UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

CASA CENTRAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA COMERCIAL

ESTUDIO DE PRE-FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 100 KW.

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO COMERCIAL

AUTOR:

ESTEBAN ALEJANDRO MIRANDA OLIVER

PROFESOR GUÍA:

GIOVANNI PESCE SANTANA

PROFESOR COREFERENTE:

CARLOS SOTO YAÑEZ

VALPARAÍSO, JUNIO 2017

AGRADECIMIENTOS

Cuando es tiempo de agradecer, pienso inmediatamente en mi familia, pareja y amigos. Agradecer en primera instancia a mi familia que me ha servido como apoyo a lo largo de mi vida, sirviendo como ejemplo en cuanto a una superación y crecimiento personal, donde destaco la visión de vida positiva que poseen mis dos hermanos: Andrés Miranda Oliver y Pablo Miranda Oliver, junto con mis padres que me han entregado todas las herramientas necesarias para poder llegar a esta instancia junto con el amor y comprensión de ambos. Se viene a mi mente de forma inmediata, todos los retos merecidos y consejos realizados por ellos. Mención honrosa a mi abuela María que es mi segunda madre y nos entrega solo amor a lo largo de la vida de todos nosotros.

Dar gracias por el increíble núcleo de amigos que poseo, mis amigos desde la infancia, desde el colegio, de Scout, de universidad, solo gente que ha estado conmigo en tiempos difíciles y gozando mis momentos de dicha, es imposible no nombrarlos. Para este proceso debo destacar a Felipe Albornoz, un amigo que siempre ha estado para corregirme y entregarme sus apreciaciones respecto a la tesis, solo con la finalidad de ayudar; junto a ello, dar gracias a mi pareja Allison Muñoz Osorio que me ha escuchado en cada idea que ha pasado por mi cabeza en este proceso, discutiéndola y amándome como siempre lo ha hecho.

Por último, decir que mi misión de vida es dejar este lugar mejor de lo que lo he encontrado, pensamiento que poseo desde niño por el movimiento de Guías y Scout y su fundador Baden Powell, cada acción que realizo es para llevar a cabo este estilo de vida, ser un aporte real a la sociedad y al mundo.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente proyecto consiste en la instalación de una planta fotovoltaica de 100 kW en la región de Valparaíso, específicamente en la provincia de Marga Marga, con el fin de generar energía e inyectarla a la red de distribución de la empresa encarga de dicha distribución energética en la región, todo esto bajo el alero de la Ley 20.571 o Generación Ciudadana, donde se permite instalar proyectos que provengan de fuentes de Energías Renovables No Convencionales de hasta 100 kW y poder inyectar a la red de distribución excedentes que deberán ser pagados según el precio de la energía que se maneje en el lugar geográfico correspondiente.

Se compara la posibilidad de instalarla entre la región de Valparaíso y la región de Atacama, esto debido al buen nivel de radiación de ambas regiones, donde la primera posee 358 unidades instaladas a abril de 2017 ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en comparación con las 57 unidades de la región de Valparaíso, pero que tiene una potencia total instalada de 674 kW contra los 636 kW de la región de Atacama, lo que convierte a la V región que posea un 6,19% del total de instalaciones de plantas fotovoltaicas en Chile bajo el alero de la Ley 20.571 y en un 10,25% del total de la potencia generada en Chile, superando a la región de Atacama que contribuye con un 9,67% al total de dicha potencia.

Para decidir que la instalación de la planta fotovoltaica se realizará en la V región es que se estudia el comportamiento de tres variables: el precio que pagan las distribuidoras de cada región por la inyección a la red, el precio del metro cuadrado del terreno y el nivel de

radiación de cada zona. Es por ello que se determina que las variables radiación del lugar y el precio que pagan las distribuidoras por las inyecciones a la red son los dos factores predominantes para la toma de decisiones por sobre la variable del precio del metro cuadrado del terreno, esto debido a que son los componentes de la fuente de ingreso de la planta fotovoltaica de 100 kW, convirtiéndose en el precio por la cantidad, donde la cantidad son los kwh inyectados a la red.

Comparando el comportamiento de dichos factores en las dos regiones, se llega a la conclusión que el nivel de radiación en la III región es mayor que al de la V región, pero el precio que paga las distribuidoras a cargo, es mayor en la región de Valparaíso, mientras que los precios de los terrenos oscilan en un rango similar, donde es más probable encontrar precios más baratos en la región de Atacama, aun así se determina llevarla en la región de Valparaíso entendiendo que hay condiciones similares y un menor número de instalaciones declaradas ante la SEC.

Por lo demás, se debe considerar que actualmente el proceso de tramitación para instalar la planta fotovoltaica de 100 kW se demora aproximadamente 120 días, por lo que es esencial ir avanzando en otras actividades en paralelo, junto con generar una buena relación con la empresa distribuidora de energía con el fin de acelerar ciertos procesos. Asimismo, la relación que se debe tener con los proveedores de ciertos insumos eléctricos esenciales tales como, los paneles fotovoltaicos, los inversores y los montajes donde se instalan los paneles, deben ser propicios para obtener precios competitivos, esto dado que son traídos desde China y poseen un 30% menos en el precio comparándolos con insumos traídos desde Alemania, en el que ambos están certificados ante la SEC para su instalación y uso en Chile. Dicho contacto

es facilitado por un ingeniero civil eléctrico donde mantienen relaciones de amistad desde hace más de 10 años y son facilitados para la realización y evaluación de este proyecto.

Junto a ello, se considera que se necesita un encargado de la Administración de la planta, de la contabilidad y finanzas y un gerente del proyecto; para ello es que basta con que una persona cumpla estos tres cargos debido al tamaño pequeño de la planta fotovoltaica; paralelo a ello se necesitan tres electricistas certificados ante la SEC para instalar todos los insumos eléctricos necesarios, éstos solo trabajarán por única vez en la instalación; posterior a ello la Administración llamará a un electricista que realizará las mantenciones anuales a la planta fotovoltaica. Dado esto es que solo el Administrador estará contratado para el proyecto, los demás se les pagará con boleta de honorarios cuando se necesiten de sus servicios, que como se dijo anteriormente, son de manera esporádica y puntuales.

Dentro de la evaluación financiera se manejaron dos escenarios: uno conservador y otro realista, donde el primero se evaluó con una tasa de descuento real del 6,64% y para el segundo escenario un 4,7%. Entendiendo esto es que se consigue un VAN de 331,44 UF con un payback en el año 16 y una tasa interna de retorno del 8,29% para el escenario conservador, mientras que para el escenario realista se genera consigue un VAN de 773,66 UF con un retorno de la inversión en el año 13 y la misma tasa interna de retorno que en el caso anterior. Ambos casos son rentables, pero se debe tener en consideración la variación de las tres variables que pueden hacerlo hasta ciertos rangos determinados, o sino se hace inviable el proyecto.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS 1

RESUMEN EJECUTIVO 2

1. INTRODUCCIÓN 12

2. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN 14

3.1 OBJETIVO GENERAL 16

OBJETIVOS ESPECÍFICOS 16

4.1 PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN PROYECTO. 17

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN CHILE 18

4.4 MODELO ESCO 21

4.5 DESCRIPCIÓN DE TARIFAS SEGÚN EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD 24

4.5.1 DECRETOS TARIFARIOS VIGENTES 24

4.5.2 OPCIONES DE TARIFAS 25

4.6 DEFINICIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA 26

4.7 COMPONENTES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA 27

4.7.1 PANELES FOTOVOLTAICOS 27

4.7.2 INVERSOR 29

4.7.3 MEDIDOR BIDIRECCIONAL 29

4.7.4 CABLE DE CONEXIÓN 30

4.7.5 ESTRUCTURA DE SOPORTE 31

4.7.6 TUBERÍA METÁLICA EIÉCTRICA (EMT) 31

5. SECCIÓN II: FINES DEL PROYECTO 33

5.1 DESCRIPCIÓN, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO 33

6. SECCIÓN III: ESTUDIO DE MERCADO 40

6.1 MERCADO OBJETIVO 40
6.2 DEMANDA 41
6.2.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN 41
6.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA 43
6.3 OFERTA 49
6.4 ANÁLISIS PESTA 53
6.5 LINEAMIENTOS DE LA EMPRESA Y MARKETING ESTRATÉGICO 59
6.6 MARKETING OPERATIVO 61
6.6.1 PRODUCTO 61
6.6.2 PRECIO 61
6.6.3 PLAZA 62
6.6.4 PROMOCIÓN 63
7. SECCIÓN IV: ESTUDIO LEGAL 64
7.1 ESTUDIO SOCIETARIO 64
7.2 MARCO REGULATORIO 65
7.2.1 LEY 20.571 66
7.2.2 NORMA TÉCNICA E INSTRUCTIVOS 67
8. CAPÍTULO V: ESTUDIO TÉCNICO 70
8.1 DEFINICIÓN DEL TAMAÑO DEL PROYECTO 70
8.2 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO 73
8.2.1 ORIENTACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN 73
8.2.2 MACROLOCALIZACIÓN 74
8.2.3 MICROLOCALIZCIÓN 75
8.2.4 DECISIÓN DE LOCALIZACIÓN 76
8.3 INGENIERÍA DEL PROYECTO 76

8.3.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS 76
8.3.2 LAYOUT 78
8.3.3 PROGRAMA DE REINVERSIONES 79
8.3.4 ANÁLISIS DE INSUMOS 81
8.4 ANÁLISIS ORGANIZACIONAL 85
8.4.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL 85
8.4.2 ANÁLISIS DE REMUNERACIONES Y PROYECCIONES 88
9. CAPÍTULO VI: ESTUDIO FINANCIERO – ECONÓMICO 91
9.1 DETERMINACIÓN DE MONEDA A EVALUAR 91
9.2 DETERMINACIÓN DE HORIZONTE DE TIEMPO 92
9.3 DETERMINACIÓN DE TASA DE DESCUENTO 93
9.4 DETERMINACIÓN VALOR DE DESECHO 96
9.5 INVERSIÓN INICIAL 97
9.5.1 ACTIVOS FIJOS 97
9.5.2 CAPITAL DE TRABAJO 97
9.5.3 INTANGIBLES 98
9.5.4 REINVERSIONES 99
9.6 INGRESOS 100
9.6.1 INGRESOS POR PLANTA FOTOVOLTAICA 100
9.7 EGRESOS 101
9.7.1 COSTOS FIJOS 101
9.7.2 REMUNERACIONES 101
9.8 FLUJOS DE CAJAS 102
9.8.1 FLUJOS DE CAJA PURO ESCENARIO CONSERVADOR 103
9.8.2 FLUJO DE CAJA ESCENARIO REALISTA 105

9.9 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD 107
9.9.1 VARIACIÓN DE VARIABLES ESCENARIO CONSERVADOR 107
9.9.2 VARIACIÓN DE VARIABLES ESCENARIO REALISTA.....110
10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 112
11. APÉNDICES.....117
11.1 TABLA DE CAPITAL DE TRABAJO.....117
11.2 FLUJO DE CAJA CASO BASE, ESCENARIO REALISTA.....118
11.3 FLUJO DE CAJA CASO BASE, ESCENARIO CONSERVADOR.....120
11.4 FLUJO DE CAJA ESCENARIO CONSERVADOR, CONS I.....123
11.5 FLUJO DE CAJA ESCENARIO CONSERVADOR, CONS II 126
11.6 FLUJO DE CAJA ESCENARIO CONSERVADOR, CONS III 129
11.7 FLUJO DE CAJA ESCENARIO REAL, REAL I 132
11.8 FLUJO DE CAJA ESCENARIO REAL, REAL II 134
11.9 FLUJO DE CAJA ESCENARIO REAL, REAL III.....138
12. ANEXOS 141
12.1 Anexo 1: Tarifas de Suministro Eléctrico.....141
12.2 Anexo 2: Descripción Opciones tarifarias 142
12.3 Anexo 3: Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo 147
12.4 Anexo 4: Formularios Proceso de conexión Ley 20.571 150
BIBLIOGRAFÍA 151

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Precio Energía Baja. Fuente: Chilquinta, EMELAT, elaboración propia. 44
Tabla 2: Instaladores y ejecutores de proyectos fotovoltaicos ESCO. Fuente: ACESOL, elaboración propia.....49

Tabla 3: Total de Instalaciones declaradas por región al mes de abril del 2017. Fuente: SEC, elaboración propia. 50
Tabla 4: CUADRO RESUMEN ANÁLISIS PESTA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 58
Tabla 5: Insumos Administración. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 76
Tabla 6: Elementos de Protección Personal (EPP). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 77
Tabla 7: Insumos Planta Fotovoltaica. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 77
Tabla 8: Reinversión en insumos de la planta fotovoltaica. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 79
Tabla 9: Sueldo Administrador 2017 Empresa fotovoltaica 100 kW. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 89
Tabla 10: Sueldos por Boleta de Honorarios 2017 Empresa fotovoltaica 100 kW. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 89
Tabla 11: Montos de Inversión en Activos Fijos. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 97
Tabla 12: Montos de Inversión en Intangibles. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 99
Tabla 13: Montos de Inversión en Reinversiones FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 99
Tabla 14: Escenario Base. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 103
Tabla 15: Escenarios Conservadores con Supuestos Utilizados. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 104
Tabla 16: Resultados Flujos de Cajas según ESCENARIOS del “Escenario Conservador”. FUENTE: Elaboración Propia 104
Tabla 17: Escenarios Realistas con Supuestos Utilizados. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA 105
Tabla 18: Resultados Flujos de Cajas según ESCENARIOS del “Escenario Realista”. FUENTE: Elaboración Propia 106
Tabla 19: Variación Radiación en kwh/anual para Escenario Conservador. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA 108
Tabla 20: Variación Precio UF Metro cuadrado, Escenario Conservador. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA 109
Tabla 21: Variación Precio del kwh pagado por Distribuidora para Escenario Realista. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA 109

Tabla 22: Variación Radiación en kwh/anual para Escenario Conservador. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.....110
Tabla 23: Variación Precio UF Metro cuadrado, Escenario Realista. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.....111
Tabla 24: Variación Precio del kwh pagado por Distribuidora para Escenario Realista. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA.....111

TABLA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Sistemas eléctricos de Chile. Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2009 20
Ilustración 2: Modelo ESCO funcionamiento. Fuente: GIZ.....22
Ilustración 3: Panel fotovoltaico policristalino. Fuente: Ministerio de Energía.....28
Ilustración 4: Inversor. Fuente: Ministerio de Energía.....29
Ilustración 5: Medidor bidireccional. Fuente: Kamstrup.....30
Ilustración 6: Cable de conexión. Fuente: Kamstrup.....30
Ilustración 7: Estructura de Soporte. Fuente: Ministerio de Energía.....31
Ilustración 8: Tubería Metálica Eléctrica (EMT). Fuente: Gobantes.....32
Ilustración 9: Fallas de Centro de Transformación. Fuente: Encare, elaboración propia.....37
Ilustración 10: Fallas del Panel fotovoltaico. Fuente: Encare, elaboración propia.....38
Ilustración 11:Variación Anual de Radiación V región. Fuente: Explorador de Energía Solar. 46
Ilustración 12:Variación Anual de Radiación III región. Fuente:Explorador de Energía Solar. 46
Ilustración 13:Variación interanual de Radiación V región. Fuente: Explorador de Energía Solar. 47
Ilustración 14:Variación interanual de Radiación V región. Fuente: Explorador de Energía Solar. 47
Ilustración 15: Generación Eléctrica Mensual según región. Fuente:Explorador de Energía Solar. 48

Ilustración 16: Número de Instalaciones declaradas por región. Fuente: SEC, elaboración propia. 50
Ilustración 17: Evolución Potencia Declarada en los últimos 12 meses. Fuente: SEC 51
Ilustración 18: Diagrama de Flujo Proceso de Conexión. Fuente: Elaboración Propia.....67
Ilustración 19: Mapa radiación global. Fuente: Explorador de Energía Solar.....72
Ilustración 20: Mapa ubicación geográfica Provincia Marga-Marga. Fuente: GoogleMaps..75
Ilustración 21: Layout Planta Fotovoltaica 100 kW. Fuente: Elaboración Propia. 78
Ilustración 22: Panel fotovoltaico monocristalino. Fuente: Talesun 82
Ilustración 23: Inversor trifásico. Fuente: GoodWe 83
Ilustración 24: Soporte paneles fotovoltaicos. Fuente: VG Solar.....83
Ilustración 25: Medidor Bidireccional. Fuente: Kamstrup 84
Ilustración 26: Organigrama empresa planta fotovoltaica 100 kW SpA. Fuente: Elaboración Propia 86
Ilustración 27: Valor UF desde el año 2000. Fuente: Elaboración Propia, SII.....92

1. INTRODUCCIÓN

En noventa minutos, suficientes rayos solares entran al planeta Tierra para proporcionarle la energía necesaria para un año (International Energy Agency, 2011). Si bien la energía solar es abundante, hoy en día representa una pequeña fracción de la combinación energética del mundo. Sin embargo, esto está cambiando rápidamente impulsado por la acción mundial para mejorar el acceso a la energía y la seguridad del mismo suministro, además de mitigar el cambio climático.

Actualmente, el viento y la energía solar fotovoltaica son las fuentes de electricidad de más rápido crecimiento en todo el mundo. Los mismos costos de energía renovable variables han caído drásticamente en los últimos años gracias a una combinación de progresos tecnológicos sostenidos en el tiempo, expansión a nuevos mercados con mejores recursos y mejores condiciones de financiamiento. Como resultado, entre 2008 y 2015, el costo promedio de la energía solar fotovoltaica disminuyó en casi un 80%; trayendo consigo una maduración tecnológica y económica al rubro (IEA[1], 2016).

La situación en los países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), en el que Chile es perteneciente, es que para el año 2015 se produjo 174,5 Terawattshora (TWh) de electricidad fotovoltaica, correspondiente al 7,1% de la producción total de electricidad en base a energías renovables. Los grandes productores de este tipo de energía fueron Alemania, Japón, Italia, Estados Unidos y España, que produjeron el 75,7% de la electricidad fotovoltaica en la OCDE.

[1] IEA: International Energy Agency

Por su parte, Chile es el país con la radiación más alta del mundo convirtiéndolo en un lugar idóneo para energía solar; se suma a ello que alcanzó el primer lugar en inversión de energías renovables y en la lucha contra el cambio climático, en la región de América Latina y el Caribe (Climate Scope, 2016). Teniendo el compromiso de generar un 20% del total de su matriz energética en base a fuentes renovables para el 2025; en el 2015, fue de un 18% por lo que se tienen grandes expectativas de sobrepasar dicho porcentaje. Para 2016 Chile ha logrado generar más de 1 Gigawatts (GW) de energía solar, lo que lo convierte en el país que más genera energía solar en Latinoamérica. Y es que se espera que el país siga incorporando grandes volúmenes de ERNC en su sistema eléctrico. De hecho, en el marco de la iniciativa Energía2050, se estableció una meta de lograr que al año 2050 el 70% de la energía provenga de fuentes renovables (incluyendo generación hidroeléctrica de embalse). Algunos actores de la industria (Asociación Chilena de Energías Renovables) promueven una meta de 100% basado en energía renovable (ENCARE, 2017).

Se suma a esto que el país está construyendo las dos plantas solares más grandes de Latinoamérica. El Primer proyecto es "Cielos de Tarapacá" que consiste en una planta solar fotovoltaica de 600 Megawatts (MW) en corriente alterna (AC) usando tecnología *tracking* en un eje, o sea que sigue al sol durante el día desde oriente a poniente. El proyecto de 1.650 hectáreas se ubica en la localidad de Pintados, aproximadamente 60 kilómetros al sur de Iquique, en la Región de Tarapacá. El segundo proyecto es "Copiapó Solar" con una inversión cercana a los 2 mil millones de dólares y está a cargo de la firma *SolarReserve*, programado para comenzar su operación comercial en el 2019, entregará a los consumidores del Sistema Interconectado Central (SIC) 260 MW de potencia en carga de base confiable, limpia, continua y no intermitente las 24 horas al día.

2. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Para octubre del año 2014, Chile crea la Ley 20.571 conocida como Generación Ciudadana que es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta ley entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual está publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora. Para marzo del 2017 se cuenta 921 instalaciones declaradas en el país, donde el líder es la III región de Atacama con 358 unidades, siguiéndolo la Región Metropolitana con 214 unidades; para el caso de la V región de Valparaíso, existen tan solo 57 unidades declaradas (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Además, la Ley 20.571 estipula que el máximo de autogeneramiento de electricidad es de 100 kilowatts (kW). Dado esto, es que se desea investigar para así proponer un modelo de negocios en base a la instalación de paneles fotovoltaicos que generen los 100 kW ubicados en la región de Atacama o Valparaíso, en el que Emetal S.A y Chilquinta S.A. o Conafe respectivamente, son las empresas distribuidoras eléctricas de dichas regiones que estarán obligadas a comprarla al precio estipulado por ellos.

Dicho proyecto se asemeja a las que poseen las empresas de servicios energéticos o también llamadas ESCO (Energy Services Companies), en el que estas empresas están orientadas a mejorar la forma en que se utiliza la energía; una ESCO ofrece implementar soluciones de eficiencia energética en todo el espectro de proyectos, facilitando el acceso al financiamiento para su ejecución. El proyecto en sí se va pagando con el ahorro generado.

Básicamente existen tres tipos de modelos de negocios: el primero consta de comprar la planta fotovoltaica con o sin financiamiento externo, donde el cliente es el dueño y operador de la planta, además de ser responsable por la producción eléctrica y el equipo. El segundo es del estilo leasing o alquilar la planta fotovoltaica, donde el cliente paga una cuota mensual a la empresa Leasing, además este último es el dueño y responsable del equipo, el cliente se responsabiliza por la producción eléctrica. Por último, el tercer modelo trata en que la empresa ESCO es dueño y responsable por el equipo y la producción eléctrica donde el cliente compra la electricidad generada (ANESCO, 2015)

La diferencia del proyecto versus el modelo ESCO radica en que no existirá una organización a la cual se esté autoabasteciendo con la planta fotovoltaica, sino que se piensa ubicar ésta en un terreno e ir inyectándole directamente toda la energía a la red de distribución para generar utilidades e ir financiándolo, es por ello que el cliente será directamente la empresa distribuidora que comprará dicha energía.

Dado esto, es que se hace necesario formularse las siguientes preguntas ¿Cuál es el lugar físico idóneo para instalar una planta fotovoltaica de 100 KW en Chile? Considerando como postulantes la III y V región debido al alto nivel de radiación de la primera y los terrenos planos, tendidos eléctricos disponibles para transportar y exportar energía, junto con una radiación adecuada en la zona interior norte (Saez, 2016), además de ser el domicilio del creador del proyecto para la segunda región postulante; ¿el proyecto es económicamente escalable en el largo plazo? Y por último ¿Qué tipo de tecnología es la ideal para implementar la planta fotovoltaica en cuanto a precio-calidad?, dichas preguntas son esenciales para llevar a cabo la implementación correcta de una planta fotovoltaica de 100 kW en Chile.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación técnica-económica de la instalación de una planta fotovoltaica de 100 kW con el fin de generar utilidades para el propietario bajo el alero de la Ley 20.571.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar lugares estratégicos en la III y V región de Chile para la instalación de la planta fotovoltaica de 100 kW.

2. Realizar estudio técnico de la planta, identificando la mejor tecnología en cuanto a precio-calidad de los equipos a utilizar en el proyecto.

3. Realizar el análisis Financiero – Económico del proyecto para tomar decisiones de factibilidad, generando un proyecto escalable económicamente.

4. SECCIÓN I: MARCO TEÓRICO

4.1 PREPARACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN PROYECTO.

La preparación y evaluación de un proyecto según los hermanos Sapag, viene a ser un instrumento que entrega información al ente que lo realizará, mostrando si éste es rentable o no, en el que será posible rechazar un proyecto rentable y aceptar uno no rentable, todo recae en la decisión final del inversionista.

Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema tendiente a resolver, entre tantos, una necesidad humana. Cualquiera que sea la idea que se pretende implementar, la inversión, la metodología o la tecnología por aplicar, ella conlleva necesariamente la búsqueda de proposiciones coherentes destinadas a resolver las necesidades de la persona humana. Surge como respuesta a una "idea" que busca la solución de un problema (reemplazo de tecnología obsoleta, abandono de una línea de productos) o la manera de aprovechar una oportunidad de negocio.

Si se desea evaluar un proyecto de creación de un nuevo negocio, ampliar las instalaciones de una industria, o reemplazar su tecnología, cubrir un vacío en el mercado, sustituir importaciones, lanzar un nuevo producto, proveer servicios, crear polos de desarrollo, aprovechar los recursos naturales, sustituir producción artesanal por fabril o por razones de Estado y seguridad nacional, entre otros, ese proyecto debe evaluarse en términos de conveniencia, de manera que se asegure que resolverá una necesidad humana eficiente, segura y rentablemente.

En otras palabras, se pretende dar la mejor solución al “problema económico” que se ha planteado, y así conseguir que se disponga de los antecedentes y la información necesarios para asignar racionalmente los recursos escasos a la alternativa de solución más eficiente y viable frente a una necesidad humana percibida.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS EN CHILE

Un sistema eléctrico está conformado por el conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí.

En Chile se clasifican según su tamaño. Los sistemas mayores son aquellos con una capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW; los medianos poseen una capacidad instalada superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW, y los pequeños corresponden a aquellos que poseen una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW (Brokering et al., 2008).

La actividad de generación es desarrollada en Chile por empresas de capitales privados, reguladas y fiscalizadas por el Estado, que además cumple con la planificación indicativa de inversiones en los segmentos de generación y transmisión a modo de recomendación no forzosa (INE, 2009).

La capacidad instalada de generación eléctrica se encuentra distribuida territorialmente en cuatro sistemas a lo largo del país, prácticamente autónomos. A continuación, se describe cada uno de estos sistemas:

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): Sistema mayor que abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso en el límite sur. A diciembre de 2015 constituía el 24,8% de la capacidad instalada neta total en el país, atendiendo al 6,3% de la población nacional. Su generación es casi en su totalidad térmica (96,7%) y orientada a satisfacer principalmente el consumo de la industria minera.

- Sistema Interconectado Central (SIC): Sistema mayor que abastece a la zona centro-sur del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, ubicado en la isla de Chiloé por el sur. La distancia entre ambas localidades es aproximadamente de 2.100 km. Constituye el 74,5% de la capacidad instalada neta total en el país. Su generación es 47,7% termoeléctrica y 46,9% hidroeléctrica, atendiendo el 92,2% de la población del país en 2015.

- Sistema Eléctrico de Aysén (incluye el Sistema de Los Lagos): En la práctica corresponde a cinco subsistemas medianos, no interconectados entre sí, ubicados en la zona sur del país: Palena, General Carrera y Aysén, Hornopirén, Cochamó. Su capacidad conjunta corresponde a sólo 0,22% nacional, con generación eléctrica de 23,0% termoeléctrica y 73,1% hidroeléctrica, siendo el más pequeño de los sistemas, atendiendo el 0,6% de la población del país en 2015.

- Sistema Eléctrico de Magallanes: Corresponde a cuatro subsistemas medianos no interconectados entre sí: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país.

Su capacidad instalada corresponde al 0,50% del total nacional en 2015, siendo el 98,9% de su generación termoeléctrica y atiende al 0,9% de la población.

Ilustración 1: Sistemas eléctricos de Chile. Fuente: Agencia Internacional de Energía, 2009

4.4 MODELO ESCO

La Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit o GIZ es un departamento del Gobierno Federal Alemán, especializada en la cooperación técnica para el desarrollo sostenible en todo el mundo.

Junto con el Ministerio de Energía de Chile idearon un modelo de contrato de desempeño energético "Proyecto de Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor", en el que una empresa de servicio energético (ESCO) suministra la energía generada por la planta fotovoltaica a las áreas comunes de un edificio o hogar, es decir a la comunidad como tal. La ESCO se encarga de diseñar, financiar, construir, instalar, operar y mantener la planta fotovoltaica en bienes comunes de un edificio o condominio, conservando la propiedad de la misma, comprometiéndose con el cliente a que la energía generada sea auto consumida en los bienes comunes del edificio a un precio y periodo de tiempo determinado, permitiendo la inyección a la red eléctrica de los excedentes de energía generados y nos consumidos por el cliente; este modelo base deberá ser adaptado a la realidad en cada caso (C. Morales, GIZ, 2014).

