh	234	253	246	226	183	124	50	7	0	0	0	0

Tabla F.26 Generación solar horaria promedio planta 440 kWp.

Fuente: (Ministerio de energía, s.f.).

G. Anexo G Flujos de Caja

Año
Ingresos
Inyección (+)
Egresos
Costo Variable Energía (-)
Interes (-)
Costos Fijos (-)
Margen
Perdidas año anterior (-)
Depreciación (-)
Utilidad antes de impuesto
Impuesto
Utilidad despues de impuesto
Depreciación (+)
Perdida del año anterior (+)
Amortización (-)
Crédito (+)
Inversión (-)
Flujo de Caja

Tabla G.1 Estructura flujo de caja.

Fuente: Elaboración propia.

Cargos Variables	Valor (\$/kWh)
Cargo por Energía Activa	51,22
Cargo por uso de sistema troncal	9,4
Cargo Único LGSE.	14,83
Cargo por Recálculo.	0,634
Cargo por Servicios Complementarios.	3,59

Tabla G.2 Costos variables.

Fuente: Elaboración propia.

Cargos fijos	Promedio Mensual
Cargo Mínimo Técnico. FIJO	1.061.417
Demanda suministrada en HP	11.770.693

Tabla G.3 Costos fijos.

Fuente: Elaboración propia.

H. Anexo H Flujos de Caja con distintos porcentajes de deuda

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Inyeccion (+)	-	-	-	-
Costo Variable Energía (-)	-	11.589.355.209	13.729.837.707	7.505.350.753
Interes (-)	-	52.628.290	9.485.653	-
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Margen	-	-13.181.836.669	-15.279.176.530	-8.275.277.338
Perdidas año anterior (-)	-	32.295.284.582	47.379.164.772	24.318.835.176
Depreciación (-)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Utilidad antes de impuesto	-	-45.894.471.213	-63.075.691.264	-32.802.787.495
Impuesto	-	-	-	-
Utilidad despues de impuesto	-	-45.894.471.213	-63.075.691.264	-32.802.787.495
Depreciación (+)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Perdidas año anterior (+)	-	32.295.284.582	47.379.164.772	24.318.835.176
Amortización (-)	-	52.790.985	43.223.984	-
Credito (+)	96.014.968			-
Inversión (-)	960.149.684	-	55.483.480	55.483.480
Flujo de Caja	-864.134.716	-13.234.627.653	-15.377.883.993	-8.330.760.818

Tabla H.1 Flujo de caja con proyecto y 10% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Cargo Energía (-)	-	13.247.534.638	15.290.721.746	8.250.249.595
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Flujo de Caja	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180

Tabla H.2 Flujo de caja sin proyecto y 10% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Flujo de Caja S/P	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180
Flujo de Caja C/P	-864.134.716	-13.234.627.653	-15.377.883.993	-8.330.760.818
Flujo de Caja	-864.134.716	1.552.760.155	1.452.690.922	689.415.362

Tabla H.3 Flujo de caja Incremental con 10% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Inyeccion (+)	-	-	-	-
Costo Variable Energía (-)	-	11.589.355.209	13.729.837.707	7.505.350.753
Interes (-)	-	105.256.579	18.971.307	-
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Margen	-	-13.234.464.958	-15.288.662.183	-8.275.277.338
Perdidas año anterior (-)	-	32.438.407.319	47.444.836.302	24.318.835.176
Depreciación (-)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Utilidad antes de impuesto	-	-46.090.222.238	-63.150.848.446	-32.802.787.495
Impuesto	-	-	-	-
Utilidad despues de impuesto	-	-46.090.222.238	-63.150.848.446	-32.802.787.495
Depreciación (+)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Perdidas año anterior (+)	-	32.438.407.319	47.444.836.302	24.318.835.176
Amortización (-)	-	105.581.969	86.447.968	-
Credito (+)	192.029.937			-
Inversión (-)	960.149.684	-	55.483.480	55.483.480
Flujo de Caja	-768.119.747	-13.340.046.928	-15.430.593.630	-8.330.760.818

Tabla H.4 Flujo de caja con proyecto y 20% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Cargo Energía (-)	-	13.247.534.638	15.290.721.746	8.250.249.595
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Flujo de Caja	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180

