FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA EN MEDIOAMBIENTE
INGENIERÍA AMBIENTAL

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICO EN BASE A PANELES FOTOVOLTAICOS PARA CERVECERIA CODA EN LA COMUNA DE CASABLANCA, VALPARAÍSO.

TRABAJO DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO AMBIENTAL

AUTOR: BENJAMIN MELENDEZ BOBADILLA
PROFESOR GUÍA: JOAO CERQUEIRA PINTO

VALPARAÍSO, 2021

RESUMEN

El presente proyecto de título trata de la realización de un estudio de prefactibilidad técnico-económica, además del diseño de parámetros básicos de una planta solar fotovoltaica, conectada a la red local de distribución en el emplazamiento de una empresa cervecera en la comuna de Casablanca, en la región de Valparaíso.

Este proyecto se presenta con el fin de logar el aprendizaje, experiencia y obtención de información necesaria para la realización de proyectos fotovoltaicos acogidos a la ley N°21.118 en el país. Se realizo una recopilación de información para poder conocer los aspectos asociados al estudio del proyecto, como situación energética en Chile, principios de radiación, energía solar y energía fotovoltaica.

Posteriormente se realizó el análisis técnico, donde se consideraron 2 casos a evaluar con paneles monocristalinos, para el caso 1 con generación para el autoconsumo y para el caso 2 con generación para el autoconsumo más venta de excedentes, ambos con un ángulo óptimo de 33º con orientación norte.

A partir de las alternativas propuestas del sistema, se realizaron análisis de los indicadores económicos, como lo son el VAN, TIR y periodo de retorno de la inversión, indicando que ambas alternativas estudiadas son económicamente factibles, obteniendo mejores resultados para la alternativa de autoconsumo más venta de excedentes.

ACRÓNIMOS

GEI :	Gases de Efecto Invernadero
ERNC :	Energías Renovables No Convencionales
SING :	Sistema Interconectado del Norte Grande
SIC :	Sistema Interconectado Central
SEA :	Sistema Eléctrico de Aysén
SEM :	Sistema eléctrico de Magallanes
SEN :	Sistema Eléctrico Nacional
CNE :	Comisión Nacional de Energía
CEN :	Coordinador Eléctrico Nacional
LGSE :	Ley General de los Servicios Eléctricos
ITD :	Informe Técnico Definitivo
DO :	Decreto Oficial
AT :	Alta Tensión
BT :	Baja Tensión
CMNUCC :	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
PELP :	Planificación Energética de Largo Plazo
SEC :	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
CC :	Corriente Continua
CA :	Corriente Alterna
PMGD :	Pequeño Medio de Generación Distribuido
CEN :	Coordinador Eléctrico Nacional

ÍNDICE GENERAL

1: INTRODUCCIÓN 1

1.1: SITUACIÓN ENERGÉTICA EN CHILE 2

1.1.1: Sistema eléctrico chileno 2

1.1.2: Capacidad instalada neta de generación eléctrica 2

1.1.3: Mercado eléctrico chileno 3

1.1.4: Tipos de clientes 4

1.1.5: Sistemas de distribución 4

1.1.6: Tarifas eléctricas vigentes 5

1.1.7: Cargos tarifarios 7

1.1.8: Emisiones de gases de efecto invernadero 8

1.1.9: Acuerdos internacionales 11

1.1.10: Energía 2050 – Política Energética en Chile 12

1.1.11: Planificación energética de Chile 12

1.2: ENERGÍA SOLAR 13

1.2.1: Energía solar fotovoltaica 15

1.2.2: Componente de una planta solar fotovoltaica 16

1.2.3: Clasificación de una planta fotovoltaica 26

1.3: GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE 30

1.3.1: Definición del concepto 30

1.3.2: Esquemas tarifarios 30

1.3.3: Legislación vigente 31

1.3.4: Aspectos comunitarios 33

1.3.5: Valorización de las inyecciones 33

1.3.6: Reglamento y normativas técnicas vigentes 34

2: PROBLEMA 36

3: OBJETIVOS 37

3.1: OBJETIVO GENERAL 37

3.2: OBJETIVOS ESPECIFICOS 37

4: METODOLOGÍA 38

4.1: RECOLECCIÓN DE DATOS 39

4.2: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA CONFIGURACIÓN TÉCNICA 39

4.2.1: Determinación de la demanda energética requerida 40

4.2.2: Determinación de la disponibilidad del recurso solar 42

4.2.3: Selección de módulos fotovoltaicos 42

4.2.4: Selección del inversor y configuración del arreglo PV 43

4.2.5: Simulación 43

4.3: EVALUACIÓN ECONÓMICA 46

4.3.1: Valor Actual Neto (VAN) 46

4.3.2: Tasa Interna de Retorno (TIR) 47

4.3.3: Periodo de recuperación de capital 47

5: RESULTADOS 48

5.1: SITUACIÓN ACTUAL DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA EMPRESA CODA 48

5.1.1: Localización de la Cervecería 48

5.1.2: Determinación de la demanda energética a suministrar 49

5.2: SISTEMA DE AUTOABASTECIMIENTO ELÉCTRICO A PARTIR DE PANELES FOTOVOLTAICOS 50

5.2.1: Sombras 50

5.2.2: Nubosidad 51

5.2.3: Radiación 52

5.2.4: Inclinación Optima 53

5.3: ESTUDIO TÉCNICO 55

5.3.1: Simulación y propuesta fotovoltaica para el lugar de estudio 55

5.3.2: Simulación 1: Generación eléctrica solo para el autoconsumo 56

5.3.3: Simulación 2: Generación eléctrica autoconsumo más venta de energía 60

5.4: ESTUDIO ECONÓMICO 64

5.4.1: Simulación 1: Generación eléctrica solo para el autoconsumo 65

5.4.2: Simulación 2: Generación eléctrica autoconsumo más venta de energía..... 69

5.4.3: Comparación de las propuestas 73

6: DISCUSIÓN 75

7: CONCLUSIONES 78

8: BIBLIOGRAFÍA 79

9: ANEXOS 83

9.1: EQUIPOS PARA EL SISTEMA 83

9.2: TARIFAS SUMINISTRO ELÉCTRICO CHILQUINTA 92

9.3: FLUJOS DE CAJA 93

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1: MATRIZ GENERACIÓN ELÉCTRICA 2021, POR TIPO DE GENERACIÓN. 3
TABLA 1.2: CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTES A DICIEMBRE DE 2018 Y CANTIDAD DE CLIENTES 6
TABLA 5.1: CONSUMO ENERGÉTICO DE LA CERVECERÍA CODA EN LOS MESES 49
TABLA 5.2: RADIACIÓN E INCLINACIÓN EN LOS MESES. 53
TABLA 5.3: VALORES DE ÁREA DE PANELES REQUERIDOS PARA CADA MES INDICADO, DE ACUERDO AL CONSUMO E IRRADIACIÓN RESPECTIVOS. 54
TABLA 5.4: PARÁMETROS DE DISEÑO DEL SISTEMA EN LA SIMULACIÓN 1. 57
TABLA 5.5: VALORES DE ENERGÍA (KWH) Y REDUCCIÓN DE CONSUMO MENSUAL PARA LA SIMULACIÓN 1. 58
TABLA 5.6: VALORES DE RENDIMIENTO Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL PARA LA SIMULACIÓN 1. 59
TABLA 5.7: PARÁMETROS DE DISEÑO DEL SISTEMA EN LA SIMULACIÓN 2. 61
TABLA 5.8: DIFERENTES VALORES DE ENERGÍA (KWH) Y REDUCCIÓN DE CONSUMO MENSUAL PARA LA SIMULACIÓN 2. 62
TABLA 5.9: VALORES DE RENDIMIENTO Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ANUAL PARA LA SIMULACIÓN 2. 63
TABLA 5.10: VALORES DE RENDIMIENTO, PRODUCCIÓN ELÉCTRICA PARA AUTOCONSUMO Y EXCEDENTE PARA VENTA EN LA SIMULACIÓN 2. 64
TABLA 5.11: VALORES MONETARIOS DE LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA EL SISTEMA. 65
TABLA 5.12: GASTOS ASOCIADOS AL RECURSO HUMANO. 65
TABLA 5.13: ENERGÍA AHORRADA EN UN AÑO CON CONDICIONES ÓPTIMAS. 67
TABLA 5.14: RESUMEN DE LOS PRINCIPALES PARÁMETROS Y VALORES DE ENTRADA. 68
TABLA 5.15: VALOR DE LOS ÍNDICES DE EVALUACIÓN 68
TABLA 5.16: VALORES MONETARIOS DE LOS EQUIPOS NECESARIOS PARA EL SISTEMA MÁS VENTA DE EXCEDENTES. 69
TABLA 5.17: GASTOS ASOCIADOS AL RECURSO HUMANO MÁS VENTA DE EXCEDENTES. 69
TABLA 5.18: AHORRO TOTAL GENERADO A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO. 71

TABLA 5.19: AHORRO DE ENERGÍA QUE SE PODRÍA LOGRAR A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO BAJO CONDICIONES ÓPTIMAS DE GENERACIÓN. 72
TABLA 5.20: RESUMEN DE LOS PRINCIPALES PARÁMETROS Y VALORES DE ENTRADA. 73
TABLA 5.21: VALOR DE LOS ÍNDICES DE EVALUACIÓN. 73
TABLA 5.22: PRINCIPALES RESULTADOS DE EVALUACIÓN. 74

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1: CAPACIDAD INSTALADA NETA POR SISTEMA. 3
FIGURA 1.2: ESQUEMA DE CARGOS ASOCIADOS A LAS TARIFAS EN SUS COMPONENTES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN. 8
FIGURA 1.3: INGEI DE CHILE: BALANCE DE GEI (KT CO_2 EQ) POR SECTOR, 1990-2018 9
FIGURA 1.4: GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TIPO FUENTE (GWH) Y EMISIONES GEI (KTCO_2 EQ), SERIE 1990-2018. 10
FIGURA 1.5: PARTICIPACIÓN ESTIMADA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA POR ESCENARIO. 13
FIGURA 1.6: COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR 14
FIGURA 1.7: EFECTO FOTOVOLTAICO 16
FIGURA 1.8: ESTRUCTURA DE LA CÉLULA SOLAR 17
FIGURA 1.9: DIFERENCIAS ENTRE LOS PANELES SEGÚN LA TECNOLOGÍA DE FABRICACIÓN 18
FIGURA 1.10: CURVA I-V PARA DIFERENTES IRRADIANCIAS A 25°C. 19
FIGURA 1.11: CURVA I-V PARA DIFERENTES TEMPERATURAS A UNA IRRADIANCIA DE 1000 W/M^2 20
FIGURA 1.12: MÓDULO FOTOVOLTAICO. 21
FIGURA 1.13: ASOCIACIÓN DE CÉLULAS SOLARES. SI NECESITAMOS AUMENTAR LA TENSIÓN, LAS UNIREMOS EN SERIE; SÍ LO QUE QUEREMOS ES AUMENTAR LA CORRIENTE, HAREMOS LA ASOCIACIÓN EN PARALELO 22
FIGURA 1.14: INVERSOR DE VOLTAJE 24
FIGURA 1.15: SISTEMA OFF GRID (AISLADO DE LA RED) 27
FIGURA 1.16: SISTEMA ON GRID (CONECTADO A LA RED) 28
FIGURA 1.17: SISTEMA NETBILLING (GENERACIÓN DISTRIBUIDA) 30
FIGURA 4.1: ESQUEMA DE LA METODOLOGÍA DEL TRABAJO DE TÍTULO 38
FIGURA 5.1: UBICACIÓN CERVECERÍA Y ÁREAS DISPONIBLES 48
FIGURA 5.2: DEMANDA ENERGÉTICA DE ABRIL 2020 A MAYO 2021 DE LA CERVECERÍA CODA. 49
FIGURA 5.3: CICLO ANUAL DE FRECUENCIA DE SOMBRAS. 50
FIGURA 5.4: CICLO DIARIO DE FRECUENCIA DE SOMBRAS. 50

FIGURA 5.5: CICLO ANUAL DE FRECUENCIA DE NUBOSIDAD DIURNA. 51
FIGURA 5.6: CICLO DIARIO DE FRECUENCIA DE NUBOSIDAD DIURNA. 52
FIGURA 5.7: PROMEDIO MENSUAL DE LA INSOLACIÓN DIARIA INCIDENTE EN UN PLANO HORIZONTAL Y EN UN PLANO INCLINADO, SEPARADA EN SUS COMPONENTES DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA DEL SUELO 52
FIGURA 5.8: PROMEDIO HORARIO DE LA INSOLACIÓN DIARIA INCIDENTE EN UN PLANO HORIZONTAL Y EN UN PLANO INCLINADO, SEPARADA EN SUS COMPONENTES DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA DEL SUELO 53
FIGURA 5.9: SIMULACIÓN DE LA INCLINACIÓN 33º Y AZIMUT -19. 56
FIGURA 5.10: PRODUCCIONES NORMALIZADAS POR UNIDAD DE ENERGÍA (KWH) PARA LA SIMULACIÓN 1. 58
FIGURA 5.11: ENERGÍA A LA SALIDA DEL INVERSOR V/S ENERGÍA DEMANDADA..... 59
FIGURA 5.12: PRODUCCIONES NORMALIZADAS POR KWH PARA LA SIMULACIÓN 2..... 61
FIGURA 5.13: ENERGÍA PRODUCIDA, INYECTADA Y REQUERIDA DESDE LA RED, DE FORMA MENSUAL PARA LA SIMULACIÓN 2. 63

1: INTRODUCCIÓN

En Chile, la generación energética es el principal sector emisor de gases de efecto invernadero, representando el 78 % de las emisiones totales del país para el 2018 proviniendo una gran parte, de combustibles fósiles para generación eléctrica basada principalmente en carbón (NAMA, 2019).

Para poder mitigar esto, Chile cuenta con distintas políticas de carácter público y planes de acción, que tienen como objetivo mantener progresivamente la producción de energía a un nivel de emisiones cada vez menor (Consejo Nacional de Implementación, 2018).

En el ámbito de las energías renovables, se estableció para el año 2035, alcanzar que al menos un 60% de la generación eléctrica nacional provenga de fuentes renovables y que para el año 2050 este valor aumente a un 70% (Ministerio de Energía, 2019).

Por lo cual han surgido leyes para fomentar la introducción de estas energías como lo es la ley 20.571 que desde su puesta en marcha ha surgido el nicho del "Netbilling" en Chile, donde ahora los consumidores, hogares, pymes, industrias, empresas, entre otros, están conectadas a la red de distribución, los cuales pueden actuar como productores y consumidores a la vez de energía eléctrica. En el 2018, se hicieron modificaciones a esta ley, siendo reemplazada por la ley 21.118 que modifica a la ley general de servicios eléctricos, con el fin de incentivar el desarrollo de la generación distribuida. En este sentido, los costos asociados a la compra e instalación de las tecnologías solares de energía han disminuido de forma drástica, al punto de competir económicamente con tecnologías basadas en combustibles fósiles (IRENA, 2020).

Las tecnologías fotovoltaicas poseen un menor impacto en cuanto a la emisión de GEI que cualquier otra fuente de generación eléctrica en base a combustibles fósiles (NREL, 2013). Sin embargo, para que la inserción de las ERNC sea mayor se debe contemplar a la *"totalidad de los sistemas energéticos urbanos, integrando el suministro energético con la demanda entre los diferentes sectores, mediante tecnologías inteligentes, una planificación rigurosa y decisiones holísticas"* (IRENA, 2021).

Se propone en este proyecto el desarrollo de un estudio de prefactibilidad técnico-económica de una planta de autogeneración eléctrica en base a paneles fotovoltaicos en la comuna de Casablanca para cervecería CODA, que permita satisfacer al menos una parte de la demanda

de la planta. Los paneles presentan ventajas tales como su bajo costo de mantenimiento y menor costo equivalente de la energía por lo que resulta en la actualidad una opción altamente competitiva respecto a otras fuentes de energía eléctrica (Rodríguez et al, 2015). La propuesta realizada está dirigida a contribuir con la disminución de los gases de efecto invernadero provenientes de la generación eléctrica en base a combustibles fósiles, lo que hace sostenible la misión que predomina dentro de esta empresa, mediante el buen uso de los recursos en sus procesos, a la vez que se proponen sistemas de respaldo con parámetros más económicos en cuanto a costo de energía.

Este estudio busca garantizar la dotación de energía durante un conjunto de horas de mayor demanda eléctrica, empleando un sistema fotovoltaico, que suplirá durante un rango de 8 horas diarias la alimentación eléctrica con respaldo a la red eléctrica convencional.

1.1: SITUACIÓN ENERGÉTICA EN CHILE

1.1.1: Sistema eléctrico chileno

Un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones de centrales eléctricas generadoras, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica. Los principales sistemas eléctricos chilenos son los siguientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema eléctrico de Aysén (SEA) y el Sistema eléctrico de Magallanes (SEM). Cabe destacar que los sistemas SIC y SING están interconectados físicamente desde noviembre del año 2017, formando el Sistema eléctrico Nacional (SEN) (Ministerio de Energía, 2018e).

1.1.2: Capacidad instalada neta de generación eléctrica

En el reporte mensual de abril 2021 emitido por la comisión nacional de energía, indica que la capacidad instalada neta de generación eléctrica ascienda a 25.494 MW. De estos, 25.323 MW con un 99,3 del total corresponden al SEN. El restante 0,7 se reparte entre el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Magallanes (SEM), lo cual se representa en la Figura 1.1.

Capacidad instalada neta por sistema

Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SEN	25.323	99,3%
SEA	64,02	0,3%
SEM	107,39	0,4%
Total	25.494	100%

Figura 1.1: Capacidad instalada neta por sistema. Fuente: CNE (2021a).

El total nacional de capacidad instalada al mes de abril esta categorizada en un 48% termoelectricidad, 24,9 hidroelectricidad convencional y un 27,1 ERNC. La matriz de generación al año 2021 se presenta en la Tabla 1.1 desagregada por tipo de generación.

Tabla 1.1: Matriz generación eléctrica 2021, por tipo de generación. Adaptado de CNE (2021a).

Matriz Generación Eléctrica Abril 2021		
Tecnología	**Potencia Neta [MW]**	**Potencia Neta [%]**
ERNC	**6908,874**	**27,1%**
Biogás	50,988	0,2%
Biomasa	356,916	1,4%
Eólica	2396,436	9,4%
Geotérmica	50,988	0,2%
Mini Hidráulica Pasada	535,374	2,1%
Solar Fotovoltaica	3416,196	13,4%
Termosolar	101,976	0,4%
Hidráulica Convencional	**6348,006**	**24,9%**
Hidráulica embalse	3288,726	12,9%
Hidráulica Pasada	3059,28	12,0%
Térmica	**12237,12**	**48,0%**
Carbón	4588,92	18,0%
Cogeneración	25,494	0,1%
Gas Natural	3798,606	14,9%
Petróleo Diésel	3696,63	14,5%
Propano	25,494	0,1%
Carbón	101,976	0,4%
Total general	**25494**	**100,0%**

1.1.3: Mercado eléctrico chileno

Las instalaciones eléctricas asociadas a generación, transmisión y distribución tienen obligación de operar de forma interconectada y coordinada, con el objetivo principal de proveer de energía eléctrica al mercado al mínimo costo, y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica.

Las actividades de transmisión y de distribución, debido a sus características propias, son consideradas monopolios naturales, por lo cual la ley las constituye como segmentos regulados, cuyas líneas son bienes de uso público, y les exige garantizar el libre acceso a sus redes, obligando a definir tarifas reguladas.

En el mercado eléctrico chileno se transan dos productos, energía y potencia, siendo el Coordinador Eléctrico Nacional el encargado de: efectuar los balances de energía, determinar las transferencias entre generadoras y de calcular el costo marginal horario, precio al cual se valorizan las transferencias de energía (ENEL, 2018).

1.1.4: Tipos de clientes

Los consumidores cuya capacidad conectada sea igual o superior a 5.000 kW son clientes libres, y deben negociar libremente sus precios de suministro de energía con las generadoras o distribuidoras. Por su parte, los consumidores con capacidades inferiores a 5.000 kW son clientes regulados, y deben comprar su energía y potencia a empresas distribuidoras. No obstante, aquellos clientes que se encuentren entre 500 kW y 5.000 kW, pueden optar por ser clientes libres, con un periodo de permanencia mínima de 4 años (Troncoso, 2020).

1.1.5: Sistemas de distribución

Las empresas de distribución, denominadas empresas concesionarias de servicio público de distribución son adjudicadas mediante procesos de licitación pública llevados a cabo por la CNE, de acuerdo con lo introducido en la LGSE por la ley N° 20.805 en 2015. Cada año la comisión realiza una proyección y estimación del crecimiento de la demanda, y a partir de esos resultados ve la necesidad o no de realizar licitaciones (CNE, 2018).

En la Tabla 1.2 se muestran a diciembre de 2018, las empresas concesionarias existentes, y sus respectivas regiones y cantidad de clientes.

Las empresas de distribución tienen la obligación de prestar sus servicios a todos los clientes, sean libres o regulados, debiendo respetar los precios regulados definidos por la CNE para aquellos clientes sometidos a regulación de precios (clientes regulados) (Troncoso, 2020).

Las fórmulas tarifarias se fijan por la CNE cada 4 años, a partir de los precios de nudo de largo y corto plazo, cuyo promedio ponderado determina un precio de nudo promedio que se traspasa a los clientes finales. La CNE comunica sus resultados a través de un Informe técnico

Definitivo (ITD) al Ministerio de Energía, el cual fija los precios de nudo respectivos por medio de un Decreto Oficial (DO) (Troncoso, 2020).

1.1.6: Tarifas eléctricas vigentes

Las fórmulas tarifarias aplicables a suministros sujetos a precios regulados, con que las distribuidoras pueden cobrar a sus clientes regulados, son establecidas por resolución exenta cada 4 años, junto con la definición del precio de nudo de largo plazo, y publicadas por Decreto Oficial (Troncoso, 2020).

Actualmente, están en vigencia las fórmulas tarifarias del cuatrienio de noviembre de 2016 a noviembre de 2020, fijadas por resolución exenta N° 371, y publicadas en el Decreto N° 11T de 2016, que define las empresas concesionarias de distribución existentes, sus áreas típicas, y las tarifas reguladas vigentes, con sus cargos y cobros respectivos (Ministerio de Energía, 2017b). Este decreto fue modificado por el Decreto N° 5T de 2018, aunque no modificó las tarifas existentes ni los cargos asociados a ellas (Ministerio de Energía, 2018c).

Existen distintas opciones tarifarias dependiendo del tipo de consumo de los usuarios finales. Las opciones tarifarias son libremente elegidas por el cliente y su duración es de un año, al cabo del cual el cliente puede mantenerla o cambiarla por otra, según sea su conveniencia.

Estas opciones se han estructurado considerando dos tipos de clientes:

- Clientes en alta tensión (AT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje superior a 400 volts; y
- Clientes en baja tensión (BT), que están conectados con su empalme a líneas de voltaje igual o inferior a 400 volts.

Tabla 1.2: Concesionarias de distribución existentes a diciembre de 2018 y cantidad de clientes. Fuente: CNE (2021a).

GRUPO	EMPRESA	REGIÓN DE DISTRIBUCIÓN	CLIENTES AL 31/12/18	VENTAS GWh AL 31/12/18
CGE	CGE	XV, I, II, III, IV, V, RM, VI, VII, VIII y IX	2.865.800	11.910,5
	EDELMAG	XII	62.106	310,0
Chilquinta	Chilquinta Energía	V	6.155	2.587,5
	Litoral	V	33.831	100,0
	Energía de Casablanca	V y RM	24.448	50,8
	Luz Linares	VII	59.522	119,0
	Luz Parral	VII y VIII	1.895.502	91,0
EEPA	E.E. Puente Alto	RM	27.157	282,6
Enel	Enel Distribución	RM	2.327	16.680,3
	Colina	RM	356.752	92,6
	Luz Andes	RM	440.343	9,5
Saesa	Frontel	VIII y IX	47.054	982,0
	Saesa	IX, X y XIV	23.030	2.287,6
	Edelaysen	X y XI	6.044	153,8
	Luzosorno	X y XIV	23.030	148,5
No Asociados	EMELCA	V	6.044	16,3
	Til-Til	V y RM	4.036	15,8
	COOPELAN	VIII	23.458	90,5
	CODINER	IX	13.786	71,5
	CEC	VII	11.359	121,2
	COPELEC	VIII	61.769	171,0
	COELCHA	VIII	15.549	37,0
	SOCOEPA	XIV	7.366	34,7
	COOPREL	X-XIV	7.975	36,0
	CRELL	X	28.059	82,3
TOTAL NACIONAL			**6.680.836**	**36.481,8**

Además, las diferentes fórmulas se han estructurado considerando alternativas respecto de la modalidad de registro del consumo (solo energía, potencia máxima leída o contratada o bien, potencia leída o contratada horariamente). Para clientes de baja tensión, las opciones tarifarias son las siguientes:

- BT1 Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10kW o la demanda sea limitada a 10kW (residencial).
- BT2 Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público).
- BT3 Medición de energía y medición de demanda máxima.
- BT4 Medición de energía y alguna de las siguientes modalidades.

- BT4.1 Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- BT4.2 Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia.
- BT4.3 Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

Existen las opciones AT2, AT3, AT4.1, AT4.2, AT4.3, que son idénticas a las mostradas para clientes BT, pero definidas para Alta Tensión (CNE, 2021b).

1.1.7: Cargos tarifarios

Todas las tarifas tienen asociados los siguientes cargos, que se sumarán a la factura o boleta cuando corresponda, esquematizados en la Figura 1.2 (Troncoso, 2020):

1.1.7.1 Cargo Fijo Mensual

Es un cobro que cubre los gastos operacionales de cada distribuidora. Se cobra todos los meses, su valor es independiente del consumo, y se aplica incluso si el éste es nulo. Se factura a precios que dependen de cada compañía de distribución, de cada comuna y de cada tarifa.

1.1.7.2 Cargo por Uso del Sistema de Transmisión

Es un cobro por uso de las líneas de transmisión. Se factura a precios que dependen de cada comuna, de manera proporcional al consumo de energía.

1.1.7.3 Cargo por Servicio Público

Es un cobro por el uso de líneas de transmisión y de distribución, que son bienes de uso público, y con el que se financian el Coordinador y el Panel de Expertos, entre otros. Se factura al mismo precio para todas las comunas del país y para todas las tarifas, de manera proporcional al consumo de energía, y no se le aplica impuesto al valor agregado.

1.1.7.4 Cargo por Energía

Es un cobro asociado a la energía consumida desde las centrales generadoras. Se factura como a un precio que depende de cada comuna, y de cada tarifa, de manera proporcional al consumo de energía.

1.1.7.5 Cargos por Potencia

Es un monto que busca financiar la infraestructura necesaria para satisfacer las demandas máximas del sistema. La forma en que se factura la potencia depende fuertemente de cada tarifa.