Los principales beneficios para el cliente de una ESCO son una nula/baja inversión inicial por parte del cliente; externalización de la operación y mantención del sistema fotovoltaico por parte de la ESCO; el cliente solamente paga por la energía generada y se beneficia de posibles economías de escala, principalmente sobre el financiamiento, adquisición de equipos y gestión personal. Por lo que los costos reales de la planta fotovoltaica, tanto de los equipos y la mantención de éstos van por parte de la empresa ESCO.

Otro de los resultados del desarrollo del modelo ESCO es la contribución al potenciamiento y aprovechamiento de la energía solar a través de paneles fotovoltaicos ubicados en las áreas comunes de los techos del edificio, permitiendo así a la comunidad de copropietarios, u otro tipo de cliente, obtener ahorros en el consumo de las cuentas de energía eléctrica (C. Morales, 2014).

El modelo queda explicado de mejor manera en la siguiente ilustración:

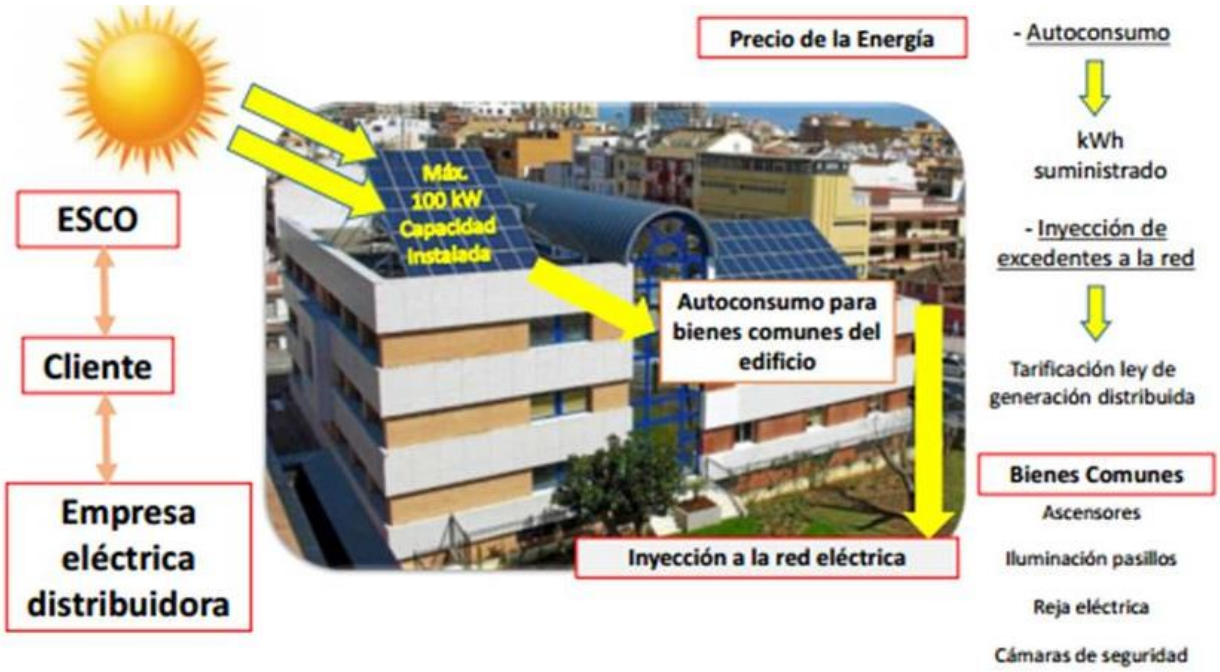

Ilustración 2: Modelo ESCO funcionamiento. Fuente: GIZ

Junto con ello existen dos productos informativos sobre el modelo ESCO: uno es un informe con un análisis legal en el que se describen los elementos desde la perspectiva de la ESCO con clientes y de la ESCO con otros intervinientes, además realiza un análisis del marco legal aplicable a las partes intervinientes, al uso de las instalaciones, destino del suministro, inyección de excedentes a la red y duración del contrato, entre otros.

El segundo producto es un contrato de desempeño energético de energía fotovoltaica para auto consumo e inyección de excedentes de energía a la red de distribución eléctrica, el cual sirve para que las partes involucradas en el negocio cuenten con un modelo de contrato que les facilite la tarea de acordar e implementar sus futuros proyectos (C. Morales, 2014).

Por su parte, las empresas distribuidoras que están obligadas por ley a comprar las inyecciones a la red de distribución y que colocan el precio en sus respectivas páginas web, obtienen el precio a cobrar a los usuarios finales ubicados en su zona de distribución a través de la siguiente expresión:

Precio a usuario Final = Precio Nudo + Valor Agregado de Distribución + Cargo Único por uso del sistema troncal

Al observar las tarifas que cobra una de las empresas distribuidoras, Chilquinta S.A., se muestra que el precio que cobran por kwh es de $88,256 (exceptuando para las comunas de Puchuncaví, Quillota, Quintero y Llai Llay) correspondiente a la tarifa de suministro eléctrico y que viene a ser el precio de la energía propiamente tal; dicho precio es la misma tarifa que pagan a las generadoras residenciales sujetas a la Ley 20.571. Esto se visualiza en el Anexo N°1.

Si bien es cierto que la empresa distribuidora compra esta energía a un precio mayor que al de las generadoras, en el que paga por el costo marginal, la diferencia entre el precio nudo y éste es absorbido por la totalidad de clientes (Chilquinta, 2012).

4.5 DESCRIPCIÓN DE TARIFAS SEGÚN EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD

Ya que el proyecto se realizará en la región de Atacama o de Valparaíso, las empresas encargadas de distribuir la electricidad es Ematel S.A en la III región y Chilquinta S.A. junto con CONAFE S.A. (Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica) en la V región. CONAFE S.A. no presenta tarifas de manera ordenada, sólo a grandes rasgos y las define como "tarifa de distribución energética" refiriéndose a los precios de los formularios que exige la Superintendencia de Electricidad y Combustibles que deben ser llenados para la instalación; por contraparte Ematel y Chilquinta S.A. tiene definiciones según dos categorías: Servicio de Suministro Eléctrico y Otros Servicios Asociados al Suministro.

Las tarifas aplicadas a los clientes por concepto de suministro eléctrico, son reguladas por el Decreto Fuerza de Ley N° 4 de 2006 que "Fija texto Refundido, Coordinado y Sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N°1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de Energía Eléctrica", del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Las mencionadas tarifas están compuestas, por una parte, por los costos de generación y transporte de la electricidad hasta las instalaciones de distribución y, por la otra, por el valor agregado de distribución.

4.5.1 DECRETOS TARIFARIOS VIGENTES

El costo de generación y transporte es fijado por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. El Decreto de Precios de Nudo actualmente vigente corresponde al Decreto N° 281 del 30 de octubre de 2009. Es del caso señalar, que de conformidad a lo establecido en la Ley,

en el evento que un Decreto que fije Precios de Nudo no sea publicado oportunamente en el Diario Oficial, tendrá una vez publicado, carácter retroactivo desde la fecha que correspondía su entrada en vigencia, independiente de su fecha de publicación.

El valor agregado de distribución (VAD) es fijado cada cuatro años por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, encontrándose actualmente vigente el Decreto Supremo N° 1T del 05 de febrero de 2016, por el período comprendido de noviembre de 2016 a noviembre de 2020.

Por otra parte, con fecha 09 de enero de 2009, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicó el Decreto N° 320, que regula las tarifas aplicables por concepto de transporte en líneas de subtransmisión, el cual tiene vigencia a partir del 14 de enero de 2009. Mediante este Decreto se aplicaron las modificaciones introducidas en el DFL N°1 a través de la Ley 19.940.

4.5.2 OPCIONES DE TARIFAS

Los clientes sujetos a fijación de precios (clientes con potencia conectada inferior o igual a 2.000 kW.), quedan regulados por una estructura de tarifas cuyas condiciones de aplicación se establecen en el antes citado Decreto Supremo N° 385 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, publicado el 08 de abril de 2009.

Los clientes cuya potencia conectada sea superior a 2000 KW, deben convenir con Chilquinta Energía S.A. o con el proveedor de energía eléctrica de su preferencia, la tarifa para la facturación del suministro eléctrico, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo N° 149 del DFL N° 4/06. En todo caso, tratándose de clientes cuya potencia conectada sea superior a 500 KW, el

cliente tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a Chilquinta Energía S.A. con una antelación de, al menos, 12 meses.

Los clientes afectos a regulación de precios tienen la posibilidad de elegir libremente entre las opciones de tarifas que se detallan más adelante, con las limitaciones establecidas en cada caso y dentro del nivel de tensión que les corresponda.

Los niveles de tensión de los clientes se clasifican como:

- Baja Tensión: Para aquellos clientes que están conectados con su empalme a redes cuyo voltaje es inferior a 400 volts (normalmente 220 o 380 volts).

- Alta Tensión: Para aquellos clientes conectados con un empalme a redes cuyo voltaje es superior a 400 volts (normalmente 12 KV).

En el Anexo N°2 se hace descripción de dichas opciones tarifarias.

4.6 DEFINICIÓN DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

El objetivo de una Planta Fotovoltaica es captar la energía solar y transformarla en energía eléctrica. La energía de estas plantas es introducida a las redes de distribución, lo que permite alimentar innumerables aplicaciones, hogares e industrias entre otros (ENCARE, 2017).

Las Plantas Fotovoltaicas están compuestas por paneles solares, que a su vez están formados por un conjunto de celdas fotovoltaicas, cuya función es captar la energía del sol y

transformarla en energía eléctrica continua, dichas celdas fotovoltaicas están interconectadas para formar un módulo fotovoltaico, típicamente entre 50 a 230 Watts. La producción de electricidad de dichas celdas depende principalmente de las condiciones meteorológicas existentes en el lugar donde se encuentren instaladas, por la radiación propia del lugar y de las condiciones mismas en las que se encuentran los paneles fotovoltaicos, es por ello que la mantención a éstos es de vital importancia, dado factores externos como el polvo, excremento de aves, entre otros.

La energía generada por las celdas fotovoltaicas es transformada en electricidad y llevada hasta los inversores, que son los equipos encargados de transformarla de corriente continua a corriente alterna. Luego es conducida a través de transformadores y una red de distribución interna hasta la subestación elevadora, donde finalmente la tensión es elevada a la tensión de distribución. Los sistemas fotovoltaicos son muy modulares; es decir, los módulos pueden unirse entre sí para proporcionar potencia que varía desde unos pocos watts a cientos de megawatts.

4.7 COMPONENTES DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

4.7.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Las tecnologías fotovoltaicas solares más establecidas son sistemas basados en silicio cristalino. Los módulos de película delgada, que también pueden consistir en material semiconductor sin silicio, representan aproximadamente el 10% del mercado global. La concentración de la energía fotovoltaica, donde la luz solar se concentra en un área más pequeña, acaba de entrar en plena implantación del mercado. Otras tecnologías, como las células fotovoltaicas orgánicas, están todavía en fase de investigación (IEA,2017).

La tecnología fotovoltaica combina dos ventajas. Por un lado, la fabricación de módulos se puede hacer en grandes plantas, lo que permite economías de escala. Por otra parte, es una tecnología muy modular, se puede desplegar en cantidades muy pequeñas a la vez. Esta calidad permite una amplia gama de aplicaciones. Los sistemas pueden ser muy pequeños, como en calculadoras, hasta instalaciones de generación de energía a escala de utilidad.

Como se mencionó anteriormente, en el mercado existen principalmente tres distintos materiales que componen un panel fotovoltaico: el Monocristalino, Policristalino y de Capa fina, hechos en base a silicio. El panel monocristalino con celdas de silicio (mono-Si), contiene una alta pureza en silicio, además de que la vida útil de éstos es más larga a comparación de la otra tecnología; por otro lado, suelen funcionar mejor que paneles policristalinos de similares características en condiciones de poca luz ya que aunque el rendimiento en todos los paneles se reduce con temperaturas altas, esto ocurre en menor medida en los policristalinos que en los monocristalinos (Moradi K., Ebadian M., 2003).

Ilustración 3: Panel fotovoltaico policristalino. Fuente: Ministerio de Energía

4.7.2 INVERSOR

La función de un inversor de voltaje es convertir un determinado voltaje de entrada de Corriente Continua (DC) en un voltaje de salida de Corriente Alterna (AC). Para esto existen distintas capacidades de voltaje y la funcionalidad en monofásico y trifásico. El proyecto al tratarse de una planta fotovoltaica de 100 kW, superando los 10 kW es que por norma deben usarse inversores trifásicos en la instalación. Dicha exigencia encarece la inversión del proyecto ya que tiene un precio mayor al monofásico y además es posible que la red de distribución en el lugar físico no sea apto para equipos trifásicos por lo que habría que cambiar una serie de implementos en dicha red que los debe costear el creador de la planta fotovoltaica.

Ilustración 4: Inversor. Fuente: Ministerio de Energía

4.7.3 MEDIDOR BIDIRECCIONAL

La ley 20.571 obliga a instalar un medidor bidireccional para medir la entrada y salida de energía, en el que permite al usuario interconectar la energía convencional con aquellas que genere a través de paneles solares u otros mecanismos. durante el día producimos energía eléctrica con

nuestros paneles solares fotovoltaicos, el medidor se encarga de calcular esta energía y restarla al consumo del servicio de luz, quedando registrado los posibles excedentes que se pueden generar.

Ilustración 5: Medidor bidireccional. Fuente: Kamstrup

4.7.4 CABLE DE CONEXIÓN

El cable de conexión entre los paneles fotovoltaicos debe estar fabricado para estar a la intemperie y soportar la exposición al sol, para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no.

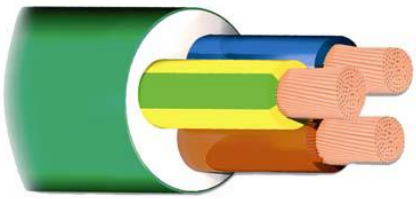

Ilustración 6: Cable de conexión. Fuente: Kamstrup

4.7.5 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Cumple la función de fijar de manera segura los módulos fotovoltaicos a algún tipo de superficie según la orientación e inclinación de diseño determinado. Su diseño depende del tipo de cubierta donde está instalado el sistema. En cubiertas planas, la estructura de soporte debe ser inclinada para buscar maximizar la generación de energía y mejorar la limpieza de los módulos. En cubiertas con inclinación, normalmente, la estructura es plana y se instalan los módulos paralelos a la cubierta (Ministerio de Energía, 2016).

Ilustración 7: Estructura de Soporte. Fuente: Ministerio de Energía

4.7.6 TUBERÍA METÁLICA EIÉCTRICA (EMT)

La tubería metálica eléctrica (EMT) es un conducto de acero de sección circular. El exterior está galvanizado para la protección contra la corrosión y el interior tiene un recubrimiento orgánico aprobado resistente a la corrosión. La tubería metálica eléctrica en sí no está roscado, es un tubo liso, pero se puede utilizar con accesorios roscados que se sujetan a ella además de poder instalarse mediante acoplamientos y conectores tipo tornillo o compresión.

Todo esto es con el fin de proteger los cables de conexión y aumentar la vida útil, donde se deben realizar las canalizaciones al terreno para instalar dichas tuberías.

Ilustración 8: Tubería Metálica Eléctrica (EMT). Fuente: Gobantes

Además de estas piezas elementales para una planta fotovoltaica se requiere el gabinete que sirve de protección para colocar los “automáticos” en caso que pueda existir un cortocircuito ya sea en los paneles fotovoltaicos, en el inversor o en la red de conexión.

5. SECCIÓN II: FINES DEL PROYECTO

5.1 DESCRIPCIÓN, JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO

El siguiente proyecto consiste en la implementación de una planta fotovoltaica de 100 kW en Baja Tensión en la región de Atacama o de Valparaíso, donde la decisión depende directamente de tres variables en juego: capacidad de radiación del lugar geográfico; precio que pagan las distribuidoras de energía por la inyección a la red; y por el valor del metro cuadrado del terreno.

El proyecto abarca desde la creación de la empresa que instalará la planta fotovoltaica hasta la puesta en marcha y mantención de ésta para procurar su buen funcionamiento, incluyendo la compra del terreno adecuado, con el fin de empezar a generar energía eléctrica que será inyectada a la red de distribución, en el que las empresas distribuidoras pagarán dicha inyección bajo el amparo de la Ley 20.571.

Los paneles fotovoltaicos, junto con los inversores correspondientes se importarán desde China, llegando en barco hasta la ciudad de Valparaíso; posterior a ello deben movilizarse al terreno donde quedarán guardados en una bodega mientras son instalados. Los demás insumos eléctricos son cotizados y comprados en Chile, tales como los cables de conexión, los soportes donde se colocan los paneles y el gabinete con los “automáticos” que sirven de seguridad ante altas o bajas de tensión, entre otros.

Por su parte y tal como se mencionó anteriormente, el terreno es una variable fundamental en el proyecto, en el que debe ser una tierra degradada o relativamente infértil debido a los costos de oportunidades que puedan generarse en ocupar el sitio para otro tipo de negocio; además debe estar cerca de las instalaciones eléctricas de la empresa distribuidora de energía ya que si no se

encuentra se deberá costear en la instalación de un empalme eléctrico por parte del creador del proyecto, conllevando a una mayor inversión y futura venta.

Otra de las variables relevantes a considerar en el proyecto, es la radiación solar existente en el terreno donde se ubicará la planta fotovoltaica, es por ello que se usa la herramienta "Explorador de Energía Solar" creado por la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, que fue encargado por el Ministerio de Energía, donde mide según diversos rangos de radiación a todo Chile continental, entregando un informe completo para poder trabajar.

Dicho tema es importante porque a mayor radiación existe una mayor posibilidad de captar rayos solares para los paneles solares, y por ende mayor capacidad de convertirla en energía solar que se inyectará a la red de distribución, por lo que se podrán obtener mayores beneficios. Junto con ello, entrega información oportuna sobre el total de kwh que se puede generar diariamente y anualmente, con una aproximación de la generación eléctrica mensual que es posible generarse en cada sitio; además de entregar los promedios mensuales y anuales de radiación según distintos tipos de incidencia al panel, ya sea una radiación directa, difusa, por el suelo o global medido en kWh por metro cuadrado en un día.

Actualmente la energía solar fotovoltaica es una de las fuentes de electricidad de más rápido crecimiento en todo el mundo. Los mismos costos de energía renovable variables han caído drásticamente en los últimos años gracias a una combinación de tres factores, éstos son: progresos tecnológicos sostenidos en el tiempo, obteniendo ganancias de eficiencia y productividad, expansión a nuevos mercados con mejores recursos y mejores condiciones de financiamiento. Como resultado, entre 2008 y 2015, el costo promedio de la energía solar fotovoltaica disminuyó

en casi un 80%; trayendo consigo una maduración tecnológica y económica al rubro (IEA, 2016). De hecho, desde el 2015 la inversión mundial alcanzó un nuevo record. Esto se dio a pesar de la caída de los precios de los combustibles fósiles; del fortalecimiento del dólar (lo que redujo el valor del dólar de inversiones en otras monedas); de la continua debilidad de la economía europea, así como de las bajas en el costo por unidad de la energía eólica y la Solar fotovoltaica. Por sexto año consecutivo, las energías renovables sobrepasaron a los combustibles fósiles en inversiones netas para adiciones de capacidad de energía (REN21, 2016).

Los inversionistas privados reforzaron sus compromisos hacia la energía renovable de manera significativa durante el 2015. En dicho año se pudo ver un aumento en el número de bancos activos dentro del sector de las energías renovables, y quienes también tenían compromisos por parte de firmas internacionales en lo que respecta a inversiones en energía renovable y eficiencia energética. El financiamiento y las estructuras de titularización principales también siguieron moviéndose como compañías dentro de los mercados de países desarrollados (particularmente en la solar fotovoltaica), mientras que los inversionistas buscaron créditos más altos, incluso a costa de correr un mayor riesgo (IEA, 2016).

A esto se suma la implementación de la ley 20.571 el año 2014 para fomentar la propia alimentación eléctrica en las viviendas y empresas a base de fuentes de energías renovables; situaciones alentadoras para invertir en este rubro.

Hoy en día se cuenta con 921 instalaciones declaradas en el país, donde el líder es la III región de Atacama con 358 unidades, siguiéndolo la Región Metropolitana con 214 unidades; para

el caso de la V región de Valparaíso, existen tan solo 57 unidades declaradas (Comisión Nacional de Energía, 2017).

Junto con ello, es un dato significativo que desde el 2015, la inversión total en energía renovable y combustibles en países en desarrollo superó a la de las economías desarrolladas. Los países en desarrollo, incluyendo China, India y Brasil, recaudaron un total de 156 mil millones (19% más en comparación con 2014). China tuvo un papel preponderante, aumentado su inversión un 17%, lo que se traduce a 102,9 mil millones de dólares, los cuales representan el 36% del total mundial. De igual manera, la inversión en energía renovable aumentó significativamente en India, Sudáfrica, México y Chile.

Aun así, dado estas características favorables y de la gran inversión que se está realizando, existe preocupación respecto a las tecnologías ocupadas en la implementación de estas plantas. Esto se debe a que los diseños y materiales utilizados se ajustan a realidades distintas, es por ello que se debe estudiar las condiciones climáticas y geográficas de donde será instalada la planta fotovoltaica para ocupar tecnología idónea y reducir las posibles ineficiencias, diferencias que pueden provocar impacto en la duración y rendimiento de las instalaciones, afectando la evaluación económica del proyecto, su financiamiento y por lo tanto impactar negativamente en las potenciales inversiones.

Entendiendo el contexto del proyecto es que se ha observado que un 49% de las fallas obtenidas en una planta fotovoltaica provienen de los centros de transformación o inversores, seguido por los paneles fotovoltaicos con un 27%, lo que en conjunto representan el 76% de los problemas detectados en plantas fotovoltaicas (ENCARE, 2017). Cabe destacar que el tema de las

eficiencias de los paneles fotovoltaicos está sujeto al estado en que se encuentran éstos y la vida útil que poseen, dejando en claro que es el porcentaje de potencia convertida en energía eléctrica de la luz solar absorbida por un panel.

Para los centros de transformación, se concluye que las fallas se deben principalmente a problemas en los inversores de potencia y que obedecen a problemas inherentes a los mismos equipos, es decir, a fallas del fabricante, ya sea por firmware, programación de inversores, componentes o elementos con fallas de fabricación y/o instalación; también a problemas de tensión y frecuencia de la red. Es decir, no corresponden a dificultades directas de la operación de la planta.

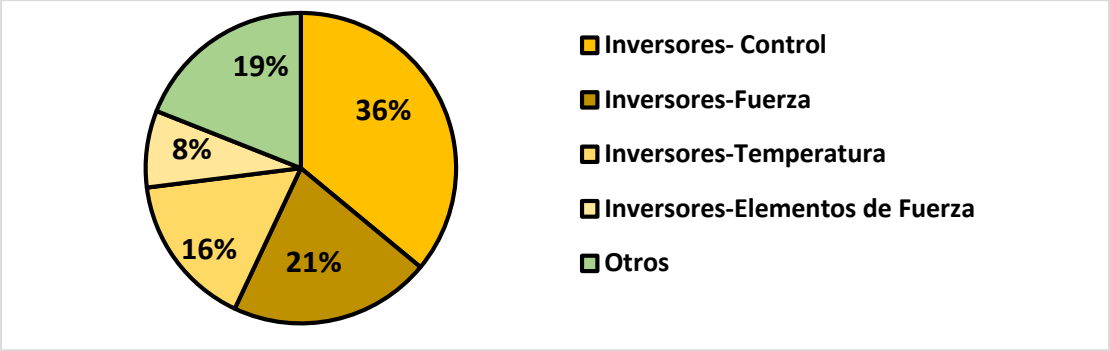

Ilustración 9: Fallas de Centro de Transformación. Fuente: Encare, elaboración propia.

En el caso de los paneles fotovoltaicos, los problemas se deben principalmente a: rotura, punto caliente y conectores. En el subgrupo de rotura, se consideraron distintas causas: delincuencia, estrés térmico y construcción/montaje.

La falla por Punto Caliente, corresponde al mal funcionamiento de las células fotovoltaicas que al momento de generarse el problema se presentan puntos de mayor temperatura con respecto

al resto del panel, esto es representado por un 3% de las fallas principalmente en donde los diodos se queman.

Las fallas en los conectores, corresponden al mal funcionamiento en la caja de conexión y/o conectores propiamente tal del panel fotovoltaico, representado por un 1% de las fallas.

En mayor medida, representado con un 96% es que las fallas de los paneles fotovoltaicos se centran en las roturas. Esto se debe principalmente a temas de delincuencia o vandalismo, en donde se han encontrado bastantes paneles trizados y módulos rotos debido al impacto de piedras.

Todo esto queda más claro en el siguiente gráfico:

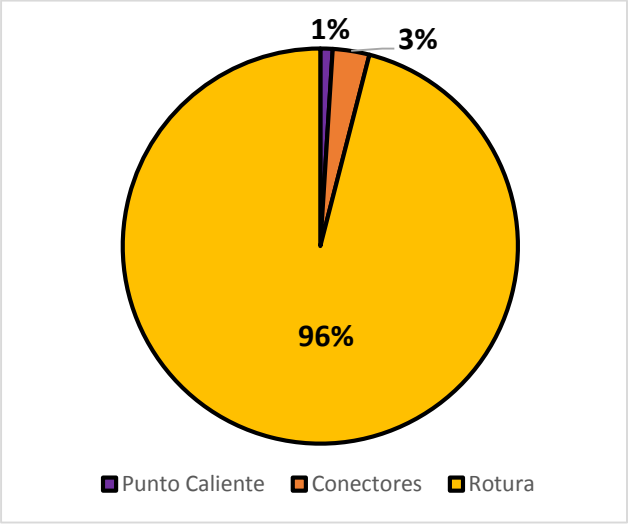

Ilustración 10: Fallas del Panel fotovoltaico. Fuente: Encare, elaboración propia.

Dada esta situación, es que se debe realizar un mantenimiento preventivo que busque evitar o mitigar las consecuencias de fallas de los equipos y del sistema, aumentando su disponibilidad, limitando los costos y agrandando la vida útil de un sistema fotovoltaico. El mantenimiento

preventivo se debe balancear de manera tal que sus costos no sobrepasen a sus beneficios. Los protocolos de mantenimiento preventivo dependen del sistema, tamaño, diseño y entorno. Las condiciones ambientales que afectan el mantenimiento incluyen: humedad, temperatura, nieve, polen, población de aves, ambientes marinos, altos niveles de viento, emisiones industriales o polvo causado por agricultura o construcciones cercanas, entre otros (GIZ, 2017)

Giz también sugiere llevar a cabo los trabajos de mantenimiento preventivo temprano en la mañana o tarde en la noche para evitar el estrés por calor, reducir al mínimo el peligro por descarga eléctrica, y reducir al mínimo las pérdidas de producción.

Una lista detallada de acciones de mantenimiento preventivo se encuentra en el Anexo N°3 con diversas áreas de actividad que se deben preveer.

6. SECCIÓN III: ESTUDIO DE MERCADO

6.1 MERCADO OBJETIVO

El negocio de instalar una planta fotovoltaica está dirigido al área de la distribución energética, específicamente en la inyección energética a la red. Teniendo en cuenta que la región de Atacama es la zona con mayor nivel de radiación en Chile, según datos obtenidos desde el Explorador Solar de la Universidad de Chile, se estudiará esta potencial localización junto con la V región con el fin de seleccionar donde se instalará la planta fotovoltaica de 100 kW, considerando ciertas variables que posteriormente serán mencionadas.