Tabla H.5 Flujo de caja sin proyecto y 20% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Flujo de Caja S/P	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180
Flujo de Caja C/P	-768.119.747	-13.340.046.928	-15.430.593.630	-8.330.760.818
Flujo de Caja	-768.119.747	1.447.340.880	1.399.981.285	689.415.362

Tabla H.6 Flujo de caja Incremental con 20% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Inyeccion (+)	-	-	-	-
Costo Variable Energía (-)	-	11.589.355.209	13.729.837.707	7.505.350.753
Interes (-)	-	157.884.869	28.456.960	-
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Margen	-	-13.287.093.248	-15.298.147.837	-8.275.277.338
Perdidas año anterior (-)	-	32.581.530.055	47.510.507.831	24.318.835.176
Depreciación (-)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Utilidad antes de impuesto	-	-46.285.973.264	-63.226.005.629	-32.802.787.495
Impuesto	-	-	-	-
Utilidad despues de impuesto	-	-46.285.973.264	-63.226.005.629	-32.802.787.495
Depreciación (+)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Perdidas año anterior (+)	-	32.581.530.055	47.510.507.831	24.318.835.176
Amortización (-)	-	158.372.954	129.671.951	-
Credito (+)	288.044.905			-
Inversión (-)	960.149.684	-	55.483.480	55.483.480
Flujo de Caja	-672.104.779	-13.445.466.202	-15.483.303.268	-8.330.760.818

Tabla H.7 Flujo de caja con proyecto y 30% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Cargo Energía (-)	-	13.247.534.638	15.290.721.746	8.250.249.595
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Flujo de Caja	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180

Tabla H.8 Flujo de caja sin proyecto y 30% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Flujo de Caja S/P	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180
Flujo de Caja C/P	-672.104.779	-13.445.466.202	-15.483.303.268	-8.330.760.818
Flujo de Caja	-672.104.779	1.341.921.606	1.347.271.648	689.415.362

Tabla H.9 Flujo de caja Incremental con 30% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Inyeccion (+)	-	-	-	-
Costo Variable Energía (-)	-	11.589.355.209	13.729.837.707	7.505.350.753
Interes (-)	-	210.513.158	37.942.613	-
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Margen	-	-13.339.721.538	-15.307.633.490	-8.275.277.338
Perdidas año anterior (-)	-	32.724.652.791	47.576.179.360	24.318.835.176
Depreciación (-)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Utilidad antes de impuesto	-	-46.481.724.290	-63.301.162.811	-32.802.787.495
Impuesto	-	-	-	-
Utilidad despues de impuesto	-	-46.481.724.290	-63.301.162.811	-32.802.787.495
Depreciación (+)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Perdidas año anterior (+)	-	32.724.652.791	47.576.179.360	24.318.835.176
Amortización (-)	-	211.163.939	172.895.935	-
Credito (+)	384.059.874			-
Inversión (-)	960.149.684	-	55.483.480	55.483.480
Flujo de Caja	-576.089.810	-13.550.885.476	-15.536.012.905	-8.330.760.818

Tabla H.10 Flujo de caja con proyecto y 40% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Cargo Energía (-)	-	13.247.534.638	15.290.721.746	8.250.249.595
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Flujo de Caja	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180

Tabla H.11 Flujo de caja sin proyecto y 40% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Flujo de Caja S/P	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180
Flujo de Caja C/P	-576.089.810	-13.550.885.476	-15.536.012.905	-8.330.760.818
Flujo de Caja	-576.089.810	1.236.502.332	1.294.562.011	689.415.362

Tabla H.12 Flujo de caja Incremental con 40% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Inyeccion (+)	-	-	-	-
Costo Variable Energía (-)	-	11.589.355.209	13.729.837.707	7.505.350.753
Interes (-)	-	263.141.448	47.428.267	-
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Margen	-	-13.392.349.827	-15.317.119.143	-8.275.277.338
Perdidas año anterior (-)	-	32.867.775.527	47.641.850.889	24.318.835.176
Depreciación (-)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Utilidad antes de impuesto	-	-46.677.475.316	-63.376.319.994	-32.802.787.495
Impuesto	-	-	-	-
Utilidad despues de impuesto	-	-46.677.475.316	-63.376.319.994	-32.802.787.495
Depreciación (+)	-	417.349.961	417.349.961	208.674.981
Perdidas año anterior (+)	-	32.867.775.527	47.641.850.889	24.318.835.176
Amortización (-)	-	263.954.923	216.119.919	-
Credito (+)	480.074.842			-
Inversión (-)	960.149.684	-	55.483.480	55.483.480
Flujo de Caja	-480.074.842	-13.656.304.750	-15.588.722.542	-8.330.760.818