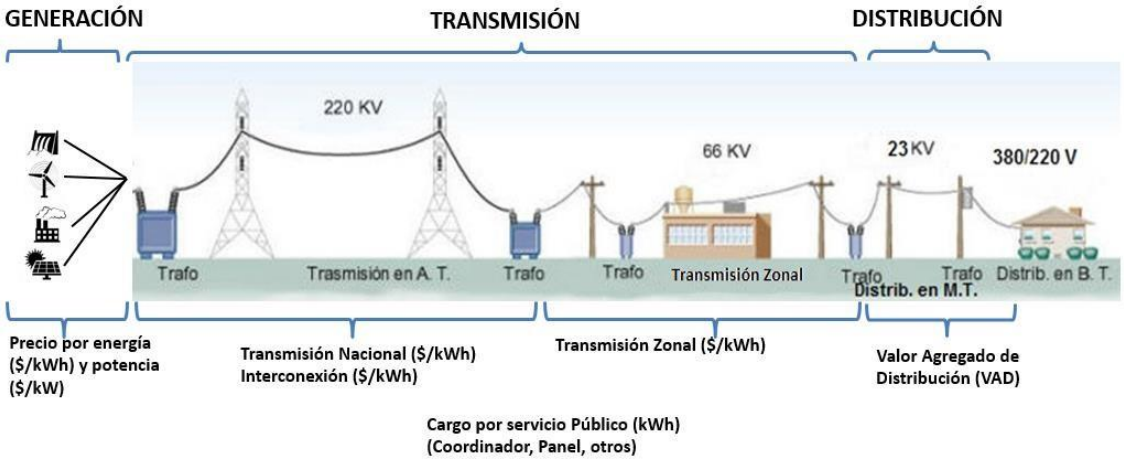


Figura 1.2: Esquema de cargos asociados a las tarifas en sus componentes de Generación, Transmisión y distribución. Fuente: Ministerio de energía (2018a).

1.1.8: Emisiones de gases de efecto invernadero

Hoy en día a nivel mundial, es generalmente aceptado que el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmosfera, es una de las principales causas del cambio climático y que este cambio puede tener un elevado impacto económico y social. Se estima que el CO_2 es el principal gas de efecto invernadero, 60%-85% del impacto total, siendo los combustibles los principales causantes de su emisión (OMM, 2017).

Según el Informe Bienal de Actualización sobre Cambio Climático de 2018 el sector Energía, que incluye el consumo de combustibles fósiles en Chile y sus emisiones fugitivas asociadas, es el principal sector emisor de GEI del país con un 49 % del balance de GEI en 2018 (Figura 1.3). En ese año, sus emisiones alcanzaron las 86.954 kt CO_2 eq, incrementándose en un 159 % desde 1990 y en un 1 % desde 2016. El principal causante de la tendencia es el aumento sostenido de consumo energético del país, incluyendo el consumo de carbón mineral y gas natural para la generación eléctrica. Es importante destacar que posterior al 2016, las emisiones se mantienen estables debido a: la disminución en el consumo de carbón para la generación eléctrica y al ingreso de nuevas fuentes de energía renovable (solar, eólica, geotérmica) así como también el ingreso de nuevas plantas de gas natural; y por otra parte, al crecimiento en el consumo de gasolina y diésel en el transporte terrestre, que ha sostenido su crecimiento al igual que en los últimos años.

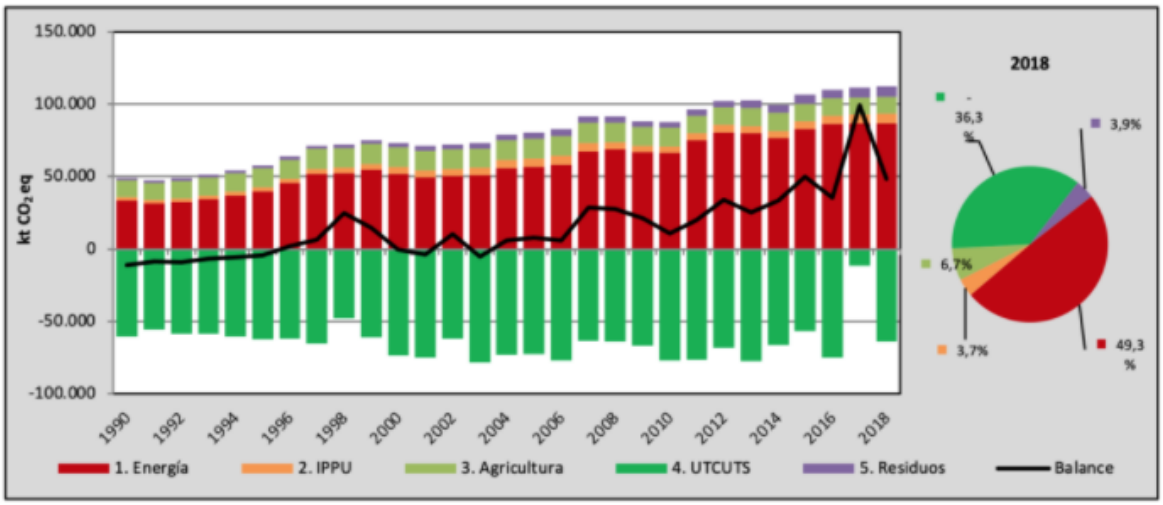


Figura 1.3: INGEI de Chile: Balance de GEI (kt CO_2 eq) por sector, 1990-2018.
Fuente: Ministerio del Medio Ambiente (2021).

Al analizar las emisiones de GEI comparándolas con las curvas de generación eléctrica (GWh) de distintas fuentes (Figura 1.4), se aprecia que los máximos de emisión se presentan cuando decrece la generación por fuente hídrica y aumenta el consumo de diésel y especialmente carbón, como se observa en 1999, 2008-2013 y 2015-2017. Situación contraria ocurre en los períodos 1990-1992, 2005-2006 y en 2014 donde se ve el aumento de la fuente hídrica y una disminución en la tendencia de crecimiento de las emisiones de la componente.

Asimismo, desde 2007 se aprecia cómo la drástica disminución en la oferta de gas natural, acompañado de una menor disponibilidad hídrica debido a las sequías, produce un aumento en el consumo de diésel y carbón, lo que incrementa a su vez las emisiones de GEI, retomando la tendencia al alza observada entre 1990 y 1998. Para los últimos años de la serie, se ve cómo aumenta hasta el 2016 por el mayor uso de carbón, para luego decaer en el 2018, debido principalmente al incremento en la participación de las fuentes ERNC (solar, eólica, mini hidro y geotermia) junto con el retorno del gas natural para la generación eléctrica. Además, es posible apreciar como el diésel va disminuyendo cada vez más su participación, motivado por un alto precio frente a otras alternativas fósiles (como el gas natural).

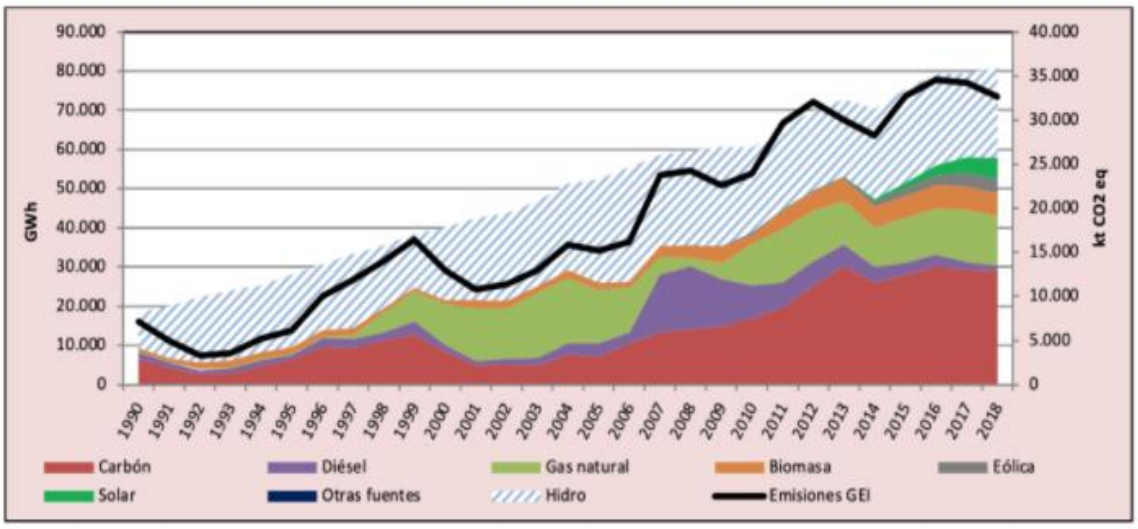


Figura 1.4: Generación eléctrica por tipo fuente (GWh) y emisiones GEI (ktCO_2 eq), serie 1990-2018. Fuente: Ministerio del Medio Ambiente (2021).

La evolución dinámica que ha tenido en los últimos años la participación de las energías renovables variables en la matriz energética de Chile ha implicado un avance importante en términos de potencial de reducción de emisiones, especialmente en términos de emisiones que afectan el cambio climático. Hablamos de potencial dado que no se ha materializado aún un mejoramiento de los factores de emisión de la matriz eléctrica, puesto que la generación en base al carbón sigue siendo significativa.

En materia de mitigación, Chile se compromete al 2030 a reducir sus emisiones de CO_2 por unidad de PIB en un 30% con respecto al valor alcanzado en 2007, considerando un

crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso (Ministerio de Energía, 2017a).

1.1.9: Acuerdos internacionales

Chile ha firmado numerosos acuerdos internacionales multilaterales, orientados a alcanzar el desarrollo sustentable y la generación de conciencia a las empresas en cuanto a la responsabilidad social.
Dentro de los acuerdos internacionales de mayor envergadura e importancia a nivel internacional, se destaca:

1.1.9.1 Protocolo de Kioto

Fue adoptado en 1997, pero no entro en vigor hasta el año 2005, siendo firmado y ratificado por Chile el año 2002. Este es un protocolo de la CMNUCC y un acuerdo internacional que tiene por objetivo comprometer a reducir las emisiones de GEI entre un 5% y 10% para el periodo de años entre 2008-2012, en comparación con las emisiones de 1990.Esto no significa que cada país se comprometía a reducir sus emisiones de gases regulados en un 5% como mínimo, este es un porcentaje correspondiente a un compromiso global y cada país suscribiente del protocolo tenía sus propios compromisos de reducción de emisiones (UNFCCC, 1998). Para lograr conjuntamente este objetivo, los países involucrados tienen la opción de tomar acciones de mitigación de su propia jurisdicción o usar mecanismos de flexibilidad en donde en este último se encuentras tres tipos de mecanismos: Comercio de Derechos de emisión, implementación conjunta o mecanismo de desarrollo limpio.

1.1.9.2 Acuerdo de Paris

Es otro acuerdo relevante de carácter internacional el cual fue adoptado en la conferencia de las partes del año 2015 (COP21), y este hace referencia a limitar el calentamiento global a través del control de las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo este acuerdo resultado directo del mandato del a COP17 en 2011, para alcanzar un acuerdo global y vinculante en 2015, y ser implementado posteriormente en 2020. Este acuerdo vio

involucrado a 190 partes negociadoras, las cuales incluyeron principales países emisores como Estados Unidos, China e India, en donde se abordan temas críticos del proceso de negociaciones, en donde los más importantes fueron la meta para limitar el aumento de la temperatura global y la reducción de emisiones de GEI.

1.1.10: Energía 2050 – Política Energética en Chile

"La política energética propone una visión al sector energético para el año 2050, que corresponde a un sector confiable, sostenible, inclusivo y competitivo" (Ministerio de Energía, 2015). De acuerdo con lo anterior, la política energética requiere de 4 pilares fundamentales para poder llevar a cabo sus objetivos para el año 2050, y que cada pilar va ligado a las características descritas: seguridad y calidad de suministro (confiabilidad) energía como motor de desarrollo (inclusividad), energía compatible con el medio ambiente (competitividad) eficiencia y educación energética (sostenibilidad). Sobre estos pilares se desarrollarán y ejecutarán los diversos planes y medidas para alcanzar los objetivos propuestos para el año 2050.

Dentro de la política energética se establecieron 10 metas con el fin de alcanzar progresivamente el objetivo principal, en donde las principales que se destacan son:

a) Participación de al menos el 70% de fuentes renovables en la generación eléctrica.
b) Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.
c) Reducir los precios de las energías al nivel de países desarrollados.

1.1.11: Planificación energética de Chile

En términos de proyección, en cumplimiento de la legislación vigente el Ministerio de Energía desarrolló durante 2017 el proceso de planificación energética de largo plazo (PELP), para distintos escenarios de expansión de la producción y consumo en un horizonte de 30 años. En todos los escenarios evaluados se observó una tendencia a cumplir la meta de 60% de energía renovable al 2035 contenida en la Política Energética 2050, y en todos los escenarios, excepto uno, se cumpliría la meta de 70% de energías renovables al año 2050, contenida en la misma política, representado en la Figura 1.5 (Escenarios Energéticos, 2018).

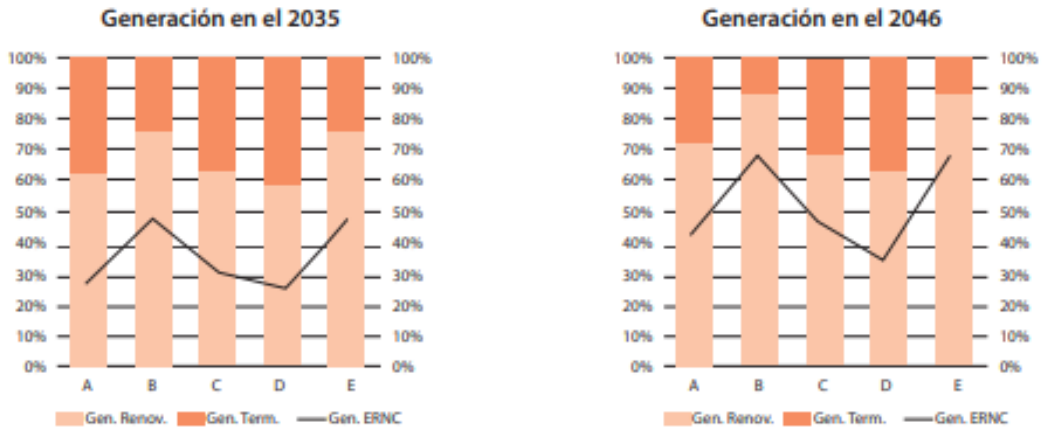


Figura 1.5: Participación estimada de energías renovables en la matriz eléctrica por escenario. Fuente: Ministerio de Energía (2018b).

1.2: ENERGÍA SOLAR

La energía solar es aquella obtenida directamente del Sol, el cual es un gran reactor nuclear esférico, cuyo radio es de 7 x 105km y la temperatura en su superficie de 5777k. La radiación que emite el Sol, llamada radiación solar, es la principal fuente de energía para nuestro planeta. Sin el Sol, no sería posible la vida en la Tierra, puesto que gracias a dicha radiación la temperatura en la superficie terrestre es 250°C mayor de lo que sería si tan solo dependiese del calor interno. Se considera que el Sol continuamente radia una potencia de 3,8 x 1023kW, siendo 1,7 x 1014kW lo que intercepta la Tierra. La potencia interceptada es tan relevante que en un solo día supone una energía cuarenta veces mayor que el consumo energético mundial en un año (Ministerio de Educación, Política Social y Deporte, 2008).

La intensidad de radiación que es emitida a la Tierra es constante, lo que varía es la que se recibe finalmente en la superficie puesto que depende de factores como la época del año, la hora del día, la latitud y la climatología (Romero, 2010).

En el ecuador terrestre, la radiación será contante a lo largo del año, pero si nos desplazamos hacia el norte o sur de la línea del ecuador, la radiación cambiará durante el año. Si se trata del hemisferio norte, en los días más cercanos al solsticio de verano, la radiación será mayor (máxima anual el día 22 de junio), mientras que en los más próximos al solsticio de invierno

será menor (mínimo el 22 de diciembre). En cuanto al hemisferio sur ocurre lo contrario ocasionándose la máxima el 22 de diciembre y la mínima el 22 de junio (Jarauta, 2014).
La luz emitida por el Sol, como muestra la Figura 1.6, se manifiesta en la superficie terrestre de tres maneras distintas (Romero, 2010):

- Radiación directa: La luz del sol es recibida directamente sin ser modificada su trayectoria, a pesar de ser filtrada por la atmosfera (Romero, 2010).

- Radiación difusa: Formada por aquellos rayos dispersados en la atmósfera con dirección al receptor. En aquellos días completamente nublados, toda la radiación es difusa (Castejón & Santamaria, 2010).

- Radiación reflejada o de albedo: Tal y como su nombre indica, es aquella radiación reflejada por la superficie terrestre hacia el receptor. Este tipo de radiación depende de la naturaleza de las montañas, lagos, edificios, etc. que rodean al receptor (Santamaria & Castejon, 2010).

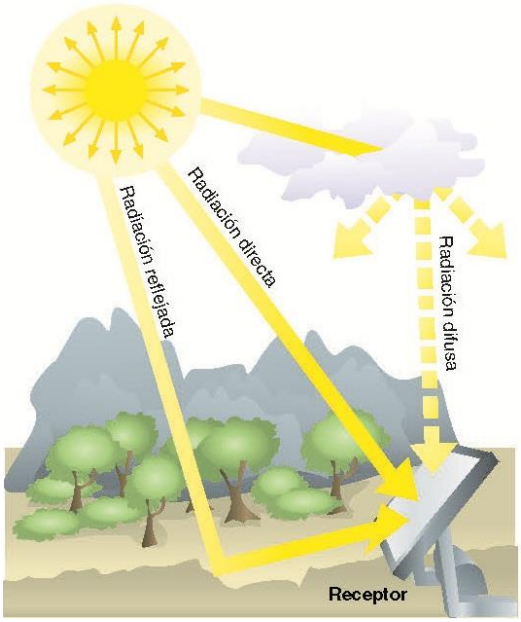


Figura 1.6: Componentes de la radiación solar. Fuente: Permacultura Ecopráctica (2020).

La suma de estas tres radiaciones anteriormente nombradas, forman la llamada radiación solar global. Es decir, es la radiación total que recibe la superficie del receptor (Santamaria & Castejon,2010).

Para medir la radiación solar, se usan dos magnitudes correspondientes a la potencia y energía que llegan a una unidad de superficie. Son las denominadas como irradiancia e irradiación (Santamaria & Callejón, 2010).

- Irradiancia: Radiación incidente o potencia por unidad de superficie. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2) e indica la intensidad de la radiación del Sol (Santamaria & Callejón, 2010).

- Irradiación: Suma de las irradiancias durante un tiempo determinado. Se trata de la cantidad de energía solar recibida a lo largo de un tiempo. Se mide en julios por metro cuadrado por un periodo de tiempo (J/m^2 por hora, día, semana, mes, año, etc. dependiendo el caso). Normalmente, se utiliza como unidad el (W*h)/m^2, y sus múltiplos más comunes kW*h/m^2 y MW*h/m^2 (Santamaria & Callejón, 2010).

1.2.1: Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica se define como la tecnología empleada para el aprovechamiento eléctrico de la energía solar, a partir de las células fotovoltaicas. Con estas células, la radiación del Sol se transforma directamente en electricidad, beneficiándose de las propiedades de los materiales semiconductores. Estos materiales son aquellos cuya conductividad cambia con la temperatura, pudiendo actuar como conductores o aislantes dependiendo de esta variable (Guerrero, 2013).

La transformación directa de la energía del Sol en energía eléctrica es causada por la actuación de la radiación solar sobre los electrones en los materiales semiconductores. Dicho fenómeno es conocido como el efecto fotovoltaico (Méndez & Cuervo, 2008). El cual consigue una diferencia de potencial a partir de luz. El proceso de conversión se inicia cuando los rayos provenientes del sol inciden en la superficie de la célula y son captados por las dos placas de silicio, u otro material conductor, una de las cuales actúa como carga negativa de tipo N y la otra positiva tipo P (Figura 1.7). Una vez captados los rayos del sol, estos producen

una ionización de las cargas haciendo que se separen las cargas positivas de las negativas, lo que origina un movimiento de las cargas positivas al terminal positivo y las negativas al terminal negativo. Con el efecto de atracción natural se produce una circulación de las cargas, que se ven forzadas, hacia el terminal opuesto del conductor que une ambas placas y así se lleva a cabo un proceso de generación de electricidad (Cartes & Villegas, 2014).

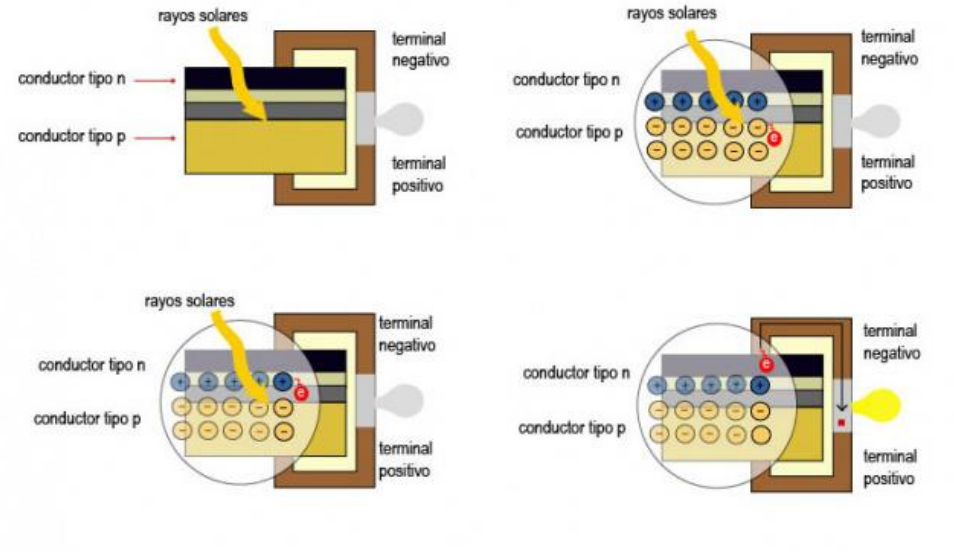


Figura 1.7: Efecto fotovoltaico. Fuente: Salinas (2011).

1.2.2: Componente de una planta solar fotovoltaica

1.2.2.1 Célula solar

El elemento principal de cualquier instalación de energía solar es el generador, que recibe el nombre de célula solar. Se caracteriza por convertir directamente en electricidad los fotones provenientes de la luz del sol. Su funcionamiento se basa en el efecto fotovoltaico.

Una célula solar se comporta como un diodo (componente electrónico fabricado con una unión P-N, que tiene la particularidad de conducir la corriente eléctrica solo en un sentido) la parte expuesta a la radiación solar es la N, y la parte situada en la zona de oscuridad, la P. Los terminales de conexión de la célula se hallan sobre cada una de estas partes del diodo: la cara correspondiente a la zona P se encuentra metalizada por completo (no tiene que recibir

luz), mientras que en la zona N el metalizado tiene forma de peine, a fin de que la radiación solar llegue al semiconductor, lo que se representa en la Figura 1.8 (Díaz & Carmona, 2010).

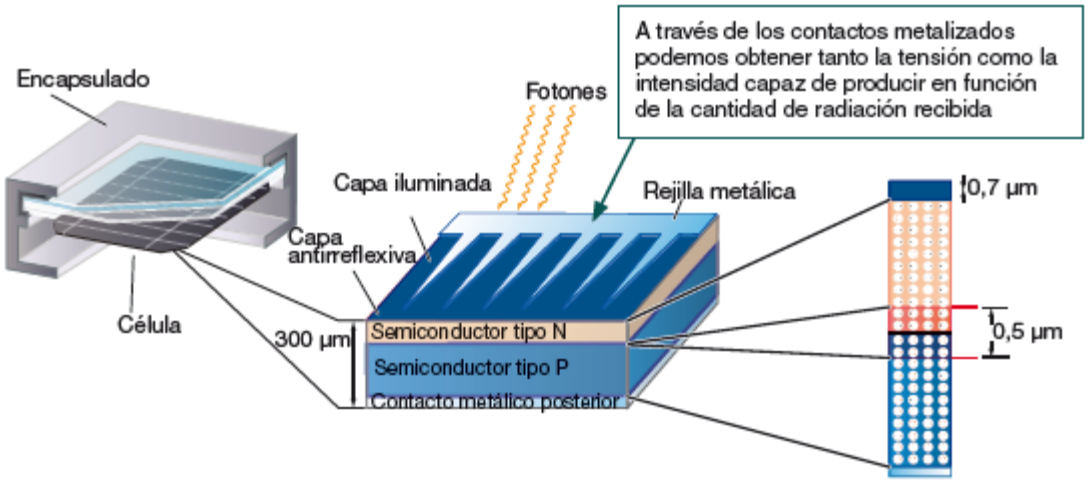


Figura 1.8: Estructura de la célula solar. Fuente: Díaz & Carmona (2010).

En el momento en el que la radiación del sol alcanza la célula en forma de luz solar, la línea que separa ambas caras realiza la función del diodo. Aquellos fotones que tienen energía suficiente e inciden en la célula fotovoltaica, ocasionan el traspaso de los electrones de la capa "p" a la "n", de tal forma que se produce una escasez en la capa "p" y un exceso en la capa "n". Esta diferencia de electrones se trata de la diferencia de voltaje o potencial, pudiéndose utilizar como fuente de energía (D´Addario, 2015). El material semiconductor no acumula energía eléctrica, sino que únicamente la genera, o, mejor dicho, tan solo transforma la energía radiante cuando esta incide sobre el (Fernández, 2010). Finalmente, el conjunto de células interconectadas entre sí y todas ellas selladas, recubierta de vidrio y con un respaldo impermeable, forman lo que llama módulos o paneles fotovoltaicos (D´Addario, 2015).

1.2.2.2 Panel solar

Un panel solar o modulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos

de tensión (6V, 12V, 24V…), que definirán la tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico (Díaz & Carmona, 2010).

Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- Silicio cristalino (monocristalino y multicristalino)
- Silicio amorfo

En la Figura 1.9 se puede observar las diferencias que existen entre ellos.

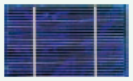
Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocristalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Figura 1.9: Diferencias entre los paneles según la tecnología de fabricación. Fuente: Díaz & Carmona (2010).

Las características eléctricas de los paneles fotovoltaicos según Alcalde (2014) son:

- Pmax: Es la potencia máxima que el panel puede entregar a la carga. Se mide en vatios (W). El valor máximo de potencia que se obtiene del producto de la corriente por la tensión de salida del módulo o panel fotovoltaico.

- Ipmax: Intensidad de corriente a la máxima potencia del panel. Se mide en amperios (A).

- Upmax: Tensión en el punto de potencia máxima. Se mide en voltios (V).

- Isc: Intensidad máxima que se puede obtener en un panel. Se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se produce un cortocircuito.