Los encargados del repartimiento de la energía en la Región de Atacama es la empresa Emelat S.A.; por otro lado, las empresas encargadas en la región de Valparaíso son dos: Chilquinta S.A. y CONAFE S.A.; teniendo en cuenta que la planta fotovoltaica se podrá encontrar en las zonas del interior de la región de Valparaíso dado el mayor nivel de radiación existente en esta zona, se analizará a Chilquinta S.A., que es el encargado de estos territorios, comparándolo contra Emelat S.A.

Generar e inyectar 100 kW mensuales a la red de energía no es una cantidad significativa que pueda crear cambios reales al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) o al Sistema Interconectado Central (SIC), donde el primero se encuentra desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso en el límite sur, en donde su generación es casi en su totalidad térmica (96,7%) y orientada a satisfacer principalmente el consumo de la industria minera; por otro el SIC abastece a la zona centro-sur del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, con una distancia aproximada de 2.100 km.

Hoy en la III y V región se cuentan con 358 y 57 instalaciones de generación distribuida declaradas ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, respectivamente, donde el comportamiento de estas plantas fotovoltaicas obedece básicamente a los modelos de negocios ESCO, leasing y dueños propios, que son los competidores y sustitutos ante el proyecto que está sujeto a la Ley 20.571 o Generación Distribuida.

Es en base a esta misma ley que obliga a los distribuidores de electricidad comprar las inyecciones a la red de distribución según los precios visualizados en sus páginas web, donde será pagada al mismo precio de la energía utilizada, o sea solo uno de las variables que componen el precio final para sus clientes; se debe entender que el precio que se cobra al usuario final viene a ser una combinación de tres variables: el precio nudo más el valor agregado de distribución y un cargo único por uso del sistema troncal.

6.2 DEMANDA

6.2.1 RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para la instalación de la planta fotovoltaica solo existirán dos potenciales demandantes que comprarán la energía inyectada a la red: por una parte Chilquinta S.A. en la región de Valparaíso y por el otro lado es EMELAT S.A. en la región de Atacama. Tal como se ha mencionado, entendiendo que el proyecto se podría efectuar en las comunas del interior de la V región, es que se trabajará con los datos obtenidos de Chilquinta S.A. ya que es el encargado de dichas localidades, es por ello que se profundizará en dicha organización junto con la distribuidora energética de la III región, suprimiendo información de CONAFE S.A.

Chilquinta comprende 11.496 km2 en la Región de Valparaíso de Chile, abasteciendo mayoritariamente con sus servicios a las provincias de Valparaíso, Marga Marga, Quillota, San Felipe, Los Andes y San Antonio, obteniendo de esta forma un rango de los 621.200 clientes aproximadamente.

En el caso de Emelat, empresa asociada a la Compañía General de Electricidad (CGE), trabaja en las provincias de Chañaral, Copiapó y Huasco donde posee oficinas en las comunas de Vallenar, Huasco, Copiapó, Caldera, Diego de Almagro y Chañaral, obteniendo aproximadamente a 99.000 clientes.

Chilquinta pagará a los generadores residenciales 88,256 pesos por kwh en todas las comunas de la V región, exceptuando a las comunas de Puchuncaví y Quillota donde paga 66,367 pesos por kwh y en la comuna de Quintero y Llay Llay que paga 79,421 pesos (Chilquinta, 2017). Por contraparte, Emelat pagará a los generadores residenciales 67,99 pesos por kwh a las provincias de Chañaral y Copiapó, y en la provincia de Huasco paga 47,99 pesos por kwh (Emelat, 2017). Dichos costos son diferenciados porque las tarifas están compuestas, por una parte, por los costos de generación y transporte de la electricidad hasta las instalaciones de distribución y, por el valor agregado de distribución, todo esto en conformidad con los dispuesto en los artículos y decretos pertinentes realizados por el Ministerio de Energía, en colaboración con el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción

6.2.2 PROYECCIÓN DE DEMANDA

En la tabla N°1, se muestran los precios que ha pagado Emelat y Chilquinta S.A., desde el 2016 al presente, a las generadoras residenciales ubicadas en las comunas de la III región y en la zona llamada “Otras Comunas Región de Valparaíso” (para el caso de Chilquinta), donde se incluye la comuna de Quilpué, Villa Alemana, Limache, Olmué, Hijuelas, La Cruz, La Calera, Catemu, Putaendo, Rinconada y Panquehue.

Se ha elegido estas localidades potenciales para instalar la planta fotovoltaica de 100 kW por dos razones: la primera es por el buen nivel de radiación existente en el año, donde se encuentra el rango entre 3,01 a 6,99 kWh por metro cuadrado en un día (Explorador Solar, 2017); la segunda razón es porque son los sitios donde más paga Chilquinta por las inyecciones de energía a la red. En las comunas de Valparaíso y Viña del Mar paga lo mismo que en esta zona llamada “Otras Comunas Región de Valparaíso” pero el nivel de radiación es menor, por lo que se desechan como potenciales sectores a ser ubicado el proyecto. Por otro lado, el rango de kWh por metro cuadrado en un día para el caso de Emelat corresponde entre los 4,03 a 9,21, donde al igual que en la región de Valparaíso ocurre que hacia las comunas ubicadas hacia la cordillera poseen un nivel de radiación mayor que la zona costera.

Pero se debe considerar una tercera variable para la decisión de instalar la planta fotovoltaica: el valor del metro cuadrado por terreno; tanto en la región de Atacama como en la de Valparaíso, ya que incidirá directamente en los costos para llevar a cabo el proyecto en cuestión. Es por ello que en la tercera región los valores varían entre a 0,20 a 0,48 UF el metro cuadrado, mientras que en la región de Valparaíso varían entre 0,37 hasta 0,88 UF el metro cuadrado; dichas

zonas estudiadas son terrenos o parcelas ubicadas en sectores rurales donde la radiación es mayor según la región y además las empresas distribuidoras de energía a cargo pagan más según dichas ubicaciones (considerando que tienen distintos precios a pagar según la provincia y comuna), todo esto dado ya que en una zona urbana los precios se disparan, por lo que es inviable cotizar en sectores de esta índole; por último se debe tener presente que la planta fotovoltaica necesitará de aproximadamente 1200 metros cuadrados.

EMELAT		Chilquinta		Mes	Año
Precio Energía Baja Tensión ($/kwh)	Precio Energía Baja Tensión ($/Mwh)	Precio Energía Baja Tensión ($/kwh)	Precio Energía Baja Tensión (UF/Mwh)		
60,94	2,378	93,661	3,654	Enero	2016
64,67	2,515	93,661	3,642	Febrero	2016
64,67	2,505	93,145	3,609	Marzo	2016
66,95	2,584	92,313	3,563	Abril	2016
66,58	2,561	87,037	3,348	Mayo	2016
70,68	2,713	87,037	3,341	Junio	2016
66,00	2,525	87,037	3,329	Julio	2016
66,00	2,518	87,037	3,321	Agosto	2016
76,57	2,920	88,256	3,365	Septiembre	2016
76,57	2,916	88,256	3,361	Octubre	2016
76,57	2,910	88,256	3,354	Noviembre	2016
64,67	2,454	87,037	3,303	Diciembre	2016
76,57	2,909	87,037	3,307	Enero	2017
76,57	2,901	87,037	3,298	Febrero	2017
76,57	2,892	87,037	3,288	Marzo	2017
76,57	2,883	88,256	3,323	Abril	2017

Tabla 1: Precio Energía Baja. Fuente: Chilquinta, EMELAT, elaboración propia.

Como se ha dicho anteriormente, además de tener en cuenta los precios que ha pagado históricamente la empresa distribuidora de energía eléctrica a los generadores residenciales bajo

el amparo de la Ley 20.571, se debe considerar el nivel de radiación que se genera mensualmente y anualmente en la ubicación de la planta fotovoltaica de 100 kW.

Para ello se utiliza la herramienta del Explorador de Energía Solar, donde según la ubicación que uno coloque a lo largo de Chile entrega un informe del nivel de radiación generada por metro cuadrado en un día y que se puede traspasar a kilowatt-hora (kWh); todos estos datos son utilizados para proyectarlos de manera anual. Dicha información considera una tecnología utilizada donde los paneles fotovoltaicos se encuentran con una orientación fija entre los 25° a 28° de inclinación, esto dado por la ubicación de la planta y como incidirán los rayos solares a dichos paneles ya que a medida que éstos se encuentran perpendicular a los rayos, la conversión energética será de un mayor nivel; además se considera una eficiencia de transformación del inversor de un 98%.

Dado esto, es que se posiciona en las coordenadas: latitud 32.9937°S y longitud 71.1633°O en la región de Valparaíso y latitud 26,3919°S y longitud 69,8511°O en la región de Atacama, sectores donde podrá ser llevado a cabo el proyecto.

En la ilustración N°11 y N°12 se visualiza la variación anual de radiación de manera mensual para la V y III región respectivamente, tomando en cuenta la forma que llegan los rayos solares al panel fotovoltaico, donde pueden ser de 5 formas distintas: la primera es que sean de manera directa al panel; la segunda es de una manera difusa; la tercera se cuenta como rayos solares que son reflejadas desde el suelo y llegan al panel fotovoltaico; la cuarta y la quinta forma son rayos solares que inciden de manera horizontal al panel fotovoltaico, de manera directa y difusa.

Dichos datos serán utilizados para la realización del flujo de caja con el fin de convertir los kwh generados en un día por metro cuadrado a un valor monetario como fuente de ingreso directo al proyecto, transformándolos a datos anuales multiplicado por el precio respectivo que paga la distribuidora de energía al proveedor de generación distribuida.

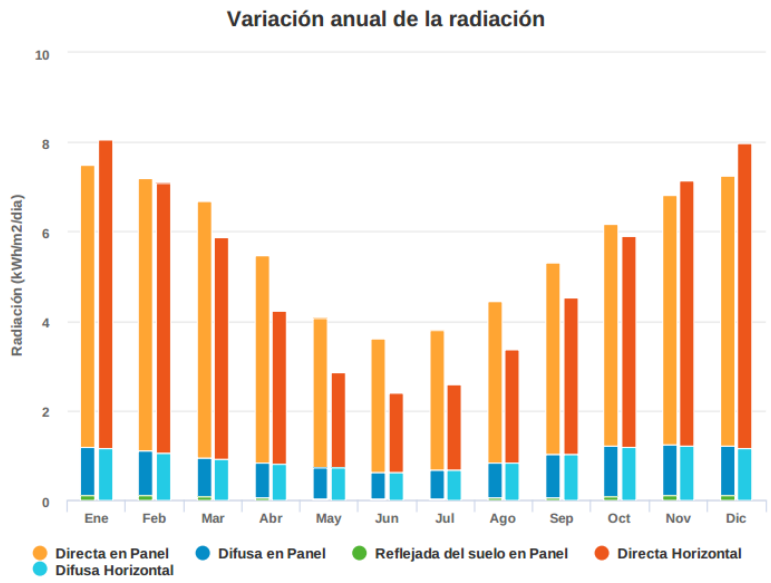

Ilustración 11:Variación Anual de Radiación V región. Fuente: Explorador de Energía Solar.

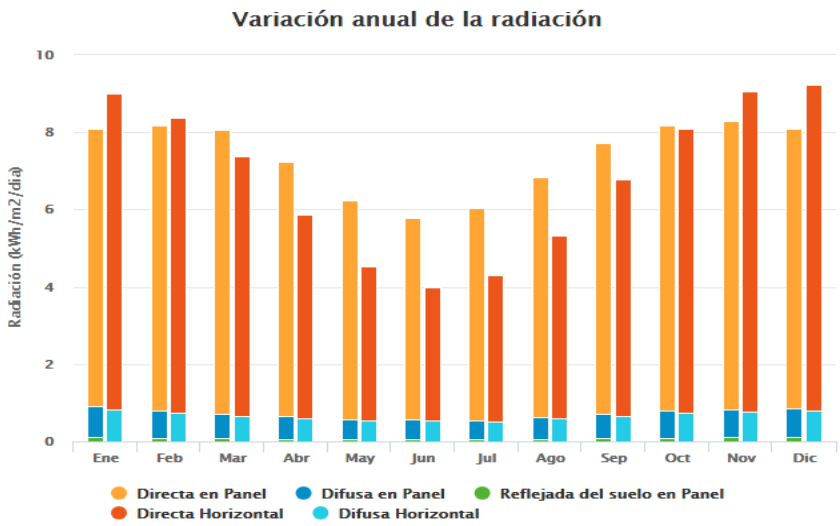

Ilustración 12:Variación Anual de Radiación III región. Fuente:Explorador de Energía Solar.

Una vez obtenidos el comportamiento de radiación mensualmente en las zonas anteriormente descritas, se debe obtener un comportamiento histórico de manera anual sobre la radiación que llegan a los sitios con el fin de poder servir como base de proyección a los próximos años para poder generar energía, es por ello que en la ilustración N°13 y N°14 se registra dicha conducta desde el año 2004 hasta el pasado año 2016 con las mismas cinco maneras que pueden incidir a los paneles fotovoltaicos, donde la primera ilustración corresponde a la región de Valparaíso y la segunda a la región de Atacama.

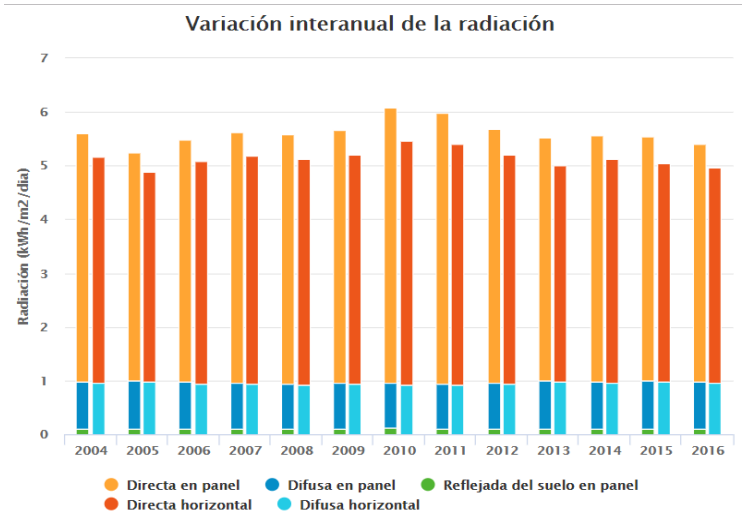

Ilustración 13: Variación interanual de Radiación V región. Fuente: Explorador de Energía Solar.

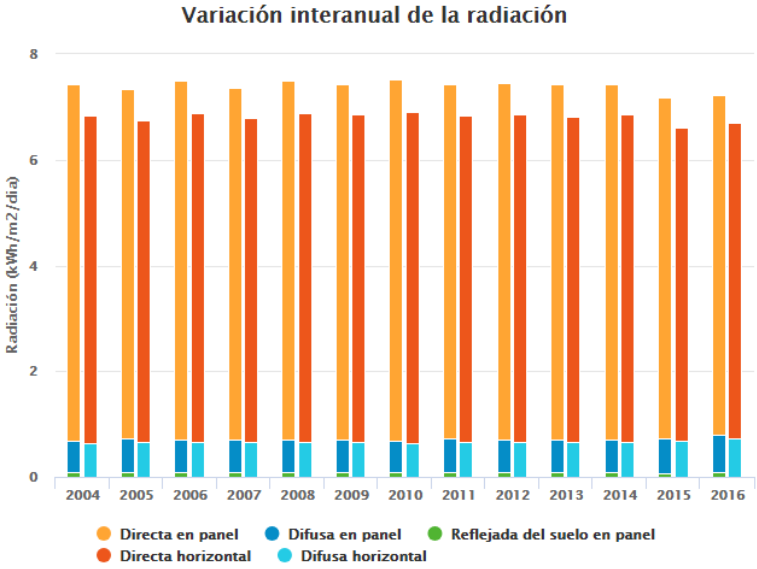

Ilustración 14:Variación interanual de Radiación V región. Fuente: Explorador de Energía Solar.

Transformando estos datos obtenidos desde la herramienta Explorador Solar a la generación estimada de kWh de manera mensual se obtienen datos fidedignos para ser utilizados en las proyecciones necesarias que serán traducidas como fuente de ingreso. Esta información está contenida en la ilustración N°15, donde se puede resumir que para la ubicación en la región de Valparaíso diariamente se puede generar un promedio de 442,65 kWh, lo que en un año completo se traduce a 161.567 kwh, mientras que en la ubicación de la III región se logra generar un promedio de 572,55 kWh, lo que de manera anual corresponde a la generación de 208.981 kWh, considerando para ambos casos un factor de planta del 18,4 %, entendiendo que el factor de planta es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período determinado y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo tiempo, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. Es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo.

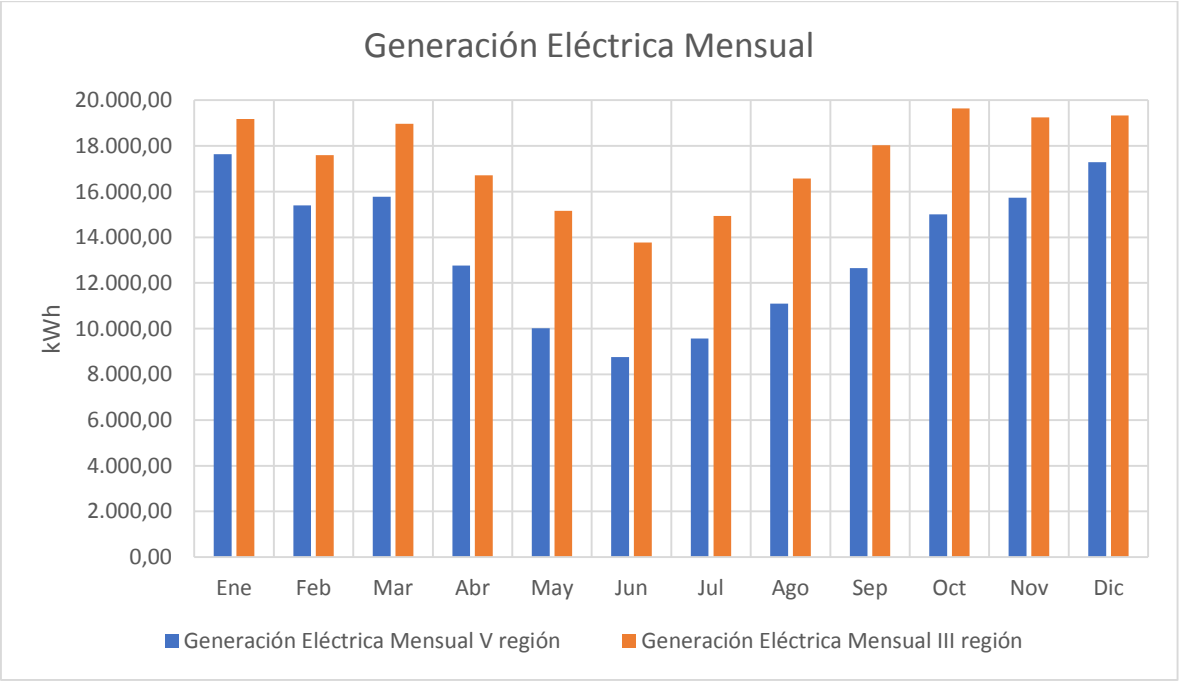

Ilustración 15: Generación Eléctrica Mensual según región. Fuente:Explorador de Energía Solar.

6.3 OFERTA

En este mercado se considera competencia directa a todas las organizaciones que son instaladores y/o ejecutores de proyectos fotovoltaicos bajo el modelo ESCO o símil, o sea que no superen los 100 kW, plantas de tamaño pequeño.

Es por ello que en la siguiente tabla se muestran todas las empresas que se encuentran asociadas a la Asociación Chilena de Energía Solar (ACESOL) bajo esta modalidad recién descrita. La ACESOL es la única Asosiación Gremial que reúne a todos los públicos y empresas privadas interesados en promover el desarrollo de la energía solar en nuestro país, con el fin de representarlos, mantenerlos informados y colaborar en el posicionamiento de dicha energía.

Empresa	Ubicación	Empresa	Ubicación
ASGREEN	Santiago y Curicó	efizity	Las Condes, Santiago
Bluenow	Santiago	Energías del futuro	Santiago
Boetek	Vitacura, Santiago	Energy Tracking	Las Condes, Santiago
Chile CGS	San Joaquín, Santiago	Flux Solar	San Joaquín, Santiago
Cofely Térmika	Santiago	Green Conscience	Las Condes, Santiago
COX energy GD	Providencia, Santiago	Grupo energetiko	Colina, Santiago
Creara Energy Experts	Santiago	NegaWatt	Santiago
CrowsNest	Providencia, Santiago	Nordin	Providencia, Santiago
Danfoss	Las Condes, Santiago	OK energy	Antofagasta, Chile
ECO Climatización	Las Condes, Santiago	Park Solar	Providencia, Santiago
EcoEnergías	Viña del Mar, Valparaíso	Red Genera	Santiago Centro
Ecoi	Barrio Industrial, Coquimbo	Solarix	Las Condes, Santiago
Ecolife	Santiago	Termic	Quinta Normal, Santiago
Eecol	Las Condes, Santiago	Tesla Energy	Concepción, Chile
Venergía	Viña del Mar, Valparaíso	Tritec	Providencia, Santiago

Tabla 2: Instaladores y ejecutores de proyectos fotovoltaicos ESCO. Fuente: ACESOL, elaboración propia.

Se observa desde la tabla que existen solo dos empresas ubicadas en la región de Valparaíso: Venergía y Ecoenergías y 0 en la región de Atacama, esto teniendo en cuenta que no están asociadas a ACESOL; dichas organizaciones vienen a ser competencia directa en el rubro a desempeñarse; esto no deja de lado a las demás empresas que se ubican en la ciudad de Santiago principalmente, ya que igual pueden generar proyectos en otras regiones.

Junto con ello, se presenta el listado de las instalaciones sujetas a la Ley de Generación Distribuida declaradas ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles mediante el Trámite Eléctrico TE4 al mes de febrero de 2017 en Chile.

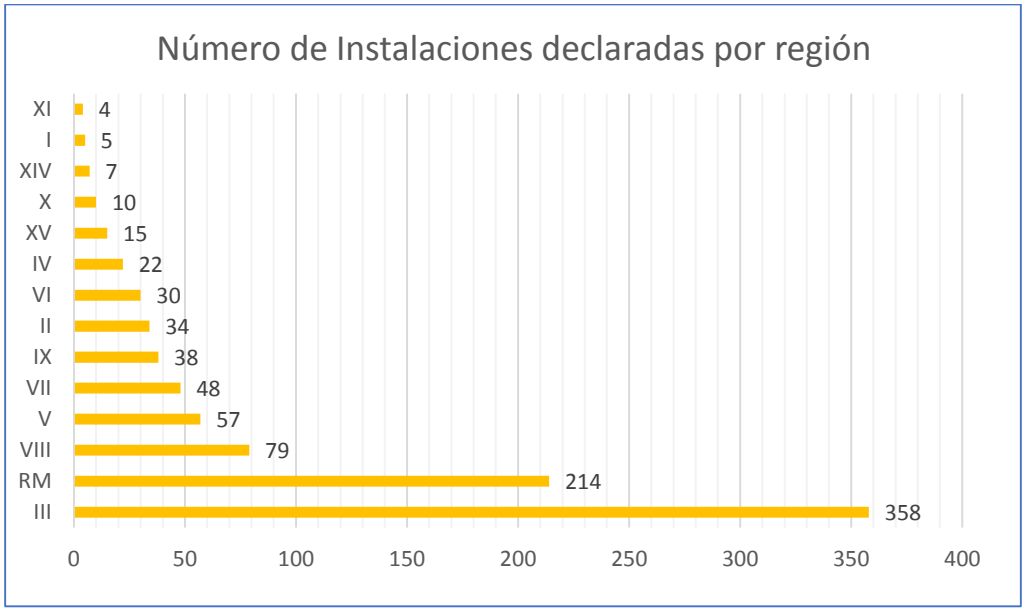

Ilustración 16: Número de Instalaciones declaradas por región. Fuente: SEC, elaboración propia.

Región	III	RM	VIII	V	VII	IX	II	VI	IV	XV	X	XIV	I	XI	Total
Cantidad [uds.]	358	214	79	57	48	38	34	30	22	15	10	7	5	4	921
Potencia [kW]	636	2024	394	674	901	219	402	434	521	116	97	18	107	33	6576

Tabla 3: Total de Instalaciones declaradas por región al mes de abril del 2017. Fuente: SEC, elaboración propia.

Con la ilustración N°16 queda en evidencia que actualmente la región que tiene más instalaciones de plantas fotovoltaicas es la región de Atacama con 358 unidades, siguiendo la región Metropolitana con 214 unidades, siendo las únicas regiones que superan las 100 unidades, con un total de 572, o sea un 62,11% del total de instalaciones declaradas en la SEC. Para el caso de la región de Valparaíso, ésta posee tan solo 57 plantas fotovoltaicas con una potencia de 674 kW, lo que se convierte en un 6,19% del total de instalaciones de plantas fotovoltaicas y en un 10,25% del total de la potencia generada en Chile, superando a la región de Atacama que contribuye con un 9,67% al total de dicha potencia. Todo esto, hace que quede en evidencia que a pesar que existen 301 instalaciones más en la región de Atacama por sobre la V región, esta última región nombrada posee 38 kW más de potencia instalada, o sea se encuentran instalados proyectos de una mayor envergadura.

Por último, se presenta en la ilustración N°17 la evolución de la potencia declarada durante 12 meses entre febrero del 2016 a febrero del 2017, llegando a una capacidad instalada de 6.576 kW, en el que su mayor auge fue en el mes de abril del 2016 con 841 kW declarados y el mes de febrero del 2017 con 685 kW declarados.

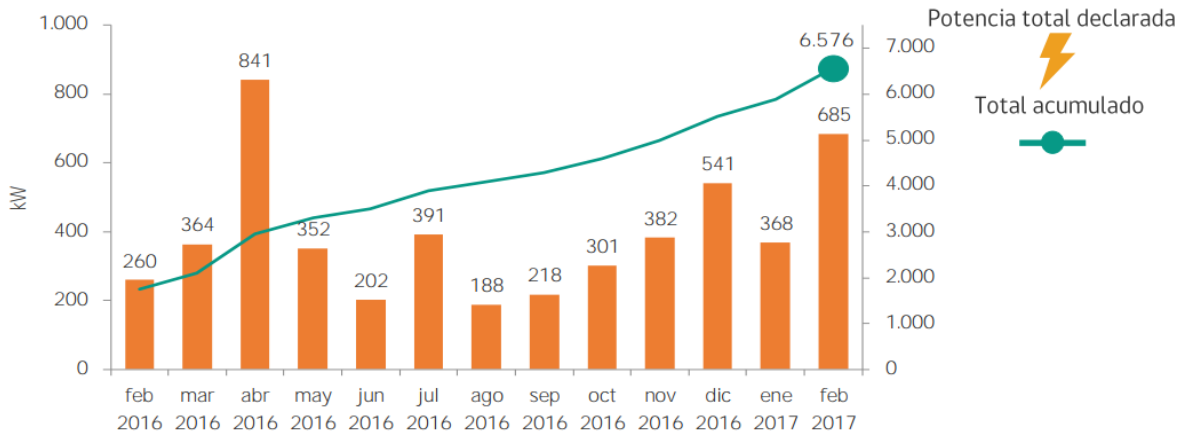

Ilustración 17: Evolución Potencia Declarada en los últimos 12 meses. Fuente: SEC

Considerando estas tres variables fundamentales en el proceso de elección del lugar físico donde se podría instalar la planta fotovoltaica de 100 kW que son: por una parte el valor del metro cuadrado del terreno; en segundo lugar, el precio que pagan las diferentes empresas por la inyección a la red de distribución; y por último, el nivel de radiación del territorio junto con la conversión de ésta en energía y por ende en el producto a ofrecer al mercado, es que se decide llevar a cabo la instalación en la V región debido a que si bien es cierto el nivel de radiación en la región de Atacama es superior y se puede generar en promedio 208.981 kwh al año contra los 161.567 kwh en la región de Valparaíso se contrapone con los precios que pagan las distribuidas eléctricas, donde EMETAL ha pagado en promedio en los últimos 12 meses 70,44 $/kwh mientras que Chilquinta S.A. ha pagado 88,88 $/kwh.