Tabla H.13 Flujo de caja con proyecto y 50% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Cargo Energía (-)	-	13.247.534.638	15.290.721.746	8.250.249.595
Costos Fijos (-)	-	1.539.853.170	1.539.853.170	769.926.585
Flujo de Caja	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180

Tabla H.14 Flujo de caja sin proyecto y 50% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

Año	2022	2023 a 2032	2033 a 2042	2043 a 2047
Flujo de Caja S/P	-	-14.787.387.808	-16.830.574.916	-9.020.176.180
Flujo de Caja C/P	-480.074.842	-13.656.304.750	-15.588.722.542	-8.330.760.818
Flujo de Caja	-480.074.842	1.131.083.058	1.241.852.374	689.415.362

Tabla H.15 Flujo de caja Incremental con 40% de deuda.

Fuente: Elaboración propia.

I. Anexo I Tasa de descuento

Periodo	IPSA	Diferencia porcentual
2006	2.693	0,00%
2007	3.051	13,31%
2008	2.376	-22,13%
2009	3.581	50,71%
2010	4.927	37,59%
2011	4.177	-15,22%
2012	4.301	2,96%
2013	3.699	-14,00%
2014	3.850	4,10%
2015	3.680	-4,43%
2016	4.151	12,80%
2017	5.564	34,04%
2018	5.105	-8,25%
2019	4.669	-8,53%
2020	4.177	-10,55%
2021	4.308	3,14%
Promedio		4,72%

Tabla I.1 Cálculo rendimiento de mercado.

Fuente: Elaboración propia.

J. Anexo J Análisis de Riesgo

Estadística	Valores de previsión
Pruebas	10.000
Caso base	\$3.088.308.386
Media	\$3.089.400.263
Mediana	\$3.088.080.385
Modo	---
Desviación estándar	\$595.235.800
Varianza	\$354.305.657.150.218.000
Sesgo	0,0074
Curtosis	3,01
Coefficiente de variación	0,1927
Mínimo	\$832.533.280
Máximo	\$5.469.958.900
Error estándar medio	\$5.952.358

Figura J.1 Estadísticas Simulación Montecarlo.

Fuente: Crystal Ball.

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN – FACULTAD DE INGENIERÍA

RESUMEN DE MEMORIA DE TITULO

Departamento: Departamento de Ingeniería Civil Industrial

Carrera: Ingeniería Civil Industrial

Nombre del memorista: Enzo Eduardo Verdugo Palma

Título de la memoria: Estudio de prefactibilidad para planta fotovoltaica en OXIQUIM S.A.

Fecha de la presentación oral: 24-08-2022

Profesor(es) Guía: Jorge Jimenez del Rio PhD

Profesor(es) Revisor(es): Andres Andalaft C.

Concepto:

Calificación:

Resumen (máximo 200 palabras)

En la presente memoria de título se realizó un estudio de prefactibilidad técnica y económica para una planta fotovoltaica en la empresa OXIQUIM S.A. planta Coronel.

Se realizó un estudio técnico con el fin de estimar la potencia a instalar de la planta. Para esto se determinó la proyección de demanda de la empresa la cual se proyecta que la demanda energética aumente en un 35% desde el 2022 al 2047. Se estimó el perfil de consumo por medio de mediciones de potencias activas entregadas por la empresa. Se determinó que la potencia total a instalar sería de 1440kWp con una generación total anual de 2.164MWh/año.

Después, se realizó el estudio económico con el fin de estimar si es rentable realizar el proyecto en todos los escenarios evaluados. Se estimó el VAN y la TIR de cada escenario de evaluación, teniendo máximos de \$3.088.308.386 y 23,67% y mínimos de \$ 384.480.660 y 16,6%, respectivamente. Siendo en todos los escenarios evaluados el VAN mayor a 0 y la TIR mayor a la tasa de descuento.

En base a esto, se concluye que el proyecto es factible tanto técnica como económicamente, por lo que se recomienda que se realice.