- Uo: Tensión de vacío, la cual se obtiene en los terminales del panel al no conectar ninguna carga. Se mide en voltios (V).

- Eficiencia y rendimiento (n): Es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente sobre el panel.

Se puede mostrar todos los parámetros fundamentales de un panel o modulo fotovoltaico mediante su curva "voltaje-corriente", esta curva muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (Impp. Vmpp), tensión a circuito abierto (Voc) y corriente de cortocircuito (Isc) de un panel y como varían respecto a la irradiancia que incide sobre ellos con temperatura de condiciones estándar de medida (25°C) (Jerez, 2019).
La intensidad de corriente eléctrica aumenta con la radiación del Sol, mientras que, por otro lado, la tensión permanece casi constante. En la Figura 1.10, se muestran las curvas de tensión e intensidad de un panel fotovoltaico según el nivel de radiación solar (irradiancia)
En buenas condiciones el valor de la irradiancia es de 1000W/m^2, pudiendo variar en función de la latitud o de las condiciones atmosféricas (García, 2015).

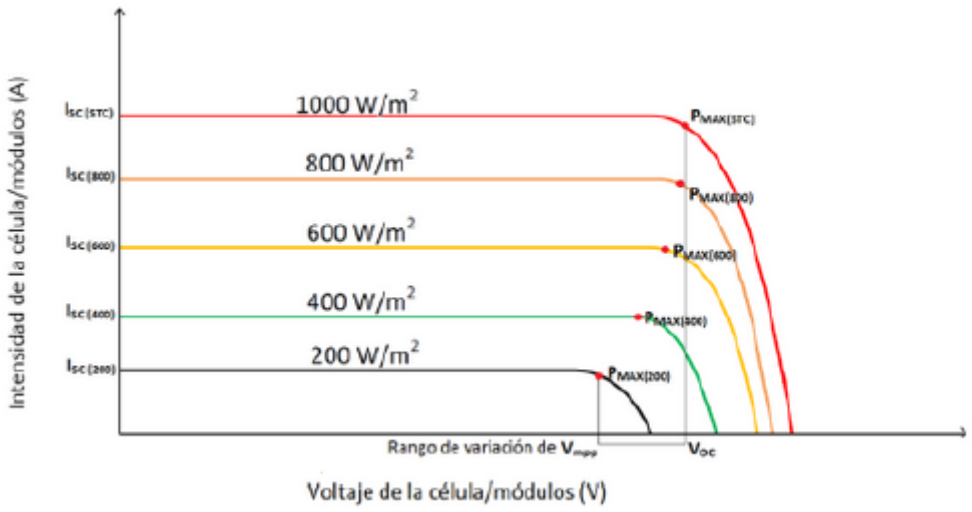


Figura 1.10: Curva I-V para diferentes irradiancias a 25ºC. Fuente: Rodríguez (2017).

La eficiencia de una celda solar se ve afectada por las condiciones ambientales que la rodean, como el polvo, sombras, humedad y temperatura, las que hacen que la curva de carga se modifique. En particular, la temperatura tiene un efecto negativo en el rendimiento del panel; a medida que la temperatura aumenta, el voltaje máximo que puede alcanzar el panel disminuye, como se muestra en la Figura 1.11, con lo que disminuye la potencia generada.

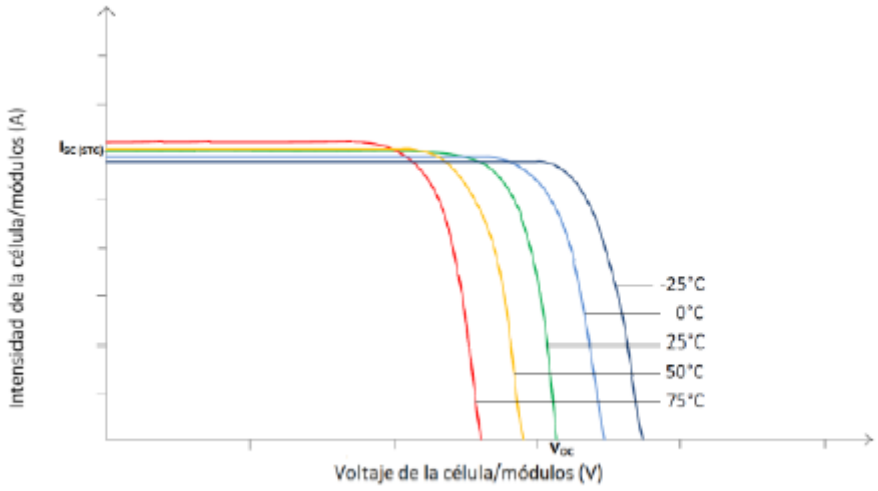


Figura 1.11: Curva I-V para diferentes temperaturas a una irradiancia de 1000 W/m^2.
Fuente: Rodríguez (2017).

El panel solar o Modulo (Figura 1.12) es el encargado de transformar la energía proveniente del Sol, fotones, en energía eléctrica, electrones. La tecnología más usada en la construcción de paneles solares es la de silicio cristalino. Los módulos estarán autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para ser utilizado en instalaciones de generación eléctrica que se conecten a las redes de distribución eléctrica, conforme a lo establecido en la ley 20.571 (CleanPress, 2010).

Figura 1.12: Módulo fotovoltaico. Fuente: CleanPress (2010).

1.2.2.3 Arreglo fotovoltaico

Un arreglo solar es la conexión de varios paneles solares. Según Díaz & Carmona (2010) la conexión eléctrica que se realicen en las células se puede encontrar con diferentes posibilidades, lo cual se representa en la Figura 1.13:

- La conexión en serie de las células permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente.
- La conexión en paralelo permitirá aumenta la intensidad total del conjunto.

Los elementos conectados en serie tienen toda la misma corriente, mientras que los elementos asociados en paralelo tienen toda la misma tensión.

1.2.2.4 Inversor de voltaje

Un inversor (Figura 1.14) de un sistema fotovoltaico es un dispositivo electrónico de potencia, capaz de transformar la corriente continua (CC) proveniente de los módulos en corriente alterna (CA). Esta corriente alterna puede ser inyectada en la red eléctrica o ser consumida directamente. Existe gran variedad de inversores, pero todos ellos deben cumplir con las normas de seguridad y protección a las personas, equipos y la red eléctrica.

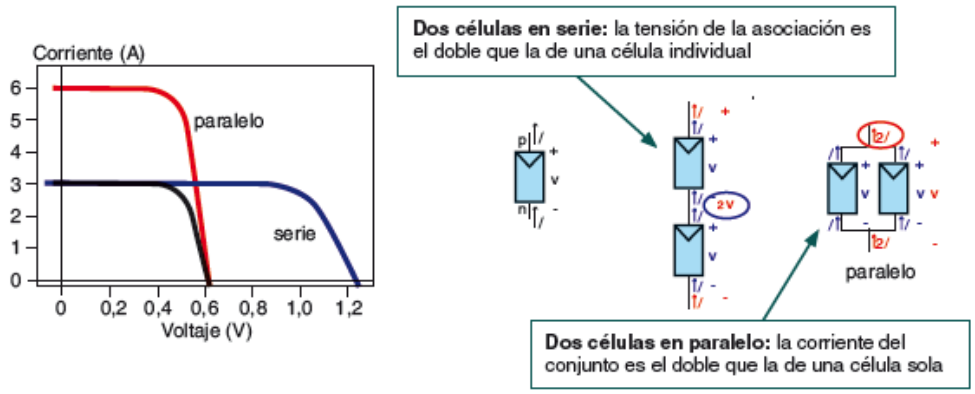


Figura 1.13: Asociación de células solares. Si necesitamos aumentar la tensión, las uniremos en serie; sí lo que queremos es aumentar la corriente, haremos la asociación en paralelo. Fuente: Díaz & Carmona (2010).

Las características que definen el comportamiento del inversor se presentan a continuación (Martín & Fernández, 2007):

- Rendimiento: Cociente entre la potencia activa suministrada por el inversor y la potencia continua que recibe. Los valores máximos de rendimiento se encuentran entre 90% y el 95%.

- Seguimiento del punto de máxima potencia: Es una estrategia de control con la que el inversor trata de mantener al generador trabajando en el punto de máxima potencia. Su finalidad consiste en buscar el máximo aprovechamiento posible de la energía producida por los paneles. La existencia de sombras puede complicar el seguimiento.

- Calidad de la onda: Debe cumplir con las exigencias de la normativa. Los valores de frecuencia y tensión se deben mantener dentro de ciertos límites. La distorsión armónica total también cuenta un límite máximo para la señal de corriente y otro para la de tensión. El desfase existente entre ambas señales debe ser de tal forma que el facto de potencia de la onda se encuentre lo mas cercano a la unidad.

Los parámetros que determinan las características y prestaciones de un inversor son los siguientes (Díaz & Carmona, 2010):

- Potencia: Determina la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas. La gama de potencias en el mercado es enorme; sin embargo, para los sistemas domésticos existen desde 50W (mini inversor situado en cada placa) o 400W (para pequeños campos fotovoltaicos) hasta potencias de varios kilovatios. Muchos modelos están pensados para poderlos conectar en paralelo, a fin de permitir el crecimiento de la potencia total de instalación.

- Fases: Normalmente, los inversores cuya potencia es inferior a 5kW son monofásicos. Los mayores de 15 kW suelen ser trifásicos. Muchos modelos monofásicos pueden acoplarse entre sí para generar corriente trifásica.
- Rendimiento energético: Debería ser alto en total la gama de potencias a las que se trabajara. Los modelos actualmente en el mercado tienen un rendimiento medio situado en torno al 90%. El rendimiento del inversor es mayor cuanto más próximos estamos a su potencia nominal y, con el fin de optimizar el balance energético, es primordial hacer coincidir la potencia pico del campo fotovoltaico y la potencia nominal del inversor. Si se quiere tener un funcionamiento óptimo de la instalación, la potencia de pico del campo fotovoltaico nunca debe ser menor que la potencia nominal del inversor.

- Protecciones: el inversor según debería incorporar algunas protecciones generales, que, como mínimo, serían las siguientes:

    - Interruptor automático: dispositivo de corte automático, sobre el cual actuaran los relés de mínima y máxima tensión que controlaran la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será también automático una vez restablecido el servicio normal en la red.
    - Funcionamiento en isla: el inversor debe contar con un dispositivo para evitar la posibilidad de funcionamiento cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido por debajo de un determinado umbral.

Figura 1.14: Inversor de Voltaje. Fuente: CleanPress (2010).

1.2.2.5 Conductores

Un elemento esencial de cualquier sistema eléctrico son los conductores. El cableado del sistema es el que transporta la electricidad desde la generación a los consumos y en un sistema de generación es de suma importancia su buena selección ya que se deben mantener las pérdidas al mínimo.

En un sistema fotovoltaico se usan dos tipos de conductores, uno para la red de corriente alterna que está desde la salida de los inversores hasta el punto de conexión, y otro cable solar para la red de corriente continua que está desde los paneles fotovoltaicos hasta la entrada de los inversores.

1.2.2.6 Estructuras de soporte

Las estructuras de soporte son soluciones especializadas para montar y orientar los paneles sobre las estructuras en las cuales irán instalados como en la figura, de acuerdo con el diseño de ingeniería entregado. Las estructuras de soporte deben cumplir con la normativa empleada en el país de utilización, que permita la total seguridad de la fijación de los paneles ante variaciones climáticas y sísmicas, además de estar conectados a tierra común.

La estructura de soporte debe cumplir una serie de condiciones:

- Soportar vientos con una velocidad de 150km/h.
- Situar los módulos a una altura sobre el suelo mayor a 1 metro.
- Estar formada por materiales resistentes a la corrosión. La mejor calidad-precio se han conseguido con acero galvanizado en caliente y aluminio anodizado.
- Utilizar para la sujeción de los módulos, tornillería de acero inoxidable o hacer anodizado.
- Asegura un buen contacto eléctrico entre el marco del panel y la estructura, con la finalidad de permitir la protección frente a descargas eléctricas.
- Estar eléctricamente unida a una toma de tierra, la cual cumpla las especificaciones del reglamento de baja tensión
- Ser estática y cerciorar la integración del generador en el medio en el que funciona.

Las diferentes estructuras donde van colocados los módulos son (Chinchilla, 2013):

- Estructura fija: Estructura terrestre con elevación graduable mediante pernos, es de acero galvanizado y está pensada para aquellos módulos con potencia media en adelante.

- Seguidores solares: La función de dicho componente trata de seguir la trayectoria del Sol en todo momento. Para ello, la superficie de los paneles debe encontrarse siempre orientada de forma perpendicular a los rayos solares.

    - Seguimiento cenital: Se trata de un tipo de seguimiento con un solo eje, realizando la trayectoria del Sol desde su posición más baja hasta la más alta, con un eje de rotación horizontal.
    - Seguimiento acimutal: es un tipo de seguimiento de un eje siguiendo el sol desde su posición más oriental hasta la más occidental, con un eje de rotación vertical.

- Seguimiento polar: es un tipo de seguimiento de un eje, el cual realiza el movimiento del sol desde su posición más oriental hasta la más occidental, con un eje de rotación inclinado respecto a la vertical.
- Seguimiento de doble eje: es aquel que consta de dos ejes, es decir, sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental a la más occidental con un eje de rotación vertical, y otro que sigue la trayectoria desde su posición más baja a la más alta. Es la combinación del seguimiento acimutal y cenital.

1.2.2.7 Mantenimiento del sistema fotovoltaico

Los paneles fotovoltaicos generalmente no requieren de mantenimiento, pero se debe tener presente lo siguiente:

- La superficie del panel esté siempre limpia y libre de sombras (árboles u otro obstáculo que impida la incidencia directa de la luz sobre el panel).
- El regulador de carga no requiere ningún mantenimiento.
- El cableado del sistema debe mantenerse en perfectas condiciones, con el fin de evitar sobrecalentamiento de los conductores, para lo cual se recomienda realizar inspecciones periódicas.

1.2.3: Clasificación de una planta fotovoltaica

El concepto de generación fotovoltaica engloba a varios tipos de plantas generadoras, cuyo principio de funcionamiento y generación es el mismo, pero pueden ser diferenciadas tanro técnicamente por su configuración principal, como normativamente por sus niveles de potencia y/o ubicación dentro de un sistema eléctrico de potencia (Carrasco, 2018).

1.2.3.1 Por configuración

- Off grid: En sus orígenes los sistemas fotovoltaicos fueron pensados para funcionar off grid, o desconectados de la red, por las necesidades de utilizar la energía eléctrica en lugares que era imposible o muy costoso llegar con las redes eléctricas, como sectores rurales o muy aislados, estaciones espaciales, embarcaciones, antenas etc.

Un sistema off grid, está aislado de la red eléctrica, y tiene dependencia total de su autogeneración, su funcionamiento depende de la generación de electricidad mediante los paneles fotovoltaicos y el almacenamiento de la energía en batería, ya que el recurso no está disponible en todo tiempo, o los consumos pueden ser en distintos momentos a la generación. Estos sistemas, por sus inherentes limitaciones de recurso, generalmente son híbridos, contando con generadores diésel o a gasolina de respaldo, como también con sistemas eólicos que lo acompañan, como se ve en la Figura 1.15. Están compuestos principalmente por: Paneles Fotovoltaicos, reguladores de carga, baterías, inversores.

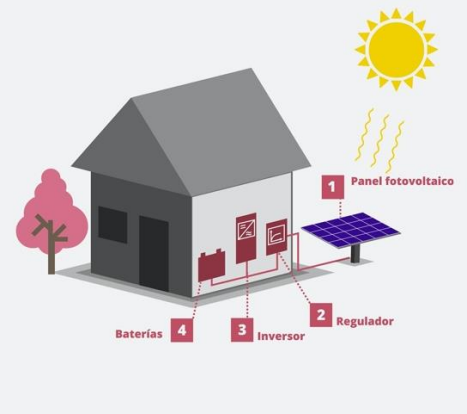


Figura 1.15: Sistema Off Grid (aislado de la red). Fuente: Mirosolar (2018).

- On grid: Los sistemas on grid o conectados a la red, son los más comunes en la actualidad, existen desde pequeños sistemas hogareños, pasando por sistemas industriales hasta grandes centrales de decenas de mega Watts de potencia. Son sistemas que funcionan conectados y sincronizados con la red externa. La energía que producen puede ser consumida por cargas propias y también inyectada en la red para el consumo externo. En los últimos años y gracias a la caída sostenida de los precios de paneles fotovoltaicos, se ha vuelto muy rentable este tipo de sistemas, lo cual ha causado una alta penetración de energías renovables del tipo solar fotovoltaica en las redes tanto a nivel de transmisión como de distribución. Los sistemas on grid, como se ve en la Figura 1.16, están compuestos principalmente por paneles fotovoltaicos, inversores y medidor bidireccional además de forma opcional pueden contar con sistemas de almacenamiento de energía como baterías.

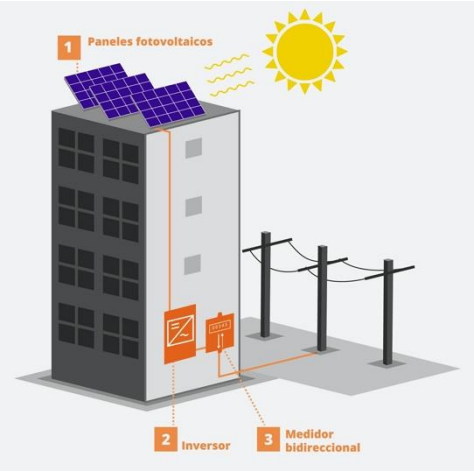


Figura 1.16: Sistema On Grid (conectado a la red). Fuente: Mirosolar (2018).

1.2.3.2 Por niveles de potencia

- Grandes centrales: Las grandes centrales, son plantas fotovoltaicas a gran escala, generalmente desde decenas hasta cientos de mega Watts de potencia instalada. En Chile se encuentran conectadas al sistema eléctrico nacional a través de líneas de transmisión, en donde inyectan su energía. Son coordinadas por un operador central CEN, el cual es el ente encargado de despacharlas cuando es necesario, es decir, controla el momento y la cantidad de energía que es inyectada y vendida. Los productos que venden son energía y potencia los cuales se valorizan a distintos precios según el mercado en el que esté inserto, sin embargo, su producto principal es la energía la cual es valorizada y vendida en los siguientes mercados:

    - Mercado Spot: Mercado en el cual todas las generadoras están insertas, el precio de energía es valorizado al costo marginal del momento en que se realiza la inyección, es el mercado más riesgoso debido a las altas variaciones en los precios, ya que estos fluctúan dependiendo de los costos variables de las distintas centrales que operan con diferentes tecnologías.

    - Mercado de Contratos: este mercado está dividido en dos:
        - PPA: Contrato directo con clientes libres, donde el precio de la energía es acordado por ambas partes.

        - Licitaciones Reguladas: Contrato con empresas distribuidoras, en los cuales las distintas generadoras ofertan sus precios a distintos bloques de energía, estos precios están estabilizados.

- PMG y PMGD: Los PMG (Pequeños medios de generación) y PMGD (Pequeños medios de generación distribuida), son centrales de generación menores a 9MW de potencia instalada, los cuales tienen como producto, energía y potencia. Ambos al igual que las grandes centrales pueden participar de los mercados Spot y de contratos, además de tener régimen de precio estabilizado (precio nudo de energía de Corto Plazo), debiendo permanecer en el régimen, al menos durante 4 años.

  Las diferencias que encontramos entre una central PMG y otra PMGD son las siguientes:
    - PMG: Está conectada a la red de transmisión, y sujeto a la coordinación del CEN, pero puede optar a auto despacho si se trata de ERNC.
    - PMGD: No está sujeto a coordinación, funciona con auto despacho. Está conectado al sistema de distribución.

- Netbilling o Generación distribuida: Son pequeñas centrales conectadas a la red de distribución, con potencia instalada igual o menor a 300 kW según nuevas modificaciones a la ley. Son consumidores de la red los cuales pueden generar su propia energía e inyectar sus excedentes de esta a la red. A diferencia de las centrales mayores, su único producto es la energía, estas pequeñas centrales no están sujetas a despacho o coordinación, toda su generación es auto consumida o inyectada a la red, véase Figura 1.17, esto quiere decir que se cuenta con demanda infinita de su producto. Funcionan de forma autónoma, es decir para su correcta operación no requiere un equipo de ingeniería o control, solo es necesario realizar las mantenciones y limpiezas preventivas para su buen funcionamiento.

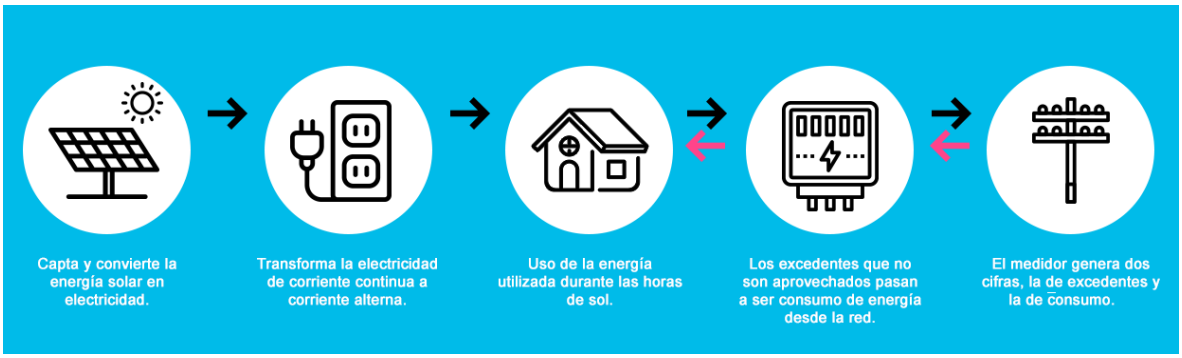


Figura 1.17: Sistema Netbilling (generación distribuida). Fuente: ENEL (2021).

1.3: GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN CHILE

1.3.1: Definición del concepto

Históricamente, debido a las características propias de las fuentes naturales de energía, los sistemas de generación siempre estuvieron alejados de los puntos de consumo, por lo que siempre hubo la necesidad de conectar la generación y los consumos por medio de largas líneas de transmisión en alta tensión.

Sin embargo, actualmente existen tecnologías que permiten la generación de energía en los mismos puntos de consumo, o cerca de ellos, como generadores diésel, cogeneración de electricidad y calor, celdas de combustible, aerogeneradores, y paneles fotovoltaicos.

Esto ha propiciado la generación conectada directamente a los sistemas de distribución, desde donde nace el concepto de generación distribuida. De esta manera, se puede entender la generación distribuida como la generación eléctrica desde hogares, comercios o industrial, y que se encuentra instalada en las redes de distribución (Webinar MinEnergía, 2018).

1.3.2: Esquemas tarifarios

Los sistemas de generación distribuida están pensados para estar conectados a la red, intercambiando energía con ella, ya sea inyectando o consumiendo, según sea la necesidad en el punto de conexión.

De esta manera las inyecciones que se realicen a la red pueden descontarse del cobro de energía consumida, reduciendo la cuenta de electricidad para el dueño de las inyecciones.

Existen tres formas para conectar proyectos de energías renovables para el autoconsumo a la red eléctrica: sistemas sin inyección a la red (Decreto 8/2019, pliego técnico normativo RIC

N9: Sistemas de autogeneración, sistemas con inyección a l red sin fines comerciales (Art 149 bis y siguientes de la LGSE) y sistemas con inyección a la red con fines comerciales o PMGD (Art,149 de la LGSE). Cada uno otorga derechos y deberes, los que deben ser evaluados para seleccionar el marco regulatorio que más se ajuste al tipo de proyecto que se desea implementar (NAMA, 2020).

1.3.3: Legislación vigente

En Chile, hasta el año 2012, solo las generadoras podían inyectar energía a la red, hasta que en agosto de 2012 se promulgo la ley N°20.571, conocida como ley NetBilling, o de generación distribuida, que modifico la LGSE sobre tarifas eléctricas de distribución.

Esta ley permitió por primera vez que los usuarios, dueños de equipos de generación, pudiesen inyectar sus excedentes de energía a la red, de acuerdo con ciertas regulaciones y restricciones técnicas. Estableció un mecanismo de reconocimiento de las inyecciones por esquema NetBilling.

El cálculo del precio de la energía inyectada no considera los mismos factores que en el caso de la energía consumida, ni tampoco se considera una valorización por potencia inyectada. En definitiva, se reconoce solo la generación de energía, valorizando las inyecciones a un precio menor que la energía consumida.

Para regularizar el procedimiento de conexión, la cantidad de inyecciones y la manera en que estas se valorizan se estableció en la ley que debía existir un reglamento, y que la ley no entraría en vigencia hasta que se publicara el reglamento. El reglamento se publicó en el año 2014, pudiendo los duelos de equipos de generación propia a partir de entonces inyectar sus excedentes a la red.

La normativa define la generación distribuida como “Medios de generación distribuida”, definidos como medios de generación conectados en redes de distribución, y comprende los equipamientos de generación y los pequeños medios de generación distribuida.

Un EG se define como una unidad o conjunto de unidades de generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, que se conectan a la red de distribución a través del empalme de un usuario o cliente. También comprende las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.

Los PMGD, a su vez, se definen como medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9.000 kilowatts, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público. (Troncoso, 2020).

En noviembre de 2018, se publicó y entro en vigencia la ley N°21.118 que modifico algunos aspectos introducidos a la LGSE por la ley N° 20.571, reemplazando de cierta manera a esta ley. En concreto, los puntos más relevantes de la actual LGSE en materia de generación distribuida son:

- Los clientes regulados de no más de 300kW de capacidad instalada de generación, por medios renovables o de cogeneración eficiente, pueden inyectar sus excedentes a la red de distribución local, siendo esta energía valorizada y descontada de la boleta o factura del usuario, por parte de la compañía de distribución correspondiente.
- Se pueden traspasar los excedentes de energía a otras instalaciones de un mismo propietario ("Equipamiento de generación individual con descuentos remotos").
- Los usuarios pueden coordinarse para crear un único sistema de generación comunitario, y operarlo de manera de aprovechar los excedentes de energía para disminuir los cobros de energía de todos los participantes por parte de la compañía de distribución (equipamiento de generación conjunto).
- Los descuentos son aplicables a todos los cargos de la boleta incluyendo los cargos fijos, lo que hace posible descontar una boleta incluso hasta hacerla cero.
- Los excedentes no descontados ni traspasado se pueden pagar a clientes finales con potencia conectada de generación inferior a 20kW, o personalidades jurídicas sin fines de lucro con potencia conectada de generación hasta 50 kW, o clientes que puedan demostrar que sus instalaciones fueron originalmente diseñadas para el autoconsumo.
- Si un cliente que genera excedentes no cumple con las condiciones anteriores, luego de 5 años sus excedentes pasan a ser un ahorro para todos los usuarios de la misma comuna.