Esto se traduce a un ingreso anual para la planta fotovoltaica de $14.360.075 en la V región, mientras que en la III región se convierte en un ingreso anual de $14.730.610, por lo que solo es un aumento de un 2% tomando como base la ganancia de la región de Valparaíso. Es por ello que las variables de radiación y precio a cobrar no se convierten en factores decisivos para determinar en qué sector geográfico se instalará la planta fotovoltaica; dado esto es que se debe agregar el valor del terreno de las dos zonas potenciales.

Primeramente, en la región de Atacama el valor del metro cuadrado del terreno
Están entre 0,20 a 0,48 UF, mientras que en la región de Valparaíso se encuentra entre los 0,37 a 0,78 UF, sin embargo en la III región hay una mayor cantidad de sitios por lo que se convierte en más fácil el hallazgo de éstos, eso no quita que en la región de Valparaíso también se puedan encontrar diversos sectores para una potencial instalación de la planta fotovoltaica de 100 kW.

Una vez conocidos estos factores es que se decidirá instalar el proyecto en cuestión en la V región, debido a que no existe una diferencia trascendental entre éstas, asegurando que el precio del terreno no sobrepase de manera abrupta los 0,48 UF que es el tope encontrado en la región de Atacama; además de ser una decisión del dueño del proyecto de llevarla a cabo en la región de Valparaíso una vez conocido el comportamiento de estas tres variables y considerando un ahorro que, aunque se efectuaría por única vez, es un costo que se puede evitar, que viene a ser el transporte de los insumos eléctricos desde el puerto de Valparaíso a la III región de Chile.

6.4 ANÁLISIS PESTA

Hay que tener en cuenta el contexto donde se desarrolla la industria, es por ello que se realiza un análisis PESTA, el cual busca identificar los factores del entorno general que van a afectar a la organización, en otras palabras, busca enmarcar a la industria y con ello los factores externos que repercuten de forma directa e indirectamente a la instalación de la planta fotovoltaica de 100 kW.

Tendencias Políticas – Legales:

- Existe una simplificación de la documentación para la Solicitud de Conexión, favoreciendo una disminución en los tiempos de tramitación para instalar el sistema fotovoltaico, pasando de casi 400 días promedio en 2014 a menos de 120 días en 2016, debido a las modificaciones que se efectuaron al reglamento de la generación distribuida (S. Arroyo, 2016).

- Se permite hoy en día una tramitación conjunta de proyectos inmobiliarios.

- Existe una tramitación directa por internet, donde se habilita dicho trámite para la inscripción en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Dicho trámite es el TE4 (Tramitación Electrónica 4).

- Información relevante está anunciada en internet, para el libre acceso de cualquier persona natural o jurídica en la página de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles; se suma a esto un buscador de financiamiento donde se recopila la información de diversas instituciones estatales que poseen líneas de financiamiento o cofinanciamiento para proyectos de Energías Renovables No Convencionales a pequeña escala.

Tendencias Económicas:

- Existe un análisis sobre las tendencias en generación distribuida en Latinoamérica y en el mundo, sector que ha crecido a pasos agigantados durante la última década, alcanzando una participación del 25% de la inversión total global en energías renovables.

- Existe inversión récord en proyectos de energía renovable no convencional (ERNC) en Chile: pasando de 1,3 mil millones de dólares en 2014 a 3,2 mil millones de dólares en 2015 (Ministerio de Energía, 2016).

- Actualmente, el viento y la energía solar fotovoltaica son las fuentes de electricidad de más rápido crecimiento en todo el mundo. Los mismos costos de energía renovable variables han caído drásticamente en los últimos años gracias a una combinación de progresos tecnológicos sostenidos en el tiempo, expansión a nuevos mercados con mejores recursos y mejores condiciones de financiamiento. Como resultado, entre 2008 y 2015, el costo

promedio de la energía solar fotovoltaica disminuyó en casi un 80%; trayendo consigo una maduración tecnológica y económica al rubro (IEA,2016).

- Tendencia internacional en que los costos de inversiones en tecnologías renovables han caído de forma sistemática. De hecho, durante 2015 más de la mitad del crecimiento de la nueva generación mundial fue renovable, con una alta relevancia de las tecnologías eólica y solar (75% del total) y con China como actor principal del desarrollo de este tipo de proyectos.

Tendencias Socioculturales:

- El mercado de la Generación Distribuida en Latinoamérica se encuentra en un desarrollo temprano, similar al que se encontraban las energías renovables a gran escala hace ocho o diez años, es decir, en un estado naciente pero próximo a un importante crecimiento impulsado por la reducción de costos de la tecnología fotovoltaica, mejoras regulatorias y por mayor grado de madurez del mercado de proveedores locales.

- Se destaca el aumento de conexiones que experimenta la generación distribuida en hogares y en el pequeño comercio e industria, donde la instalación de sistemas fotovoltaicos para estos fines se acerca a 500 proyectos a lo largo del país, siendo el sector residencial el que más demanda este tipo de tecnologías con un 56% de las conexiones (S. Arroyo,2016).

- La OCDE produjo 174,5 TWh de Electricidad por energía fotovoltaica en 2015. Los cinco mayores productores de energía solar fotovoltaica en la OCDE fueron: Alemania con 38,4 TWh, Japón con 36,0 TWh, Italia con 25,2 TWh, los Estados Unidos con 24,1 TWh, y

España con 8,3 TWh. Estos cinco países combinados produjeron el 75,7% de la electricidad fotovoltaica en la OCDE (IEA 2016). Si bien es pequeña en términos absolutos, la electricidad generada a partir de la energía fotovoltaica aumentó de 19 GWh en 1990 a 174,5 GWh en 2015, alcanzando un 44,1% de crecimiento anual, la más rápida de todas las tecnologías de electricidad renovable.

- La conferencia SolarPaces es el encuentro más importante del mundo sobre tecnologías de concentración solar y que cada año recibe a más de 500 investigadores y representantes de la industria de cerca de cuarenta países, en el que la versión 2017 se realizará en Chile, tratándose de un espacio en donde el ámbito científico y la industria se reúnen a discutir sobre los principales avances tecnológicos en dicha materia.

Tendencias Tecnológicas:

- Existencia de un explorador de energía solar para el autoconsumo creado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energía, con el fin de medir la radiación solar en cualquier punto del país.

- Mejoramiento en las tecnologías utilizadas para los paneles fotovoltaicos, con un acomodamiento según la realidad chilena, ejemplo de esto es la resistencia al polvo y a la suciedad propia de los desiertos encontrados en el país; todo esto con el fin de poder reducir gastos en mantenimiento preventivo y de limpieza, además de mejorar el rendimiento energético del sistema. Se suma a esto, el aumento de watts por metro cuadrado, con el uso adecuado de espejos; junto con el mejoramiento de los inversores en cuanto a duración de vida útil.

- las principales dificultades en las plantas fotovoltaicas son fallas en los centros de transformación (49%) y paneles fotovoltaicos (27%), lo que en conjunto representan el 76% de los problemas detectados (Programa Energía Solar, 2017).

Tendencias Ambientales:

- Las tecnologías de energías renovables constituyen un instrumento clave para combatir el cambio climático. En la actualidad, el viento y la energía solar fotovoltaica son las únicas opciones de descarbonización del sector energético desplegadas a una tasa cercana a la requerida en los escenarios de la International Energy Agency a largo plazo para alcanzar el objetivo de los 2°C (IEA, 2016). El despliegue de las energías renovables reduce la intensidad de carbono del sistema eléctrico al desplazar alternativas de suministro térmico. Esto reduce las emisiones de CO2 y otros contaminantes.

- Otros beneficios ambientales importantes son la mejora de la calidad del aire local, lo que supone una seria amenaza para la salud. Tres millones de muertes prematuras por año están actualmente relacionadas con la contaminación del aire exterior, un número que puede aumentar a 4,5 millones en 2040 si no se toman medidas para abordar este problema. La producción y el uso de energía son, con mucho, las mayores fuentes artificiales de contaminantes atmosféricos (IEA, 2016).

- El Acuerdo de París sobre cambio climático, que entró en vigor en noviembre de 2016, es en el fondo un acuerdo sobre energía. Para alcanzar los objetivos de dicho Acuerdo es preciso un cambio transformacional del sector energético, fuente de al menos dos tercios

de las emisiones de gases de efecto invernadero (IEA,2016). Los cambios ya puestos en marcha en el sector de la energía demuestran la promesa y el potencial de la energía de bajas emisiones de CO2 y confieren credibilidad a una acción significativa en materia de cambio climático.

Variable	Amenaza	Oportunidad	Impacto Bajo	Impacto Medio	Impacto Alto
Político Legal					
Simplificación de documentación		x			x
Tramitación proyectos inmobiliarios		x	x		
Tramitación online		x		x	
Información pública en internet		x			x
Económico					
Tendencias en Generación Distribuida (GD)		x		x	
Inversión Record Chile		x			x
Crecimiento energía eólica y solar		x			x
Costos de Inversiones en tecnologías		x		x	
Sociocultural					
Mercado GD		x		x	
Aumento de conexiones GD		x	x		
Situación OCDE			x		
Conferencia SolarPlaces		x			x
Tecnológico					
Explorador Tecnología Solar		x		x	
Mejoramiento técnico		x			x
Dificultades planta fotovoltaica	x				x
Ambiental					
Cambio Climático		x			x
Calidad de Aire		x		x	
Acuerdo de París		x			x

Tabla 4: CUADRO RESUMEN ANÁLISIS PESTA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

6.5 LINEAMIENTOS DE LA EMPRESA Y MARKETING ESTRATÉGICO

Misión

La misión de esta organización es de aportar a la red de distribución energética de su localidad con energía proveniente de una fuente renovable y no contaminante como es el sol, en pos de ayudar al panorama nacional e internacional ante temas energéticos; buscando la confianza del cliente a través de un grupo humano capacitado para el correcto manejo de una planta fotovoltaica.

Visión

Ser uno de las principales organizaciones presentes en temas energéticos a pequeña y mediana escala, provenientes de energía solar fotovoltaico, con el fin de compatibilizar un estilo de vida adecuado con el medio ambiente realizando proyectos escalables económicamente para crecer a otras regiones del país.

Metas y Objetivos a Largo Plazo

Buscar acceso a sistema financiero

- Participar de fondos concursables privados y estatales para financiar posibles nuevas instalaciones en Chile.

- Formarse una imagen corporativa positiva para atraer fuentes de financiamiento privadas a través de un equipo técnico de primer nivel.

Ventaja Competitiva

Esta organización posee contactos de proveedores claves que sirven para abaratar costos en la instalación de una planta fotovoltaica, éstos son proveedores chinos que en Enero de 2017 se logró la certificación por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para una gama de paneles fotovoltaicos e inversores que ya pueden ser utilizados en el mercado chileno. Este hito se convierte en una ventaja competitiva que se debe mantener en el tiempo, logrando una buena relación con éstos, junto con ello se suma la posibilidad de importar los soportes de los paneles fotovoltaicos desde el mismo país, donde es una oportunidad que se podrá concretar en el corto plazo.

Estrategia de Posicionamiento

La organización debe empezar a hacerse una imagen corporativa adecuada con el rubro energético chileno, con estándares de calidad en sus instalaciones, precios competitivos y un adecuado equipo humano para desarrollar los proyectos. Se debe posicionar en el mercado de la distribución energética como generador de proyectos a pequeña y mediana escala, en un principio, que no superen los 100 kW nominales con el fin de aprovechar la ley 20.571 y generar utilidades a partir de esto.

6.6 MARKETING OPERATIVO

6.6.1 PRODUCTO

Este no es un producto propiamente tal, sino más bien un servicio. Dicho servicio es la planta fotovoltaica que genera hasta 100 kW y que es inyectada a la red de distribución donde la empresa a cargo, según la ubicación de la instalación, será la que estará obligada a comprarla según la Ley 20.571. Las piezas fundamentales de este servicio son los paneles fotovoltaicos que captan la radiación solar y la convierten en energía eléctrica, donde a través de un inversor es pasada a corriente alterna para ser correctamente inyectado a la red; junto con ello es menester contar con un medidor bidireccional que cuantifica cuanto energía es introducido a dicha red; por otro lado, deben estar los soportes de los paneles fotovoltaicos con su correcta instalación y ángulos de inclinación para poder aprovechar al máximo el sol; por último están los cables y los trámites propios para legalizar la planta y pueda funcionar sin inconvenientes. Se debe tener en cuenta que con el pasar de los años la eficiencia de los paneles fotovoltaicos se va reduciendo, por lo que se debe reemplazar o aumentar el número de paneles en el terreno donde se encuentra la planta. Además, se instalará la planta para que esté lista para empezar a generar energía y ser inyectada a la red de distribución.

6.6.2 PRECIO

Sobre el precio es algo que no puede colocar la empresa propiamente tal, ya que éste está estipulado según las normas de la ley 20.571 y publicados en la página web de las empresas distribuidoras de energía del país. Como la planta se instalará en la región de Atacama o de

Valparaíso, corresponde ver lo publicado en la página web de Emelat y Chilquinta S.A., respectivamente.

Dicho precio se establece según el tipo de tarifa que se posee, puede ser alta o baja tensión, en donde en baja tensión existen 6 distintos rangos: BT-1, BT-2, BT-3, BT-4.1, BT-4.2 y BT-4.3; por su parte en alta tensión existen: AT-2, AT-3, AT-4.1, AT-4.2 y AT-4.3. Además, está sujeto según la zona de aplicación, en otras palabras, en la ubicación geográfica.

Aproximadamente el rango del precio se encuentra entre los 60 a los 89 pesos por kilowatthora ($/kWh). Dichos valores se encuentren todos expresados en pesos según lo dispuesto en la Ley Eléctrica vigente en Chile, donde las tarifas de distribución para los clientes finales son fijadas cada cuatro años por el Ministerio de Economía, influyendo la inflación y otras variables al precio propiamente tal.

6.6.3 PLAZA

En cuanto al lugar físico de la planta fotovoltaica se sabe que estará ubicado en las comunas que van hacia el interior de la región de Valparaíso, o sea, Limache, Olmué, Villa Alemana, entre otros, esto dado por la buena radiación existente, los precios pagados por las distribuidoras energéticas y por los precios de los terrenos junto con la planicie; por lo que son posibles lugares adecuados para la instalación de la planta fotovoltaica de 100 kW; se debe tener en cuenta que el terreno debe ser pobre en cuanto a las propiedades del suelo, esto con el fin de los costos de oportunidades del terreno sean bajos ya que se podría utilizar para otro tipo de negocios, junto con que sean propiedades relativamente baratas para abaratar costos en la inversión inicial y de un

tamaño apropiado para todos los paneles fotovoltaicos manteniendo en mente la posibilidad de hacerlo crecer.

6.6.4 PROMOCIÓN

Ya que en un principio el único cliente será la distribuidora energética de la localidad, no es fundamental la publicidad propiamente tal, ya que hay que cumplir reglas y normas legales que lo estipula la Superintendencia de Electricidad y Combustibles; pero se debe contar con una adecuada comunicación con éste con el fin de facilitar cualquier eventualidad que pudiese ocurrir. Si con el tiempo se sigue expandiendo la organización con más plantas fotovoltaicas el punto anterior mencionado es de vital importancia, es por ello lo fundamental de contar con un equipo técnico óptimo.

Si se desea incursionar en otro tipo de negocios con el mismo procedimiento, será adecuado formarse una buena imagen corporativa para que haya un sustento de calidad en los procesos propios de la empresa, esto con el fin de generar más proyectos y poder crecer como firma; plataformas estatales y regionales, junto con alianzas estratégicas con proveedores son relevantes para un exitoso crecimiento; pero como el negocio trata de la inyección a la red de distribución, no es necesario invertir en promoción, distinto sería si el negocio se tratase de vender paneles fotovoltaicos o algo parecido.

7. SECCIÓN IV: ESTUDIO LEGAL

7.1 ESTUDIO SOCIETARIO

Poder encontrar fuentes de financiamiento en el presente o en un futuro cercano, con el fin de que el negocio sea más viable económicamente y en miras de un crecimiento, junto con la posibilidad de que sea administrado por el mismo dueño, hace que una sociedad por acciones se convierta en un tipo de sociedad idóneo para el proyecto.

"Sociedad por Acciones" (SpA), la cual se define como: "una persona jurídica creada por una o más personas mediante un acto de constitución perfeccionado de acuerdo con los artículos 424 y siguientes del Código de Comercio, cuya participación en el capital es representada por acciones."

Un factor importante que se consideró para la elección de una SpA, fue que se encuentra la posibilidad de tener acciones que sólo den derecho a la repartición de utilidades, permitiendo que los socios interesados inicialmente puedan participar, y además buscar financiamiento a través de socios capitalistas para el negocio; asimismo se permite el aumento de capital sin tener la necesidad de realizar una Junta de Accionistas.

En cuanto a la formación de la sociedad, esta se considera solemne ya que se necesita un acto de constitución social por escrito, inscrito y publicado mediante escritura pública cuyas firmas tienen que estar avaladas por un ministro de fe (notario público). Esta inscripción y publicación de este acto de constitución de sociedad tiene que tener al menos los siguientes términos:

1. El nombre de la sociedad debe concluir con SpA.

2. Objeto de la sociedad siempre será considerado como Mercantil.

3. El capital y el número de acciones será dividido.

4. La administración de esta sociedad será indicada en esta y además contará quiénes son sus representantes provisionales o definitivos.

5. La duración de la sociedad, que si nada se dice se asume que es indefinida.

Luego de esta inscripción y publicación se cuenta con un mes de plazo para publicar un extracto autorizado por un notario público y deberá inscribirse en el Registro de Comercio y publicado en el Diario Oficial.

7.2 MARCO REGULATORIO

Para la instalación de una planta fotovoltaica de 100 kW, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha estipulado 3 documentos en su página web que sirve como marco legal, éstas son:

1. Ley N°20.571
2. Reglamento DS N°71
3. Decreto Supremo N°103

Este último modifica el Decreto Supremo N°71, Reglamento de la Ley N°20.571.

7.2.1 LEY 20.571

La Generación Ciudadana, establecida mediante la Ley 20.571, es un sistema que permite la autogeneración de energía hasta los 100 kW en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente. Esta Ley, conocida también como Netbilling, Netmetering o Generación Distribuida, entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado, el cual está publicado en el sitio web de cada empresa distribuidora (Superintendencia de Electricidad y Combustibles, 2015).

Todo sistema de generación eléctrica que busque acogerse a esta ley, debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, que desde el año 2015 cuenta con una Unidad Técnica Especializada en ERNC para atender los requerimientos de la ciudadanía. Esta Declaración Eléctrica debe ser realizada por un Instalador Autorizado, y debe contener además los detalles técnicos de la instalación, así como de los productos a utilizar. Posteriormente, la SEC fiscaliza la Instalación y si ésta cumple con los requerimientos técnicos, autoriza su funcionamiento, tras lo cual, el propietario deberá notificar su conexión a la red de la Empresa de distribución eléctrica.

Dicho proceso de conexión necesita ciertos formularios que se encuentran en el Anexo N°4; por lo demás los pasos están en la siguiente ilustración:

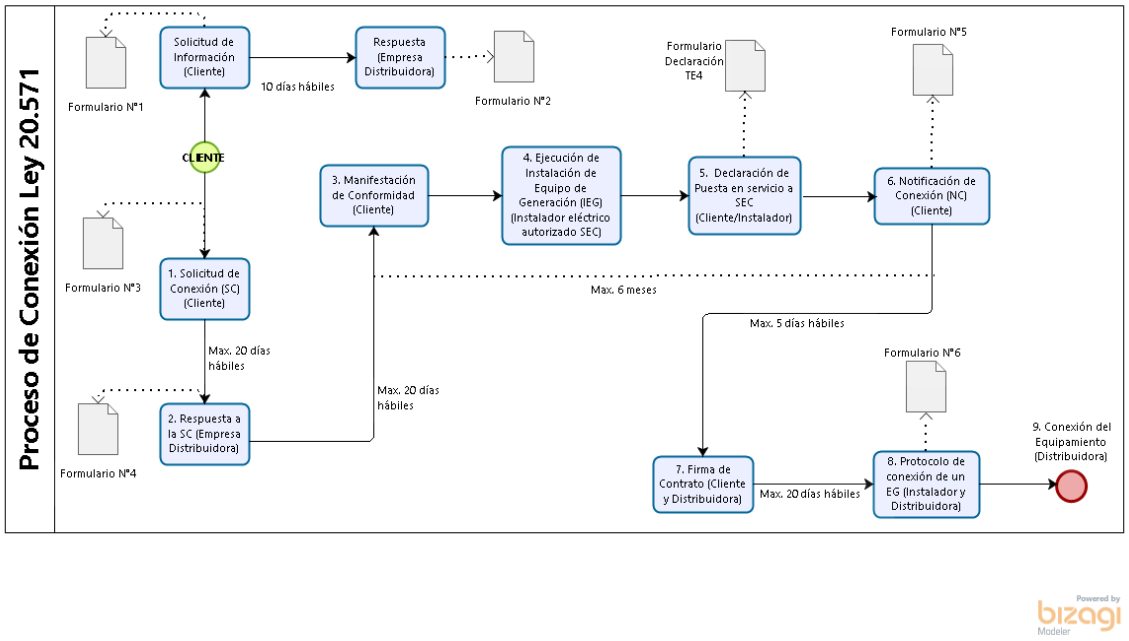

Ilustración 18: Diagrama de Flujo Proceso de Conexión. Fuente: Elaboración Propia

7.2.2 NORMA TÉCNICA E INSTRUCTIVOS

Junto con el Marco Regulatorio que dispone la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, también estipula la norma técnica y los instructivos donde se respalda la ley 20.571 para que todo se encuentre en orden. Principalmente toma como referencias normativas a:

1. Norma Chilena NCh Elec. 2/84, “Electricidad, Elaboración y Presentación de Proyectos”, declarada Norma Chilena Oficial de la República mediante Decreto Supremo N°91, de 1984, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, sus modificaciones o disposición que lo reemplace.

2. Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión, emitida por la Comisión Nacional de Energía y Reconstrucción, sus modificaciones o disposición que lo reemplace.

3. Norma Chilena de Diseño Sísmico de Estructuras e Instalaciones Industriales, llamada NCh 2369.Of 2003.

4. Grid connected photovoltaic systems – Minumum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection, llamada IEC 62446: 2009.

Dichos instructivos son:

1. Procedimiento de puesta en servicio: RGR N° 01/2014 en el que define el procedimiento de comunicación de puesta en servicio de generadoras residenciales.

2. Instrucción técnica: RGR N° 02/2014 en el que define los requisitos de diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

3. Resolución N° 12438 que establece los requisitos para autorizar el uso de equipamiento de generación, paneles e inversores bajo el marco de la Ley 20.571.

4. Norma Técnica Generación Baja Tensión

5. Oficio Circular N° 2154 donde aclara las actividades de supervisión a realizar por empresas de Distribución, en el marco de la primera conexión de equipamiento de generación de las redes de distribución.

6. Oficio Circular N° 9373 donde instruye a fabricantes, importadores, comercializadores y representantes de marcas de inversores sobre requerimientos técnicos aplicables a sus productos.

7. Oficio Ordinario N° 4878/2016 donde define que los clientes regulados pueden contratar un ESCO.

8. Oficio Circular N° 13189/2016 donde define como deben realizarse los descuentos por energía inyectada en las boletas de suministro eléctrico.

9. Oficio Circular N° 1480/2017 donde se establece nuevos formatos de formularios para el proceso de conexión de la Ley N°20.571 y aclara régimen aplicable a procesos de conexión en trámite.

8. CAPÍTULO V: ESTUDIO TÉCNICO

8.1 DEFINICIÓN DEL TAMAÑO DEL PROYECTO

Para definir el tamaño de proyecto se debe contemplar una serie de factores y requisitos a analizar que recaen principalmente en indicadores macroeconómicos como estratégicos, los cuales deben ser analizados para determinar la localización del proyecto y diversas características. Se debe recordar, tal como se mencionó en el estudio de mercado, que la localización se encontrará en las zonas interiores de la V región, dado las tres variables fundamentales para el estudio: nivel de radiación, precio del metro cuadrado del terreno y precio pagado por la distribuidora de energía eléctrica.

Por una parte, dentro de los factores políticos y económicos se encuentra un buen pasar en las expectativas a la generación distribuida por parte de usuarios finales o tamaños de planta pequeños con una generación de hasta 100 kW, ya que se ha trabajado en conjunto entre el mundo público, privado y sociedad civil en el 2016 para obtener cerca del 15% de la generación eléctrica proveniente de energías renovables no convencionales, principalmente solares y eólicas, sin la necesidad de aplicar algún tipo de subsidio (Ministerio de Energía, 2017). Junto a esto, es que hoy el 77% de la energía solar que se produce en Chile está instalada en terrenos fiscales y teniendo en cuenta que la Agenda Energética de largo plazo fijó que para el 2050 el 70% de la generación de electricidad debe provenir de fuentes renovables, donde se incluye la energía solar, eólica, biomasa, biogás, geotermia, pequeña hidroeléctrica (hasta 20 MW) y la energía de los mares, según las definiciones propias del Ministerio de Energía.

Además, dentro del mismo punto, se ha obtenido aproximadamente 6,5 MW producto de más de 900 instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, cuadriplicándose en solo un año dado la mayor información que se ha desplegado en el mundo privado y público de los beneficios de la generación distribuida o Ley 20.571 (ministerio de Energía, 2017). Se suma a ello, la modificación al reglamento de dicha Ley con el fin de incorporar mecanismos para facilitar y acortar los plazos de tramitación de los proyectos.

Por otro lado, existe un factor importante para determinar el tamaño del proyecto, que ya ha sido mencionada en la sección del estudio de mercado, y es la radiación existente en el sector donde se instalará la planta fotovoltaica. Dicha componente se vuelve en un indicador estratégico ya que se debe conocer el comportamiento del sitio en cuanto al nivel de radiación existente en el año, en el que el mayor porcentaje de la V región se encuentra catalogada en un rango de producción entre los 3,01 a 5,99 kWh por metro cuadrado en un día (Explorador Solar, 2017), agregando factores de ocurrencia de sombras, posición angular de los paneles fotovoltaicos, humedad, viento y otros más.

Teniendo claro el comportamiento de dicha variable, empieza a florecer un segundo y tercer factor relevante que es el precio que paga la distribuidora de energía por las inyecciones de energía a la red, donde según distintas zonas va pagando más o menos según el precio de la energía y el valor del metro cuadrado del terreno donde se instalará la planta fotovoltaica de 100 kW.

En la ilustración N°19 se aprecia la radiación global medido en una escala entre 0 a 7,5 kwh por metro cuadrado por día en un mapa de radiación, donde se aprecia los niveles de la zona norte y central de Chile, desde Taltal hasta Santiago.

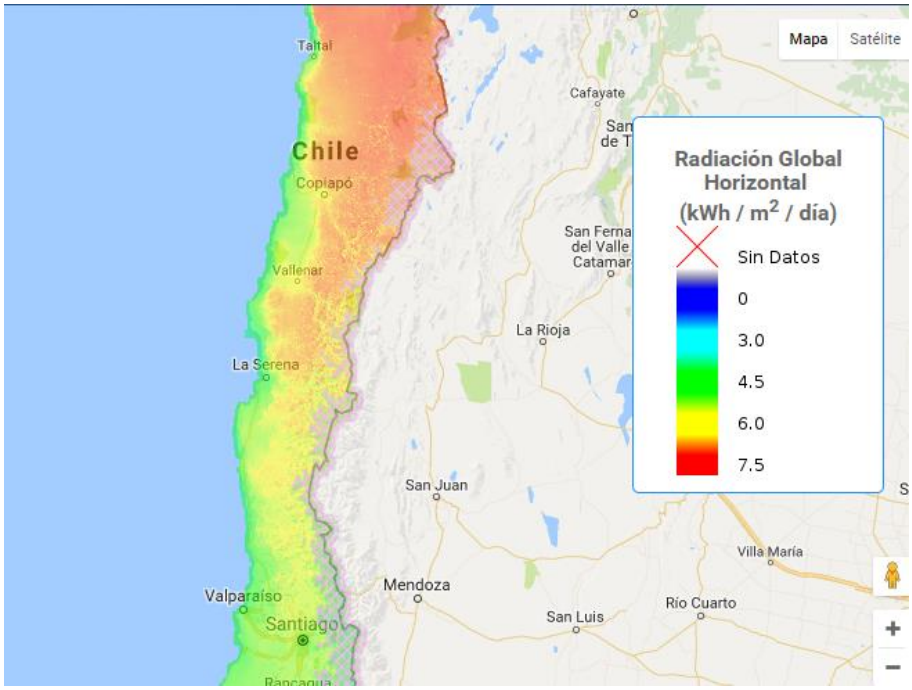

Ilustración 19: Mapa radiación global. Fuente: Explorador de Energía Solar.