- El procedimiento de conexión del equipamiento de conexión a la red está regulado por el reglamento y por la norma técnica de conexión y operación de equipamientos de generación (NT NetBilling).
- Las instalaciones deben contar con medidor bidireccional, además de otros equipos, todos autorizados por la SEC. En particular, las instalaciones fotovoltaicas deben contar con inversores y módulos fotovoltaicos autorizados por la SEC, y la instalación debe ser ejecutada e inscrita por un electricista autorizado por la SEC.

1.3.4: Aspectos comunitarios

La ley 21.118 estableció la posibilidad de que los usuarios finales sujetos a fijación de precios se agrupen para inyectar sus excedentes de energía a la red de distribución a través de sus respectivos empalmes, por medio de un "Equipamiento de Generación Conjunto".
Para ello, todos los clientes deben estar conectados a la red de distribución del mismo concesionario de servicio público y acreditar la propiedad conjunta del equipamiento de generación eléctrica.
Deberán suscribir un contrato en que se estipule, al menos, la identificación completa de todos los usuarios, sus domicilios, la participación de cada uno de ellos en la propiedad del equipamiento de generación, los requisitos mínimos que deberán cumplir las reglas de repartición de las inyecciones, y el porcentaje mínimo o máximo de inyecciones que un usuario en particular puede recibir. También se especifica que ninguno de los usuarios podrá ejercer una posición dominante respecto de los otros (Troncoso, 2020).

1.3.5: Valorización de las inyecciones

El precio de inyecciones se valoriza al valor de la energía, correspondiente al precio de nudo de energía que contenga las menores perdidas de la compañía de distribución. Esto significa que el precio de la energía:

- No considera cargos por servicio público;
- No considera cargos por uso del sistema de transmisión;
- No considera perdidas en las líneas de distribución;

- No considera uso de la infraestructura de la distribución (VAD);
- Ni tampoco considera impuesto al valor agregado.

Su valorización debes ser publicada por las compañías de distribución, y dependerá del lugar (comuna), y de la tensión a la que se conecte el empalme (BT o AT) donde se realizan las inyecciones. En la practica el valor de la energía inyectada debiese corresponder al valor del cargo por energía, sin considerar impuestos. (Troncoso, 2020).

1.3.6: Reglamento y normativas técnicas vigentes

1.3.6.1 Normativas de construcción

Existen ciertas normativas dictaminadas por el Ministerio de Vivienda y urbanismo en lo que respecta a las normas técnicas que debe cumplir un inmueble. Luego de realizar las instalaciones correspondientes al proyecto en la techumbre, se debe verificar que esta siga cumpliendo con las normativas correspondientes, esta son:

- Como mínimo el techo fue diseñado para una sobrecarga de techo de 30 [kgf/m^2]
- Que el techo fuera diseñado originalmente considerando al menos, las cargas aplicables de uso, es decir, viento, nieve y sismo.

Considerando que la estructura soporte y los módulos fotovoltaicos pesan aproximadamente entre 15-20 [kgf/m^2], los techos que se hayan construido de acuerdo a la normativa son, en principio viables para instalar un sistema fotovoltaico. Esto último es la mayoría de los casos, salvo ciertas estructuras metálicas que han sido construidos como patios de sombra o multicanchas techadas.

1.3.6.2 Techos en buen estado

Un techo se compone de una cubierta, una estructura soportante y del material de la construcción (Muros). Para la instalación de un sistema fotovoltaico se recomienda que estos

componentes estén en buenas condiciones, cuyas características son presentadas a continuación:

- Techumbre: Parte de una edificación que comprende desde el cielo del recinto mas elevado hasta la cubierta; es el conjunto de la estructura y la cubierta.
- Cubierta: Parte exterior de la techumbre de un edificio, que lo asila y evita el paso de lluvia, nieve, sol, etc. Por lo anterior, una buena cubierta debe satisfacer ciertas condiciones básicas tales como: ser impermeable al agua, resistente a la acción de la intemperie, y en lo posible ser también un obstáculo la propagación del fuego; además de ser liviano y tener una larga vida útil.
- Estructura soportante de la cubierta: Es la destinada a soportar sobre si la cubierta y todas las otras instalaciones a que se ve sometida la techumbre. Generalmente, en viviendas se utiliza madera como estructura soportante, para edificaciones de mayor luz se utiliza acero y en otros casos se utiliza hormigón armado.

Es importante que, una vez realizada la instalación de los paneles fotovoltaicos, reparaciones sobre cualquiera de los elementos mencionados arriba serán difíciles de realizar. Por tanto, se debe asegurar previo a la instalación que no existan daños como goteras, corrosión, erosión, oxidación, desprendimientos de material, perforaciones o grandes manchas por la humedad, entre otros.

1.3.6.3 Techumbre incompatible

Existen dos materiales incompatibles con la instalación de un sistema fotovoltaico, estos son fibrocemento (pizarreño) presente en las cubiertas, y el adobe utilizado como material de construcción. Adicionalmente, las techumbres con formas curvas también pueden ser incompatibles. En ambos casos se debe a la fragilidad de los materiales, que no soportarían el proceso de instalación de los paneles solares y su permanencia posterior.
Los materiales recomendables para estos casos son, hormigón armado, acero estructural, madera estructural (incluye madera laminada encolada), albañilería armada y albañilería confinada. Una fuente válida para evaluar el techo disponible es recomendable la NCh433 Og. 1996 Mod. 2009.

2: PROBLEMA

Chile ha comprometido a ser un país carbono neutral antes del 2050, contribuyendo a enfrentar como país la crisis climática y a mejorar la calidad de vida de la ciudadanía por la consecuente disminución de contaminantes locales (Ministerio del medio ambiente, 2015).

Hoy el país se encuentra en plena transición energética por lo que se hace necesario ir incorporando cada vez más energías renovables y robusteciendo los sistemas de transmisión, con más inversiones y nuevos energéticos limpios.

La aprobación de la Ley de Netbilling que regula la Generación Distribuida en Chile, permite que las empresas puedan instalar sistemas solares para su autoconsumo generando y consumiendo energía limpia, incentivando así a acelerar la transición energética.

En este contexto Cervecería CODA ubicada en la comuna de Casablanca, región de Valparaíso dentro de su modelo de negocio a nivel medioambiental se ha comprometido a cuidar el uso del recurso energía y agua en sus procesos, para lo cual ha establecido un objetivo de desarrollo sostenible, a través de la incorporación en sus procesos de energía accesible y no contaminante.

3: OBJETIVOS

3.1: OBJETIVO GENERAL

- Establecer la prefactibilidad técnica-económica de un sistema de autoabastecimiento eléctrico en base a paneles fotovoltaicos para la empresa CODA, ubicada en la comuna de Casablanca, Valparaíso.

3.2: OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Identificar la situación actual de la demanda eléctrica en cervecería CODA.
- Proponer el diseño de un sistema de autoabastecimiento eléctrico en base a paneles fotovoltaicos.
- Determinar la viabilidad económica del sistema propuesto mediante indicadores financieros.

4: METODOLOGÍA

La Figura 4.1 presenta las etapas necesarias para el alcance de los objetivos planteados en el capítulo anterior.

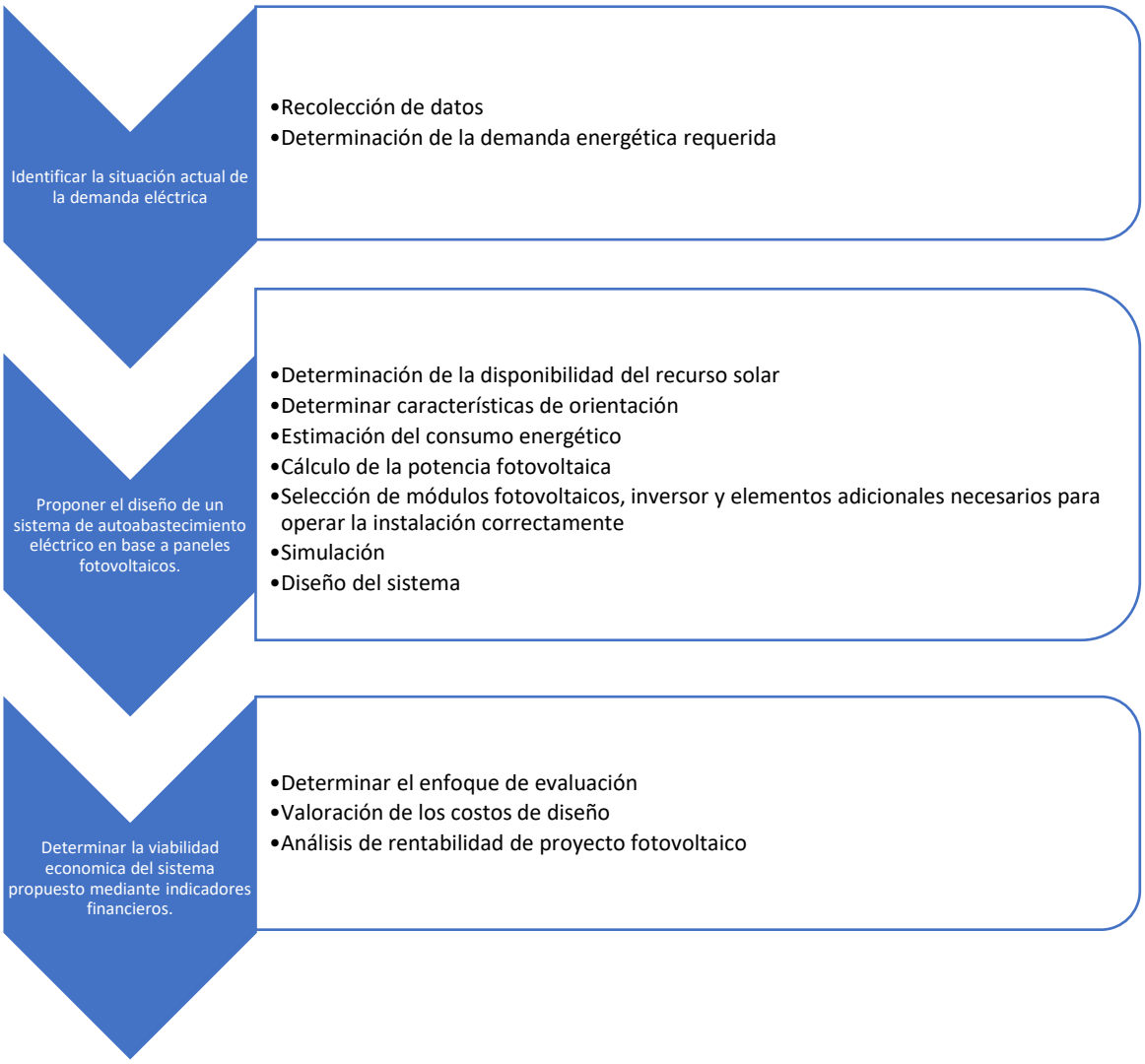


Figura 4.1: Esquema de la metodología del trabajo de título

4.1: RECOLECCIÓN DE DATOS

En primera instancia se realizó un levantamiento de información de la empresa CODA, donde se obtuvo datos necesarios para la elaboración del proyecto. Esta etapa se efectuó mediante entrevista informal a personal de la organización además de una visita a terreno e investigación respecto al consumo energético. Esta actividad se realizó con la finalidad de obtener datos respecto a la demanda energética, características del terreno para lo cual se llevó a cabo una reunión con socios de la organización a los cuales se les solicito información sobre características del lugar de emplazamiento del proyecto como ubicación geográfica, historial de consumo energético, situación actual energética, requerimientos energéticos a cubrir y datos del área a intervenir.

4.2: DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE LA CONFIGURACIÓN TÉCNICA

Para evaluar el dimensionamiento y diseño de la planta en base a paneles fotovoltaicos se consideraron los elementos descritos a continuación.

La radiación solar dependerá de la hora del día, época del año y condiciones climáticas, por eso es relevante un buen dimensionamiento para obtener una correcta orientación e inclinación del sistema que logre obtener el mejor provecho a la radiación incidente en la ubicación especifica (Ministerio de Energía, 2017d).

En algunas oportunidades la generación no coincide con el consumo y se producen excedentes de electricidad que pueden inyectarse a la red de distribución para ser comercializados con la distribuidora o mercado eléctrico, según el marco regulatorio por el que se opere. Cuando esto ocurre, los excedentes de energía inyectados a la red son contabilizados con un medidor bidireccional.

Cuando el consumo eléctrico es mayor que la generación de energía fotovoltaica, la electricidad consumida es toda la energía generada por el sistema fotovoltaico sumado a la energía de la red que se utiliza para dar abasto con la demanda.

La generación de energía de un sistema solar fotovoltaico depende también de su eficiencia, tamaño y ubicación. Generalmente, cada panel tiene una potencia nominal entre 250 y 450 [Wp] y la cantidad de paneles que se instalen determinará el tamaño del sistema fotovoltaico. En general, la generación de energía se calcula considerando aspectos como la radiación solar potencial, orientación e inclinación del sistema fotovoltaico, eficiencia de los componentes principales (paneles, inversor(es), cableado), sombra que pueda recibir el sistema considerando: (topografía o directa por elementos del paisaje ej. arboles), otras perdidas debido a acumulación de suciedad (polvo) sobre el panel, así como por tiempo de apagado para mantenciones.

Para la evaluación y estimación del sistema solar fotovoltaico se debe describir como estimar la capacidad de energía que puede extraerse de la radiación solar, con el propósito de analizar la factibilidad de este recurso para la generación de energía eléctrica.

Para dimensionar el sistema fotovoltaico de generación de electricidad se deben considerar estos aspectos:

- Establecer consumo eléctrico mensual dentro del establecimiento.
- Dimensionar el generador fotovoltaico (cantidad de paneles), de acuerdo a la irradiación de la ubicación
- Dimensionar el inversor
- Seleccionar los equipos

4.2.1: Determinación de la demanda energética requerida

El primer paso por seguir bajo este esquema de diseño fue determinar la cantidad de energía que se requiere generar. Para esto se tomó como referencia un periodo de tiempo de un año y se analizó el historial de consumo del cliente.

Los insumos necesarios para determinar la energía a producir se obtienen desde las boletas de la compañía de distribución considerando el periodo comprendido por el último año. A partir de las cuales se puede determinar el requerimiento energético del cliente.

La potencia de un sistema fotovoltaico para el autoconsumo depende, entre otros aspectos, del consumo eléctrico. Esto, ya que la instalación del sistema fotovoltaico tiene como

principal objetivo disminuir la dependencia eléctrica del establecimiento del sistema interconectado, logrando así disminuir los gastos por consumo eléctrico. Esto último puede solo ser logrado por medio del autoconsumo de la energía generada por el sistema fotovoltaico.

Al momento de dimensionar la planta fotovoltaica y estimar su rendimiento, es un factor crítico el identificar los niveles de radiación solar en el sector donde se llevará a cabo el proyecto, y como esta radiación varia durante el día, y en los diferentes periodos del año. El correcto dimensionamiento de la planta fotovoltaica permitirá optimizar la relación de inversión/rendimiento del sistema, de manera que la energía generada sea mayoritariamente auto consumida. El ahorro generado debido al no consumo de energía desde la red será lo que permitirá evaluar la rentabilidad del proyecto, por lo que el correcto dimensionamiento será clave para el éxito del proyecto.

Para poder determinar la inversión del proyecto, se debe determinar cuál es la potencia máxima que se podría instalar en el establecimiento estudiado.

Para esto se debe conocer los siguientes indicadores:

- Mes de mayor consumo energético
- Mes de menor consumo energético
- Generación de energía fotovoltaica anual

El último indicador consiste en un estimativo de la energía fotovoltaica que puede obtenerse anualmente en el sector donde se encuentra el inmueble, con una planta fotovoltaica de 1 kiloWatt de potencia instalada (kWh/ kWp*año). Este indicador puede obtenerse desde la herramienta publica “Explorador de Energía Solar para el autoconsumo”. Dicho software genera un informe de generación fotovoltaica, permitiendo modificar las características del sistema fotovoltaico evaluado, tanto en su capacidad instalada (kW), características de la estructura y del sistema de paneles fotovoltaicos. Entre los datos entregados para la locación obtenida se encuentra la producción diaria de energía, el total anual (Ga) y el factor de planta.

Se debe determinar cuál es el consumo de energía que se desea satisfacer con los paneles, es decir, el consumo de referencia. A partir de este consumo se debe determinar el diseño del sistema fotovoltaico.
El dimensionamiento se hace para el mes de menor y para el mes de mayor consumo durante un año calendario, por lo que se debe encontrar cuanta energía produce un panel durante esos meses, utilizando la Ecuación 4.1.

$$Potencia\ de\ un\ sistema\ FV\ mes\ i = (\frac{Consumo\ electrico\ mes\ i}{Generacion\ energia\ electrica\ mes\ i})$$

Ecuación 4.1: Valor de potencia máxima de un sistema FV.

Se debe tener en consideración que el mes de máxima capacidad a instalar debe ser inferior a los 300 kWp para cumplir con lo establecido por la ley 21118. Sin embargo, la capacidad real que se podrá instalar también está determinado por la superficie disponible para llevar a cabo dicha instalación. Este aspecto de los requerimientos, serán evaluados en la sección siguiente.

4.2.2: Determinación de la disponibilidad del recurso solar

La disponibilidad se obtiene a partir de las coordenadas geográficas del lugar donde se realizó la determinación de la disponibilidad del recurso solar. Para esto se utilizó el explorador solar del Ministerio de Energía, registrando el valor de irradiación total promedio en el periodo.

4.2.3: Selección de módulos fotovoltaicos

El siguiente paso en el proceso de diseño consistió en la selección de los módulos fotovoltaicos a utilizar. Para esto se consideraron varias opciones de forma de comparar los resultados obtenidos en cada caso. La selección debió tomar módulos certificados por la SEC, cuyo listado puede encontrarse en el Anexo 9.1.
Dado que diferentes módulos resultaran en diferentes configuraciones para el arreglo se escogió aquella que resulte en un arreglo de menor tamaño y que cumpla con las restricciones de espacio establecidas por la superficie que esté disponible para la instalación de los paneles.

4.2.4: Selección del inversor y configuración del arreglo PV

El siguiente aspecto dentro del procedimiento de diseño consistió en configurar el arreglo de paneles fotovoltaicos. A partir de esto se determinó el número de paneles que se conectarán en serie y cuantas ramas de paneles se dispondrán en paralelo. Para esto fue necesario seleccionar el inversor a utilizar puesto que a partir de ello se determinó la tensión del arreglo y se pudo hacer un adecuado arreglo de paneles e inversor.

En este sentido se debió comenzar con la selección del inversor a utilizar. Para ello se escogió uno de los inversores certificados por la SEC, los que cuentan con la autorización correspondiente como para ser conectados a la red de distribución.

El inversor seleccionado tuvo que ser de potencia en corriente continua levemente superior a la que producirá el arreglo de paneles fotovoltaicos.

Una vez escogido el inversor se registraron los valores de tensión máxima, rango de tensiones donde el inversor es capaz de seguir el punto de máxima potencia, y la corriente máxima de entrada del inversor. Con estos valores se determinó la cantidad de paneles que se requiere en serie para formar una cadena y cuantas de estas cadenas son necesarias de conectar en paralelo.

Una vez configurado el arreglo se debió verificar que la tensión de máxima potencia obtenida se encuentre dentro del rango admisible de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor. Como regla general el valor de tensión de máxima potencia para irradiación nominal del arreglo debiera estar sobre el valor medio del rango correspondiente de forma de que el inversor pueda seguir sin problemas el punto de máxima potencia para un amplio rango de condiciones de radiación solar.

En este punto vale la pena mencionar que en la configuración del arreglo se debe siempre considerar el uso de paneles del mismo modelo y tipo y nunca se debe configurar arreglos utilizando diferentes tipos de paneles.

4.2.5: Simulación

Para el desarrollo del proyecto se realizaron simulaciones, utilizando principalmente dos herramientas esenciales: la base de datos del Explorador Solar, extraída desde su sitio web,

y el software de simulación fotovoltaica PVSyst en su versión demo (versión 7.2), que se detallan a continuación.

4.2.5.1 Explorador solar

Un grupo de investigadores nacionales desarrollaron el "Explorador Solar" por medio de un proyecto en conjunto con el Ministerio de Energía, que involucra una base de datos que incluye la información desde 2004 hasta 2016 a una resolución horizontal de 90 metros sobre Chile continental e insular. Los resultados se basan en datos de análisis globales para forzar un modelo de transferencia radiactiva para la irradiancia solar en el cielo despejado y un modelo empírico basado en datos satelitales para condiciones de nubosidad. Estos resultados fueron validados utilizando 140 estaciones de irradiancia solar de todo el país y el proceso se documentó en el trabajo de Molina, Flavey & Rondanelli, (2017).

El resultado final del desarrollo de esta investigación está a disposición del público, de forma gratuita, con diferentes herramientas en línea y de tipo geográficas denominadas "exploradores", los cuales han sido diseñados como herramientas destinadas al análisis de los recursos renovables que permiten de manera gráfica realizar una evaluación preliminar del potencial energético sobre cualquier ubicación definida por el usuario, aunque no sustituye mediciones en terreno.

4.2.5.2 PVSyst

El software seleccionado para simulación de datos es PVSyst demo 7.2, el cual permite crear un proyecto conectado a la red, realizar construcciones, usar escenarios con sombreado tridimensional y cargar información meteorológica de sitios específicos. Para esto último, el programa permite ingresar los datos de forma manual mes a mes, o bien, cargar un archivo en formato ".CSV" con la información, que puede exportarse directamente desde la base de datos del explorador solar, ya que estos datos meteorológicos son más actualizados en comparación a los que vienen por defecto cargados en el software.

Luego de haber definido el sitio y las entradas meteorológicas del proyecto, se procede a crear la primera variable considerando los datos meteorológicos importados.

Los parámetros básicos de entrada que solicita el software son la definición de la orientación y el sistema fotovoltaico propiamente tal. A continuación, se explica a grandes rasgos que contempla cada uno de ellos.

- Orientación

Esta sección del programa solicita ingresar el tipo de campo donde ira montada el sistema fotovoltaico es decir si se trata de paneles con orientación fija o con seguimiento de un eje o de dos, y las respectivas opciones posibles dentro de cada caso. Además, solicita indicar los ángulos de inclinación del plano y acimut.

- Sistema

Este ítem considera la selección de parámetros técnicos o de equipos tales como módulos fotovoltaicos, inversor y configuración de ellos (serie o paralelo). De manera opcional es posible ingresar restricciones de diseño a la simulación, como valor límite de potencia nominal deseada o la superficie en m2 del sistema.
De forma complementaria, el programa PVSyst trae incorporada una biblioteca de equipos disponibles para la simulación, tanto de módulos como de inversores con variedad de potencias nominales y tecnologías en cada caso. Para concluir la sección de sistema y proceder a la simulación, se debe definir cuantos módulos en serie y en paralelo se conectarán respectivamente y la cantidad de inversores que cubrirían la demanda requerida.
De manera opcional se puede indicar potenciales perdidas que tendría el sistema, asociadas a factores de fricción de corriente, eficiencia del módulo, polvo y suciedad, entre otros. Esta información no es condicionante para el modelamiento del sistema fotovoltaico.
Una vez definida la orientación y los equipos que compondrán el sistema es posible ejecutar la simulación. Si se busca más precisión en los resultados o se desea obtener datos adicionales, puede configurarse también un sombreado en el lugar o definir objetos que obstaculicen el paso de la radiación al sistema, agregar precios de algunos de los equipos o información sobre el financiamiento o la inversión, para generar un reporte económico.
La simulación del sistema en el software de cálculo arroja resultados más fiables que si se hiciera de manera manual, ya que tiene en cuenta una serie de factores que hacen que el

resultado no se sobredimensione (Aguaded, 2018). Del programa se obtiene un informe final con los resultados de la simulación donde se engloba todos los elementos de la instalación y una serie de gráficas que sirven de ayuda para entender la instalación de manera visual.

4.3: EVALUACIÓN ECONÓMICA

La evaluación tiene por objetivo establecer la conveniencia técnico-económica de ejecutar el proyecto para así tomar una decisión respecto a la ejecución del proyecto. Para esta evaluación se utilizó un enfoque costo-beneficio. Para realizar este estudio se propusieron tres métodos: valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y payback o periodo de recuperación.

4.3.1: Valor Actual Neto (VAN)

El método del VAN mide el aumento o disminución de la riqueza de los inversionistas que produce la realización del proyecto que se evalúa, y para calcularlo se necesitaron los flujos de caja futuros del proyecto y su vida útil. El cálculo del VAN se hace con la Ecuación 4.2, y en caso de que el resultado sea mayor que cero, el proyecto se acepta; si es menor a cero se rechaza; y si es igual a cero, es indiferente hacerlo o no (Puga, 2011).

$$VAN = \sum_{n=0}^{N} \frac{I_n - E_n}{(1+i)^n}$$

Ecuación 4.2: Valor actual neto.

I_n representa los ingresos y E_n representa los egresos (generando el Flujo Neto). N es el número de periodos considerado.

La vida útil de una instalación de generación fotovoltaica suele ser entre 20 y 25 años, por lo que se consideró un horizonte de evaluación de 25 años y una tasa de descuento anual del 10%, valor ampliamente aceptado para evaluar proyectos (Miranda, 2016).

4.3.2: Tasa Interna de Retorno (TIR)

Este criterio evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual se igualan los ingresos y egresos. Mide la rentabilidad promedio que tiene un determinado proyecto y matemáticamente, corresponde a aquella tasa de descuento que hace el VAN igual a cero, el cual se calcula según la Ecuación 4.3 (Ministerio de Desarrollo Social, 2013).

$$VAN = -I + \sum_{n=0}^{N} \frac{Q_i}{(1+TIR)^i} = 0$$

$$r = \frac{-I + \sum_{i=1}^{n} Q_i}{\sum_{i=1}^{n} i * Q_i}$$

Ecuación 4.3: Tasa interna de retorno.

Donde Q_i es el Flujo de Caja en el periodo i.

4.3.3: Periodo de recuperación de capital

El payback o periodo de recuperación de capital es un criterio para evaluar inversiones que se define como el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de una inversión. Es un método estático para la evaluación de inversiones.

Por medio del payback sabemos el número de periodos (normalmente años) que se tarda en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de una inversión. Lo que es crucial a la hora de decidir si embarcarse en un proyecto o no (Velayos, 2014).

5: RESULTADOS

5.1: SITUACIÓN ACTUAL DE SUMINISTRO ELÉCTRICO DE LA EMPRESA CODA

5.1.1: Localización de la Cervecería

El proyecto está localizado en la comuna de Casablanca, Región de Valparaíso, en terreno de empresas CAIMI, donde se encuentra la empresa Cervecera CODA. En ella, se tiene disponible dos cubiertas para poder emplazar el proyecto, las cuales son 1 galpón de aproximadamente 1937 m^2, con una orientación oeste, la cual no es la óptima para este tipo de proyectos, ya que busca idealmente una orientación norte, además de encontrarse arboles cercanos los cuales pueden provocar sombras, disminuyendo el rendimiento de la planta, por lo que ella es descartada. La segunda opción es un terreno plano de aproximadamente 45570 m^2, con orientación norte y no presenta objetos cercanos que pudiesen provocar sombras, por lo que este es el seleccionado para evaluar el proyecto.