Otra de las variables fundamentales para tomar la decisión de localización, corresponde a las cercanías con las instalaciones eléctricas de la empresa Chilquinta S.A, específicamente con el empalme eléctrico donde será conectado la planta fotovoltaica de 100 kW. Esto es de vital importancia ya que si en el caso de no encontrarse cerca dicho empalme eléctrico, se deberá tener que instalar uno adecuado al sector, donde lo tendrá que pagar el ejecutor del proyecto, encareciendo los gastos de inversión considerablemente. Existe la otra opción de tener que modificar el empalme eléctrico a pesar que se encuentre cercano a dicha red, por motivos de que los insumos eléctricos utilizados puedan estar hechos de un modo trifásico y la red esté apta para recibir energía de manera monofásica, todo esto se debe solucionar con una reunión con los encargados de proyectos según zona de la empresa distribuidora, ya que se debe realizar un estudio adecuado e ir a inspeccionar el terreno para ver como se comporta geográficamente

(presencias de ríos, quebradas, etc), todo esto ha sido conversado con el jefe de proyectos y servicios de Chilquinta S.A don Alejandro Ferrada Pardo, encargado de la zona “Los Andes”.

Se debe tener en cuenta que, al tratarse de un emprendimiento naciente, el tiempo de duración del proyecto continuará hasta que el o los socios de la persona jurídica que se está formando decidan por algún motivo vender, fusionar o terminar con la empresa, es por ello que como la organización recién comenzará a funcionar dicha decisión por parte del dueño de la empresa será hasta que se acabe el proyecto junto con la vida útil de los propios insumos.

Por último, la ubicación político-administrativa está enfocada a la V región de Valparaíso, precisamente enfocada dentro de las provincias de Marga-Marga y Quillota, esto debido a las cercanías que poseen entre ambas y además por el buen nivel de radiación existente en la zona junto con un mayor precio pagado por la distribuidora de energía Chilquinta S.A.

8.2 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

8.2.1 ORIENTACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN

Entendiendo que se debe importar ciertos insumos eléctricos para la planta fotovoltaica, tales como los paneles fotovoltaicos y los inversores trifásicos, es que la ubicación en la V región se convierte en un factor que suma al proyecto dado la cercanía física que se posee con el puerto principal de Valparaíso donde llegarán dichos productos eléctricos a través de los conteiners de las embarcaciones.

Además, otro punto que avala la orientación de la localización en las provincias mencionadas anteriormente, es que si bien es cierto existe una cercanía y buena conexión vial con la Región Metropolitana donde se encuentran ubicados otros proveedores de insumos eléctricos necesarios para llevar a cabo el proyecto, también dichas empresas poseen filiales ubicadas en la V región, con mayor presencia en las comunas de Valparaíso y Viña del Mar, junto con considerar que son las provincias donde más paga la empresa distribuidora de energía por las inyecciones a la red y considerando los precios accesibles de los terrenos para llevar a cabo la planta fotovoltaica.

Por último, se debe mencionar que solo existen dos organizaciones que poseen su residencia en la región de Valparaíso, una ubicada en Viña del Mar y la otra en Valparaíso, las dos comunas más grandes de esta región. Dicha situación, insta a posicionarse como una nueva empresa en la región que se haga responsable en materia de generación distribuida, más si está ubicada en otras localidades.

8.2.2 MACROLOCALIZACIÓN

Como se ha mencionado reiteradas veces, la planta fotovoltaica se ubicará en la V región de Valparaíso, precisamente ubicada en la Provincia de Marga-Marga dado los buenos factores mencionados anteriormente, nivel de radiación, los precios de los terrenos y el pago por parte de Chilquinta S.A. principalmente. Dado que los sitios se encuentran de diversos precios, pero en un rango establecido para las dos provincias vislumbradas, se deben considerar las variables del precio pagado por la distribuidora según la provincia y/o comuna, además de la variable del nivel de radiación para la toma de decisiones.

Ilustración 20: Mapa ubicación geográfica Provincia Marga-Marga. Fuente: GoogleMaps.

Dicha provincia limita al norte con la provincia de Quillota, al oeste con la provincia de Valparaíso, para el este con la Región Metropolitana y al sur nuevamente con esta región y parte de la provincia de Valparaíso. Abarcando las comunas de Limache, Olmué, Quilpué y Villa Alemana. Dicha provincia es la más reciente en haber sido creada por el gobierno, teniendo por característica principal que está compuesto por comunas denominadas “dormitorios” debido a su cercanía con las comunas donde se realizan la mayoría de los sectores productivos de la V región como lo son Valparaíso y Viña del Mar, convirtiéndolo en un factor decisivo e importante para tomar en cuenta en la localización dada la cercanía con dichas comunas.

8.2.3 MICROLOCALIZCIÓN

Agrupando los criterios que se han mencionado en los puntos anteriores, es que se recomienda como punto de ubicación la comuna de Limache. Esta ciudad cuenta con una cercanía a los puntos anteriormente mencionados, además de que la mayoría de los proveedores de los insumos eléctricos más importantes para la obra se encuentran cercanas a Valparaíso y Viña del Mar, junto con ello cumple con encontrarse en un punto cercano a la Región Metropolitana, la cual posee una cantidad

significativa de insumos y mayor cantidad de proveedores, tomando en cuenta además las variables mencionadas en el estudio de mercado.

8.2.4 DECISIÓN DE LOCALIZACIÓN

Para terminar, sumando todas las variables de localización de la planta fotovoltaica, siendo la idea preliminar encontrar y recomendar un lugar que tuviera las implementaciones necesarias para poder adecuar la parte administrativa y operativa del proyecto, junto con las normas de seguridad e higiene adecuadas, es que el lugar específico se encuentra en las coordenadas latitud -32.986°S y longitud -71.1558°O con una altura de 245 metros sobre el nivel del mar.

8.3 INGENIERÍA DEL PROYECTO

8.3.1 SELECCIÓN DE EQUIPOS

Sobre el tema de la selección de equipos, se debe separar entres los insumos que sirven para la administración y los equipos que son útiles para la planta fotovoltaica, incluyendo los elementos de protección personal en la construcción de un proyecto como éste.

Insumos de administración:

Equipos Administración				
Insumo	**Cantidad**	**Precio Unitario**	**Precio Total**	**monto UF**
Escritorio	1	$ 34.990	$ 34.990	1,32
Computador	1	$ 160.000	$ 160.000	6,05
Impresora	1	$ 24.990	$ 24.990	0,94
Sillas	1	$ 39.990	$ 39.990	1,51
Corchetera	1	$ 1.800	$ 1.800	0,07
Perforadora	1	$ 3.800	$ 3.800	0,14

Tabla 5: Insumos Administración. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Elementos de Protección Personal:

Elementos de Protección Personal (EPP) / herramientas livianas				
Ítem	**Cantidad**	**Precio Unitario**	**Precio Total**	**monto UF**
Cascos pack 3 unid	1	$ 6.490	$ 6.490	0,25
Multímetro	1	$ 27.690	$ 27.690	1,05
Peladores	3	$ 5.590	$ 16.770	0,63
Destornilladores (estrella y plano)	2	$ 3.690	$ 7.380	0,28
Taladro	2	$ 23.990	$ 47.980	1,81
Huincha de medir	2	$ 2.790	$ 5.580	0,21
Lentes de seguridad	3	$ 1.690	$ 5.070	0,19
Inclinómetro	1	$ 24.990	$ 24.990	0,94

Tabla 6: Elementos de Protección Personal (EPP). FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Insumos para planta fotovoltaica:

Planta Fotovoltaica					
Insumo	**Cantidad**	**Medida**	**Precio Unitario**	**Precio Total**	**monto UF**
Paneles Fotovoltaicos	299	unidades	$ 74.958	$ 22.412.442	846,95
Inversor	25	unidades	$ 651.145	$ 16.278.625	615,16
Montaje	100	unidades	$ 120.420	$ 12.001.860	453,54
Cable conexión	1800	Metros	$ 359	$ 645.660	24,40
Gabinete	1	unidades	$ 107.230	$ 107.230	4,05
Automáticos	6	unidades	$ 4.035	$ 24.210	0,91
Canalizaciones EMT	600	unidades	$ 2.181	$ 1.308.600	49,45
Medidor Bidireccional	1	unidades	$ 304.045	$ 304.045	11,49

Tabla 7: Insumos Planta Fotovoltaica. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

8.3.2 LAYOUT

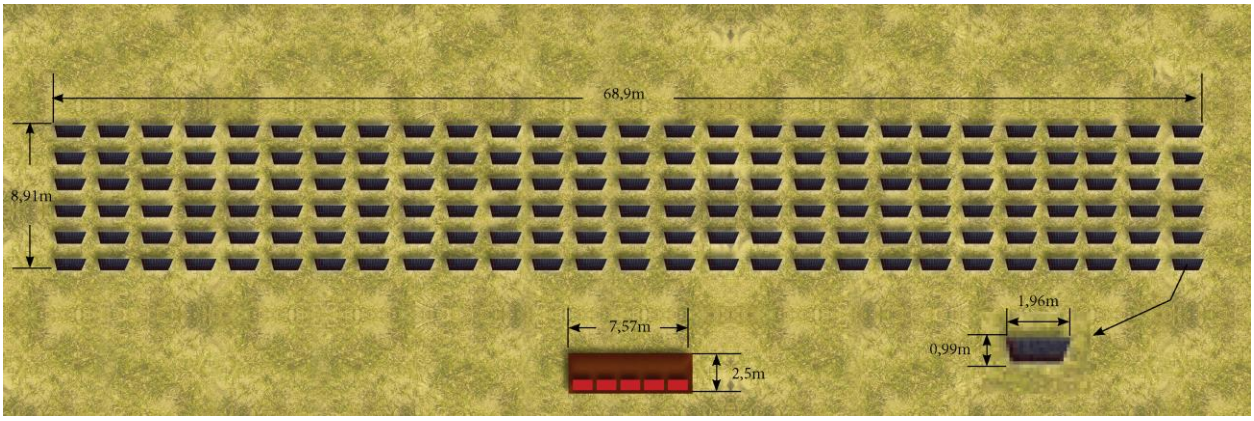

Ilustración 21: Layout Planta Fotovoltaica 100 kW. Fuente: Elaboración Propia.

Se debe tener en cuenta en el layout que es solo de la planta fotovoltaica de 100 kW, donde se acomodan los paneles fotovoltaicos en las filas y columnas respectivas y se conectan hacia una caseta donde están los inversores necesarios junto con los gabinetes, todo esto para su protección adecuada.

Para el tema de la administración, se necesitan algunos insumos, tales como el computador y ciertos artículos de oficina mencionados anteriormente, pero no es relevante poseer una oficina propiamente tal, dado las dimensiones del proyecto en cuestión, y que al tratarse solo de una planta de generación de 100 kW se necesita solo el terreno donde será ubicada ya que las mantenciones se realizarán en el mismo terreno, dejando de lado temas administrativos que se realizan en un comienzo del proyecto (trámites solicitados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles) y considerando ciertos trámites menores que se puedan presentar cuando la planta fotovoltaica ya esté generando e inyectando energía la red, no existe inconveniente alguno utilizar como dirección la residencia personal del dueño del proyecto, ahorrándose costos en materia de

construcción de la edificación, en instalaciones de agua, desagüe, electricidad, permisos de construcción, junto con el consumo y gastos propios que conllevaría una oficina, además de visualizar que la planta fotovoltaica funciona con solo una persona que estará a cargo del proyecto, ya que los demás, que son electricistas, trabajarán en primera instancia para instalar las piezas que componen la planta y posterior a ello se debe contar con un electricista que realice las mantenciones preventivas. Por lo tanto, todos estos electricistas son contratados para la ocasión correspondiente.

8.3.3 PROGRAMA DE REINVERSIONES

Tomando en cuenta la vida útil de los activos y por lo tanto lo estimado para hacer un cambio necesario de éstos según el Servicio de Impuestos Internos, se utiliza una depreciación acelerada con el fin de generar un beneficio económico tempranamente en el proyecto.

PRODUCTO	Años depreciación acelerada	Reinversión Año
Paneles Fotovoltaicos	3	
Inversor	3	
Montaje	5	
Cable conexión	6	
Gabinete	3	
Automáticos	3	11
Canalizaciones EMT	6	
Medidor Bidireccional	3	
Instalación nuevos paneles	3	7
Cascos pack 3 unid	1	7
Multímetro	1	
Peladores	1	
Destornilladores (estrella y plano)	1	
Taladro	1	
Huincha de medir	1	
Inclinómetro	1	
Lentes de seguridad	1	

Tabla 8: Reinversión en insumos de la planta fotovoltaica. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Se debe destacar que ciertos insumos eléctricos tienen una cantidad de años de depreciación lineal entregada por el Sistema de Impuestos Internos menor a la duración real de éstos, más aun utilizando el método de depreciación acelerada; esto, en especial medida para los paneles fotovoltaicos que tienen una garantía de calidad de 20 años y con las mantenciones adecuadas pueden sobrepasar los 25 años de vida útil con facilidad, esto vienen estipulado desde fábrica y asegurado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Similar es lo que sucede con los inversores, que poseen una duración de alrededor de quince años o más. Para el montaje, los cables de conexión y las canalizaciones EMT ocurre de la misma manera, se debe procurar realizar las mantenciones adecuadas para lograr dicho objetivo; todo esto ha sido conversado con técnicos electricistas y un ingeniero civil eléctrico expertos en el tema.

Se hace mención a la instalación de nuevos paneles fotovoltaicos, esto se debe principalmente por la pérdida de eficiencia de éstos que está descrito desde fábrica, con una pérdida máxima del 3% anual si es que no reciben los cuidados pertinentes; es por ello que se realizará esta instalación al año 7 del proyecto con el fin de procurar que la planta fotovoltaica tenga la capacidad instalada para generar los 100 kW potenciales. Por lo demás, los insumos de protección personal serán reemplazados a los 6 años ya que son utilizados en la primera fase donde se lleva a cabo la instalación de la planta fotovoltaica, posterior a ello se utilizarán sólo cuando se lleve a cabo las mantenciones pertinentes. Todo esto debido a que resulta menos rentable el hecho de seguir los años de depreciación propuestos por el Sistema de Impuestos Internos, ya que los paneles fotovoltaicos y otros insumos deben ser traídos desde China, por lo que reinvertir en éstos resulta en un gasto mayor al de perder el beneficio de la depreciación.

8.3.4 ANÁLISIS DE INSUMOS

El siguiente análisis de insumos, trata sobre la tecnología que se usará en la planta fotovoltaica. Dicho estudio queda sujeto a la gama de productos que ofrecen ciertos proveedores chinos en sus diversos catálogos para paneles fotovoltaicos, inversores y el sistema de montaje para dichos paneles. Estos insumos están certificados en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles por lo que pueden ser utilizados, junto a ello representan un ahorro aproximadamente del 30% en el precio contra productos de otra procedencia, principalmente de Alemania (productos que también están certificados ante la SEC); pero esto no solo se debe a la producción en masa de estos elementos por el país chino, sino también por la relación existente entre dicho proveedor con un ingeniero civil eléctrico chileno que es dueño de una empresa llamada Vértice Consultores lmtda. y que se le ha consultado para sacar provecho de dicha amistad con el fin de importar los materiales eléctricos a Chile al precio negociado entre las partes.

Dado esto es que se usará paneles monocristalino de la marca TALESUN, modelo TP672M de 335 Watts, donde son características claves de este material que posee una garantía de material y mano de obra de 10 años, junto con una garantía de salida de potencia lineal de 25 años.

Además, se debe tener en cuenta que los módulos de células solares monocristalinos durante el primer año la potencia nominal del producto no será menos del 97% de la potencia de salida marcada. Se suma a esto que desde el año 2 al año 24, la disminución de la potencia nominal no será superior al 0,7% en cada año; o sea que, para el final del año 25 la potencia nominal no será inferior al 80% de la etiqueta de potencia.

Los paneles mencionados son los siguientes:

Ilustración 22: Panel fotovoltaico monocristalino. Fuente: Talesun

Para el caso del inversor se utilizará un inversor marca GoodWe, específicamente el modelo GW10KN-DT. Dicho insumo proporciona una salida trifásica de la corriente alterna, se debe utilizar este tipo de salida debido a que el proyecto supera los 30 kW nominales instalados, esto descrito por la Ley 20.571 y aceptado por Chilquinta S.A.

Posee una eficiencia de conversión de corriente continua a alterna de un 98,3%, además posee como canal de monitoreo y comunicación, la posibilidad de conexión Wi-Fi y cable Ethernet con la posibilidad de contratar una garantía entre los 5 a 25 años de manera opcional. Además, tiene una potencia nominal de corriente alterna de 4000 Watts.

Ilustración 23: Inversor trifásico. Fuente: GoodWe

A su vez, respecto al sistema de montaje para los paneles fotovoltaicos se utilizará un tipo de montaje ajustable de segunda generación de la marca VG Solar modelo AL6005-T5, fabricado de aluminio en que los productos son ensamblados en fábrica, bien empaquetados, lo que reduce el tiempo de instalación en el sitio en un 40% en comparación con el tipo tradicional, donde un equipo de cuatro profesionales puede instalar 200 KW en 1 día.

Posee también, una garantía de 20 años de los materiales, certificado desde procedencia y según normas japonesas. Además, puede ser usado para techos planos o terrenos planos, soportando vientos de hasta 60 metros por segundo y 1,4 kilonewton (kN) por metro cuadrado de nieve.

Ilustración 24: Soporte paneles fotovoltaicos. Fuente: VG Solar

En el caso del medidor se utilizará el modelo bidireccional marca KAMSTRUP modelo Omnipower, certificado ante la SEC para ser utilizado en las instalaciones de las plantas fotovoltaicas conforme a lo establecido en la Ley 20.571, de energía trifásico de origen danés; posee una capacidad de 100 Amperes donde las empresas distribuidoras puede pasar precios, alertas o incluso mensajes de texto a las pantallas de información o dispositivos similares a través de la infraestructura de comunicación OMNICON.

Además, constituye un dispositivo de ahorro de costos, minimizando la necesidad de intervención técnica manual y permitiendo cargar software al medidor “overthe-air” (software propio de la compañía); agregando que tiene un marcado de fecha y hora para lecturas y eventos mediante un reloj-calendario. Junto a ello, cuenta con la capacidad de obtener 16 registros diferentes a la vez, de una selección de más de 80 valores disímiles, por ejemplo, energía, intensidad o tensión por fase.

Por último, cuenta con un espacio abierto para instalar una tarjeta de comunicación inalámbrica para equipos Smart home; un sistema anti fraude que reconoce y registra intentos de manipulación no autorizada.

Ilustración 25: Medidor Bidireccional. Fuente: Kamstrup

Por otro lado, el cable a utilizar debe estar fabricado para estar a la intemperie y soportar la exposición al sol, para el transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no. Dicho insumo es el modelo RZ1-K 0,6/1KV 1X4MM2 que cumple con las condiciones mencionadas anteriormente y está especialmente indicado para su utilización en redes de distribución, acometidas, instalaciones en locales de pública concurrencia y, en general, siempre que exista un importante riesgo de incendio o donde se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.

Como se ha mencionado anteriormente, los demás elementos para la planta fotovoltaica son obtenidos desde ciertos distribuidores nacionales de insumos eléctricos, tales como los automáticos, el gabinete donde van algunos insumos para ser protegidos; todos certificados ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

8.4 ANÁLISIS ORGANIZACIONAL

8.4.1 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Se debe tener en cuenta que existen dos grupos en la organización, por un lado el área de administración y contabilidad y por el otro, el área de servicio técnico y operaciones, en el que este último grupo será tercerizado ya que para la instalación de la planta fotovoltaica de 100 kW se necesita un jefe de esta área que esté a cargo y dos técnicos, donde los tres serán contratados solo para servir de soporte y ayuda en la instalación de los paneles fotovoltaicos en dicho proceso; posterior a ello solo se necesitará a un electricista que estará a cargo de las mantenciones que se deben efectuar para asegurar el buen funcionamiento y eficiencia de la planta, por lo que se le

contratará para la ocasión; en resumen solo habrá una persona contratada para el funcionamiento de la empresa durante los años que dure éste.

Por su parte, el área de administración estará a cargo de llevar el lado contable y administrativo de la organización, todo esto al mando de una única persona debido a que solo es una planta fotovoltaica que se está evaluando de primer momento, además de tener el control de la empresa bajo el cargo de la Gerencia General; dicho cargo, tal como se mencionó anteriormente, es el único que estará contratado por la duración de años que dure el proyecto, los demás son trabajadores esporádicos con un fin específico a realizar, según el periodo de tiempo.

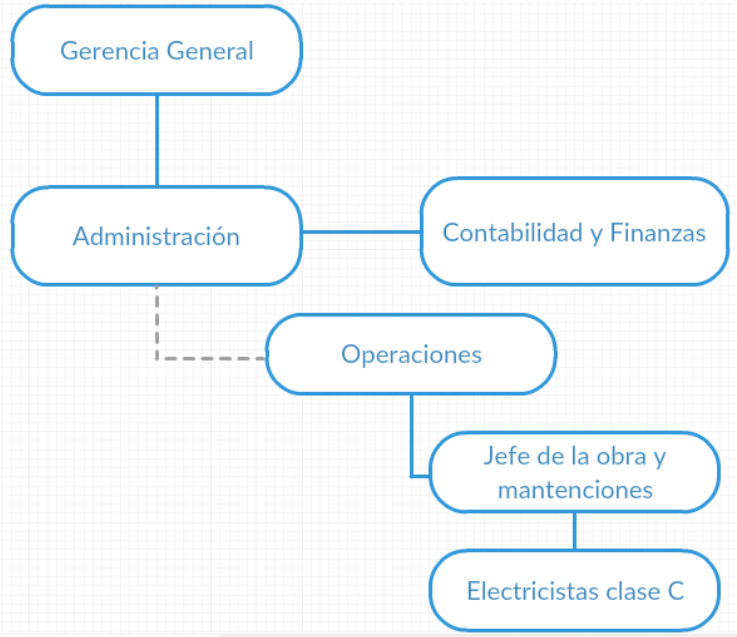

Ilustración 26: Organigrama empresa planta fotovoltaica 100 kW SpA. Fuente: Elaboración Propia

Gerencia General: profesional encargado de la contratación de los trabajadores idóneos para la instalación de la planta fotovoltaica y de llevar a cabo los lineamientos que tiene la organización desde el corto a largo plazo.

Administración: División que se encarga del funcionamiento estructural para que la empresa pueda desempeñar su labor como ente jurídico de manera óptima y con todos los permisos necesarios.

Contabilidad y Finanzas: Área que desarrolla el trabajo de realizar sistema de adquisición, recepción de insumos y materias primas, además de manejo de facturas y realización de sistemas de registro y control de deudas, créditos, pagos y cobros. Además, realiza labores de generación de manejo presupuestos, control de la obra realizada y el desembolso de dinero para las mantenciones en la planta fotovoltaica.

Es menester recordar nuevamente, que estos tres cargos serán realizados por la misma persona: Gerente General, Administración y Contabilidad y Finanzas.

Operaciones: Área encargada de la instalación óptima de la planta fotovoltaica, abarcando las decisiones técnicas a desarrollar en el proyecto. Toda esta área estará contratada solo para realizar la instalación correcta de la planta, posterior a ello se necesitará solo al jefe de operaciones que trabajará en las mantenciones necesarias para el correcto funcionamiento, pero cuando Administración estime conveniente que se deban realizar, es por ello que esta área tercerizada estará a cargo de Administración cuando se necesite de su trabajo, donde se les pagará con boleta de honorarios cuando se le llame, ya que no es un cargo que esté contratado part time, solo trabajará en ocasiones particulares a lo largo de la vida del proyecto.

Jefatura de Operaciones y mantenciones: profesional en el área de la electricidad a cargo de la instalación de la planta fotovoltaica como primera etapa y posterior encargado de las

mantenciones regulares que se deben efectuar a éstas. Se debe hacer hincapié en que es contratado en un principio solo para realizar y estar a cargo como jefe de faena de la instalación de la planta fotovoltaica, posterior a ello se le contratará solo para realizar las mantenciones preventivas. Debe estar certificado como electricista en la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para demostrar las competencias necesarias para realizar el tipo de instalación requerida, con certificación tipo B, o sea habilitado para ejecutar instalaciones de baja tensión, con 500 kW máximo de potencia instalada. Para esto se requiere ser titulado de Técnico Electricista, o su equivalente, en algún centro de estudios superiores aceptado por dicha Superintendencia.

Eléctricos: dichas personas serán contratadas solo para la primera etapa del proyecto, donde se instala la planta fotovoltaica de 100 kW, posterior a ello no estarán dentro de la organización ya que se convertiría en un costo innecesario dado el tamaño de la empresa. Dichos eléctricos deben tener una licencia ante la SEC de clase C, donde estén permitidos de llevar a cabo instalaciones en baja tensión de hasta 100 kW de potencia instalada total. Para ello, deben ser titulados de Técnico Electricista, o su equivalente, en algún centro de estudios superiores.

8.4.2 ANÁLISIS DE REMUNERACIONES Y PROYECCIONES

Como se mencionó anteriormente, se contará con un equipo de 4 personas a cargo de la instalación óptima de la planta fotovoltaica de 100 kW, de éstas, tres personas serán contratadas de manera temporal para ayudar en la primera etapa que significa la instalación correcta de los paneles fotovoltaicos y demás equipos, posterior a ello solo se requerirá de su trabajo a uno de éstos para efectuar las mantenciones respectivas a la planta según períodos estipulados; dichos

individuos son electricistas con Clase B y C, según los parámetros de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Las remuneraciones están estipuladas según el mercado laboral actual, o sea al año 2017, considerando al trabajador contratado junto con los descuentos legales que se les tendrá que realizar, por lo que para la empresa le significa un costo de $350.000 como sueldo bruto más un bono de colación por $20.000, o sea un desembolso de $370.000 y está descrita en la siguiente tabla:

Trabajador contratado	Cantidad	Sueldo Bruto	Colación	AFP	Isapre	Seguro Cesantía	Sueldo Líquido
Administrador	1	$ 350.000	$ 20.000	$ 37.695	$ 24.500	$ 2.100	$ 305.705

Tabla 9: Sueldo Administrador 2017 Empresa fotovoltaica 100 kW. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Para los trabajadores que serán contratados para ciertas ocasiones se vislumbra en la siguiente tabla, considerando: en primera fase el electricista jefe de la obra junto con dos electricistas más que se encargarán de instalar la planta fotovoltaica; y en segunda fase, se llamará a uno de los electricistas para realizar las mantenciones pertinentes a la planta en los tiempos requeridos según Administración. A dichos trabajadores se les pagarán con boleta de honorarios por lo que significa un desembolso para la organización que se refleja en la columna “Total Sueldos Brutos”.

Trabajador por obra	Cantidad	Sueldo Bruto	Total	Retención del 10%	Sueldo Líquido Total
electricista jefe de obra	1	$ 355.556	$ 355.556	$ 35.556	$ 320.000
electricista tipo C	2	$ 277.778	$ 555.556	$ 55.556	$ 500.000
Mantención	1	$ 88.889	$ 88.889	$ 8.889	$ 80.000

Tabla 10: Sueldos por Boleta de Honorarios 2017 Empresa fotovoltaica 100 kW. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Se considera un reajuste anual del 2% real a las remuneraciones con el fin de lograr incentivo a largo plazo y evitar una rotación del personal, considerando que la moneda a utilizar es la UF, eliminado el efecto inflacionario.