El terreno está ubicado en las coordenadas 33°18'3.82" latitud sur 71°24'44.76" longitud oeste. Por el suroeste limita con la carretera ruta CH-68 camino a Valparaíso (Figura 5.1).

Figura 5.1: Ubicación Cervecería y áreas disponibles. (Fuente: Google Earth (2021).

5.1.2: Determinación de la demanda energética a suministrar

Los datos entregados por el registro de consumo mensual de la planta Cervecera entre los meses de abril 2020 y mayo 2021 equivalente a un año (12 meses) se muestran en la Figura 5.2.

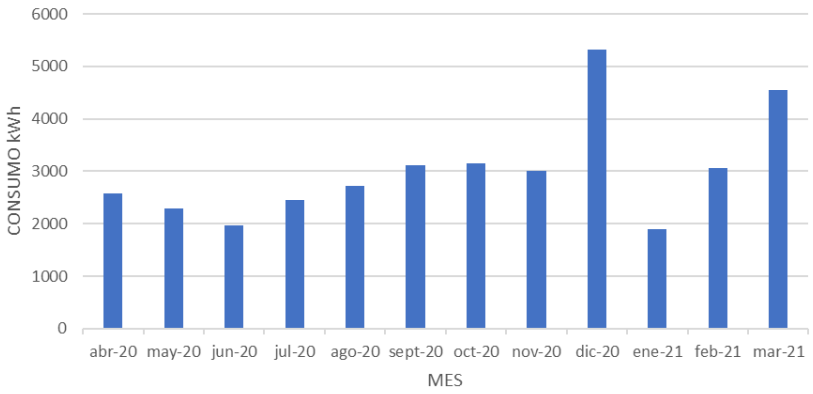


Figura 5.2: Demanda energética de abril 2020 a mayo 2021 de la Cervecería CODA.

Con esta información, se verifica que la energía promedio mensual para la planta Cervecera, entre abril 2020 y marzo del 2021 fue de 3012 kWh. Donde la mayor parte del consumo energético van desde el mes de septiembre a marzo, observando un comportamiento oscilatorio en la potencia, detectándose peak en diciembre 2020 y marzo 2021 que se alejan del comportamiento promedio. La demanda máxima anual se produce en el mes de diciembre, en cambio, la demanda mínima es en el mes de enero como lo muestra la Tabla 5.1, para lo cual se estimará el consumo a evaluar en estos meses de mayor y menor demanda energética.

Tabla 5.1: Consumo energético de la Cervecería CODA en los meses.

Demanda Energética Cervecería CODA		
MES	**CONSUMO (kWh)**	**CONSUMO DIARIO (kWh/día)**
abr-20	2572,7	85,76
may-20	2299,3	76,64
jun-20	1965,2	65,51
jul-20	2453	81,77
ago-20	2721,2	90,71
sept-20	3122,7	104,09
oct-20	3149,7	104,99
nov-20	3012,4	100,41
dic-20	5327,9	177,60
ene-21	1902,2	63,41
feb-21	3059,4	101,98
mar-21	4558,3	151,94
Total	**33021,3**	**1100,71**

5.2: SISTEMA DE AUTOABASTECIMIENTO ELÉCTRICO A PARTIR DE PANELES FOTOVOLTAICOS

A partir de la información geográfica del lugar, se determinó la disponibilidad del recurso solar mediante la herramienta online explorador solar.

5.2.1: Sombras

El explorador solar utiliza una base de datos de altura del terreno de 90 m de resolución. Además, se consideró la topografía dentro de un radio de 180 km, desde el sitio del proyecto, con el objetivo de obtener las sombras proyectadas por los obstáculos topográficos en el entorno del sitio.

Sobre las sombras topográficas se presenta información de dos formatos, el primero es para un año promedio con evolución mensual (Figura 5.3). En segundo lugar, se presenta por medio de la Figura 5.4, la información gráfica para un día promedio con la evolución horaria.

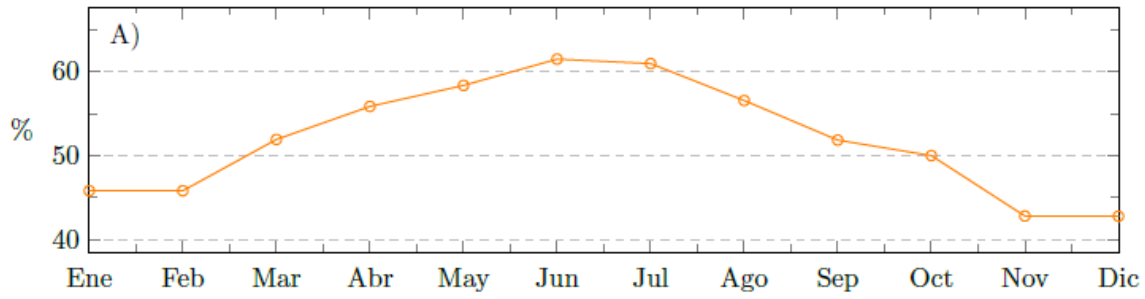


Figura 5.3: Ciclo anual de frecuencia de sombras. Fuente: Ministerio de Energía (2021).

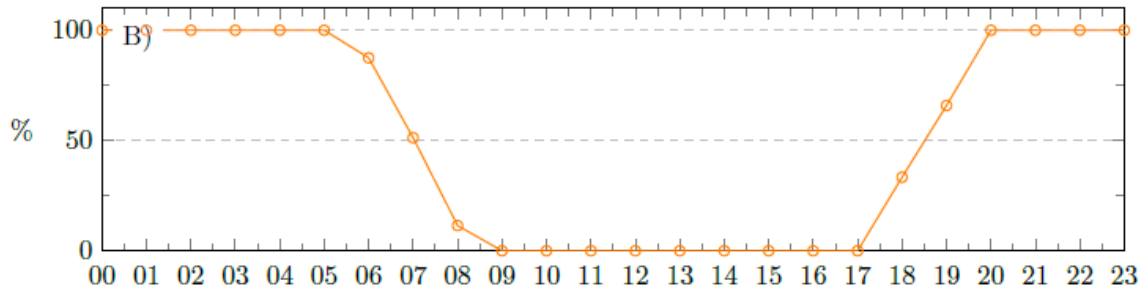


Figura 5.4: Ciclo diario de frecuencia de sombras. Fuente: Ministerio de Energía (2021).

A partir de la Figura 5.4, se observa que en promedio la zona seleccionada para el rango horario entre las 9:00 y 17:00, considerado en un día promedio es nula la presencia de sombras (0%). Estos valores, sin embargo, no consideran el impacto de otro tipo de obstáculos, como edificios, arboles, cables, etc. Hasta la fecha no existen edificios de altura superior al plano del terreno que puedan generar sombras sobre él. En caso de que eventualmente se construya en el terreno colindante, sería necesario considerar dicho impacto en el estudio de las sombras y eficiencia del sistema.

5.2.2: Nubosidad

La nubosidad es la componente atmosférica que remueve mayor cantidad de radiación incidente. A partir de imágenes satelitales de GOES, por medio del explorador solar se obtuvo la frecuencia de nubosidad para cada hora y mes, considerando solo horas diurnas. De manera análoga a las sombras topográficas, éstas se presentan en la Figura 5.5, representando valores mensuales para un año promedio. En la figura 5.5 también se presenta la variación horaria.

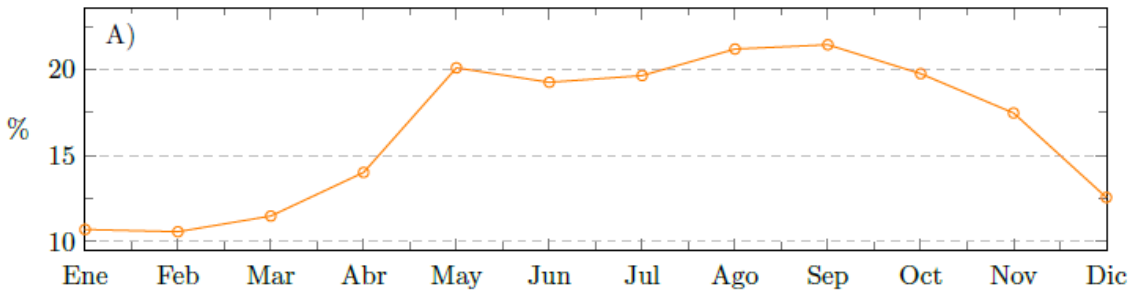


Figura 5.5: Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna. Fuente: Ministerio de Energía (2021).

La mayor frecuencia de nubosidad diurna (Figura 5.6), para la ubicación del proyecto, se observa entre los meses de mayo y octubre, con un porcentaje de 20,09% y 20,43% respectivamente, siendo el peak de nubosidad en el mes de septiembre.

Además, las horas al día con mayor porcentaje de nubosidad se detectan entre las 07:00 y las 15:00, aproximadamente con un comportamiento peak a las 08:00 con un 47,85 % de nubosidad, para luego ir disminuyendo durante el día (Figura 5.6).

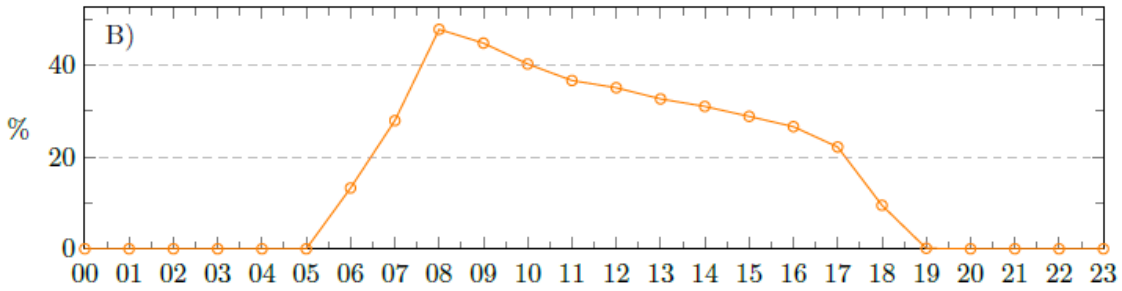


Figura 5.6: Ciclo diario de frecuencia de nubosidad diurna. Fuente: Ministerio de Energía (2021).

5.2.3: Radiación

A continuación, se muestran los promedios de la radiación global, directa y difusa, las cuales son incidente sobre un plano horizontal y sobre un plano orientado hacia el norte, con una inclinación equivalente a la latitud del sitio. En primer lugar, en la Figura 5.7 se presenta la información mensual para un año promedio. De los datos obtenidos se desprende que los meses que presentan mayor radiación van desde septiembre a abril, siendo estos los mismos en los cuales la planta Cervecera presenta un mayor consumo de energía eléctrica de acuerdo con lo visto en la sección 5.2.1. Análogamente, la Figura 5.8 entrega información por horas para un día promedio.

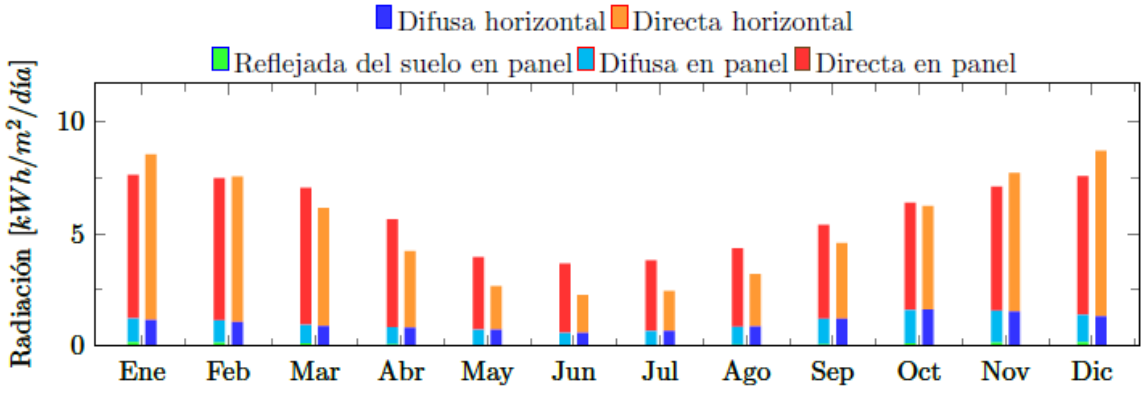


Figura 5.7: Promedio mensual de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo. Fuente: Ministerio de Energía (2021).

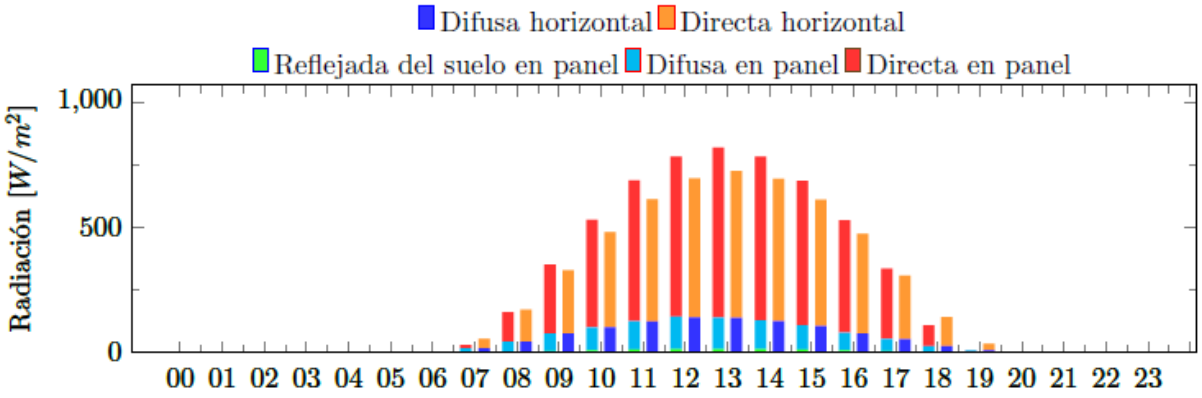


Figura 5.8: Promedio horario de la insolación diaria incidente en un plano horizontal y en un plano inclinado, separada en sus componentes directa, difusa y reflejada del suelo. Fuente: Ministerio de Energía (2021).

5.2.4: Inclinación Optima

Mediante explorador solar y según las coordenadas del proyecto en función de un azimut -19° correspondiente al lugar de estudio, obtendremos las radiaciones presentes en la Tabla 5.2. Según diferentes inclinaciones, un ángulo 18º optimiza los meses de mayor radiación, un ángulo de 33º es el óptimo para el lugar de estudio y un ángulo de 48º optimiza los meses de menor radiación.

Tabla 5.2: Radiación e inclinación en los meses.

	Radiación (kWh/m²/día)				
Azimut	**-19°**				
Inclinación	**18°**	**28°**	**33°**	**43°**	**48°**
Enero	8,38	8,23	7,81	7,18	6,84
Febrero	7,82	7,8	7,62	7,23	6,99
Marzo	6,88	6,99	7,07	6,97	6,85
Abril	5,15	5,34	5,61	5,74	5,75
Mayo	3,49	3,66	3,95	4,15	4,21
Junio	3,14	3,34	3,67	3,92	4
Julio	3,28	3,47	3,78	3,99	4,06
Agosto	3,94	4,08	4,3	4,41	4,43
Septiembre	5,21	5,3	5,42	5,39	5,33
Octubre	6,54	6,53	6,44	6,19	6,02
Noviembre	7,68	7,55	7,22	6,74	6,44
Diciembre	8,35	8,16	7,67	7,01	6,62
Anual	**69,86**	**70,45**	**70,56**	**68,92**	**67,54**

Utilizando el criterio del mes critico mencionado en la sección 4.2.1 para aprovechar la máxima energía disponible y a partir de la Tabla 5.2 de radiaciones según inclinación y la Tabla 5.1 de registro de consumo eléctrico anual, se obtuvo la Tabla 5.3 donde se presenta el cociente entre el consumo y la radiación mensuales, entregando el área (m^2) de paneles solares a instalar que entregaría la energía suficiente para abastecer a la empresa CODA durante el mes correspondiente.

Para la propuesta solo de autoconsumo, para cada inclinación se buscó el menor de los coeficientes entre todos los ángulos, correspondiente al mes de enero para una inclinación de 18º (ver Tabla 5.3). Por lo tanto, este fue el ángulo de inclinación de los módulos, que se utilizó para maximizar la energía recibida durante el año

Para la propuesta de autoconsumo más venta de energía, para cada inclinación se buscó el menor de los mayores valores de los cocientes para cada ángulo considerado, el cual correspondió con el momento del año donde la relación consumo de energía y la irradiación disponible será mayor por lo que habrá que asegurar el suministro de energía, en este caso el mes de junio para los ángulos (18º y 28º) y diciembre para los ángulos (33º, 43º y 48º). Posterior a esto, se seleccionó el menor coeficiente de todos ellos, para evitar un excesivo sobre dimensionamiento, en este caso correspondió al valor de 23,15 correspondiente al ángulo 33º de inclinación (ver Tabla 5.3).

Tabla 5.3: Valores de área de paneles requeridos para cada mes indicado, de acuerdo al consumo e irradiación respectivos.

	Área de Paneles Requerida (m²)				
Azimut	**-19°**				
Inclinación	**18°**	**28°**	**33°**	**43°**	**48°**
Enero	**7,57**	7,70	8,12	8,83	9,27
Febrero	13,04	13,07	13,38	14,11	14,59
Marzo	22,08	21,74	21,49	21,80	22,18
Abril	16,65	16,06	15,29	14,94	14,91
Mayo	21,96	20,94	19,40	18,47	18,21
Junio	20,86	19,61	17,85	16,71	16,38
Julio	24,93	23,56	21,63	20,49	20,14
Agosto	23,02	22,23	21,09	20,57	20,48
Septiembre	19,98	19,64	19,20	19,31	19,53
Octubre	16,05	16,08	16,30	16,96	17,44
Noviembre	13,07	13,30	13,91	14,90	15,59
Diciembre	21,27	21,76	**23,15**	25,33	26,83

5.3: ESTUDIO TÉCNICO

Las opciones analizadas para la empresa CODA son la de solo autoconsumo utilizando el mes de menor demanda energética correspondiente al mes de enero para así no sobredimensionar el sistema y que la energía producida asegure el autoconsumo por parte de la empresa cervecera, la segunda opción analizada corresponde al autoconsumo más la venta de energía por medio de pago de tarifa de inyección regulada por la ley 20.571 utilizando como criterio él de mayor demanda energética correspondiente al mes de diciembre.

5.3.1: Simulación y propuesta fotovoltaica para el lugar de estudio

Por medio del software PVsyst demo 7.2 y utilizando como parámetros de entrada la información meteorológica y demanda energética obtenida, se desarrollaron dos simulaciones, la primera considerando solo el autoconsumo eléctrico y la segunda considerando el autoconsumo más la venta de energía, que permitieron dimensionar el sistema solar fotovoltaico en el lugar seleccionado para el presente estudio.

Para definir la orientación del sistema, se ingresaron dos ángulos de inclinación, del plano y azimut. Además, se seleccionó el tipo de terreno que corresponde a la estructura donde ira el montaje, que sería un plano inclinado fijo, ya que los módulos se consideraron sin seguimiento de la trayectoria solar.

En cuanto a los ángulos, se selecciona un acimut de -19, correspondiente a la comuna de Casablanca. Por su latitud para la inclinación se utilizó un ángulo de 18º para la propuesta de autoconsumo como lo muestra la Figura 5.9, el cual optimiza la irradiación anual en el lugar seleccionado para el mes, según lo indicado en la sección 5.2.4 y para la propuesta de autoconsumo más venta de energía se utilizó un ángulo de 33 º segundo lo indicado en la sección 5.2.4.

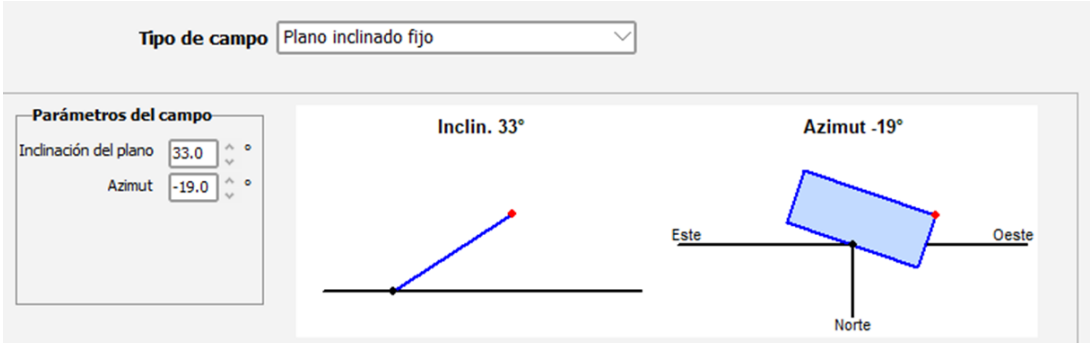


Figura 5.9: Simulación de la inclinación 33º y azimut -19.

5.3.2: Simulación 1: Generación eléctrica solo para el autoconsumo

5.3.2.1 Componentes de la instalación

Posteriormente, se definieron los parámetros técnicos del sistema fotovoltaico en el software.

- **Módulos:** Se consideraron módulos monocristalinos ya que presentan una mayor eficiencia, en base a lo revisado en la sección 1.2.2.2. Los cuales fueron módulos marca JA SOLAR de 445[Wp] modelo JAM78-S10-445-MR autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, ver Anexo 9.1.1 . Cotizado en TRICEC CENTER por $129.948 .- (IVA Incl.) la unidad.

- **Inversor:** Se seleccionó marca Canadian Solar inc de 12 kW modelo CSI-12K-T400-GL01-E autorizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, esto considerando la potencia estimada para evaluación que en este caso fue de 10kWp. La cual fue seleccionada en base al mes de menor demanda energética, justificando así satisfacer parte de la demanda y no sobredimensionar el sistema fotovoltaico, ver Anexo 9.1.2. Cotizado en TECNORED por $1.134.326.- (IVA Incl.) la unidad.

- **Cableado:** Se tuvo dos tipos de cableado, en la parte de DC existe el cable de 4mm exigido por el fabricante de la placa y en la parte de AC, se contó con un cableado que soporte la intensidad del inversor.

- **Estructura de soporte de placas:** Estructura de aluminio de alta resistencia ensamblada mediante tornillería de acero inoxidable y tornillería auto taladrante zinc-niquelada lo cual lo hace resistente a la corrosión con el paso del tiempo. Material de fabricación de aluminio concretamente, ver Anexo 9.1.3. Cotizado en Natural Energy por 149.990 (IVA Incl.) x 4 paneles.

5.3.2.2 Parámetros de diseño

Posteriormente, se definieron los parámetros técnicos del sistema fotovoltaico en el software como se presenta en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Parámetros de diseño del sistema en la simulación 1.

PARÁMETROS DE DISEÑO	
Inclinación	18°
Modulo FV [Wp]	445
Serie	16
Paralelo	2
Numero de módulos	32
Superficie m^2	69
Potencia FV máxima (kW)	13
Factor rendimiento	0,862
Inversor (kWac)	12
Cantidad inversores	1
Producción del sistema (kWh/año)	19.811

Se obtuvo una configuración de 16 módulos en serie y 2 cadenas en paralelo, por lo que se logra un total de 32 módulos. Utilizando una superficie de 69 m^2, la cual tiene un factor de rendimiento de 0,862 y una producción anual de 19.811 kWh/año.

La Figura 5.10 muestra las producciones normalizadas por energía (kWh) instalada del conjunto fotovoltaico, donde se observó la energía útil producida a la salida del inversor en color burdeos, el porcentaje de pérdidas del generador fotovoltaico en color morado y perdidas del inversor en verde. En general las pérdidas son mayores en los meses de verano, donde existe mayor producción energética y temperatura. En total la energía efectiva obtenida a la salida del inversor es de un 86.02%.

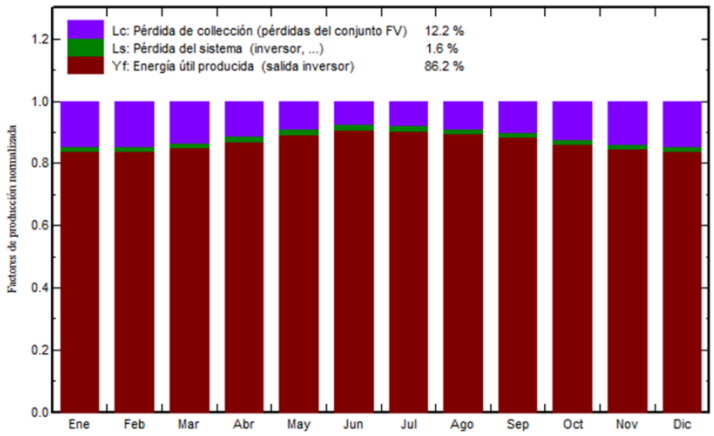


Figura 5.10: Producciones normalizadas por unidad de energía (kWh) para la simulación 1.

En la Tabla 5.5 se muestran los datos entregados por la simulación energía efectiva generada a la salida del inversor, energía demanda por el usuario, energía de la red y porcentaje de reducción del consumo. La energía efectiva a la salida del inversor es capaz de cubrir una parte de la energía demanda por la empresa Cervecera CODA un 54.7% del total del consumo para el año de estudio.

Tabla 5.5: Valores de energía (kWh) y reducción de consumo mensual para la simulación 1.

	Energía efectiva a la salida del inversor	Energía demandada por el usuario	Energía de la red	Reducción en el consumo (%)
Enero	1900	1902,2	2,2	99,8
Febrero	1947	3059,4	1112,4	63,6
Marzo	1939	4558,3	2619,3	42,5
Abril	1435	2572,7	1137,7	55,8
Mayo	1129	2299,3	1170,3	49,1
Junio	933	1965,2	1032,2	47,5
Julio	1109	2453,0	1344,0	45,2
Agosto	1371	2721,2	1350,2	50,4
Septiembre	1648	3122,7	1474,7	52,8
Octubre	1970	3149,7	1179,7	62,5
Noviembre	2126	3012,4	886,4	70,6
Diciembre	2276	5327,9	3051,9	42,7
Total	19783	36144	16361	54,7

En la Figura 5.11 se compara la energía a la salida del inversor frente a la energía demandada. A partir del segundo año de operación y en los siguientes, la producción de la planta se reduce en un 0,7% anual, correspondiente al valor promedio de disminución de rendimiento anual de los paneles fotovoltaicos. Por ello y considerando este escenario, se calculó una

proyección de rendimientos el cual se resume la Tabla 5.6, para ser utilizados en la evaluación económica.

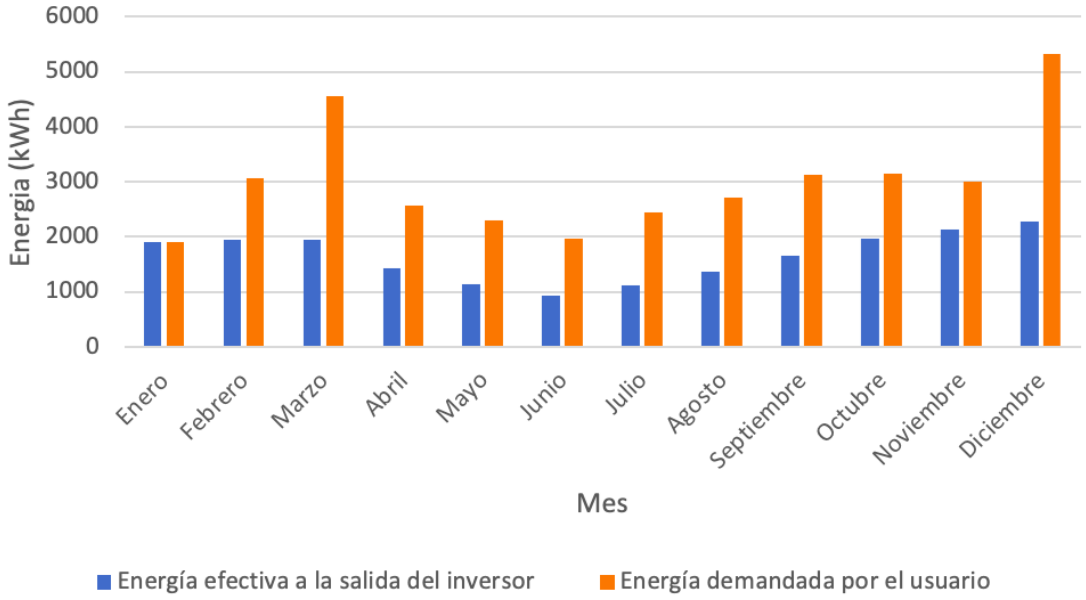


Figura 5.11: Energía a la salida del inversor v/s energía demandada.

Tabla 5.6: Valores de rendimiento y producción de energía anual para la simulación 1.

Año	Rendimiento	Producción de E [kwh/año)
1	100	19783
2	99,30	19644,52
3	98,60	19507,01
4	97,91	19370,46
5	97,23	19234,87
6	96,55	19100,22
7	95,87	18966,52
8	95,20	18833,75
9	94,54	18701,92
10	93,87	18571,00
11	93,22	18441,01
12	92,56	18311,92
13	91,92	18183,74
14	91,27	18056,45
15	90,63	17930,06
16	90,00	17804,54
17	89,37	17679,91
18	88,74	17556,15
19	88,12	17433,26
20	87,51	17311,23
21	86,89	17190,05
22	86,28	17069,72
23	85,68	16950,23
24	85,08	16831,58
25	84,49	16713,76

5.3.3: Simulación 2: Generación eléctrica autoconsumo más venta de energía

5.3.3.1 Componentes de la instalación

Los parámetros técnicos del sistema fotovoltaico en el software.

- **Módulos:** Se consideraron módulos monocristalinos ya que presentan una mayor eficiencia. Los cuales fueron módulos marca JA SOLAR de 445[Wp] modelo JAM78-S10-445-MR autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ver Anexo 9.1.1. Cotizado en TRITEC CENTER por $129.948 .- (IVA Incl.) la unidad.

- **Inversor:** Se seleccionó marca Canadian Solar inc de 33 kW modelo CSI-25K-T400-GL02-E autorizado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, esto considerando la potencia estimada para evaluación que en este caso fue de 35kWp. La cual fue seleccionada en base al mes de mayor demanda energética, justificando así satisfacer la demanda y sobredimensionar el sistema fotovoltaico para generar un excedente de energía los meses de menor consumo he inyectarlos a la red para generar un beneficio económico, ver Anexo 9.1.2. Cotizado en TECNORED por $2.074.082.- (IVA Incl.) la unidad.

- **Estructura de soporte de placas:** Estructura de aluminio de alta resistencia ensamblada mediante tornillería de acero inoxidable y tornillería auto taladrante zinc-niquelada lo cual lo hace resistente a la corrosión con el paso del tiempo. Material de fabricación de aluminio concretamente, ver e Anexo 9.1.3. Cotizado en Natural Energy por 149.990 (IVA Incl.) x 4 paneles.

5.3.3.2 Parámetros de diseño

Posteriormente, se definieron los parámetros técnicos del sistema fotovoltaico en el software como se presenta en la Tabla 5.7.

Se obtuvo una configuración de 13 módulos en serie y 6 cadenas en paralelo, por lo que se logra un total de 78 módulos. Utilizando una superficie de $169m^2$, la cual tiene un factor de rendimiento de 0,865 y una producción anual de 49.298 kWh/año.

Tabla 5.7: Parámetros de diseño del sistema en la simulación 2.

PARÁMETROS DE DISEÑO	
Inclinación	33°
Modulo FV [Wp]	445
Serie	13
Paralelo	6
Numero de módulos	78
Superficie m2	169
Potencia FV máxima (kW)	34,2
Factor rendimiento	0,865
Inversor (kWac)	33
Cantidad inversores	1
Producción del sistema (kWh/año)	49.298

La Figura 5.12 muestra las producciones normalizadas por energía (kWh) instalada del conjunto fotovoltaico, donde se observó la energía útil producida a la salida del inversor en color burdeos, el porcentaje de pérdidas del generador fotovoltaico en color morado y perdidas del inversor en verde. En general las pérdidas son mayores en los meses de verano, donde existe mayor producción energética y temperatura. En total la energía útil producida a la salida del inversor es de un 86.5%.

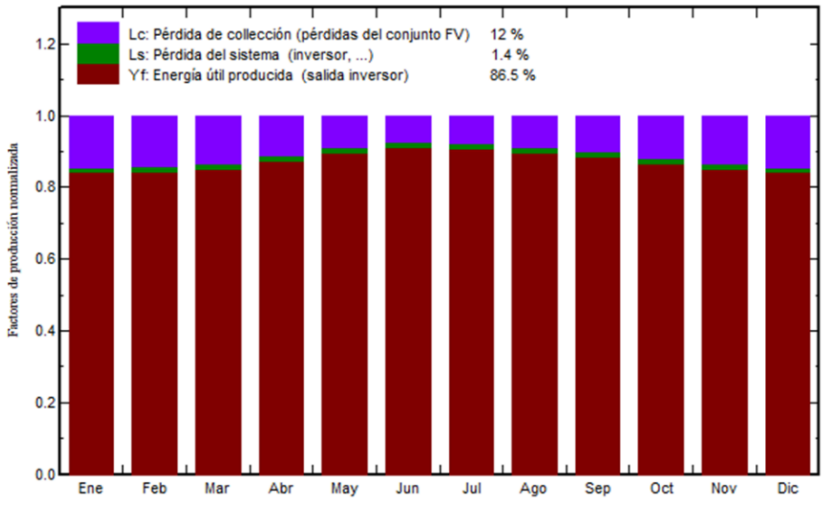


Figura 5.12: Producciones normalizadas por kWh para la simulación 2.

En la Tabla 5.8, se muestran los datos entregados por la simulación energía efectiva generada a la salida del inversor, energía inyectada a la red, energía demandada por el usuario, energía de la red y porcentaje de reducción del consumo. La energía efectiva a la salida del inversor es capaz de cubrir el total de la energía demanda por la empresa Cervecera CODA llegando consumo de energía de la red a 0 produciendo excedentes que son valorizados al inyectarse a la red de distribución eléctrica. La energía producida por el sistema en un año llega a superar a la demanda anual de la cervecería.

Tabla 5.8: Diferentes valores de energía (kWh) y reducción de consumo mensual para la simulación 2.

	Energía efectiva a la salida del inversor	Energía demandada por el usuario	Energía Inyectada a la red	Energía de la red	Excedente de energía (%)
Enero	5587	1902,2	3684,8	0	194
Febrero	4765	3059,4	1705,6	0	56
Marzo	4735	4558,3	176,7	0	4
Abril	3511	2572,7	938,3	0	36
Mayo	2753	2299,3	453,7	0	20
Junio	2274	1965,2	308,8	0	16
Julio	2704	2453	251	0	10
Agosto	3343	2721,2	621,8	0	23
Septiembre	4026	3122,7	903,3	0	29
Octubre	4831	3149,7	1681,3	0	53
Noviembre	5203	3012,4	2190,6	0	73
Diciembre	5566	5327,9	238,1	0	4
Total	49298	36144	13154	0	36,4

En la Figura 5.13 se compara la energía a la salida del inversor frente a la energía demandada, donde se observa que en los meses de mayor radiación es donde se producen la mayor cantidad de energía efectiva incluso superando a la energía demanda por el usuario por lo que se genera un excedente el cual es inyectado a la red de distribución eléctrica, obteniéndose beneficios económicos debido a la venta de esta energía.

A partir del segundo año de operación y en los siguientes, la producción de la planta se reduce en un 0,7% anual, correspondiente al valor promedio de disminución de rendimiento anual de los paneles fotovoltaicos. Por ello y considerando este escenario, se calculó una proyección de rendimientos el cual se resume en la Tabla 5.9.

En la Tabla 5.10 se detalla la distribución anual de la energía eléctrica producida, indicada en la Tabla 5.9, pero dividida entre la utilizada como autoconsumo en la empresa y la

disponible como excedente para la venta, proyectada para los próximos 25 años, para ser utilizados en la evaluación económica.

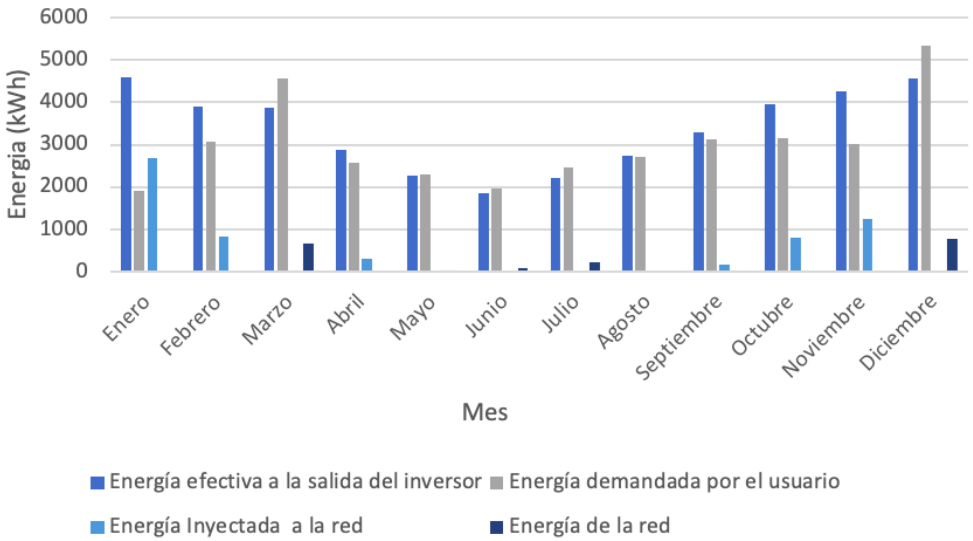


Figura 5.13: Energía producida, inyectada y requerida desde la red, de forma mensual para la simulación 2.

Tabla 5.9: Valores de rendimiento y producción de energía anual para la simulación 2.

Año	Rendimiento	Producción anual de Energía (kWh/año)
1	100	49298,00
2	99,30	48952,91
3	98,60	48610,24
4	97,91	48269,97
5	97,23	47932,08
6	96,55	47596,56
7	95,87	47263,38
8	95,20	46932,54
9	94,54	46604,01
10	93,87	46277,78
11	93,22	45953,84
12	92,56	45632,16
13	91,92	45312,74
14	91,27	44995,55
15	90,63	44680,58
16	90,00	44367,81
17	89,37	44057,24
18	88,74	43748,84
19	88,12	43442,60
20	87,51	43138,50
21	86,89	42836,53
22	86,28	42536,67
23	85,68	42238,92
24	85,08	41943,24
25	84,49	41649,64

Tabla 5.10: Valores de rendimiento, producción eléctrica para autoconsumo y excedente para venta en la simulación 2.

Año	Rendimiento	Producción eléctrica para autoconsumo (kWh/año)	Producción eléctrica venta excedente (kWh/año)
1	100	36144	13154
2	99,30	36144	12808,91
3	98,60	36144	12466,24
4	97,91	36144	12125,97
5	97,23	36144	11788,08
6	96,55	36144	11452,56
7	95,87	36144	11119,38
8	95,20	36144	10788,54
9	94,54	36144	10460,01
10	93,87	36144	10133,78
11	93,22	36144	9809,84
12	92,56	36144	9488,16
13	91,92	36144	9168,74
14	91,27	36144	8851,55
15	90,63	36144	8536,58
16	90,00	36144	8223,81
17	89,37	36144	7913,24
18	88,74	36144	7604,84
19	88,12	36144	7298,60
20	87,51	36144	6994,50
21	86,89	36144	6692,53
22	86,28	36144	6392,67
23	85,68	36144	6094,92
24	85,08	36144	5799,24
25	84,49	36144	5505,64

5.4: ESTUDIO ECONÓMICO

En este apartado se estudió la viabilidad económica de los sistemas de generación fotovoltaica propuestos en las secciones 5.3.2 y 5.3.3. Los cálculos se realizaron con valores netos de los equipos. Se consideró un incremento del 2% anual al precio de energía eléctrica, además la perdida de potencial anual de un 0,7% de los paneles fotovoltaicos.

Se considera estructura de costos basada en el programa techos solares públicos, los costos de los paneles, inversores y estructura como fijos, a partir de ellos se determinaron los costos de mano de obra y gastos administrativos, las utilidades y gastos generales (Ministerio de energía, 2018d).

La estructura de costo del proyecto fotovoltaico está liderada por el precio de los paneles solares. Como se mencionó, el programa techos solares públicos ha desarrollado una estructura de costos que mantienen las empresas que se adjudican la licitación, es por eso que

han determinado que los costos de los paneles en promedio rondan el 40% de la inversión total de proyecto.

Se ha determinado establecer una estructura de los costos similar a como son las empresas del programa techos solares públicos licitan los proyectos

Además, se establece la porción asignada a los costos de mano de obra, ingeniería y gastos administrativos y utilidades empresa instaladora respectivamente (Tabla 5.11). Cabe señalar que el costo de operación y mantención del sistema se calculó en base al 1.5% del costo de inversión. Las utilidades de empresa que realiza la instalación de los paneles se calcularon en base al 7% del costo de inversión.

5.4.1: Simulación 1: Generación eléctrica solo para el autoconsumo

5.4.1.1 Precio y estructura de costos del proyecto fotovoltaico

Para el análisis de los costos, la inversión requerida para la infraestructura considera los componentes más significativos que serían inversor, módulos y estructura de montaje. El monto total correspondiente se detalla en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11: Valores monetarios de los equipos necesarios para el sistema.

Estructura de costos	Valor Bruto	Cantidad	Valor bruto total
Paneles fotovoltaicos	$ 129.948	32	$ 4.158.336
Inversor	$ 1.134.326	1	$ 1.134.326
Estructura de Montaje	$ 149.990	7	$ 1.049.930
Otros (Cables, conectores, terminal, etc.)	$ 831.667	-	$ 831.667
Total			**$ 7.174.259**

Tabla 5.12: Gastos asociados al recurso humano.

Estructura de gastos	Valor
Ingeniería de detalle	$ 259.896
Mano de obra	$ 1.039.584
Gastos administrativos	$ 311.875
Total	**$ 1.611.355**

Como resultado, se estimó que los costos de inversión del proyecto son de $ 8.785.614 pesos chilenos. Por otro lado, las utilidades de la empresa que realiza la instalación de paneles alcanzan los CLP$ 614.992. En tanto, los costos de operación y mantención asociados al costo de inversión asociados al proyecto son de CLP$ 131.784 anuales. Por tanto, la inversión total del proyecto es de CLP$ 9.532.390.

5.4.1.2 Análisis de costos variable

El costo variable del sistema se calculó en función de las tarifas publicadas por la empresa Chilquinta a clientes regulados (ver Anexo 9.2), la tarifa correspondiente utilizada por la empresa es la de AT3, en la que se consideró el cargo fijo ($/cliente), el cargo por potencia ($/kW), el cargo por energía ($/kWh) y por último el cargo por uso del sistema de transmisión ($/kWh). A través de estos valores se calculó el gasto mensual y anual por concepto de consumo energético. El precio de la energía consumida es de 103,85 pesos/kWh IVA incl, el cual se obtuvo mediante el promedio de los 12 meses presentes en la sección 5.1.2.

A partir de la información entrega por la empresa CODA según el tipo de tarifa, ubicación del establecimiento y parámetros de modelación, se determinó el ahorro de energía que se podría lograr a lo largo de la vida útil del proyecto bajo condiciones óptimas de generación. (ver Tabla 5.13). Se considero la inflación del precio de la luz en un 2% y la caída del rendimiento de los paneles de un 0,7% anual.
Para posteriores cálculos, este ahorro se consideró positivo en los flujos de caja realizados para la evaluación económica y representa el ingreso anual que tendría el sistema.

Tabla 5.13: Energía ahorrada en un año con condiciones óptimas.

Año	Ahorro estimativo
1	$ 2.054.493
2	$ 2.080.914
3	$ 2.107.674
4	$ 2.134.779
5	$ 2.162.232
6	$ 2.190.038
7	$ 2.218.202
8	$ 2.246.728
9	$ 2.275.621
10	$ 2.304.886
11	$ 2.334.527
12	$ 2.364.549
13	$ 2.394.957
14	$ 2.425.756
15	$ 2.456.951
16	$ 2.488.548
17	$ 2.520.550
18	$ 2.552.965
19	$ 2.585.796
20	$ 2.619.049
21	$ 2.652.730
22	$ 2.686.844
23	$ 2.721.397
24	$ 2.756.394
25	$ 2.791.841

5.4.1.3 Análisis de rentabilidad de proyecto fotovoltaico

Para la evaluación económica del proyecto de instalación y operación de la planta fotovoltaica es necesario definir los principales parámetros y valores de entrada, los que se resumen en la Tabla 5.14. Por otro lado, el valor de los índices de evaluación entregó como resultado lo indicado en Tabla 5.15.

Tabla 5.14: Resumen de los principales parámetros y valores de entrada.

Concepto	Descripción
Inversión, $Cl	$ 9.532.390
Autoconsumo	Tabla 5.5
Degradación módulos FV	0,7% anual
Costo de compra de electricidad, $Cl/kWh	$ 103,85
Mantención anual	$ 131.784
Depreciación	Lineal 10 años
Vida útil de proyecto	25 años
Tasa de descuento	10%

Tabla 5.15: Valor de los índices de evaluación.

Resultados	
Inversión	$ 9.532.390
Valor Actual Neto	$ 5.809.368
Tasa de retorno	17%
Periodo de pago	5,25 años

El VAN es de $5.809.368 con una tasa de descuento de 10%, este representa los flujos de caja actualizados y los compara con la inversión inicial.

Si el VAN es mayor que cero el proyecto se acepta, por lo tanto, al ser un VAN positivo, el proyecto es rentable y es capaz de generar beneficios, porque es un proyecto capitalizable.

La Tasa Interna de Retorno o TIR permite saber si es viable invertir en un determinado negocio, considerando otras opciones de inversión de menor riesgo. La TIR es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos actualizados generados por una inversión.

Al ser la TIR (17%) mayor a la tasa de descuento de 10% se recomienda hacer el proyecto.

De esta manera el proyecto asegura la devolución del capital de la inversión inicial, por lo que permite pagar el uso de los recursos y genera un excedente para el inversor.

Esto significa que el proyecto, realizado bajo las condiciones explicadas en la Tabla 5.14 es capaz de validarse a sí mismo desde la perspectiva financiera, siendo el retorno de la inversión (periodo de pago) en el año 5,25 del proyecto, como muestra la Tabla 5.15.

5.4.2: Simulación 2: Generación eléctrica autoconsumo más venta de energía

5.4.2.1 Precio y estructura de costos del proyecto fotovoltaico

Para el análisis de los costos, la inversión requerida para la infraestructura considera los componentes más significativos que serían inversor, módulos y estructura de montaje. El monto total correspondiente se detalla en la Tabla 5.16.

Tabla 5.16: Valores monetarios de los equipos necesarios para el sistema más venta de excedentes.

Estructura de costos	Valor Bruto	Cantidad	Valor bruto total
Paneles fotovoltaicos	$ 129.948	78	$ 10.135.944
Inversor	$ 2.074.082	1	$ 2.074.082
Estructura de Montaje	$ 149.990	20	$ 2.999.800
Otros (Cables, conectores, terminal, etc.)	$ 831.667	-	$ 1.390.000
Total			**$ 16.599.826**

Tabla 5.17: Gastos asociados al recurso humano más venta de excedentes.

Estructura de gastos	Valor
Ingeniería de detalle	$ 475.000
Mano de obra	$ 1.700.000
Gastos administrativos	$ 905.500
Total	**$ 3.080.500**

Como resultado, se estimó que los costos de inversión del proyecto son de $ 19.680.326 pesos chilenos. Por otro lado, las utilidades de la empresa que realiza la instalación de paneles alcanzan los CLP$ 1.377.622. En tanto, los costos de operación y mantención asociados al costo de inversión asociados al proyecto son de CLP$ 295.204 anuales. Por tanto, la inversión total del proyecto es de CLP$ 21.353.152.

5.4.2.2 Análisis de costos variable

El costo variable del sistema se calculó en función de las tarifas publicadas por la empresa Chilquinta a clientes regulados ver Anexo 9.2, la tarifa correspondiente utilizada por la empresa es la de AT3, en la que se consideró el cargo fijo ($/cliente), el cargo por potencia ($/kW), el cargo por energía ($/kWh)y por último el cargo por uso del sistema de transmisión ($/kWh). A través de estos valores se calculó el gasto mensual y anual por concepto de consumo energético. El precio del (kWh) utilizado es de 103,85 pesos/kWh IVA incl. El cual se obtuvo mediante el promedio de los 12 meses presentes en la sección 5.1.2.

Para la venta de energía al sistema, el precio de venta de energía inyectada al sistema regido por el reglamento de la ley N 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras en el netbilling, que se utilizó correspondió a la tarifa publicada por Chilquinta para el sector de Casablanca para Alta tensión el cual tiene un precio de 83,612 $/kWh.

Los ahorros producidos para la instalación corresponden a la suma de la valorización de la energía eléctrica sustituida como autoconsumo más la vendida como excedente durante la vida útil del proyecto. (ver Tabla 5.18)

A partir de la información entrega por la empresa CODA según el tipo de tarifa, ubicación del establecimiento y parámetros de modelación, se determinó el ahorro de energía que se podría lograr a lo largo de la vida útil del proyecto bajo condiciones óptimas de generación (ver tabla 5.19.). La inflación del precio de la luz en un 2% y la caída del rendimiento de los paneles de un 0,7% anual.

Para posteriores cálculos, este ahorro se consideró positivo en los flujos de caja realizados para la evaluación económica y representa el ingreso anual que tendría el sistema.

Tabla 5.18: Ahorro total generado a lo largo de la vida útil del proyecto.

Año	Ahorro estimativo total por año (autoconsumo + venta de excedentes)
1	$4.853.438
2	$4.899.657
3	$4.947.579
4	$4.997.234
5	$5.048.649
6	$5.101.856
7	$5.156.884
8	$5.213.765
9	$5.272.530
10	$5.333.213
11	$5.395.845
12	$5.460.462
13	$5.527.097
14	$5.595.785
15	$5.666.564
16	$5.739.469
17	$5.814.539
18	$5.891.811
19	$5.971.324
20	$6.053.119
21	$6.137.237
22	$6.223.719
23	$6.312.607
24	$6.403.945
25	$6.497.778

Tabla 5.19: Ahorro de energía que se podría lograr a lo largo de la vida útil del proyecto bajo condiciones óptimas de generación.

Año	Ahorro estimativo por año por autoconsumo	Ahorro estimativo por año por venta de energía
1	$3.753.606	$1.099.832
2	$3.828.678	$1.070.979
3	$3.905.252	$1.042.328
4	$3.983.357	$1.013.877
5	$4.063.024	$985.625
6	$4.144.285	$957.571
7	$4.227.170	$929.714
8	$4.311.714	$902.051
9	$4.397.948	$874.582
10	$4.485.907	$847.306
11	$4.575.625	$820.220
12	$4.667.138	$793.324
13	$4.760.480	$766.616
14	$4.855.690	$740.096
15	$4.952.804	$713.760
16	$5.051.860	$687.610
17	$5.152.897	$661.642
18	$5.255.955	$635.856
19	$5.361.074	$610.250
20	$5.468.295	$584.824
21	$5.577.661	$559.576
22	$5.689.215	$534.504
23	$5.802.999	$509.608
24	$5.919.059	$484.886
25	$6.037.440	$460.338

5.4.2.3 Análisis de rentabilidad de proyecto fotovoltaico

Para la evaluación económica del proyecto de instalación y operación de la planta fotovoltaica es necesario definir los principales parámetros y valores de entrada, los que se resumen en la siguiente Tabla 5.20.

El valor de los índices de evaluación entrego como resultado los valores presentados en la Tabla 5.21.

El VAN es de $14.428.910 con una tasa de descuento de 10%, este representa los flujos de caja actualizados y los compara con la inversión inicial

Si el VAN es mayor que cero el proyecto se acepta, por lo tanto, al ser un VAN positivo el proyecto es rentable y es capaz de generar beneficios, porque es un proyecto capitalizable.

La Tasa Interna de Retorno o TIR permite saber si es viable invertir en un determinado negocio, considerando otras opciones de inversión de menor riesgo. La TIR es un porcentaje que mide la viabilidad de un proyecto, determinando la rentabilidad de los cobros y pagos

actualizados generados por una inversión. Al ser la TIR (18%) mayor a la tasa de descuento de (10%) se recomienda hacer el proyecto.

Tabla 5.20: Resumen de los principales parámetros y valores de entrada.

Concepto	Descripción
Inversión, $Cl	$ 21.353.152
Autoconsumo + Venta de excedente	Tabla 5.5
Degradación módulos FV	0,7% anual
Costo de compra de electricidad, $Cl/kWh	$ 103,85
Costo venta excedente $Cl/kWh	$ 83,612
Mantención anual	$ 295.204
Depreciación	Lineal 10 años
Vida útil de proyecto	25 años
Tasa de descuento	10%

Tabla 5.21: Valor de los índices de evaluación.

Resultados	
Inversión	$ 21.353.152
Valor Actual Neto	$ 14.428.911
Tasa de retorno	18%
Periodo de pago	5,8 años

De esta manera el proyecto asegura la devolución del capital de la inversión inicial, por lo que permite pagar el uso de los recursos y genera un excedente para el inversor.