9. CAPÍTULO VI: ESTUDIO FINANCIERO – ECONÓMICO

9.1 DETERMINACIÓN DE MONEDA A EVALUAR

Con el fin de realizar el análisis financiero, se debe seleccionar el tipo de moneda a utilizar para la toma de decisiones, la cual puede pactarse como moneda dura como la Unidad de Fomento (UF), moneda nacional (peso chileno) o extranjera (ya me sea dólar o yuan).

Dicha elección resulta de una serie de factores que se deben tomar en cuenta; principalmente debido a que en este mercado se hablan de montos de venta evaluados en pesos chilenos por kilowatthora; por otro lado, tomando en cuenta los proveedores de los diversos insumos que se requieren, es que algunos se tranzan también en moneda nacional exceptuando a los paneles solares, los inversores y el sistema de montaje que se deben importar desde China, utilizando el yuan renminbi (RMB), donde dicho precio es traspasado a dólares y posteriormente a moneda local, o sea a peso chileno.

Dada esta situación, es que lo más lógico es utilizar como moneda del proyecto el dólar o la Unidad de Fomento (UF); pero tomando en cuenta el comportamiento de éstas durante los últimos 16 años se aprecia que la UF es mucho más estable que el dólar, es por ello que se elige a la unidad de fomento como la moneda a utilizar, donde los cambios de peso a UF se realizarán con el valor del 1 de abril del 2017, recordando que el precio que paga el cliente está afecto a criterios que utiliza el Ministerio de Energía para determinar dichos valores.

En el gráfico N°2 se muestra la evolución de la UF desde el año 2000 hasta el año 2016, considerando los datos al primero de enero de cada año, con una tendencia clara al alza y una tendencia lineal ascendente, sin grandes perturbaciones de variabilidad.

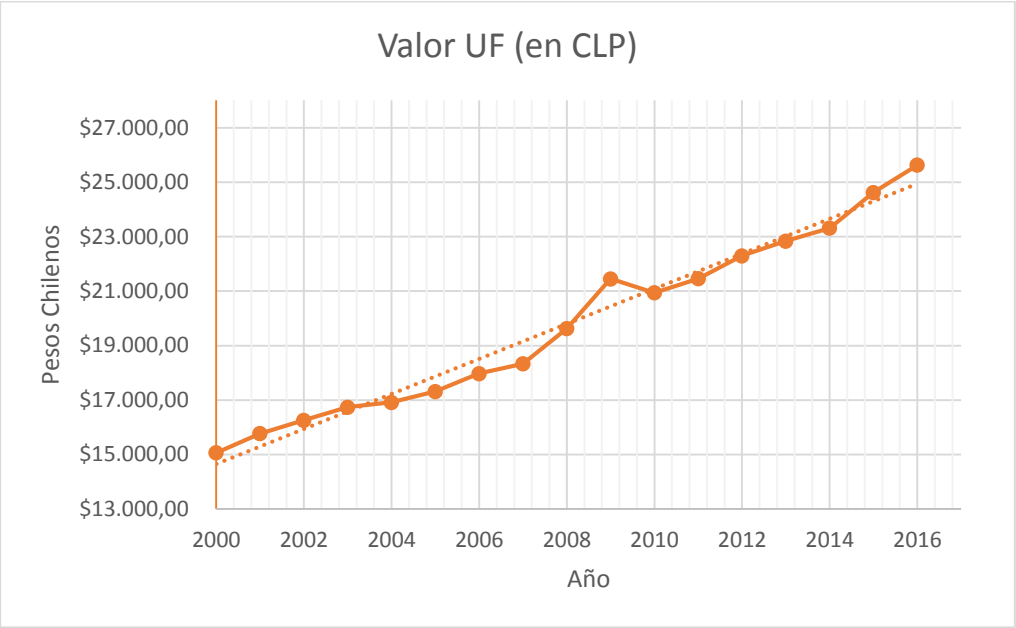

Ilustración 27: Valor UF desde el año 2000. Fuente: Elaboración Propia, SII.

9.2 DETERMINACIÓN DE HORIZONTE DE TIEMPO

Para la determinación del horizonte del tiempo en el cual se proyectará los flujos de caja, es relevante tener en consideración ciertos criterios, tales como la vida útil de los diversos insumos eléctricos que se deben utilizar en la planta fotovoltaica de 100 kW, principalmente los paneles solares como eje fundamental de la planta. Éstos poseen una vida útil de 20 años y teniendo en cuenta las mantenciones adecuadas pueden durar más de 25 años (Talesun), además poseen una disminución de la potencia nominal anual de máximo un 0,7%; por otro lado se debe considerar que cada cuatro años el Ministerio de Energía establece los precios de la energía tomando en cuenta

factores como las propuestas de los precios de las licitaciones propias de la estación, el costo marginal de la producción de energía según las diversas fuentes generadoras posibles, paralelo a ello la inflación a que está afecta la economía nacional, entre otros.

Por otro lado, la GIZ que como una Agencia Alemana de Cooperación Técnica junto con la ANESCO han recomendado que para el modelo ESCO un horizonte de tiempo apropiado son entre 20 a 25 años aproximadamente, con una venta de energía a largo plazo, esto tomando en cuenta el nivel de radiación de la zona, los mismos precios de energía a lo que se vende según el contrato por ambas partes, el tipo de contrato que se efectúa entre la organización compradora de energía y la que realiza el proyecto solar, entre otros. Cabe mencionar nuevamente que el modelo ESCO difiere con este proyecto en que el primero necesita una organización al que se le vende energía con un contrato entre las partes, en cambio, éste proyecto que se está evaluando es en el que el cliente es directamente la empresa distribuidora de energía de la región donde se instalará la planta fotovoltaica.

Teniendo en cuenta todo lo que se ha nombrado anteriormente, es que el horizonte de tiempo para la evaluación del proyecto de la planta fotovoltaica de 100 kW no excederá los 25 años.

9.3 DETERMINACIÓN DE TASA DE DESCUENTO

Para continuar con la evaluación del proyecto de la planta fotovoltaica de 100 kW en la región de Valparaíso es relevante determinar la tasa mínima de retorno que algún inversionista

potencial pueda solicitar para poder conseguir financiamiento y así poder decidir sobre la rentabilidad y viabilidad del proyecto.

Para poder calcular dicha tasa de descuento es que se ha contactado con Rubén Martínez, Responsable Comercial de Ecoenergías, donde se le ha consultado por el valor de dicha variable; si bien es cierto depende del proyecto que se elaborará, se tiene como común acuerdo el uso de una tasa de descuento entre el 7 al 10% en pesos chilenos. Junto con ello, el Banco Interamericano de Desarrollo propone utilizar una tasa de descuento del 10% también para pesos chilenos en proyectos de generación eléctrica de una planta de 100 kW para Chile. Por otro lado, el GIZ junto con el Ministerio de Energía utilizan en sus ejemplos para generación distribuida una tasa de descuento del 10%, por lo que es un valor ampliamente aceptado para evaluar proyectos de este tipo. Entendiendo esto, es que se debe usar un tipo de tasa real debido al uso de la Unidad de Fomento como moneda para evaluar el proyecto, es por ello que se utiliza la ecuación de Fisher para su transformación, en el que:

$$(1+i) = (1+r) * (1+\pi)$$

Dónde,

i: tasa nominal

r: tasa real

π: inflación

Cabe mencionar, que el Ministerio de Energía estableció en el artículo N°118 de la Ley 20.571 o Generación distribuida, que se debe utilizar como mínimo una tasa de descuento del 7%

para un inversionista interesado en proyectos de esta índole. Es por ello que empresas como Ecoenergías utiliza como mínimo una tasa del 7% nominal, ya que está regulado bajo la ley.

No se utiliza un modelo para determinar la tasa de descuento como el CAPM (Modelo de Valorización de Activos de Capital) ya que existe una carencia de ciertos datos tales como, el beta de la industria, esto dado que las empresas oferentes existentes hoy en el mercado son de un tamaño pequeño (según criterios CORFO) por lo que dichos datos financieros son inexistentes.

Junto a ello, es que se suma que para calcular el rendimiento del mercado no se puede utilizar datos fidedignos por la carencia de éstos, si se tratase de un mayor tamaño donde esté involucrado el proyecto de la instalación de una planta fotovoltaica de 100 kW podría analizarse a través del índice de Consumo Eléctrico Industrial; evitando caer en una extrapolación de datos para un tamaño de empresa mínimo como lo es el proyecto que se está evaluando.

Recordando que la ecuación de CAPM está establecida por:

$$R_e = R_0 + \beta(R_m - R_0)$$

Dónde,

R_e: Retorno esperado de la Inversión (Tasa de descuento).

R_0: Retorno Libre de Riesgo.

β: Coeficiente de medida del riesgo no sistemático.

R_m: Rendimiento de mercado.

$(R_m - R_0)$: Prima por Riesgo esperada sobre el mercado.

Es por ello que se utilizará una tasa de descuento real del 4,7% utilizando una tasa de descuento nominal del 8%, tal como se ha sugerido según las distintas fuentes mencionadas; además de usar una inflación del 3,15%, tomando en cuenta que las expectativas del Banco Central son de un 3%, esto se da observando que desde el año 1999 a la fecha, es extraño encontrar un IPC sobre el 3% exceptuando en ocasiones donde debido a los ciclos económicos se ha alzado, por lo que son datos atípicos; mencionado lo anterior, no es descabellado trabajar con este supuesto donde el Banco Central cumpla con esta tarea por los próximos años, descrito también en el Informe de Política Monetaria (IPoM) de marzo de 2017.

9.4 DETERMINACIÓN VALOR DE DESECHO

Para la determinación del valor de desecho del proyecto de la planta fotovoltaica de 100 Kw, se ha utilizado el método económico, donde supone que el proyecto valdrá lo que es capaz de generar desde el momento en que se evalúa hacia adelante (Sapag, 2008). Su fórmula es la siguiente:

$$VD = \sum_{t=1}^{n} \frac{(B-C)_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

VD = Valor de desecho del proyecto.

$(B - C)_t$ = Beneficio neto, o beneficio menos costo, de cada período t.

i = Tasa exigida como tasa de descuento.

Dado esto es que el valor de desecho para el proyecto de la planta fotovoltaica de 100 kW asciende a 3383,84 UF.

9.5 INVERSIÓN INICIAL

9.5.1 ACTIVOS FIJOS

Tal como se mencionó en el estudio técnico, los activos fijos se dividen en 3 grupos: equipos de Administración, Insumos para planta fotovoltaica y Elementos de Protección Personal (EPP). Se debe agregar a estos ítems la compra de un terreno en Limache con las coordenadas mencionadas en el Estudio Técnico donde se ubicará la planta fotovoltaica de 100 kW.

Descripción	Monto UF
Planta Fotovoltaica	2.005,95
Equipos Administración	10,04
Compra de Terreno (sector Limache, V región)	528,75
Elementos de Protección Personal (EPP) / herramientas livianas	5,36
Total Activos Fijos (UF)	2.550,10

Tabla 11: Montos de Inversión en Activos Fijos. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Es evidente que los insumos requeridos en la planta fotovoltaica es el que tiene mayor ponderación con 78,66% respecto al total, esto principalmente reflejado en los paneles fotovoltaicos, inversores y el montaje necesario.

9.5.2 CAPITAL DE TRABAJO

Para el cálculo del capital de trabajo, existen diversos métodos para obtener el resultado, para este proyecto se ha utilizado el criterio del método de Déficit Acumulado Máximo, el cual

incorpora los efectos de las posibles estacionalidades dentro del cálculo de la inversión del Capital de Trabajo; se utilizó este método ya que los flujos y la cantidad demandada anual se encuentra determinada, dado la potencia de instalación de la planta y los kwh que se pueden generar según el nivel de radiación por metro cuadrado del sector, obteniendo un cálculo real de esta inversión.

Finalmente, luego de realizar el cálculo de los costos anuales de la empresa es que el capital de trabajo es de 69,72 UF. Se debe considerar que la empresa distribuidora Chilquinta S.A realizará el pago efectivo de las inyecciones energéticas al séptimo mes de la instalación de la planta fotovoltaica, considerando cuando la Superintendencia de Electricidad y Combustibles aprueba el funcionamiento de dicha planta, esto estipulado en la Ley 20.571; es por ello que se debe contar con dicho capital de trabajo que significa un resguardo ante estos 7 meses en que no se recibirán ingresos de manera mensual y física. Por lo demás, esto queda vislumbrado en el Apéndice N°1.

9.5.3 INTANGIBLES

Dentro de los activos intangibles están los gastos de puesta en marcha de la planta fotovoltaica de 100 kW que incluye abogado, notario, inscripciones y publicación en el Diario Oficial, junto con la formación de la empresa; lo destinado a los 6 formularios que solicita la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para regularizar e instalar la planta fotovoltaica, junto a ello el trámite eléctrico TE4 no tiene costo alguno ya que se realiza por internet. Por último, la aprobación de la planta fotovoltaica de 100 kW por un electricista certificado por la SEC, es por ello que los electricistas que instalarán la planta fotovoltaica deben estar certificado por dicha Superintendencia para poder abaratar ciertos costos respecto a este tema, que equivale a un ahorro de aproximadamente $200.000.

Intangible	monto UF
Puesta en Marcha	11,33
Formularios SEC (6)	3,16
Trámite Eléctrico TE4	0,00
Aprobación electricista SEC	4,53
Total Intangibles UF	19,03

Tabla 12: Montos de Inversión en Intangibles. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

9.5.4 REINVERSIONES

En base a la información expuesta en el estudio técnico, es que finalmente las reinversiones de la empresa quedan de la siguiente manera, considerando que para el año 7 se debe reinvertir en ciertos elementos de protección personal junto con la reinversión de 14 paneles solares para volver a generar los 100 kW de la planta, recordando que estos pierden eficiencia de manera anual de hasta un 0,7% si no se realizan las mantenciones adecuadas desde el segundo año hasta el año 24 de su vida útil definido desde fábrica; por otro lado, en el año 11 se reinvierte en los automáticos de la planta fotovoltaica para prevenir descargas o subidas/bajas de tensión que puedan afectar a la instalación o a la red de distribución propiamente tal.

Tiempo	Monto Reinversión UF
Año 7	45,00
Año 11	0,91

Tabla 13: Montos de Inversión en Reinversiones FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

9.6 INGRESOS

9.6.1 INGRESOS POR PLANTA FOTOVOLTAICA

Como se ha mencionado anteriormente, los ingresos están determinados por ciertos factores, tales como el nivel de radiación de la localización, la capacidad instalada de la planta que para este proyecto son de 100 kW, y el precio que paga la empresa distribuidora de energía por recibir las inyecciones de energía a su red de distribución; junto a ello un factor de reajuste de precios realizado por el Ministerio de Energía cada 4 años y la inflación propia de la economía que afecta a dichos precios.

Es por ello que considerando que los paneles fotovoltaicos a instalar son antirreflejo, o sea los rayos solares que inciden en estos no se reflejan y poseen una mayor capacidad de absorción de éstos; además se usa una tecnología en que el montaje se encuentra de manera fija con una inclinación de 28°, recomendando por el Explorador Solar de la Universidad de Chile para el sitio donde se instalará la planta fotovoltaica esto dado por la ubicación de la planta y como incidirán los rayos solares a dichos paneles ya que a medida que éstos se encuentran perpendicular a los rayos, la conversión energética será de un mayor nivel. Dado esto, es que anualmente se puede generar 161.567 kwh a un precio en el año 2017 de $88,256. A partir de ello se realizan las proyecciones pertinentes.

Se debe considerar además, la pérdida de eficiencia de los paneles fotovoltaicos, que tal como queda estipulado desde fábrica, éstos irán perdiendo como máximo un 0,03% para el primer año. Desde el segundo al año veinticinco, no descenderá más allá de un 0,7% en cada año, por lo que para el año 25, los paneles fotovoltaicos estarán captando fotones y generando energía hasta

en un 80% de su capacidad de fábrica; es por ello que se reinvierte en el año 7 del proyecto en 14 nuevos paneles fotovoltaicos con el fin de volver a generar los 100 kW.

9.7 EGRESOS

9.7.1 COSTOS FIJOS

En cuanto a los gastos que se deben realizar de manera fija para que la empresa pueda continuar con su operación normal y ordenada, es que se debe realizar de manera anual un desembolso para realizar las mantenciones a la planta fotovoltaica que consiste en la limpieza de los paneles solares y la mantención preventiva de los insumos eléctricos que están en la instalación; tal como recomienda el Ministerio de Energía de Chile, junto con el GIZ de Alemania, en donde el valor de dicha actividad tiene un monto total que asciende a 5,29 UF.

9.7.2 REMUNERACIONES

Las políticas de sueldo que fueron mencionadas en el estudio técnico del proyecto, quedan fijadas para el primer año considerando que se deben pagar a cuatro personas: la persona encargada de la Administración del proyecto, que también cumple el cargo de la gerencia de la organización y el área de contabilidad; el jefe de operaciones encargado de llevar a cabo la instalación correcta de la planta fotovoltaica de 100 kW y las dos personas electricistas que lo ayudarán en dicho proceso; posterior a ello estos tres individuos salen de la empresa debido a que no se requiere de su trabajo dado el tamaño de la empresa y el de la misma planta. El monto que le significa a la empresa el pago a estas 4 personas es de 51,75 UF, considerando ciertos seguros que se deben pagar.

Posterior al primer año, se contará solo con el administrador del proyecto y el electricista que estará a cargo de efectuar las mantenciones pertinentes a la planta fotovoltaica con el objetivo de alargar la vida misma del proyecto, donde se le llamará solo en las ocasiones correspondientes.

9.8 FLUJOS DE CAJAS

Para la realización de los flujos de cajas, se han tomado en cuenta dos escenarios: el primero es uno conservador y el segundo es un escenario realista, haciendo referencia a ciertas variaciones de las variables que repercuten directamente para la toma de decisiones del proyecto.

Dichas variables, tal como han sido mencionadas en varios capítulos pasados, son tres: la radiación de la zona geográfica donde se instalará la planta fotovoltaica; el precio del metro cuadrado de terreno; y el precio que paga la distribuidora de energía por las inyecciones a la red de distribución.

Se sumará a estas tres, una cuarta variable: que es la tasa de descuento utilizada en el proyecto, ya que como se ha mencionado en el principio del estudio Financiero-Económico, para este tipo de proyecto se utilizan tasas entre el 7 al 10% en valor nominal, donde a través de una conversión adecuada por la ecuación de Fisher se transforma a una tasa real (recordando que el tipo de moneda a utilizar es la Unidad de Fomento).

Para los dos escenarios creados, es que se parte de datos que son utilizados como base, desde donde se empiezan a modificar algunas variables para ir analizando el comportamiento del

flujo de caja con el fin de obtener ciertas conclusiones que ayuden en la toma de decisiones. Dado esto, es que en la siguiente tabla queda expresada el Escenario Base:

Escenario Base			
UF	$ 26.473,65	**USD en CLP**	$ 668,24
Valor en UF m^2 Terreno	0,423	**Ajuste Precio kwh cada 4 años**	3,50%
Generación Radiación (kwh/año)	161.567	**Inflación**	3,15%

Tabla 14: Escenario Base. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Cabe destacar que en el apéndice se encuentran los diversos flujos de cajas para los distintos escenarios creados.

9.8.1 FLUJOS DE CAJA PURO ESCENARIO CONSERVADOR

En este escenario se utiliza una tasa de descuento del 10% nominal, lo que viene a ser un 6,59% real. Dicha variable se deja de manera fija y se van sensibilizando las otras tres variables en cuestión. Para ello se han creado tres escenarios propuestos, llamados CONS I, CONS II y CONS III, respectivamente.

Todas las variaciones que se han realizado están trabajadas sobre el Escenario Base y quedan estipuladas en la siguiente tabla N°15:

Escenario Conservador					
Escenario CONS I		**Escenario CONS II**		**Escenario CONS III**	
Supuestos utilizados		**Supuestos utilizados**		**Supuestos utilizados**	
Alza del 10% m^2 Terreno	0,4653	**Alza del 30% m^2 Terreno**	0,54990	**Alza del 10% m^2 Terreno**	0,46530
Baja del 10% Precio kwh	0,00302	**Precio kwh**	Sin Variación	**Precio kwh**	Sin Variación
Generación de Radiación kwh/año	Sin Variación	**Generación de Radiación kwh/año**	Sin Variación	**Disminución del 10% Generación de Radiación kwh/año**	145410

Tabla 15: Escenarios Conservadores con Supuestos Utilizados. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

A partir de estas variaciones utilizadas para las proyecciones de los flujos de caja, se han obtenido los siguientes resultados:

Escenario Conservador					
	VAN (UF)	**TIR**	**IVAN**	**PAYBACK**	**Tasa de Descuento Real**
Escenario CONS I	-204,70	5,55%	-7,61%	-	6,64%
Escenario CONS II	155,81	7,42%	5,79%	Año 18	6,64%
Escenario CONS III	-204,70	5,55%	-7,61%	-	6,64%

Tabla 16: Resultados Flujos de Cajas según ESCENARIOS del “Escenario Conservador”. FUENTE: Elaboración Propia

De dichos resultados, es posible desechar de forma inmediata al Escenario CONS I y III en donde existe un alza de un 10% en el valor del metro cuadrado del terreno y una disminución del precio de energía también del 10% para CONS I, por lo que se pone en evidencia la sensibilidad de dichas variables, más si actúan en conjunto; paralelamente para CONS III en que se sigue el alza del 10% en el precio del terreno junto con la disminución de un 10% del nivel de radiación, se consiguen los mismo resultados que en CONS I, escenarios completamente desechables donde se visualiza la obtención de un VAN negativo para ambos casos, al igual que el IVAN y que no existe un período de recuperación de la inversión inicial realizada.

En cuanto al escenario restante, “Escenario CONS II”, se obtiene un VAN positivo de 155,81 UF con una TIR de 7,42% y un período de recuperación de la inversión en el año 18. Si bien es cierto que es el mejor escenario de las tres posibilidades existentes dentro del “Escenario Conservador”, tampoco es una buena opción a considerar principalmente por lo tarde en que se lleva a cabo dicha recuperación de la inversión, además de tener en cuenta que es un proyecto privado donde uno de los objetivos es obtener ganancias en una cantidad menor de años, considerando las expectativas del creador del proyecto, es que se pone en duda dicho escenario.

9.8.2 FLUJO DE CAJA ESCENARIO REALISTA

Para el escenario Realista se han utilizado también tres Escenarios llamados: Escenario REAL I, REAL II y REAL III, respectivamente. Donde los supuestos utilizados son los que se encuentran en la siguiente tabla:

Escenario Realista					
Escenario REAL I		**Escenario REAL II**		**Escenario REAL III**	
Supuestos utilizados		**Supuestos utilizados**		**Supuestos utilizados**	
Alza del 10% m^2 Terreno	0,4653	**Alza del 20% m^2 Terreno**	0,50760	**Alza del 25% m^2 Terreno**	0,52875
alza del 10% Precio kwh	0,00369	**Precio kwh**	Sin Variación	**alza del 10% Precio kwh**	0,00369
Disminución del 10% Generación de Radiación kwh/año	145410	**Disminución del 10% Generación de Radiación kwh/año**	145410	**Generación de Radiación kwh/año**	Sin Variación

Tabla 17: Escenarios Realistas con Supuestos Utilizados. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

A partir de estas variaciones utilizadas para las proyecciones de los flujos de caja, se han obtenido los siguientes resultados:

Escenario Realista					
	VAN (UF)	TIR	IVAN	PAYBACK	Tasa de Descuento Real
Escenario REAL I	666,59	7,75%	24,77%	Año 14	4,70%
Escenario REAL II	126,00	5,29%	4,68%	Año 19	4,70%
Escenario REAL III	1183,37	9,80%	43,98%	Año 11	4,70%

Tabla 18: Resultados Flujos de Cajas según ESCENARIOS del "Escenario Realista". FUENTE: Elaboración Propia

En los tres escenarios se ha utilizado una tasa de descuento nominal del 8%, lo que significa que es una tasa de descuento real del 4,70%. Además, se hace notorio que los tres escenarios resultan ser rentables a diferencia del escenario Conservador en el punto anterior.

En los tres escenarios posibles se obtienen resultados distintos; el que posee un mayor VAN con 1183,37 UF es el Escenario REAL III, una diferencia de 1057,37 UF respecto al escenario REAL II que fue el que obtuvo el menor rendimiento en cuanto a VAN; además existe una diferencia de 8 años para la recuperación de la inversión entre estos dos escenarios recién nombrados. Esto sucede por el crecimiento de los precios de los terrenos y porque en REAL II existe una disminución en la radiación del 10%, mientras que en REAL III ocurre un aumento en el mismo porcentaje del precio que paga la distribuidora de energía; estas dos variables poseen una repercusión directa en la rentabilidad del proyecto, debido a que son los componentes que forman todos los ingresos: el precio y la cantidad de energía generada. Por lo demás, se debe tomar en cuenta la pérdida de eficiencia de los paneles fotovoltaicos que empiezan a generar una caída en el ingreso anual, por lo que se hace necesario y relevante la reinversión en el año 7 de éstos con el fin de volver a generar los 100 kW que se inyectan a la red de distribución.

9.9 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

A continuación, se sensibilizarán las 3 variables mencionadas anteriormente para el escenario Conservador y Realista, en donde el primero se trabaja con una tasa de descuento real del 6,59% y en el segundo escenario con una de 4,7%.

Para dicho proceso, se variará una variable, manteniendo las dos restantes constantes y con la tasa de descuento respectiva.

9.9.1 VARIACIÓN DE VARIABLES ESCENARIO CONSERVADOR

Para el caso base, o sea con el escenario base, no modificando ninguna variable, se obtiene un VAN de 314,44 UF con un Payback al año 16, recordando que se usa una tasa de descuento real del 6,64%.

Para el caso de la variación de la radiación, se ve que si esta aumenta en tan solo un 10% se obtiene un VAN de 962,85 UF, o sea 648,41 UF más que en el caso base, además de bajar el retorno de la inversión al año 12; pero si disminuye en el mismo porcentaje la capacidad de radiación, el payback se consigue en el penúltimo año del horizonte de tiempo del flujo de caja, por lo que se aprecia la sensibilidad de dicha variable, donde se debe resguardar que dicho nivel sea óptimo con el fin de generar utilidades para el proyecto, es por ello que es imposible instalar dicha planta fotovoltaica en lugares cercanos a la costa donde el nivel de radiación decae considerablemente. En el caso extremo, que se elija un lugar donde el nivel de radiación es un 20% menor al caso base, simplemente el proyecto no será factible, obteniendo un VAN negativo y una recuperación de la inversión inexistente.

Escenario Conservador					
Variación Radiación (kwh/anual)	**VAN (UF)**	**TIR**	**IVAN**	**PAYBACK**	**Tasa de Descuento Real**
0%	314,44	8,29%	11,69%	Año 16	6,64%
10%	962,85	11,25%	35,78%	Año 12	
-10%	100,48	7,16%	3,73%	Año 19	
20%	2056,59	13,14%	76,43%	Año 9	
-20%	-330,70	4,86%	-12,29%	No Existe	

Tabla 19: Variación Radiación en kwh/anual para Escenario Conservador. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Para la variable del precio del valor de terreno ocurre que si sube un 80% la diferencia del VAN es de 423 UF, por lo que a diferencia de la variable anterior no repercute en demasía para los ingresos, considerando que en la variación positiva de un 10% de radiación significaba una diferencia de la misma índole; por lo demás, el payback nunca se lleva a cabo, dado que se obtiene un VAN negativo si aumenta en un 80%. Por otro lado, queda en evidencia que si existe un alza entre un 10 a un 20% respecto al caso base, se obtiene un VAN que fluctúa en los 200 y un poco más de UF aproximadamente, con un payback que ocurre en el mismo año, por lo que si se incrementa el precio del terreno en estos rangos no es de gran peso para la toma de decisiones.