Esto significa que el proyecto, realizado bajo las condiciones explicadas en la Tabla 5.20, es capaz de validarse a sí mismo desde la perspectiva financiera, siendo el retorno de la inversión (periodo de pago) en el año 5,8 del proyecto, como muestra la Tabla 5.21.

5.4.3: Comparación de las propuestas

En la Tabla 5.22 se detallan los principales resultados entregados para ambos casos.

Tabla 5.22: Principales resultados de evaluación.

	Autoconsumo	Autoconsumo mas venta de excedentes
Parámetros técnicos		
Inclinación	18°	33°
Modulo FV [Wp]	445	445
Serie	16	13
Paralelo	2	6
Numero de módulos	32	78
Superficie m^2	69	169
Potencia FV máxima (kW)	13	34,2
Factor rendimiento	0,862	0,865
Inversor (kWac)	12	33
Cantidad inversores	1	1
Producción del sistema kWh/año	19.811	49.298
Parámetros económicos		
Inversión	$ 9.532.390	$ 21.353.152
Valor Actual Neto	$ 5.809.368	$ 14.428.911
Tasa interna de retorno	17%	18%
Periodo de pago	5,25 años	5,8 años

De los resultados obtenidos se puede observar que para el caso 1 la producción del sistema anual es de 19.811kWh, el cual cumple con el autoconsumo por parte de la empresa. En cambio, para el caso 2 la producción anual es 2.4 veces mayor con un total de 49.298kWh, esto principalmente por considerar el mes de mayor consumo Diciembre por lo que se generan excedentes los cuales son inyectados a la red generando beneficios económicos.

De la evaluación económica de los proyectos evaluados en un horizonte a 25 años y con una tasa de descuento del 10%, se observan resultados positivos, debido a que en ambos escenarios se proyecta un VAN positivo, además de presentar una TIR favorable y superior a la tasa de descuento definida para los proyectos. Ambos criterios de evaluación alcanzan el retorno de la inversión o periodo de pago antes de comenzar el 6 año.

Ambos proyectos generan beneficios, la principal diferencia está en el monto de inversión inicial siendo el caso 1 de $ 9.532.390 y en el caso 2 de $ 21.353.152, por lo que este sería el factor determinante para seleccionar la opción que sea más conveniente para la empresa CODA.

6: DISCUSIÓN

El consumo energético ha crecido en Chile y en el mundo, esto está acompañado de la innegable dependencia de los combustibles fósiles, lo que ha provocado la necesidad nacional de independizar y diversificar la matriz energética por lo que se ha hecho necesario el aumento de sistemas de generación de energía por medio de energías renovables no convencionales, y en particular, ha provocado un aumento en la generación por medio de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo tanto a nivel domiciliario como institucional. Este aumento ha ido de la mano con el desarrollo de leyes relacionadas en las últimas décadas, las cuales de cierto modo han incentivado la creación de nuevos proyectos, la presencia de programas público y la participación de distintas entidades que pueden otorgar financiamiento, mediante postulación, a este tipo de sistemas.

Este tipo de proyecto tienen una vida útil aproximada de 25 años; en particular, dependerá de lo que establece cada fabricante para los principales equipos de la instalación, y la degradación de estos paneles puede ser cercana al 1 % anual. Debe considerarse también un mantenimiento periódico según las condiciones donde se realice el proyecto acorde a factores ambientales y meteorológicos presentes, que puedan significar un riesgo en el óptimo funcionamiento del sistema.

Este trabajo contemplo el desarrollo de una propuesta de dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, con conexión a la red bajo el esquema Netbiling, y que permitiría evaluar alternativas y los beneficios económicos de contar con generación energética en el lugar del proyecto

Para la evaluación técnica de la etapa de dimensionamiento se consideraron restricciones espaciales asociadas a superficie orientada e inclinada con ángulos fijos determinados, restricciones del consumo energético que debe abastecer la planta, y de la capacidad máxima permitida por las redes de distribución, según consideraciones técnicas y reglamentación vigente.

Se observo que la orientación de los paneles es una limitante importante a la hora de dimensionar la planta fotovoltaica, puesto que la energía generada no depende del espacio disponible, sino también de las condiciones de radiación que recibe ese espacio, las que a su vez están determinadas por el entorno. Como consecuencia, no es siempre correcto asumir

que en una instalación fotovoltaica pueda generar cierta cantidad de energía, solo conociendo el área disponible se deben también considerar otros factores como fue el caso del techo disponible en galpón de la fábrica cervecera CODA el cual no estaba orientado hacia el norte por lo cual no era óptimo para el desarrollo del proyecto. En consecuencia, se consideró factible emplazar el proyecto en un terreno de la empresa CODA plano y sin edificaciones u objetos que pudiesen generar sombras y comprende 45.570m^2con orientación norte y buenas condiciones de radiación y ventilación.

En relación con lo anterior, se utilizaron herramientas de software que permiten encontrar el lugar óptimo para la construcción del proyecto evaluando cantidad de paneles que se pueden disponer en el área, correspondientes a la energía mensual generada en esa área.

Con respecto a la energía generada, se utilizó el software PVsyst 7.2 que incluye en sus cálculos las pérdidas de eficiencia por temperatura de celdas, nubosidad, polvo y suciedad de los paneles. Al respecto, contar con estas consideraciones permite tener un dimensionamiento más ajustado a la realidad.

En cuanto a la evaluación económica, fue necesario estudiar con detalle las tarifas sujetas a regulación de precios vigentes, de manera de poder realizar los cálculos del costo de electricidad a partir de los cargos tarifarios estipulados en la legislación actual, de acuerdo con el Decreto N11T/2016 en este caso definidos en el esquema tarifario de empresa Chilquinta. Esto con el fin de calcular los ahorros mensuales y anuales generados por concepto de disminución del consumo de electricidad de la red y además por inyección de excedentes de energía, ayudando en la toma de decisiones.

También fue necesario estudiar características de los equipos que componen la central fotovoltaica, de manera de poder ajustar los costos de inversión inicial a las características técnicas de las soluciones requeridas. Se pudo apreciar que la inversión inicial considera los paneles fotovoltaicos, inversores, estructura de montaje, cables entre otros. Todo esto encarece el proyecto, siendo los paneles y el inversor los equipos que tienen mayor porcentaje en los costos de inversión, por lo que se hace necesario realizar una búsqueda adecuada de equipos de calidad y de proveedores con buenos precios, de manera de minimizar lo más posible la inversión inicial.

Se utilizo las herramientas explorador solar y PVSyst 7.2 para evaluar la prefactibilidad técnico-económica de la instalación de paneles fotovoltaicos en empresa cervecera CODA ubicada en la comuna de Casablanca región de Valparaíso, esto en el marco de la Ley 21.118. Por medio de entrevista, se obtuvo la información relevante sobre el consumo eléctrico, con lo cual se proyectaron 2 casos a evaluar uno considerando el mes critico de menor requerimiento de consumo y así asegurar no sobredimensionar la planta y considerar solo la generación eléctrica para el autoconsumo, y un segundo caso considerando el mes critico de mayor requerimiento de consumo y así asegurar el autoconsumo y además el sobredimensionamiento de planta para generar excedentes de energía para ser inyectados a la red de distribución y poder obtener beneficios económicos por la venta.

Se obtuvo como resultado que bajo las condiciones de demanda energética para el mes de menor consumo caso 1, una potencia fotovoltaica máxima de 13kW, un factor de rendimiento de 0,862 y una producción anual del sistema de 19.811kWh y, para el caso 2 considerando el mes de mayor consumo una potencia fotovoltaica máxima de 34,2 kW, un factor de rendimiento de 0,865 y una producción anual de 49.298kWh. Ambos casos tienen un rendimiento similar, pero para el caso 2 su producción es un 148.8% mayor que el caso 1 esto debido al sobredimensionamiento para considerar la venta de energía inyectada a la red.

Como resultado de la evaluación económica se obtuvo que ambos proyectos generan resultados positivos considerando para ambos un horizonte de 2 años con una tasa de rentabilidad del 10%, los cuales proyectan un VAN positivo para el caso 1 de $5.809.368 y para el caso 2 de $ 14.428.911 por lo que ambos son rentables y generan beneficios, además de presentar una TIR favorable para el primer caso de 17% y para el segundo de 18%, superior a la tasa de descuento definida para el proyecto.

Al ser ambos casos favorables tanto técnica como económicamente, la selección del proyecto se ve limitada finalmente al presupuesto destinado a invertir por parte de la empresa Cervecera CODA ya que la inversión inicial para el caso 1 es de $9.532.390 y para el caso 2 es de $21.353.152. Ambos criterios de evaluación alcanzan el retorno de la inversión o periodo de pago andes de comenzar el año 6.

7: CONCLUSIONES

Se realizó un levantamiento de información donde se obtuvieron datos de su demanda eléctrica anual, antecedentes geográficos, meteorológicos y eléctricos del establecimiento para cervecería CODA ubicada en la comuna de Casablanca región de Valparaíso,

Se pudo determinar una serie de datos resultantes de las simulaciones realizadas con las herramientas PVsyst 7.2 y explorador solar, donde se proponen diferentes alternativas de arreglos fotovoltaicos para dos casos de estudio, los cuales fueron del tipo plana inclinado fijo, en que los módulos siguen una inclinación de 18 º para el mes crítico y así asegurar el autoconsumo de energía y 33º, la cual es la óptima debido a su ubicación para sobredimensionar y producir excedentes de energía para la venta. El primer caso es de abastecer solo una parte de la demanda para que se asegure solo el autoconsumo de energía generada y el segundo caso de sobredimensionar el sistema para que asegurar el autoconsumo y además excedentes de energía los cuales pueden ser inyectados a la red de distribución para poder ser vendidos y obtener beneficios económicos.

Fue posible determinar los indicadores económicos de la propuesta, obteniéndose valores positivos para ambas opciones, tanto para el VAN como para el TIR. Además, se observó que el periodo de pago es inferior a 6 años. Del análisis realizado, se verifica que el factor determinante a la hora de seleccionar un caso será el monto de inversión inicial del proyecto.

Este tipo de proyectos permitirá a las empresas generar su propia energía, libre de la generación de gases de efecto invernadero (GEI) durante operación, al contrario del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual al día de hoy aporta a los gases de efecto invernadero (GEI) emitidos por Chile.

8: BIBLIOGRAFÍA

Alcalde, P. (2014). *Electrotecnia*. España: Paraninfo.

Aguaded, I. (2018). *Diseño de una instalación solar fotovoltaica para el suministro de energía eléctrica de una vivienda unifamiliar en la providencia de Huelva. (Memoria).* Universidad de Sevilla, España.

Castejón, A. & Santamaria, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas.* Madrid: EDITEX

Carrasco, S. (2018). *Diseño y estudio de factibilidad técnica-económica de planta solar fotovoltaica tipo netbilling en la Región Metropolitana. (Proyecto de Título).* Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Valparaíso – Chile.

Cartes, V. & Villegas, J. (2014). *Estudio de factibilidad técnica y económica de suministro, a través de ERNC para comunidad agrícola en el norte de Chile. (Seminario).* Universidad del Bío-Bío, Concepción - Chile.

Comisión Nacional de Energía. (2018). Anuario estadístico de energía 2018. Chile: Ministerio de Energía.

Comisión Nacional de Energía. (2021). *Reporte mensual del sector energético abril 2021*. Chile: Energía Abierta.

Comisión Nacional de Energía. (2021). *Tarifación*. Chile: CNE. Recuperado de <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/opciones-tarifarias-a-usuarios-finales/>

Consejo Nacional de Implementación. (2018). *Agenda 2030 – Objetivos de desarrollo sostenible*. Santiago de Chile: Ministerio de Desarrollo Social.

Chinchilla, M. (2013). *Generación eólica y fotovoltaica. (Apuntes).* Universidad Carlos III de Madrid, Madrid – España.

CleanPress. (2010). *Energía solar: sistemas fotovoltaicos*. Viña del Mar: Cleanpress. Recuperado de: <https://cleanpress.wordpress.com/tag/paneles-solares/>

D`Addario, M. (2015). *Manual de energía solar fotovoltaica – usos, aplicaciones y diseño.* California: Createspace.

Díaz, T. & Carmona, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. España: McGraw-Hill

ENEL. (2018). Memoria anual. Santiago de Chile: EnelChile.

ENEL. (2021). *NetBilling generación residencial*. Chile: Enel Distribución. Recuperado de: <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/generacion-distribuida-netbilling.html:>

Escenarios Energéticos. (2018). *Futuro de la energía en Chile, factores de cambio y tendencias.* Santiago de Chile: EBP Chile & Cobalto Comunicaciones y Gestión Social.

Fernández, M. (2010). *Energía solar: electricidad fotovoltaica.* Madrid: Liberfactory.

García, M. (2015). *Diseño de una planta fotovoltaica de conexión a red. (Proyecto Fin de Grado).* Universidad Carlos III de Madrid, Madrid – España.

Guerrero, R. (2013). *UF0150, Replanteo y funcionamiento de las instalaciones solares fotovoltaicas*. Málaga: Innovación y cualificación, ic.

IRENA. (2020). *Renewable power generation costs in 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

IRENA. (2021). *World Energy Transitions Outlook, 1.5ºC Pathway*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

Jarauta, L. (2014). *Las energías renovables*. España: OUC

Jerez, R. (2019). *Diseño de modelo de sistemas de generación fotovoltaica en el sector inmobiliario comercial, caso estudio: centro comercial mall de Rancagua. (Memoria).* Universidad Técnica Federico Santa María, Valparaíso – Chile.

Martín, N. & Fernández, I. (2007). *La envolvente fotovoltaica en la arquitectura: criterios de diseño y aplicaciones.* Barcelona: Reverté.

Méndez, J. & Cuervo, R. (2008). *Energía solar térmica.* Madrid, España: Fundación Confemetal – FC.

Ministerio de Educación, Política Social y Deporte. (2008). *Fuentes de energía para el futuro*. España: Secretaría General Técnica.

Ministerio de Energía. (2015). *Energía 2050 política energética de chile.* Santiago de Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2016). *Memoria programa techos solares públicos*. Santiago de Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2017). *Plan de mitigación gases efecto invernadero para el sector energía.* Santiago de Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2017, 24 de agosto). *Decreto 11: Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas*

concesionarias de distribución que se indican. Santiago de Chile: Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Ministerio de Energía. (2017). *Programa energías renovables y eficiencia energética – 4e*. Santiago de Chile: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

Ministerio de Energía. (2018). *Generación Distribuida en Chile y Modificación Ley 20.571 (Boletín 8999-08).* Santiago de Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2018). *Proceso de planificación energética de largo plazo.* Santiago de Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2018, 28 de septiembre). *Decreto 5: Fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan en el Decreto 11T, de 2016, del ministerio de energía, de acuerdo a las actualizaciones de los parámetros que se indican.* Santiago de Chile: Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

Ministerio de Energía. (2018). *Reporte de costos de adjudicación programa techos solares públicos.* Santiago de Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2018). *Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno.* Santiago de Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2019). *Carbono neutralidad en el sector energía, proyección de consumo energético nacional 2020.* Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio de Energía. (2021). *Explorador solar*. Santiago de Chile: Gobierno de Chile. Recuperado de: <http://ernc.dgf.uchile.cl:48080/inicio>

Ministerio del Medio Ambiente. (2018). *Tercer informe bienal de actualización de chile sobre cambio climático.* Chile: Gobierno de Chile.

Ministerio del Medio Ambiente. (2021). *Informe del Inventario Nacional de Chile 2020: Inventario nacional de gases de efecto invernadero y otros contaminantes climáticos 1990-2018.* Santiago de Chile: Oficina de Cambio Climático.

Miranda, M. (2016). *Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la Ley Nº 20.571 (Memoria).* Universidad de Chile, Santiago de Chile.

Mirosolar. (2018). *Energía fotovoltaica*. Providencia, Santiago: Mirosolar. Recuperado de: <http://www.mirosolar.cl/soluciones/energia-fotovoltaica/>

Molina, A., Falvey, M. & Rondanelli, R. (2017). *A solar radiation database for Chile.* Reino Unido: Nature.

NAMA. (2019). *Sistema de monitoreo, reporte y verificación (MRV) para proyectos de energías renovables implementados en Chile*. Santiago de Chile: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

NAMA. (2020). *Guía de sistemas fotovoltaicos para empresas e industrias*. Santiago de Chile: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.

NREL. (2013). *Life cycle greenhouse gas emissions from electricity generation.* Golden: National Renewable Energy Laboratory.

OMM. (2017). *Boletín de la OMM sobre los gases de efecto invernadero*. Estados Unidos: Global Atmosphere Watch.

Permacultura Ecopráctica. (2020). *Conoce más sobre la energía, renovables y no renovables*. Argentina: Bioescuela. Recuperado de: <http://www.bioescuela.org.ar/lecci%C3%B3n/2-4-la-energia-del-sol/?print=print>

Puga, M. (2011). *Fundamentos básicos de finanzas.* Chile: Universidad Arturo Prat.

Rodríguez, H. (2017). *Instalación solar fotovoltaica para vivienda, cálculo y diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo en vivienda.* Arahal, España: Ingemecánica.

Rodríguez, C., Saramiento, A. & Rodríguez, M. (2015). *Alternativas de generación eléctrica mediante fuentes renovables de energía para hoteles en Venezuela.* Universidad, Ciencia y Tecnología, 19 (74), 13-23. Recuperado de <http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212015000100002>

Romero, M. (2010). *Energía solar fotovoltaica*. Barcelona: Ediciones CEAC

Salinas, C. (2011). *La energía proveniente del Sol. (Proyecto de Titulación).*Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile. Recuperado de: <https://wiki.ead.pucv.cl/La_energ%C3%ADa_proveniente_del_sol>

Troncoso, U. (2020). *Dimensionamiento y evaluación económica de generación distribuida fotovoltaica en áreas residenciales comunitarias con conexión a la red y esquema netbilling (Memoria).* Universidad de Chile, Santiago de Chile.

UNFCCC. (1998). *Kyoyo protocol to the united nations framework convetion on climate change*. Germany: United Nations.

Velayos, V. (2014). *Payback o plazo de recuperación*. España: Economipedia. Recuperado de: <https://economipedia.com/definiciones/payback.html>

Webinar MinEnergía. (2018). *Generación distribuida de pequeña escala: ¿Qué es y qué oportunidades entrega?.* Santiago de Chile: Ministerio de Energía.

9: ANEXOS

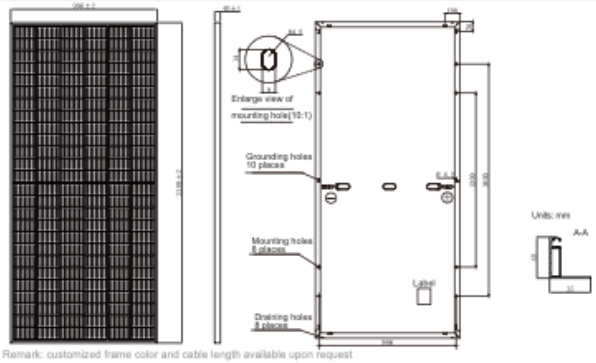
9.1: EQUIPOS PARA EL SISTEMA

9.1.1: Módulos

JA SOLAR

JAM78S10 425-445/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.6kg±3%
Dimensions	2180±2mm×996±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm²
No. of cells	156(6×26)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait:300mm(+)/400mm(-); Landscape:1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27 Per Pallet

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM78S10 -425/MR	JAM78S10 -430/MR	JAM78S10 -435/MR	JAM78S10 -440/MR	JAM78S10 -445/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	425	430	435	440	445
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	53.41	53.72	53.98	54.25	54.56
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	43.11	43.41	43.78	44.15	44.46
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.32	10.36	10.40	10.44	10.48
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.86	9.91	9.94	9.97	10.01
Module Efficiency [%]	19.6	19.8	20.0	20.3	20.5
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α_Isc)	+0.051%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β_Voc)	-0.289%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp)	-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G				

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

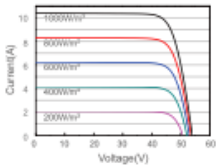
TYPE	JAM78S10 -425/MR	JAM78S10 -430/MR	JAM78S10 -435/MR	JAM78S10 -440/MR	JAM78S10 -445/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	322	326	330	334	338
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.93	50.19	50.45	50.66	50.86
Max Power Voltage(Vmp) [V]	40.51	40.78	41.03	41.28	41.57
Short Circuit Current(Isc) [A]	8.33	8.38	8.43	8.48	8.53
Max Power Current(Imp) [A]	7.95	7.99	8.04	8.09	8.13
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G				

OPERATING CONDITIONS

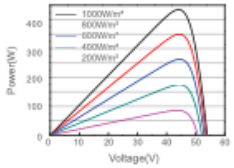
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse	20A
Maximum Static Load,Front	5400Pa
Maximum Static Load,Back	2400Pa
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

CHARACTERISTICS

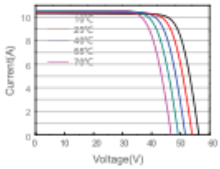
Current-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



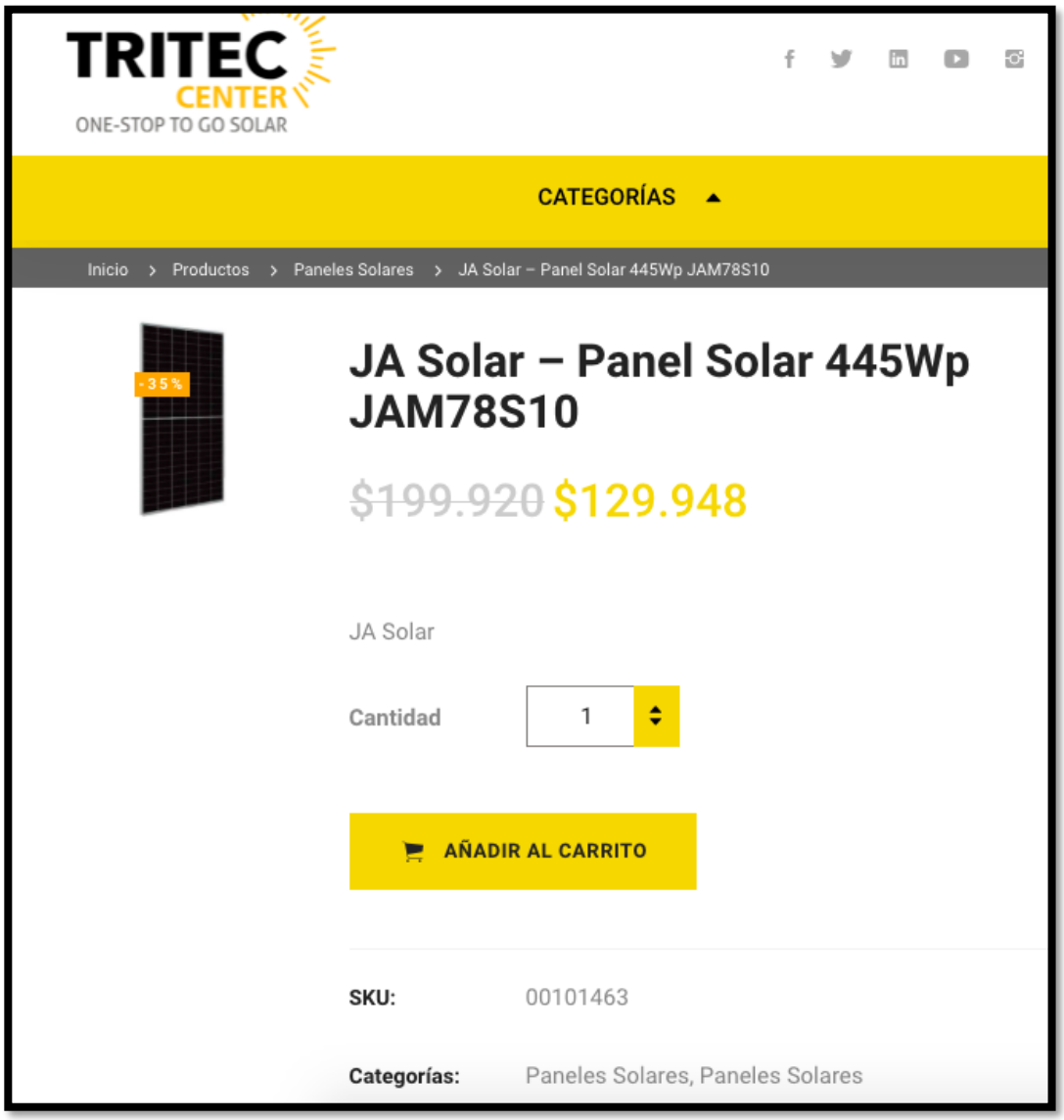
Power-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



Current-Voltage Curve JAM78S10-435/MR



Premium Cells, Premium Modules Version No. : Global_EN_20190827A



<https://tritec-center.cl/producto/panel-solar-ja-solar-445wp/>

9.1.2: Inversor

CanadianSolar

THREE PHASE STRING INVERTER 12-20 KW

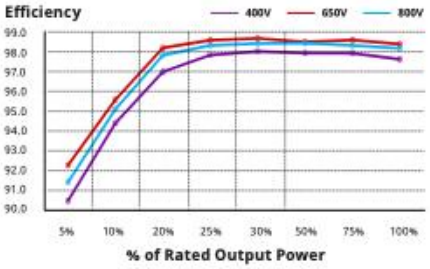
CSI-12K-3P | CSI-15K-3P

CSI-17K-3P | CSI-20K-3P

- Max. efficiency up to 98.7%, Wide input voltage range
- 2x Dual maximum power point tracking
- Flexible communication connection: supports RF, WiFi, Ethernet
- Transformerless topology
- 10 years **Standard warranty, extension up to 20 years**

EFFICIENCY CURVE

CSI-20K-T400GL01-E



BROAD ADAPTIBILITY

- IP65 rated for outdoor application
- Utility interactive controls: Active power derating, reactive power control and over frequency derating
- High switching frequency and ultra fast MPPT for maximum efficiency over a wide load range

CSI Cloud

Log in to the CSI Cloud dashboard anytime from your smart phone or laptop to see:

- Your PV system's performance
- Your solar generation
- Faults and warning diagnostics

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in IHS Module Customer Insight Survey. As a leading PV project developer and manufacturer of solar modules with over 46 GW deployed around the world since 2001.