En resumen, se vislumbra que la variable precio del metro cuadrado, no repercute tanto como el nivel de radiación al momento de tomar decisiones, aun así, se debe procurar de tener un terreno relativamente barato para maximizar ganancias.

Escenario Conservador					
Variación Precio UF Metro cuadrado de terreno	**VAN (UF)**	**TIR**	**IVAN**	**PAYBACK**	**Tasa de Descuento Real**
0%	314,44	8,29%	11,69%	Año 16	6,64%
10%	261,56	7,99%	9,72%	Año 17	
20%	208,69	7,70%	7,76%	Año 17	
40%	102,94	7,15%	3,83%	Año 19	
80%	-108,56	6,14%	-4,03%	No Existe	

Tabla 20: Variación Precio UF Metro cuadrado, Escenario Conservador. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Por último, para la variable del precio que paga por las inyecciones a la red la empresa distribuidora, se aprecia que tiene un comportamiento similar a la variable de la radiación, donde es una variable altamente sensible; con una variación del 10% negativa respecto al caso base, el VAN es de tan solo 100,48 UF y pasa a recuperar la inversión al año 19, mientras que si sube en un 10% se obtiene un VAN de 962,85 UF con una disminución de dos años del retorno de la inversión.

Escenario Conservador					
Variación Precio kwh pagado por Distribuidora	**VAN (UF)**	**TIR**	**IVAN**	**PAYBACK**	**Tasa de Descuento Real**
0%	314,44	8,29%	11,69%	Año 16	6,64%
10%	962,85	11,25%	35,78%	Año 12	
-10%	100,48	7,16%	3,73%	Año 19	
15%	1178,44	12,21%	43,79%	Año 10	
-15%	-115,11	6,03%	-4,28%	No Existe	

Tabla 21: Variación Precio del kwh pagado por Distribuidora para Escenario Realista. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

9.9.2 VARIACIÓN DE VARIABLES ESCENARIO REALISTA

Para el Escenario Realista, se realiza la misma dinámica que en el caso Conservador, o sea se dejan 3 variables fijas y una se mueve en distintos porcentajes, utilizando de manera fija una tasa de descuento real del 4,7%. En este caso, desde el escenario base se obtiene un VAN de 773,66 UF, donde el payback se logra en el año 13, significando una disminución de tres años respecto al caso base del escenario conservador.

Para la variable de radiación, se obtienen resultados similares al del caso conservador ya que si existe un alza del 10% se incrementa en 776.75 UF aproximadamente el VAN y disminuyendo 3 años la recuperación de la inversión; caso contrario ocurre al disminuirlo en un 10% donde se sigue obteniendo un VAN positivo, pero decreciendo aproximadamente en 235,6 UF e incrementando a 15 años el payback, junto con una tasa interna de retorno del 7,16%.

Escenario Realista					
Variación Radiación (kwh/anual)	**VAN (UF)**	**TIR**	**IVAN**	**PAYBACK**	**Tasa de Descuento Real**
0%	773,66	8,29%	28,75%	Año 13	4,70%
10%	1550,41	11,25%	57,62%	Año 10	
-10%	538,04	7,16%	20,00%	Año 15	
20%	2056,59	13,14%	76,43%	Año 9	
-20%	31,86	4,86%	1,18%	Año 20	

Tabla 22: Variación Radiación en kwh/anual para Escenario Conservador. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

En el caso de la variable del precio del metro cuadrado del terreno, ocurre que si hay un aumento de hasta un 80% recién se obtiene una disminución del VAN de aproximadamente 420 UF, donde el payback oscila en 4 años, además de obtener una diferencia entre las tasas internas de retorno de solo un 2,33%.

Escenario Realista					
Variación Precio UF Metro cuadrado de terreno	**VAN (UF)**	**TIR**	**IVAN**	**PAYBACK**	**Tasa de Descuento Real**
0%	773,66	8,29%	28,75%	Año 13	4,70%
10%	720,78	7,99%	26,79%	Año 14	
20%	667,91	7,70%	24,82%	Año 14	
40%	562,16	7,15%	20,89%	Año 15	
80%	350,66	6,14%	13,03%	Año 17	

Tabla 23: Variación Precio UF Metro cuadrado, Escenario Realista. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

Por último, para la variable del precio que pagan las distribuidoras por las inyecciones a la red, se obtiene un resultado símil con el nivel de radiación, al igual que en el Escenario Conservador, donde el aumento o disminución de un 10% logra cambios distintivos entre los indicadores económicos que se han obtenido. Dicho comportamiento ocurre porque tanto esta variable como la del nivel de radiación, repercuten directamente en los ingresos que se generan con la planta fotovoltaica, son los componentes claves: el precio y el producto, que en este caso es la energía que se puede lograr obtener y convertir por los paneles fotovoltaicos; dado esto, es que son las variables predominantes para tomar en consideración al momento de tomar decisiones de inversión.

Escenario Realista					
Variación Precio kwh pagado por Distribuidora	**VAN (UF)**	**TIR**	**IVAN**	**PAYBACK**	**Tasa de Descuento Real**
0%	773,66	8,29%	28,75%	Año 13	4,70%
10%	1550,41	11,25%	57,62%	Año 10	
-10%	538,04	7,16%	20,00%	Año 19	
15%	1803,50	12,21%	67,02%	Año 9	
-15%	284,95	6,03%	10,59%	Año 17	

Tabla 24: Variación Precio del kwh pagado por Distribuidora para Escenario Realista. Fuente: ELABORACIÓN PROPIA

10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Tomando en cuenta la situación mundial sobre el cambio climático y los acuerdos que se han llevado a cabo con respecto a éste, COP21 por ejemplo, junto con el auge de las energías renovables no convencionales para mitigar dicha situación, es que se crea el proyecto de la instalación de una planta fotovoltaica de 100 kW en la región de Valparaíso. Si bien es cierto que es una planta pequeña que no repercutirá en cambios radicales a la disminución de CO2, sí es un "granito de arena" que aporta a dicha batalla, junto con ser una oportunidad de negocios para la realidad chilena dado los incentivos legales y económicos existentes actualmente en el país. Esto considerando que se espera para el año 2025 que el 20% de la generación energética provenga de fuentes renovables, en donde ya en el 2016 se ha logrado que sea de un 18%, y para el 2050 se ha establecido una meta de que sea un 70%.

Por su parte, estudiando el mercado donde se desarrollará el proyecto en cuestión, queda en evidencia que legalmente aún quedan varias labores por realizar a nivel país, principalmente debido a la larga duración de los trámites que se deben incurrir con las empresas distribuidoras de energía y con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Estos trámites actualmente se demoran 120 días aproximadamente, por lo que es relevante ir avanzando en otros temas propios de la instalación de la planta con el fin de reducir al mínimo posible estos tiempos y empezar a generar legalmente energía para ser inyectada a la red, siempre con el objetivo de empezar a obtener utilidades lo más tempranamente posible. Además, dado el bajo nivel de información a nivel país sobre la Generación Ciudadana, es un momento oportuno para instalar dichas plantas que están amparadas por la Ley 20.571, aprovechando la oferta acotada existente en la realidad nacional actual. Junto a ello está el plan de diferenciación, donde lo-común es utilizar

modelos de negocios que funcionan bajo el modelo ESCO con algunas variaciones, en cambio este proyecto consiste derechamente en instalar una planta fotovoltaica donde existe un propietario que administra la planta e inyecta la energía generada a la red, donde el cliente pasa a ser directamente la empresa distribuidora que debe pagar.

El estudio consideró la instalación de la planta fotovoltaica en la III región o en la V región, debido a que la región de Atacama es la región con más instalaciones ante la SEC dado su buen nivel de radiación y supuesto buen nivel de precios en cuanto a los valores de los terrenos. Por otro lado se eligió a la V región como otro posible lugar a instalar debido al nivel de radiación necesario para llevar a cabo este proyecto, aunque si bien es cierto que es menor al de la III región también es un nivel sobresaliente. Junto a ello se suma la disponibilidad de sitios planos con el fin de instalar los paneles; además de ser la residencia del dueño del proyecto. Pues, analizando el nivel de radiación, el precio de los terrenos y el precio pagado por las distribuidoras, se llegó a la conclusión que la decisión entre una u otra región no es transversal por dichos factores, ya que el nivel de radiación es mayor en la III región pero el precio que paga la empresa encargada de la distribución de energía es menor en comparación a la de la V región. Por otro lado, sobre el precio del metro cuadrado de terreno, en la región de Atacama varía en un rango menor que al de la región de Valparaíso, pero teniendo en cuenta que se necesita de un terreno de unos 1200 metros cuadrados, los precios se igualan considerando que están ubicados en zonas rurales de ambas regiones.

Se suma a la idea anterior que hoy en día están registrados ante la SEC, bajo el alero de la ley 20.571, en la región de Atacama un total de 358 proyectos contra los 57 de la región de Valparaíso, donde en el primer caso tiene una potencia instalada de 636 kW contra los 674 kW de

la V región, es decir, en la III región existen 301 instalaciones más que en la V región pero con una potencia total instalada menor, por lo que queda en evidencia que son proyectos solares de un tamaño mínimo mientras que en la región de Valparaíso existen proyectos con potencias mayores. Dadas todas estas razones es que se opta por llevar a cabo el proyecto en la Región de Valparaíso, específicamente en el sector de Limache, dado su buen nivel de radiación, de precios pagados por la distribuidora a cargo y los precios accesibles de los terrenos.

Para el proyecto solar, se debe tomar en cuenta que el 78,66% de la inversión inicial para la planta fotovoltaica lo componen los insumos eléctricos necesarios para el funcionamiento de estos, donde el 42,22% de este lo componen los paneles fotovoltaicos y un 30,67% lo genera la compra de inversores trifásicos. Dado que estos dos materiales son importados desde China, se hace fundamental contar con una buena relación con los proveedores de este país con el fin de lograr precios competitivos que hoy en día son un 30% más barato que los insumos eléctricos de procedencia alemana y que también están certificados por la SEC para su uso en instalaciones fotovoltaicas en Chile.

En cuanto a las decisiones económicas que se deben tomar para la instalación de la planta fotovoltaica es que se toman en cuenta las variables de radiación del lugar, el precio que paga la distribuidora energética según localidad , y el valor del metro cuadrado del terreno; a estos tres factores se le agrega las tasas de descuentos recomendadas por el Ministerio de Energía, la GIZ de Alemania, ANESCO y otras entidades expertas en el tema, donde fluctúan entre el 7 al 10% nominal, por lo que al ser evaluado en unidades de fomento el proyecto, se convierte dicha tasa nominal a real. Se han sensibilizado dichas variables de manera en que una sufre variaciones

mientras las demás se mantienen fijas, con el fin de obtener apreciaciones necesarias que ayuden a la toma de decisiones.

Dado esto es que las variables del nivel de radiación y el precio que puede pagar la distribuidora de energía por las inyecciones a la red de distribución son las más sensibles, ya que un crecimiento de un 10% en cualquiera de éstas repercuten en una obtención de aproximadamente 500 UF más en el VAN y una disminución del retorno de la inversión en tres años. Por otro lado, si cualquiera de estas dos variables disminuye en un 10% el VAN se vería reducido en una cifra similar al caso anterior, pero el payback se dispararía hasta el penúltimo año del horizonte de tiempo del proyecto, lo que implicaría que en el año 19 recién se estaría recuperando la inversión. Dichos parámetros son especialmente sensibles debido a que son los componentes de la fuente de ingreso de la planta fotovoltaica de 100 kW, convirtiéndose en el precio por la cantidad, donde la cantidad son los kwh inyectados a la red. Paralelamente, se concluye que el precio del terreno no es una variable relevante en comparación a las dos anteriores, debido a que puede existir una variación de hasta un 80% superior en el precio respecto al caso base y recién se logrará una diferencia entre los VAN del orden de las 500 UF aunque si repercute en que se obtendrá un VAN negativo en el escenario conservador, aun así se debe procurar de minimizar dicho costo con el fin de maximizar utilidades para la planta fotovoltaica de 100 kW.

Tomando en consideración todo lo anteriormente mencionado, es que se recomienda realizar estrategias fuertes en cuanto al nivel de negociación con los proveedores, ya que es el punto fuerte para poder abaratar costos; tomando en cuenta que ya se analizó el comportamiento de las demás variables significativas para el proyecto y que para maximizar utilidades se deben

tener presente para la toma de decisiones. Es por ello que la correcta relación entre el dueño del proyecto con el que le facilitó el contacto de los proveedores chinos se debe mantener y crecer.

A modo de término, se destaca que en el caso base el VAN obtenido es de 773,66 UF, junto con una TIR del 8,29% y una recuperación de la inversión al año 13, donde se ha utilizado una tasa de descuento real del 4,7% lo que es en una tasa nominal del 8%, ésta es recomendada tal como se mencionó anteriormente por los agentes privados y públicos expertos en el tema.

11. APÉNDICES

11.1 TABLA DE CAPITAL DE TRABAJO

Valores en UF/MES	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO
Ingresos								
Energía Inyectada	58,81	51,00	52,58	42,55	33,39	29,20	31,93	37,03
Total Ingresos	58,81	51,00	52,58	42,55	33,39	29,20	31,93	37,03
Egresos								
Remuneraciones	52,90	28,34	28,34	28,34	28,34	28,34	28,34	28,34
Mantenciones							6,80	
Total Egresos	52,90	28,34	28,34	28,34	28,34	28,34	35,14	28,34
Saldo Mensual Final	5,91	22,66	24,24	14,21	5,05	0,86	-3,21	8,68
Saldo Acumulado	5,91	28,57	52,81	67,02	72,07	72,93	69,72	78,40

11.2 FLUJO DE CAJA CASO BASE, ESCENARIO REALISTA

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos x Venta	0,00	542,43	537,17	533,41	529,67	527,75	524,06	544,27	544,27	542,29	542,29	546,12	546,12	547,97	544,13	540,32	536,54	534,59	534,59	534,59	534,59
Costos Variables		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,49	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinversiones	0,00							45,00				0,91									
Pago Mano de Obra reinversiones								10,49													
MARGEN CONTRIBUCIÓN	0,00	542,43	537,17	533,41	529,67	527,75	479,05	488,78	544,27	542,29	542,29	545,20	546,12	547,97	544,13	540,32	536,54	534,59	534,59	534,59	534,59
Costos Fijos		173,00	176,46	179,99	183,59	187,26	191,01	194,83	198,73	202,70	206,75	210,89	215,11	219,41	223,80	228,27	232,84	237,49	242,24	247,09	252,03
Mantención	0,00	5,29	5,39	5,50	5,61	5,72	5,84	5,96	6,07	6,20	6,32	6,45	6,58	6,71	6,84	6,98	7,12	7,26	7,40	7,55	7,70
Sueldo Administración	0,00	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,96	221,29	225,72	230,24	234,84	239,54	244,33
	0,00																				
EBITDA	0,00	369,43	360,71	353,42	346,08	340,49	288,05	293,95	345,54	339,59	335,54	334,31	331,01	328,56	320,34	312,05	303,70	297,10	292,35	287,50	282,56
EBITDA %	0,00	0,68	0,67	0,66	0,65	0,65	0,55	0,54	0,63	0,63	0,62	0,61	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0,00	-237,43	-246,15	-253,44	247,17	241,58	275,74	293,95	332,09	326,38	322,33	334,31	330,70	328,26	320,03	312,05	303,70	297,10	292,35	287,50	282,56
Impuestos 1ra	0,00				66,74	65,23	74,45	79,37	89,66	88,12	87,03	90,26	89,29	88,63	86,41	84,25	82,00	80,22	78,93	77,63	76,29

Categoría (24%)																					
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		-237,43	-246,15	-253,44	180,44	176,35	201,29	214,58	242,42	238,26	235,30	244,05	241,41	239,63	233,62	227,80	221,70	216,88	213,42	209,88	206,27
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,33	0,38	0,39	0,45	0,44	0,43	0,45	0,44	0,44	0,43	0,42	0,41	0,41	0,40	0,39	0,39
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERSIONES	2638,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Insumos Planta Fotovoltaica	2005,11																				
Insumos Equipos Administración	10,03																				
Compra Terreno	528,75																				
Insumos Elementos de Protección Personal	5,36																				
Intangibles	19,03																				
Valor de desecho																					3383,84
Capital de Trabajo	69,72																				
Recuperación Capital de Trabajo																					69,72
FLUJO DE CAJA NETO	-2638,00	369,43	360,71	353,42	279,35	275,26	213,60	214,58	255,88	251,47	248,51	244,05	241,72	239,93	233,93	227,80	221,70	216,88	213,42	209,88	275,99

FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	$(2.638)	$(2.269)	$(1.908)	$(1.554)	$(1.275)	$(1.000)	$(786)	$(572)	$(316)	$(64)	$184	$428	$670	$910	$1.144	$1.372	$1.593	$1.810	$2.024	$2.234	$2.509
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO VALOR PRESENTE	$-2.638,00	$-2.182,54	$-1.868,28	$-1.574,20	$-1.352,19	$-1.143,25	$-988,40	$-839,83	$-670,61	$-511,77	$-361,86	$-221,25	$-88,23	$37,87	$155,30	$264,51	$366,03	$460,88	$550,02	$633,75	$738,91

4,70%	Tasa de descuento
773,66	VAN UF
8,29%	TIR
Año 13	Payback

11.3 FLUJO DE CAJA CASO BASE, ESCENARIO CONSERVADOR

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos x Venta	0,00	542,43	537,17	533,41	529,67	527,75	524,06	544,27	544,27	542,29	542,29	546,12	546,12	547,97	544,13	540,32	536,54	534,59	534,59	534,59	534,59
Costos Variables		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,49	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinversiones	0,00							45,00				0,91									
Pago Mano de Obra reinversiones								10,49													

MARGEN CONTRIBUCIÓN	0,00	542,43	537,17	533,41	529,67	527,75	479,05	488,78	544,27	542,29	542,29	545,20	546,12	547,97	544,13	540,32	536,54	534,59	534,59	534,59	534,59
Costos Fijos		173,00	176,46	179,99	183,59	187,26	191,01	194,83	198,73	202,70	206,75	210,89	215,11	219,41	223,80	228,27	232,84	237,49	242,24	247,09	252,03
Mantención	0,00	5,29	5,39	5,50	5,61	5,72	5,84	5,96	6,07	6,20	6,32	6,45	6,58	6,71	6,84	6,98	7,12	7,26	7,40	7,55	7,70
Sueldo Administración	0,00	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,96	221,29	225,72	230,24	234,84	239,54	244,33
	0,00																				
EBITDA	0,00	369,43	360,71	353,42	346,08	340,49	288,05	293,95	345,54	339,59	335,54	334,31	331,01	328,56	320,34	312,05	303,70	297,10	292,35	287,50	282,56
EBITDA %	0,00	0,68	0,67	0,66	0,65	0,65	0,55	0,54	0,63	0,63	0,62	0,61	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0,00	-237,43	-246,15	-253,44	247,17	241,58	275,74	293,95	332,09	326,38	322,33	334,31	330,70	328,26	320,03	312,05	303,70	297,10	292,35	287,50	282,56
Impuestos 1ra Categoría (24%)	0,00				66,74	65,23	74,45	79,37	89,66	88,12	87,03	90,26	89,29	88,63	86,41	84,25	82,00	80,22	78,93	77,63	76,29
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		-237,43	-246,15	-253,44	180,44	176,35	201,29	214,58	242,42	238,26	235,30	244,05	241,41	239,63	233,62	227,80	221,70	216,88	213,42	209,88	206,27
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,33	0,38	0,39	0,45	0,44	0,43	0,45	0,44	0,44	0,43	0,42	0,41	0,41	0,40	0,39	0,39
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERSIONES	2638,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Insumos Planta Fotovoltaica	2005,11																				
Insumos Equipos Administración	10,03																				
Compra Terreno	528,75																				
Insumos Elementos de Protección Personal	5,36																				
Intangibles	19,03																				
Valor de desecho																					2933,17
Capital de Trabajo	69,72																				
Recuperación Capital de Trabajo																					69,72
FLUJO DE CAJA NETO	-2638,00	369,43	360,71	353,42	279,35	275,26	213,60	214,58	255,88	251,47	248,51	244,05	241,72	239,93	233,93	227,80	221,70	216,88	213,42	209,88	275,99
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	$(2.638)	$(2.269)	$(1.908)	$(1.554)	$(1.275)	$(1.000)	$(786)	$(572)	$(316)	$(64)	$184	$428	$670	$910	$1.144	$1.372	$1.593	$1.810	$2.024	$2.234	$2.509
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO VALOR PRESENTE	$-2.638,00	$-2.148,88	$-1.851,45	$-1.578,18	$-1.375,63	$-1.188,47	$-1.052,29	$-924,00	$-780,54	$-648,33	$-525,82	$-412,99	$-308,21	$-210,67	$-121,50	$-40,07	$34,24	$102,41	$165,32	$223,33	$294,86

6,64%	Tasa de descuento
314,44	VAN UF
8,29%	TIR
Año 16	Payback

11.4 FLUJO DE CAJA ESCENARIO CONSERVADOR, CONS I

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos x Venta	0,00	488,19	483,45	480,07	476,71	474,98	471,65	489,84	489,84	488,06	488,06	491,50	491,50	493,17	489,72	486,29	482,89	481,13	481,13	481,13	481,13
Costos Variables		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,49	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinversiones	0,00							45,00				0,91									
Pago Mano de Obra reinversiones								10,49													
MARGEN CONTRIBUCIÓN	0,00	488,19	483,45	480,07	476,71	474,98	426,65	434,35	489,84	488,06	488,06	490,59	491,50	493,17	489,72	486,29	482,89	481,13	481,13	481,13	481,13

Costos Fijos		173,00	176,46	179,99	183,59	187,26	191,01	194,83	198,73	202,70	206,75	210,89	215,11	219,41	223,80	228,27	232,84	237,49	242,24	247,09	252,03
Mantención	0,00	5,29	5,39	5,50	5,61	5,72	5,84	5,96	6,07	6,20	6,32	6,45	6,58	6,71	6,84	6,98	7,12	7,26	7,40	7,55	7,70
Sueldo Administración	0,00	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,96	221,29	225,72	230,24	234,84	239,54	244,33
	0,00																				
EBITDA	0,00	315,18	306,99	300,08	293,11	287,71	235,64	239,52	291,12	285,36	281,31	279,70	276,40	273,76	265,92	258,02	250,05	243,64	238,89	234,05	229,10
EBITDA %	0,00	0,65	0,63	0,63	0,61	0,61	0,50	0,49	0,59	0,58	0,58	0,57	0,56	0,56	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,48
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0,00	-291,68	-299,87	-306,78	194,21	188,80	223,34	239,52	277,66	272,15	268,10	279,70	276,09	273,46	265,62	258,02	250,05	243,64	238,89	234,05	229,10
Impuestos 1ra Categoría (24%)	0,00				52,44	50,98	60,30	64,67	74,97	73,48	72,39	75,52	74,55	73,83	71,72	69,67	67,51	65,78	64,50	63,19	61,86
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		-291,68	-299,87	-306,78	141,77	137,83	163,04	174,85	202,69	198,67	195,71	204,18	201,55	199,63	193,90	188,35	182,54	177,86	174,39	170,85	167,25
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,29	0,35	0,36	0,41	0,41	0,40	0,42	0,41	0,40	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36	0,36	0,35
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERSIONES	2690,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Insumos Planta Fotovoltaica	2005,11																				

Insumos Equipos Administración	10,03																				
Compra Terreno	581,63																				
Insumos Elementos de Protección Personal	5,36																				
Intangibles	19,03																				
Valor de desecho																					2466,90
Capital de Trabajo	69,72																				
Recuperación Capital de Trabajo																					69,72
FLUJO DE CAJA NETO	-2690,87	315,18	306,99	300,08	240,68	236,74	175,34	174,85	216,15	211,88	208,92	204,18	201,85	199,93	194,21	188,35	182,54	177,86	174,39	170,85	236,96
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	$(2.691)	$(2.376)	$(2.069)	$(1.769)	$(1.528)	$(1.291)	$(1.116)	$(941)	$(725)	$(513)	$(304)	$(100)	$102	$302	$496	$684	$867	$1.045	$1.219	$1.390	$1.627
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO VALOR PRESENTE	$-2.690,87	$-2.246,15	$-1.993,02	$-1.760,99	$-1.586,48	$-1.425,52	$-1.313,73	$-1.209,19	$-1.088,01	$-976,61	$-873,62	$-779,22	$-691,72	$-610,44	$-536,41	$-469,09	$-407,90	$-351,99	$-300,59	$-253,37	$-191,95

6,64%	Tasa de descuento
-204,70	VAN UF
5,55%	TIR
	Payback

11.5 FLUJO DE CAJA ESCENARIO CONSERVADOR, CONS II

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos x Venta	0,00	542,43	537,17	533,41	529,67	527,75	524,06	544,27	544,27	542,29	542,29	546,12	546,12	547,97	544,13	540,32	536,54	534,59	534,59	534,59	534,59
Costos Variables		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,49	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinversiones	0,00							45,00				0,91									

Pago Mano de Obra reinversiones								10,49													
MARGEN CONTRIBUCIÓN	0,00	542,43	537,17	533,41	529,67	527,75	479,05	488,78	544,27	542,29	542,29	545,20	546,12	547,97	544,13	540,32	536,54	534,59	534,59	534,59	534,59
Costos Fijos		173,00	176,46	179,99	183,59	187,26	191,01	194,83	198,73	202,70	206,75	210,89	215,11	219,41	223,80	228,27	232,84	237,49	242,24	247,09	252,03
Mantención	0,00	5,29	5,39	5,50	5,61	5,72	5,84	5,96	6,07	6,20	6,32	6,45	6,58	6,71	6,84	6,98	7,12	7,26	7,40	7,55	7,70
Sueldo Administración	0,00	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,96	221,29	225,72	230,24	234,84	239,54	244,33
	0,00																				
EBITDA	0,00	369,43	360,71	353,42	346,08	340,49	288,05	293,95	345,54	339,59	335,54	334,31	331,01	328,56	320,34	312,05	303,70	297,10	292,35	287,50	282,56
EBITDA %	0,00	0,68	0,67	0,66	0,65	0,65	0,55	0,54	0,63	0,63	0,62	0,61	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0,00	-237,43	-246,15	-253,44	247,17	241,58	275,74	293,95	332,09	326,38	322,33	334,31	330,70	328,26	320,03	312,05	303,70	297,10	292,35	287,50	282,56
Impuestos 1ra Categoría (24%)	0,00				66,74	65,23	74,45	79,37	89,66	88,12	87,03	90,26	89,29	88,63	86,41	84,25	82,00	80,22	78,93	77,63	76,29
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		-237,43	-246,15	-253,44	180,44	176,35	201,29	214,58	242,42	238,26	235,30	244,05	241,41	239,63	233,62	227,80	221,70	216,88	213,42	209,88	206,27
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,33	0,38	0,39	0,45	0,44	0,43	0,45	0,44	0,44	0,43	0,42	0,41	0,41	0,40	0,39	0,39
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

INVERSIONES	2796,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Insumos Planta Fotovoltaica	2005,11																				
Insumos Equipos Administración	10,03																				
Compra Terreno	687,38																				
Insumos Elementos de Protección Personal	5,36																				
Intangibles	19,03																				
Valor de desecho																					2933,17
Capital de Trabajo	69,72																				
Recuperación Capital de Trabajo																					69,72
FLUJO DE CAJA NETO	-2796,62	369,43	360,71	353,42	279,35	275,26	213,60	214,58	255,88	251,47	248,51	244,05	241,72	239,93	233,93	227,80	221,70	216,88	213,42	209,88	275,99
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	$(2.797)	$(2.427)	$(2.066)	$(1.713)	$(1.434)	$(1.158)	$(945)	$(730)	$(474)	$(223)	$26	$270	$511	$751	$985	$1.213	$1.435	$1.652	$1.865	$2.075	$2.351
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO VALOR PRESENTE	$-2.796,62	$-2.297,62	$-2.000,19	$-1.726,92	$-1.524,38	$-1.337,22	$-1.201,04	$-1.072,74	$-929,29	$-797,08	$-674,56	$-561,74	$-456,95	$-359,42	$-270,25	$-188,82	$-114,50	$-46,33	$16,57	$74,58	$146,11