Energy Meter

Add the energy meter to your main switchboard to see:

- Your household energy usage
- Net electricity sold or bought from your provided
- Improve your loads usage

For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd., 44 Stephenson St, Cremorne VIC 3121, Australia

sales.au@canadiansolar.com

SYSTEM/TECHNICAL DATA				
MODEL NAME	**CSI-12K-T400GL01-E**	**CSI-15K-T400GL01-E**	**CSI-17K-T400GL01-E**	**CSI-20K-T400GL01-E**
DC INPUT				
Max. DC Power	14.5kW	18kW	20.4kW	24kW
Max. DC Input Voltage	1000 V_{DC}			
Start-up DC Input Voltage/Power	180 V_{DC}			
Number of MPP Trackers	2			
MPPT Voltage Range	160 - 850 V_{DC}			
Max. Input Current (Imp)	22A/22A			
Max. Short Circuit Current (Isc)	34.3A/34.3A			
Number of DC Inputs	2/4			
DC Disconnection Type	N/A			
AC OUTPUT				
Rated AC Output Power	12 kW	15 kW	17 kW	20 kW
Max. AC Output Power	13.2 kW	16.5 kW	18.7 kW	22 kW
Rated Output Voltage*	220/380 V_{AC}, 230/400 V_{AC}			
Grid Connection Type	3 W / N / PE			
Rated Grid Output Current	18.2A / 17.3A	22.8A / 21.7A	25.8A / 24.6A	30.4A / 28.9A
Max Output Current	19.1 A	23.8 A	27 A	31.8 A
Rated Output Frequency	50/60 Hz			
Output Frequency Range*	45-55 Hz/55-65 Hz			
Power Factor	>0.99 (0.8 leading ... 0.8 lagging)			
Current THD	< 1.5%			
DC Injection Current	< 0.5 % of Rated Grid Output Current			
SYSTEM				
Max. Efficiency	98.7%			
EU Efficiency	98.1%			
Night Consumption	< 1 W			
ENVIRONMENT				
Protection Degree	IP65			
Cooling	Forced Ventilation			
Operating Temperature Range	-25 ° C to +60 ° C			
Storage Temperature Range	-40 ° C to +70 ° C			
Operating Humidity	0 - 100 % Condensing			
Operating Altitude	4000 m			
Audible Noise	<60 dBA @ 1 m			
DISPLAY AND COMMUNICATION				
Display	LCD, 2×20 Z			
Communication	WIFI/RS485 Optional			
MECHANICAL DATA				
Dimensions (W / H / D)	563 x 310 x 219 mm			
Weight	18.9 kg		19.8 kg	
Installation Angle	0~15 Degrees from Vertical			
DC Inputs	MC4			
SAFETY				
Safety and EMC Standard	IEC62109-1/-2, EN61000-6-1/2/3/4			
Grid Standard	AS4777-2:2015, IEC61727, IEC62116			

*The "Rated Output Voltage Range" and "Output Frequency Range" may differ according to specific grid standard.

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. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without notice.

Caution: For professional use only. The installation and handling of PV equipment requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the product.

CANADIAN SOLAR INC.

Canadian Solar MSS (Australia) Pty Ltd., 44 Stephenson St, Cremorne VIC 3121, Australia

sales.au@canadiansolar.com

May 2020, All rights reserved. PV Inverter Product Datasheet V1.1_EN

9.1.3: Estructura de soporte de placas

Bet Solar	KIT SOBREELEVADO	Referencia	001
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	1
Denominación: Estructura de aluminio para suportación de módulos fotovoltaicos a una inclinación determinada			

1 – CARACTERISTICAS

- Estructura de aluminio de alta resistencia ensamblada mediante tornillería de acero inoxidable y tornillería autotaladrante zinc-niquelada con 1000 horas en cámara de niebla salina
- Los materiales de los que se compone la estructura garantizan una resistencia excepcional a la corrosión con el paso del tiempo
- Todo el kit viene preparado para su rápida instalación, ya que todas las perforaciones para pernos están premecanizadas y controladas por el departamento de calidad para cumplir las normas ISO
- La estructura es adaptable al módulo fotovoltaico de cualquier fabricante
- Esta estructura conjuntamente con el abanico de soportes ofrecidos se puede colocar en cualquier superficie, teja, soleras hormigón, cubiertas metálicas, fachadas, contrapesos de hormigón etc.

2 – MATERIAL

El material de fabricación del soporte es aleación de Aluminio, concretamente 6005 T6. El aluminio 6005 T6 es un aluminio estructural comúnmente empleado en este tipo de estructuras, con muy buena resistencia a la corrosión. El material una vez extrusionado recibe un tratamiento térmico, en este caso un templado, para mejorar sus características mecánicas. El temple empleado por BET SOLAR es el T6, el mayor que se le puede proporcionar al aluminio

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE 38349

Tratamiento	Carga de Rotura (Rm)		Límite elástico (Rp0'2)		Alargamiento		Dureza mínima (Wb)	
	6060	6005	6060	6005	6060	6005	6060	6005
T4	120	180	60	90	16	15	2	2
T5	160	-	120	-	8	-	11	14
T6	190	270	150	225	8	8	12	15

El material de fabricación de los pernos es aleación de Acero Inoxidable, concretamente A2-70. El acero inoxidable es un acero de elevada resistencia a la corrosión, dado que el cromo u otros metales aleantes que contiene, poseen gran afinidad por el oxígeno reaccionando con este y formando una capa pasivadora, evitando así la corrosión del hierro que contiene.

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE-EN ISO 3506

Calidad	Carga de Rotura (Rm)	Límite elástico (Rp0'2)	Alargamiento	Dureza mínima (Hb)
A2-70	700	450	0,4d	175

El material de fabricación de los tornillos autotaladrantes es acero SAR J403 1022 con una protección zinc-niquelada sellante que le proporciona una resistencia a la corrosión de 1000 horas en cámara de niebla salina según ISO 9227.

Se cumplen las características mecánicas de resistencia y propiedades físicas que se detallan en la Norma UNE-EN ISO 10666

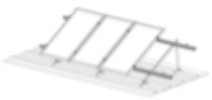
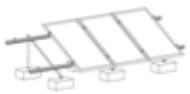
Norma	Medida	Resistencia a Tracción (kN)	Resistencia a Cortadura (kN)	Dureza mínima (Hb)
7504-K	ST 6.3	13.36	6.68	165

3 – DATOS TÉCNICOS

La estructura en su conjunto resiste las cargas de viento y nieve que indica el eurocódigo hasta una altura de 200 metros sobre el nivel del mar según las normas vigentes de la edificación UNE EN ISO 1991. La estructura está fabricada conforme a las normas de fabricación de estructuras de aluminio UNE EN ISO 1090.

La instalación de los kits sobreelevados debe llevarse a acabo conjuntamente con un tipo de soporte junto con el que conformarán una estructura completa que cumplirá los estándares indicados. El montaje de la estructura se llevará a cabo introduciendo los pernos de M6 en los agujeros premecanizados para tal uso y los tornillos autotaladrantes que unen el resto de la estructura como se indica en los manuales de montaje siempre teniendo en cuenta que ***todas las fijaciones deben realizarse sobre la línea de taladro para asegurar la integridad de la estructura***.

Bet Solar	KIT SOBREELEVADO	Referencia	001
		Fecha	06/10/2017
		Revisión	0
		Página	3
Denominación: Estructura de aluminio para suportación de módulos fotovoltaicos a una inclinación determinada			

Código		Tipo de Soporte	
		Soporte S8	Soporte Varilla Roscada
Distancia máxima entre bastidores	[m]	2	2//1.5**
Distancia máxima de Voladizo	[m]	0.5	0.5
Dirección de los bastidores	[-]	Alineados a la cumbrera	Cualquiera
Posibilidades de montaje	[-]		

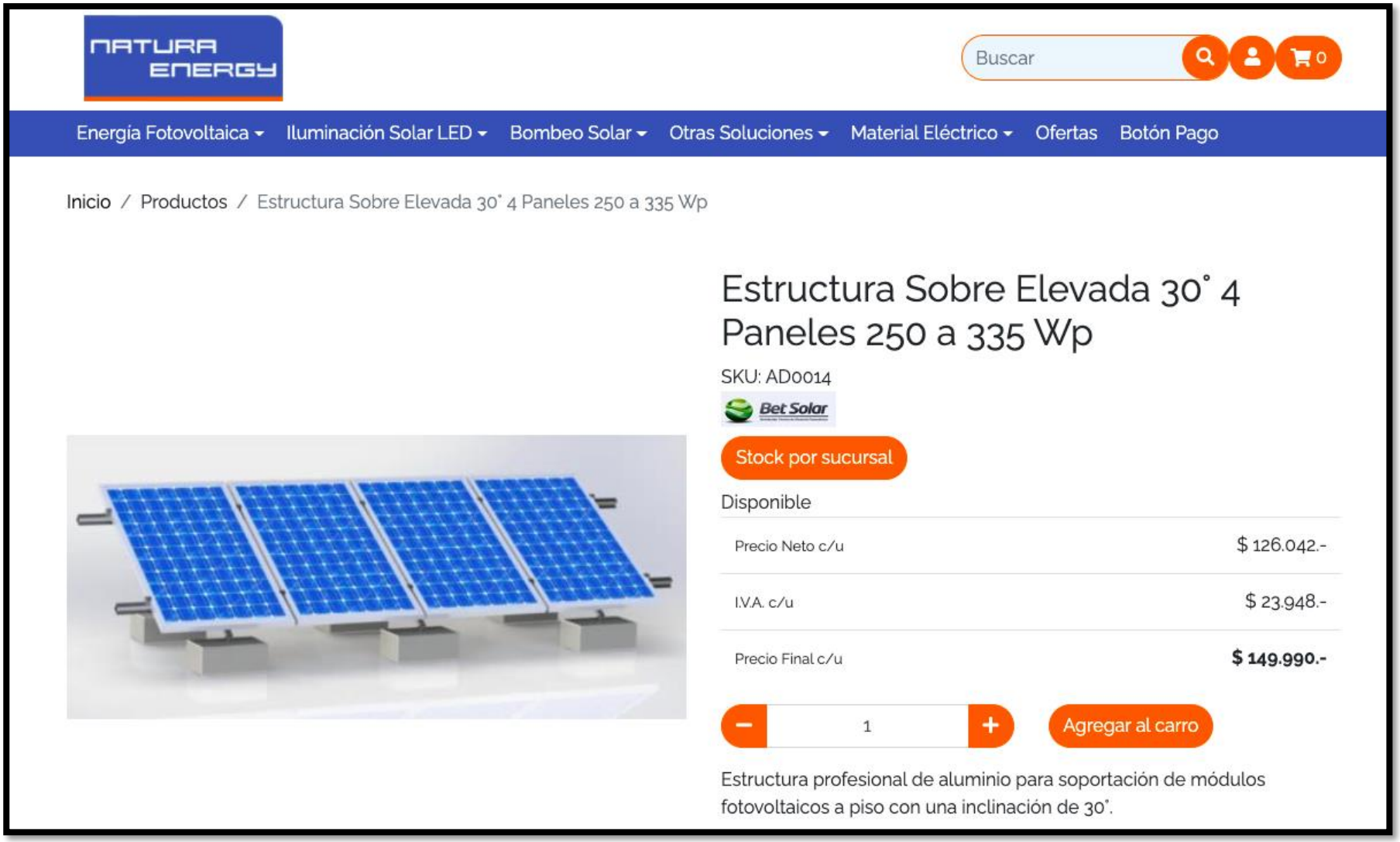
**El ensamblaje de la estructura debe hacerse correctamente y conforme a las indicaciones del manual de montaje para que cumpla las características de resistencia enunciadas*
*** En el soporte de varilla roscada sobre cubierta de teja la máxima distancia será de 1.5m*

4 – POSIBILIDADES DE MONTAJE

El kit sobreelevado dispone de una gran variedad de posibles montajes para todo tipo de cubiertas ya que es combinable con todos los tipos de soporte ofrecidos y puede ser de mayor o menor longitud gracias a la posibilidad de conectar sus perfiles P26 superiores mediante el conector P26.

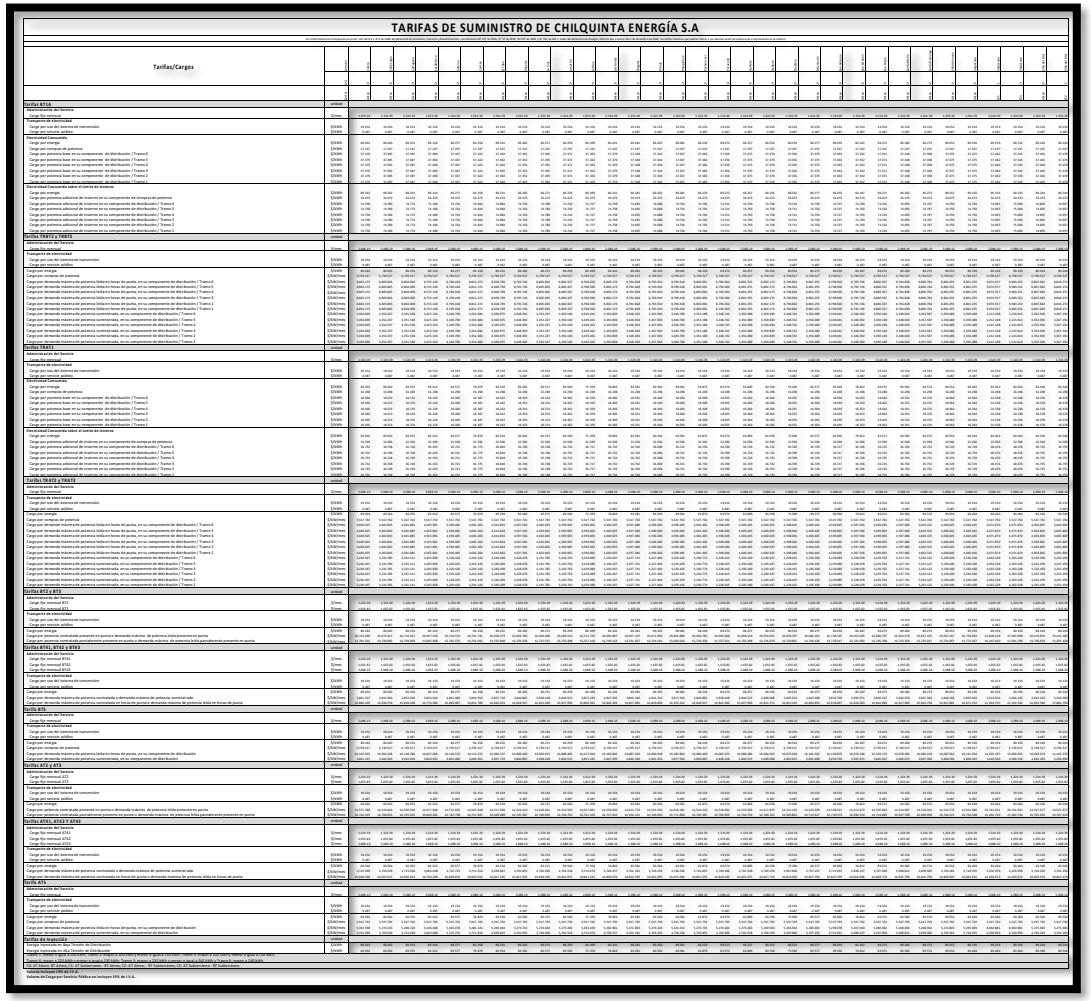
La combinación más utilizada es el kit sobreelevado conjuntamente con el soporte de varilla, lo que nos permite colocar la estructura en cualquier tipo de superficie de hormigón, teja y pizarra. El soporte se anclará al hormigón mediante el uso de una resina química de poliéster de alta resistencia que permitirá de esta forma colocar debidamente los bastidores y posteriormente los perfiles para forma un único cuerpo estructural.

Si se combina el kit sobreelevado con el soporte S8 podremos instalar el kit en cubiertas industriales cuya cumbrera esté alineada con los bastidores, ya que los soportes S8 se deben atornillar a la subestructura de la nave industrial. De esta forma en cada una de las correas de acero de la nave industrial dispondremos de un bastidor y posteriormente los perfiles P26 que formarán un único cuerpo estructural.



<https://www.naturaenergy.cl/product/estructura-sobre-elevada-30-4-paneles-250-a-335-wp>

9.2: TARIFAS SUMINISTRO ELÉCTRICO CHILQUINTA



TARIFAS DE SUMINISTRO DE CHILQUINTA ENERGÍA S.A

https://www.chilquinta.cl/valor-tarifas

9.3: FLUJOS DE CAJA

9.3.1: Evaluación económica autoconsumo

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Producción de E. Eléctrica (kWh)		19783	19644,52	19507,01	19370,46	19234,87	19100,22	18966,52	18833,75
Precio (CLP$/kWh)		$ 103,85	$ 105,93	$ 108,05	$ 110,21	$ 112,41	$ 114,66	$ 116,95	$ 119,29
Ingreso/Ahorro		$ 2.054.493	$ 2.080.914	$ 2.107.674	$ 2.134.779	$ 2.162.232	$ 2.190.038	$ 2.218.202	$ 2.246.728
Mantención Anual		$ 131.784	$ 131.784	$ 131.784	$ 131.784	$ 131.784	$ 131.784	$ 131.784	$ 131.784
Depreciación (años) 10		$ 717.425	$ 717.425	$ 717.425	$ 717.425	$ 717.425	$ 717.425	$ 717.425	$ 717.425
Utilidad antes de impuestos		$ 1.205.284	$ 1.231.705	$ 1.258.465	$ 1.285.570	$ 1.313.023	$ 1.340.829	$ 1.368.993	$ 1.397.519
Impuestos 27%		$ 325.427	$ 332.560	$ 339.786	$ 347.104	$ 354.516	$ 362.024	$ 369.628	$ 377.330
Inversión	$ 9.532.390								
Net cash flow	$ -9.532.390	$ 1.597.282	$ 1.616.569	$ 1.636.105	$ 1.655.891	$ 1.675.932	$ 1.696.231	$ 1.716.790	$ 1.737.614
FLUJO CAJA ACOMULADO SIN INVERSION		$ 1.597.282	$ 3.213.852	$ 4.849.956	$ 6.505.847	$ 8.181.779	$ 9.878.010	$ 11.594.800	$ 13.332.414
FLUJO CAJA ACOMULADO - INVERSION		$ -7.935.108	$ -6.318.538	$ -4.682.434	$ -3.026.543	$ -1.350.611	$ 345.620	$ 2.062.410	$ 3.800.024

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Producción de E. Eléctrica (kWh)	18701,92	18701,92	18571,00	18441,01	18311,92	18183,74	18056,45	17804,54	17679,91
Precio (CLP$/kWh)	$ 121,68	$121,68	$124,11	$126,59	$129,13	$131,71	$134,34	$139,77	$142,57
Ingreso/Ahorro	$ 2.275.621	$2.275.621	$2.304.886	$2.334.527	$2.364.549	$2.394.957	$2.425.756	$2.488.548	$2.520.550
Mantención Anual	$ 131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784
Depreciación (años) 10	$ 717.425	$717.425	$717.425						
Utilidad antes de impuestos	$ 1.426.412	$1.426.412	$1.455.677	$2.202.743	$2.232.765	$2.263.173	$2.293.972	$2.356.764	$2.388.766
Impuestos 27%	$ 385.131	$ 393.033	$ 594.741	$ 602.846	$ 611.057	$ 619.372	$ 627.795	$ 636.326	$ 644.967
Inversión									
Net cash flow	$ 1.758.706	$ 1.780.069	$ 1.608.002	$ 1.629.918	$ 1.652.116	$ 1.674.600	$ 1.697.372	$1.720.437	$1.743.799
FLUJO CAJA ACOMULADO SIN INVERSION	$ 15.091.120	$ 16.871.189	$ 18.479.191	$ 20.109.110	$ 21.761.226	$ 23.435.825	$ 25.133.197	$ 26.853.635	$ 28.597.434
FLUJO CAJA ACOMULADO - INVERSION	$ 5.558.730	$ 7.338.799	$ 8.946.801	$ 10.576.720	$ 12.228.836	$ 13.903.435	$ 15.600.807	$ 17.321.245	$ 19.065.044

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción de E. Eléctrica (kWh)	17556,15	17433,26	17311,23	17190,05	17069,72	16950,23	16831,58	16713,76
Precio (CLP$/kWh)	$145,42	$148,33	$151,29	$154,32	$157,40	$160,55	$163,76	$167,04
Ingreso/Ahorro	$2.552.965	$2.585.796	$2.619.049	$2.652.730	$2.686.844	$2.721.397	$2.756.394	$2.791.841
Mantención Anual	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784	$131.784
Depreciación (años) 10								
Utilidad antes de impuestos	$2.421.181	$2.454.012	$2.487.265	$2.520.946	$2.555.060	$2.589.613	$2.624.610	$2.660.057
Impuestos 27%	$ 653.719	$ 662.583	$ 671.562	$ 680.655	$ 689.866	$ 699.195	$ 708.645	$ 718.215
Inversión								
Net cash flow	$ 1.767.462	$ 1.791.429	$ 1.815.703	$ 1.840.291	$ 1.865.194	$ 1.890.417	$ 1.915.965	$ 1.941.842
FLUJO CAJA ACOMULADO SIN INVERSION	$ 30.364.896	$ 32.156.325	$33.972.028	$35.812.319	$37.677.513	$ 39.567.930	$ 41.483.895	$ 43.425.737
FLUJO CAJA ACOMULADO - INVERSION	$ 20.832.506	$ 22.623.935	$24.439.638	$26.279.929	$28.145.123	$ 30.035.540	$ 31.951.505	$ 33.893.347

9.3.2: Evaluación económica autoconsumo mas venta de excedentes

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Producción de E. Eléctrica (kWh)		49298	48952,91	48610,24	48269,97	47932,08	47596,56	47263,38	46932,54
Autoconsumo / Ahorro (kWh)		36144	35890,99	35639,76	35390,28	35142,54	34896,55	34652,27	34409,71
Venta Excedente (kWh)		13154	13061,92	12970,49	12879,70	12789,54	12700,01	12611,11	12522,83
Precio ahorro (CLP$/kWh)		$103,85	$105,93	$108,05	$110,21	$112,41	$114,66	$116,95	$119,29
Precio venta (CLP$/kWh)		$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612
Ahorro + ingreso por venta		$4.853.438	$4.894.011	$4.935.258	$4.977.188	$5.019.807	$5.063.124	$5.107.147	$5.151.884
Mantención Anual		$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204
Depreciación (años) 10		$1.659.982	$1.659.982	$1.659.982	$1.659.982	$1.659.982	$1.659.982	$1.659.982	$1.659.982
Utilidad antes de impuestos		$2.898.252	$2.938.825	$2.980.072	$3.022.002	$3.064.621	$3.107.938	$3.151.961	$3.196.698
Impuestos 27%		$ 782.528	$ 795.007	$ 807.946	$ 821.353	$ 835.235	$ 849.601	$ 864.458	$ 879.816
Inversión	$21.353.152								
Net cash flow	$-21.353.152	$ 3.775.706	$ 3.809.446	$ 3.844.429	$ 3.880.677	$ 3.918.210	$ 3.957.051	$ 3.997.222	$ 4.038.745
FLUJO CAJA ACOMULADO SIN INVERSION		$ 3.775.706	$ 7.585.152	$11.429.581	$15.310.258	$19.228.468	$ 23.185.519	$27.182.741	$31.221.485
FLUJO CAJA ACOMULADO - INVERSION		$ -17.577.446	$ -13.768.000	$ -9.923.571	$ -6.042.894	$ -2.124.684	$ 1.832.367	$ 5.829.589	$ 9.868.333

Año	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Producción de E. Eléctrica (kWh)	46604,01	46277,78	45953,84	45632,16	45312,74	44995,55	44680,58	44367,81	44057,24
Autoconsumo / Ahorro (kWh)	34168,84	33929,66	33692,15	33456,30	33222,11	32989,55	32758,63	32529,32	32301,61
Venta Excedente (kWh)	12435,17	12348,13	12261,69	12175,86	12090,63	12005,99	11921,95	11838,50	11755,63
Precio ahorro (CLP$/kWh)	$121,68	$124,11	$126,59	$129,13	$131,71	$134,34	$137,03	$139,77	$142,57
Precio venta (CLP$/kWh)	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612
Ahorro + ingreso por venta	$5.197.343	$5.243.532	$5.290.459	$5.338.133	$5.386.563	$5.435.757	$5.485.725	$5.536.475	$5.588.015
Mantención Anual	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204
Depreciación (años) 10	$1.659.982	$1.659.982							
Utilidad antes de impuestos	$3.242.157	$3.288.346	$4.995.255	$5.042.929	$5.091.359	$5.140.553	$5.190.521	$5.241.271	$5.292.811
Impuestos 27%	$ 895.683	$ 912.067	$ 1.377.173	$ 1.394.620	$ 1.412.611	$ 1.431.157	$ 1.450.267	$ 1.469.952	$ 1.490.220
Inversión									
Net cash flow	$ 4.081.643	$ 4.125.941	$ 3.723.468	$ 3.770.638	$ 3.819.282	$ 3.869.424	$ 3.921.093	$ 3.974.314	$ 4.029.114
FLUJO CAJA ACOMULADO SIN INVERSION	$35.303.129	$39.429.070	$43.152.538	$46.923.176	$50.742.458	$ 54.611.882	$58.532.975	$62.507.289	$66.536.403
FLUJO CAJA ACOMULADO - INVERSION	$13.949.977	$18.075.918	$21.799.386	$25.570.024	$29.389.306	$ 33.258.730	$37.179.823	$41.154.137	$45.183.251

Año	18	19	20	21	22	23	24	25
Producción de E. Eléctrica (kWh)	43748,84	43442,60	43138,50	42836,53	42536,67	42238,92	41943,24	41649,64
Autoconsumo / Ahorro (kWh)	32075,50	31850,97	31628,01	31406,62	31186,77	30968,47	30751,69	30536,42
Venta Excedente (kWh)	11673,34	11591,62	11510,48	11429,91	11349,90	11270,45	11191,56	11113,22
Precio ahorro (CLP$/kWh)	$145,42	$148,33	$151,29	$154,32	$157,40	$160,55	$163,76	$167,04
Precio venta (CLP$/kWh)	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612	$83,612
Ahorro + ingreso por venta	$5.640.357	$5.693.508	$5.747.478	$5.802.277	$5.857.914	$5.914.400	$5.971.745	$6.029.957
Mantención Anual	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204	$295.204
Depreciación (años) 10								
Utilidad antes de impuestos	$5.345.153	$5.398.304	$5.452.274	$5.507.073	$5.562.710	$5.619.196	$5.676.541	$5.734.753
Impuestos 27%	$ 1.511.084	$ 1.532.552	$ 1.554.637	$ 1.577.349	$ 1.600.699	$ 1.624.699	$ 1.649.360	$ 1.674.695
Inversión								
Net cash flow	$ 4.085.523	$ 4.143.568	$ 4.203.278	$ 4.264.684	$ 4.327.816	$ 4.392.704	$ 4.459.381	$ 4.527.879
FLUJO CAJA ACOMULADO SIN INVERSION	$70.621.926	$74.765.494	$78.968.772	$83.233.456	$87.561.272	$91.953.976	$96.413.357	$100.941.236
FLUJO CAJA ACOMULADO - INVERSION	$49.268.774	$53.412.342	$57.615.620	$61.880.304	$66.208.120	$70.600.824	$75.060.205	$ 79.588.084