6,64%	Tasa de descuento
155,81	VAN UF
7,42%	TIR
Año 18	Payback

11.6 FLUJO DE CAJA ESCENARIO CONSERVADOR, CONS III

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos x Venta	0,00	488,19	483,45	480,07	476,71	474,98	471,65	489,84	489,84	488,06	488,06	491,50	491,50	493,17	489,72	486,29	482,89	481,13	481,13	481,13	481,13
Costos Variables		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,49	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinversiones	0,00							45,00				0,91									
Pago Mano de Obra reinversiones								10,49													
MARGEN CONTRIBUCIÓN	0,00	488,19	483,45	480,07	476,71	474,98	426,65	434,35	489,84	488,06	488,06	490,59	491,50	493,17	489,72	486,29	482,89	481,13	481,13	481,13	481,13
Costos Fijos		173,00	176,46	179,99	183,59	187,26	191,01	194,83	198,73	202,70	206,75	210,89	215,11	219,41	223,80	228,27	232,84	237,49	242,24	247,09	252,03
Mantención	0,00	5,29	5,39	5,50	5,61	5,72	5,84	5,96	6,07	6,20	6,32	6,45	6,58	6,71	6,84	6,98	7,12	7,26	7,40	7,55	7,70
Sueldo Administración	0,00	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,96	221,29	225,72	230,24	234,84	239,54	244,33
	0,00																				

EBITDA	0,00	315,18	306,99	300,08	293,11	287,71	235,64	239,52	291,12	285,36	281,31	279,70	276,40	273,76	265,92	258,02	250,05	243,64	238,89	234,05	229,10
EBITDA %	0,00	0,65	0,63	0,63	0,61	0,61	0,50	0,49	0,59	0,58	0,58	0,57	0,56	0,56	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,48
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0,00	-291,68	-299,87	-306,78	194,21	188,80	223,34	239,52	277,66	272,15	268,10	279,70	276,09	273,46	265,62	258,02	250,05	243,64	238,89	234,05	229,10
Impuestos 1ra Categoría (24%)	0,00				52,44	50,98	60,30	64,67	74,97	73,48	72,39	75,52	74,55	73,83	71,72	69,67	67,51	65,78	64,50	63,19	61,86
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		-291,68	-299,87	-306,78	141,77	137,83	163,04	174,85	202,69	198,67	195,71	204,18	201,55	199,63	193,90	188,35	182,54	177,86	174,39	170,85	167,25
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,29	0,35	0,36	0,41	0,41	0,40	0,42	0,41	0,40	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36	0,36	0,35
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERSIONES	2690,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Insumos Planta Fotovoltaica	2005,11																				
Insumos Equipos Administración	10,03																				
Compra Terreno	581,63																				

Insumos Elementos de Protección Personal	5,36																				
Intangibles	19,03																				
Valor de desecho																					2466,90
Capital de Trabajo	69,72																				
Recuperación Capital de Trabajo																					69,72
FLUJO DE CAJA NETO	-2690,87	315,18	306,99	300,08	240,68	236,74	175,34	174,85	216,15	211,88	208,92	204,18	201,85	199,93	194,21	188,35	182,54	177,86	174,39	170,85	236,96
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	$(2.691)	$(2.376)	$(2.069)	$(1.769)	$(1.528)	$(1.291)	$(1.116)	$(941)	$(725)	$(513)	$(304)	$(100)	$102	$302	$496	$684	$867	$1.045	$1.219	$1.390	$1.627
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO VALOR PRESENTE	$-2.690,87	$-2.246,15	$-1.993,02	$-1.760,99	$-1.586,48	$-1.425,52	$-1.313,73	$-1.209,19	$-1.088,01	$-976,61	$-873,62	$-779,22	$-691,72	$-610,44	$-536,41	$-469,09	$-407,90	$-351,99	$-300,59	$-253,37	$-191,95

6,64%	Tasa de descuento
-204,70	VAN UF
5,55%	TIR
	Payback

11.7 FLUJO DE CAJA ESCENARIO REAL, REAL I

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos x Venta	0,00	537,00	531,80	528,07	524,38	522,47	518,82	538,83	538,83	536,87	536,87	540,66	540,66	542,49	538,69	534,92	531,18	529,25	529,25	529,25	529,25
Costos Variables		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,49	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinversiones	0,00							45,00				0,91									
Pago Mano de Obra reinversiones								10,49													
MARGEN CONTRIBUCIÓN	0,00	537,00	531,80	528,07	524,38	522,47	473,81	483,33	538,83	536,87	536,87	539,74	540,66	542,49	538,69	534,92	531,18	529,25	529,25	529,25	529,25
Costos Fijos		173,00	176,46	179,99	183,59	187,26	191,01	194,83	198,73	202,70	206,75	210,89	215,11	219,41	223,80	228,27	232,84	237,49	242,24	247,09	252,03
Mantención	0,00	5,29	5,39	5,50	5,61	5,72	5,84	5,96	6,07	6,20	6,32	6,45	6,58	6,71	6,84	6,98	7,12	7,26	7,40	7,55	7,70
Sueldo Administración	0,00	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,96	221,29	225,72	230,24	234,84	239,54	244,33
	0,00																				
EBITDA	0,00	364,00	355,33	348,08	340,79	335,21	282,81	288,50	340,10	334,17	330,12	328,85	325,55	323,08	314,90	306,65	298,34	291,75	287,00	282,16	277,22
EBITDA %	0,00	0,68	0,67	0,66	0,65	0,64	0,55	0,54	0,63	0,62	0,61	0,61	0,60	0,60	0,58	0,57	0,56	0,55	0,54	0,53	0,52
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0,00	-242,86	-251,53	-258,78	241,88	236,30	270,50	288,50	326,64	320,96	316,90	328,85	325,24	322,78	314,59	306,65	298,34	291,75	287,00	282,16	277,22
Impuestos 1ra	0,00				65,31	63,80	73,04	77,90	88,19	86,66	85,56	88,79	87,82	87,15	84,94	82,80	80,55	78,77	77,49	76,18	74,85

Categoría (24%)																					
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		-242,86	-251,53	-258,78	176,57	172,50	197,47	210,61	238,45	234,30	231,34	240,06	237,43	235,63	229,65	223,85	217,79	212,98	209,51	205,98	202,37
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,34	0,33	0,38	0,39	0,44	0,44	0,43	0,44	0,44	0,43	0,43	0,42	0,41	0,40	0,40	0,39	0,38
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERSIONES	2690,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Insumos Planta Fotovoltaica	2005,11																				
Insumos Equipos Administración	10,03																				
Compra Terreno	581,63																				
Insumos Elementos de Protección Personal	5,36																				
Intangibles	19,03																				
Valor de desecho																					3329,65
Capital de Trabajo	69,72																				
Recuperación Capital de Trabajo																					69,72

FLUJO DE CAJA NETO	-2690,87	364,00	355,33	348,08	275,48	271,41	209,77	210,61	251,91	247,51	244,55	240,06	237,73	235,93	229,96	223,85	217,79	212,98	209,51	205,98	272,09
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	$(2.691)	$(2.327)	$(1.972)	$(1.623)	$(1.348)	$(1.077)	$(867)	$(656)	$(404)	$(157)	$88	$328	$566	$802	$1.031	$1.255	$1.473	$1.686	$1.896	$2.102	$2.374
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO VALOR PRESENTE	$-2.690,87	$-2.237,99	$-1.928,41	$-1.638,77	$-1.419,83	$-1.213,82	$-1.061,74	$-915,92	$-749,32	$-592,99	$-445,46	$-307,15	$-176,33	$-52,33	$63,11	$170,43	$270,15	$363,30	$450,81	$532,98	$636,66

4,70%	Tasa de descuento
666,59	VAN UF
7,75%	TIR
	Payback

11.8 FLUJO DE CAJA ESCENARIO REAL, REAL II

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos x Venta	0,00	488,19	483,45	480,07	476,71	474,98	471,65	489,84	489,84	488,06	488,06	491,50	491,50	493,17	489,72	486,29	482,89	481,13	481,13	481,13	481,13
Costos Variables		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,49	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinversiones	0,00							45,00				0,91									

Pago Mano de Obra reinversiones								10,49													
MARGEN CONTRIBUCIÓN	0,00	488,19	483,45	480,07	476,71	474,98	426,65	434,35	489,84	488,06	488,06	490,59	491,50	493,17	489,72	486,29	482,89	481,13	481,13	481,13	481,13
Costos Fijos		173,00	176,46	179,99	183,59	187,26	191,01	194,83	198,73	202,70	206,75	210,89	215,11	219,41	223,80	228,27	232,84	237,49	242,24	247,09	252,03
Mantención	0,00	5,29	5,39	5,50	5,61	5,72	5,84	5,96	6,07	6,20	6,32	6,45	6,58	6,71	6,84	6,98	7,12	7,26	7,40	7,55	7,70
Sueldo Administración	0,00	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,96	221,29	225,72	230,24	234,84	239,54	244,33
	0,00																				
EBITDA	0,00	315,18	306,99	300,08	293,11	287,71	235,64	239,52	291,12	285,36	281,31	279,70	276,40	273,76	265,92	258,02	250,05	243,64	238,89	234,05	229,10
EBITDA %	0,00	0,65	0,63	0,63	0,61	0,61	0,50	0,49	0,59	0,58	0,58	0,57	0,56	0,56	0,54	0,53	0,52	0,51	0,50	0,49	0,48
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0,00	-291,68	-299,87	-306,78	194,21	188,80	223,34	239,52	277,66	272,15	268,10	279,70	276,09	273,46	265,62	258,02	250,05	243,64	238,89	234,05	229,10
Impuestos 1ra Categoría (24%)	0,00				52,44	50,98	60,30	64,67	74,97	73,48	72,39	75,52	74,55	73,83	71,72	69,67	67,51	65,78	64,50	63,19	61,86
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		-291,68	-299,87	-306,78	141,77	137,83	163,04	174,85	202,69	198,67	195,71	204,18	201,55	199,63	193,90	188,35	182,54	177,86	174,39	170,85	167,25
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,30	0,29	0,35	0,36	0,41	0,41	0,40	0,42	0,41	0,40	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36	0,36	0,35
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

INVERSIONES	2743,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Insumos Planta Fotovoltaica	2005,11																					
Insumos Equipos Administración	10,03																					
Compra Terreno	634,50																					
Insumos Elementos de Protección Personal	5,36																					
Intangibles	19,03																					
Valor de desecho																						2841,94
Capital de Trabajo	69,72																					
Recuperación Capital de Trabajo																						69,72
FLUJO DE CAJA NETO	-2743,75	315,18	306,99	300,08	240,68	236,74	175,34	174,85	216,15	211,88	208,92	204,18	201,85	199,93	194,21	188,35	182,54	177,86	174,39	170,85	236,96
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	$(2.744)	$(2.429)	$(2.122)	$(1.822)	$(1.581)	$(1.344)	$(1.169)	$(994)	$(778)	$(566)	$(357)	$(153)	$49	$249	$443	$632	$814	$992	$1.166	$1.337	$1.574
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO VALOR PRESENTE	$-2.743,75	$-2.333,02	$-2.065,56	$-1.815,87	$-1.624,59	$-1.444,89	$-1.317,78	$-1.196,71	$-1.053,77	$-919,94	$-793,90	$-676,26	$-565,18	$-460,11	$-362,62	$-272,32	$-188,73	$-110,95	$-38,11	$30,05	$120,34

4,70%	Tasa de descuento
126,00	VAN UF
5,29%	TIR
	Payback

11.9 FLUJO DE CAJA ESCENARIO REAL, REAL III

		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Item	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Ingresos x Venta	0,00	596,67	590,88	586,75	582,64	580,53	576,46	598,70	598,70	596,52	596,52	600,73	600,73	602,77	598,55	594,36	590,20	588,05	588,05	588,05	588,05
Costos Variables		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,00	55,49	0,00	0,00	0,00	0,91	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Reinversiones	0,00						45,00	45,00				0,91									
Pago Mano de Obra reinversiones								10,49													
MARGEN CONTRIBUCIÓN	0,00	596,67	590,88	586,75	582,64	580,53	531,46	543,20	598,70	596,52	596,52	599,81	600,73	602,77	598,55	594,36	590,20	588,05	588,05	588,05	588,05
Costos Fijos		173,00	176,46	179,99	183,59	187,26	191,01	194,83	198,73	202,70	206,75	210,89	215,11	219,41	223,80	228,27	232,84	237,49	242,24	247,09	252,03
Mantención	0,00	5,29	5,39	5,50	5,61	5,72	5,84	5,96	6,07	6,20	6,32	6,45	6,58	6,71	6,84	6,98	7,12	7,26	7,40	7,55	7,70
Sueldo Administración	0,00	167,71	171,07	174,49	177,98	181,54	185,17	188,87	192,65	196,50	200,43	204,44	208,53	212,70	216,96	221,29	225,72	230,24	234,84	239,54	244,33
	0,00																				
EBITDA	0,00	423,67	414,42	406,76	399,05	393,26	340,45	348,37	399,97	393,82	389,77	388,92	385,62	383,36	374,75	366,08	357,36	350,56	345,81	340,96	336,02
EBITDA %	0,00	0,71	0,70	0,69	0,68	0,68	0,59	0,58	0,67	0,66	0,65	0,65	0,64	0,64	0,63	0,62	0,61	0,60	0,59	0,58	0,57
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	0,00	-183,19	-192,44	-200,10	300,14	294,35	328,15	348,37	386,51	380,61	376,56	388,92	385,32	383,05	374,45	366,08	357,36	350,56	345,81	340,96	336,02

Impuestos 1ra Categoría (24%)	0,00				81,04	79,48	88,60	94,06	104,36	102,76	101,67	105,01	104,04	103,42	101,10	98,84	96,49	94,65	93,37	92,06	90,73
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS		-183,19	-192,44	-200,10	219,10	214,88	239,55	254,31	282,15	277,85	274,89	283,92	281,28	279,63	273,35	267,24	260,87	255,91	252,44	248,90	245,30
UTILIDAD DESPUÉS IMPUESTOS %	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,37	0,42	0,42	0,47	0,47	0,46	0,47	0,47	0,46	0,46	0,45	0,44	0,44	0,43	0,42	0,42
Depreciación	0,00	606,86	606,86	606,86	98,91	98,91	12,30	0,00	13,46	13,21	13,21	0,00	0,30	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
INVERSIONES	2770,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Insumos Planta Fotovoltaica	2005,11																				
Insumos Equipos Administración	10,03																				
Compra Terreno	660,94																				
Insumos Elementos de Protección Personal	5,36																				
Intangibles	19,03																				
Valor de desecho																					3925,74
Capital de Trabajo	69,72																				

Recuperación Capital de Trabajo																					69,72
FLUJO DE CAJA NETO	-2770,19	423,67	414,42	406,76	318,01	313,79	251,85	254,31	295,61	291,06	288,10	283,92	281,59	279,93	273,65	267,24	260,87	255,91	252,44	248,90	315,01
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO	$(2.770)	$(2.347)	$(1.932)	$(1.525)	$(1.207)	$(894)	$(642)	$(387)	$(92)	$199	$487	$771	$1.053	$1.333	$1.606	$1.874	$2.135	$2.390	$2.643	$2.892	$3.207
FLUJO DE CAJA NETO ACUMULADO VALOR PRESENTE	$-2.770,19	$-2.259,31	$-1.898,25	$-1.559,79	$-1.307,05	$-1.068,87	$-886,28	$-710,19	$-514,70	$-330,86	$-157,07	$6,52	$161,47	$308,60	$445,96	$574,09	$693,54	$805,46	$910,90	$1.010,20	$1.130,23

4,70%	Tasa de descuento
1.183,37	VAN UF
9,80%	TIR
Año 11	Payback

12. ANEXOS

12.1 Anexo 1: Tarifas de Suministro Eléctrico

TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES

Cargos por Tarifas y Zonas de aplicación	Comuna Valparaíso SUBTERRÁNEA Sct. Barón ZS1	Comuna Viña del Mar SUBTERRÁNEA Sct. Los Almendros ZS2	Comuna Valparaíso SUBTERRÁNEA Plan ZS3	Comuna de Cartagena Z2
TARIFAS DE INYECCIÓN				
Energía inyectada en baja tensión	88,256	88,256	88,256	88,256
Energía inyectada en media tensión	82,087	82,087	82,087	82,087

Los valores indicados incluyen el 19% correspondiente a impuesto al valor agregado.
Las condiciones de aplicación de las tarifas son las establecidas en el citado Decreto Nº 71 de 2014.

Cargos por Tarifas y Zonas de aplicación	Comunas Andes, Con Cón y San Esteban Z1	Comunas Puchuncaví Quillota Z1	Comunas Quintero y LlaiLlay Z1	Otras Comunas Región de Valparaíso Z1
TARIFAS DE INYECCIÓN				
Energía inyectada en baja tensión	83,224	66,367	79,421	88,256
Energía inyectada en media tensión	82,087	82,087	82,087	82,087

EMELAT

Tarifas de Suministro Eléctrico - 1 de abril de 2017

Empresa	Comuna	codigo empresa	Sector Tarifario	Aéreo o Subterráneo	Inyeccion Energía $/kWh	
					Energía clientes en opciones tarifarias BT	Energía clientes en opciones tarifarias AT
EMELAT	Alto del Carmen	EML	SIC1-1-A	Aéreo	64,341	60,584
EMELAT	Caldera	EML	SIC1-1-A	Aéreo	64,341	60,584
EMELAT	Chañaral	EML	SIC1-1-A	Aéreo	60,673	57,131
EMELAT	Copiapó	EML	SIC1-1-A	Aéreo	60,673	57,131
EMELAT	Diego de Almagro	EML	SIC1-1-A	Aéreo	52,348	49,292
EMELAT	Freirina	EML	SIC1-1-A	Aéreo	64,341	60,584
EMELAT	Huasco	EML	SIC1-1-A	Aéreo	42,830	40,330
EMELAT	Tierra Amarilla	EML	SIC1-1-A	Aéreo	64,341	60,584
EMELAT	Vallenar	EML	SIC1-1-A	Aéreo	64,341	60,584

12.2 Anexo 2: Descripción Opciones tarifarias

Para Baja Tensión existen:

1. Tarifa BT1

   Comprenderá los siguientes cargos:

   a) Cargo fijo mensual.

   b) Cargo único por uso del sistema troncal.

   c) Cargo por energía base.

   d) Cargo por energía adicional de invierno.

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo. El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente. El cargo por energía base se obtendrá multiplicando los kWh de consumo base por su precio unitario. El consumo base se determinará mensualmente según se señala a continuación:

En los meses en que se han definido horas de punta, y en el caso de que al cliente se le aplique el cargo por energía adicional de invierno, el consumo base será igual al límite de invierno. En caso contrario, su valor corresponderá a la totalidad de la energía consumida.

En los meses en que no se hayan definido horas de punta, el consumo base será igual a la totalidad de la energía consumida.

El cargo por energía adicional de invierno se determinará mensualmente en los meses en que se han definido horas de punta y se obtendrá multiplicando los kWh de consumo adicional de

invierno por su precio unitario. El consumo adicional de invierno sólo se aplicará en caso que el consumo del cliente exceda los 430 kWh/mes, correspondiendo su valor a la energía consumida en exceso de su límite de invierno.

El límite de invierno de cada cliente será igual al mayor valor que resulte de comparar: 350 kWh, con el promedio mensual de la energía consumida en los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, incrementado en un 20%. Para aquellos clientes que, por haberse incorporado como tales, no registren consumo en el total o una fracción de los meses en que no se hayan definido horas de punta de los últimos 12 meses, se les considerará para el cálculo del límite de invierno un consumo de 350 kWh/mes en el período faltante hasta la fecha de energización del medidor.

2. Tarifa BT2

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

a) Cargo fijo mensual.

b) Cargo único por uso del sistema troncal.

c) Cargo por energía.

d) Cargo por potencia contratada.

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo. El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente. El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario. El cargo por potencia contratada se obtendrá multiplicando los kW contratados por su precio unitario.

3. Tarifa BT3

La tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

a) Cargo fijo mensual.

b) Cargo único por uso del sistema troncal.

c) Cargo por energía.

d) Cargo por demanda máxima.

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo. El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente. El cargo por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

La facturación mensual del cargo por demanda máxima del mes corresponderá al mayor de los siguientes valores:

Cargo por demanda máxima determinada de acuerdo al procedimiento siguiente:

Se considera como demanda máxima de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes con el promedio de las dos más altas demandas registradas en aquellos meses que contengan horas de punta, dentro de los últimos 12 meses, incluido el mes que se factura. El cargo por demanda máxima resulta de multiplicar la demanda máxima de facturación por el precio unitario correspondiente.

40% del mayor de los cargos por demanda máxima registrado en los últimos 12 meses.

4. Tarifa BT4

Tarifa BT4.1

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

a) Cargo fijo mensual.

b) Cargo único por uso del sistema troncal.

c) Cargo mensual por energía.

d) Cargo mensual por demanda máxima contratada en horas de punta.

e) Cargo mensual por demanda máxima contratada.

Tarifa BT4.2

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

a) Cargo fijo mensual.

b) Cargo único por uso del sistema troncal.

c) Cargo mensual por energía.

d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.

e) Cargo mensual por demanda máxima contratada.

Tarifa BT4.3

Esta tarifa comprende los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta:

a) Cargo fijo mensual.

b) Cargo único por uso del sistema troncal.

c) Cargo mensual por energía.

d) Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas de punta.

e) Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada.

El cargo fijo mensual es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo. El cargo único, por concepto de uso del sistema troncal, se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente. El cargo mensual por energía se obtendrá multiplicando los kWh de consumo por su precio unitario.

Los cargos mensuales por demanda máxima contratada en horas de punta y por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.1, así como el cargo mensual por demanda máxima contratada de la tarifa BT4.2 se facturarán incluso si el consumo de energía es nulo. Ellos se obtendrán multiplicando los kW de potencia contratada por el precio unitario correspondiente.

Los cargos mensuales por demanda máxima leída de potencia en horas de punta de las tarifas BT4.2 y BT4.3 se facturarán de la siguiente manera:

Durante los meses que contengan horas de punta, se aplicará a la demanda máxima en horas de punta efectivamente leída en cada mes el precio unitario correspondiente.

Durante los meses que no contengan horas de punta se aplicará al promedio de las dos mayores demandas máximas en horas de punta registradas durante los meses del período de punta inmediatamente anteriores, al precio unitario correspondiente.

El cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada de la tarifa BT4.3 se facturará aplicando al promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, al precio unitario correspondiente.

Por otro lado, en alta tensión las tarifas A.T.-2.; A.T.-3.; A.T.-4.1.; A.T.-4.2. y A.T.-4.3. comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas B.T.-2.; B.T.-3.; B.T.-4.1.; B.T.-4.2. y B.T.-4.3. respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

12.3 Anexo 3: Descripción de Actividades de Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo se requiere para maximizar el rendimiento del sistema fotovoltaico y tomar medidas para prevenir fallas. Se sugiere llevar a cabo los trabajos de mantenimiento preventivo temprano en la mañana o tarde en la noche para evitar el estrés por calor, reducir al mínimo el peligro por descarga eléctrica, y reducir al mínimo las pérdidas de producción (Ministerio de Energía, 2016).

Se divide en cinco áreas de actividad: Inspección, limpieza, servicios, pruebas y respuesta en caso de emergencia.

Esto se aprecia en las siguientes tablas que están en la página siguiente:

Área de Actividad	Componente	Descripción	Frecuencia	Proveedor de Servicios
Limpieza	Módulo FV	Limpiar los módulos FV según las instrucciones del fabricante	Dependiendo del sitio, hasta mensual	Limpieza del módulo
Respuesta en caso de emergencia	Sistema FV	Contratista disponible por email y teléfono (Ej. 24 h x 7d x 365d)	Permanente	Electricista especialista en FV
Inspección	Sistema FV	Escanear con cámara termográfica para identificar conexiones flojas. Incluyendo todas las cajas de conexión	Cada dos años	Electricista especialista en FV con capacitación en uso de cámara termográfica
Inspección	Cajas de conexión CC	Inspeccionar las cajas eléctricas por corrosión o intrusión de agua o insectos. Limpiar o secar y sellar cajas si es necesario	Semestral	Electricista
Inspección	Cajas de conexión CA	Inspeccionar las cajas eléctricas por corrosión o intrusión de agua o insectos. Limpiar o secar y sellar cajas si es necesario	Semestral	Electricista
Inspección	Cajas de conexión CC	Comprobar fusibles y que todas las conexiones eléctricas estén apretadas	Semestral	Electricista especialista en FV
Inspección	Cajas de conexión CA	Comprobar fusibles y que todas las conexiones eléctricas estén apretadas	Semestral	Electricista
Inspección	Protecciones CC	Verificar el funcionamiento de los interruptores y dispositivos de protección	Anual	Electricista especialista en FV
Inspección	Protecciones CA	Verificar el funcionamiento de los interruptores y dispositivos de protección	Anual	Electricista
Inspección	Dispositivos contra sobretensión	Verificar el funcionamiento, si aplica	Anual	Electricista
Inspección	Módulo FV	Control de torque de módulo PV e inspección visual	5 años	Electricista
Inspección	Estructura de montaje	inspección y verificación de torque de la estructura	5 años	Mecánico
Inspección	Módulo FV	Inspección: corrosión y laminado o amarillamiento	Anual	Electricista especialista en FV
Servicio	Instrumentos	Cambiar o volver a calibrar los instrumentos	Según el fabricante	Laboratorio certificado

Área de Actividad	Componente	Descripción	Frecuencia	Proveedor de Servicios
Inspección	Cableado CA	Inspeccionar el cableado para detectar signos de grietas, defectos, desconexiones, sobrecalentamiento, cortos circuitos, fallas a tierra, y plagas	Anual	Electricista
Inspección	Sistema FV	En caso de infestación por insectos o plagas, Retire cualquier nido de las cajas eléctricas o alrededor de arreglo FV	Anual	Experto en control de plagas bajo la supervisión de un Electricista especialista en FV
Inspección	Inversor	Observar indicadores operacionales en la pantalla del inversor o en el monitoreo para garantizar que la cantidad de energía que se genera es la adecuada bajo las condiciones ambientales. Comparar las lecturas con diagnóstico de referencia	Diario/ semanal	Inspección
Inspección	Monitoreo	Inspección de sensores de monitoreo para asegurar que están operativos y dentro de las especificaciones	Anual	Electricista especialista en FV
Inspección	Arreglo FV	Prueba de voltaje de circuito abierto de strings	Cada tres / cuatro años	Electricista especialista en FV
Inspección	Arreglo FV	Revisar todo los componentes por corrosión, eliminarlo volver a pintar si es necesario	Anual	Mecánico
Inspección	Arreglo FV	Revisar la firmeza de la fijación de los módulos. Re-apretar los tornillos que se encuentren sueltos Revisar si los módulos no tienen tensión mecánica por cambios de estructura o techo	Anual	Mecánico
Servicio	Inversor	Revisar dispositivos de sobretensión, en caso de defecto sustituirlos	Según el fabricante o anual	Electricista especialista en inversor
Servicio	Inversor	Instalar las actualizaciones recientes de software para adquisición de datos o programación de inversor y sistemas de monitoreo	Según el fabricante	Especialista en inversor
Servicio	Inversor	Limpiar el polvo (aspirar) de las aletas disipadoras de calor	Depende del sitio, como mínimo anual	Electricista
Servicio	Inversor	Limpiar o reemplazar, según sea el caso, los filtros de aire	Según fabricante	Electricista
Servicio	Arreglo FV	Retire nidos de aves del área del arreglo FV o de su estructura	Anual	Control de Plagas bajo la supervisión de un Electricista especialista en FV
Prueba	Medición	Realizar prueba de funcionamiento. Medir la curva característica V-C (Voltaje-Corriente). Comparar las lecturas con diagnóstico de referencia (eficiencia original del sistema)	En caso de sospecha o cada tres/cuatro años	Electricista especialista en FV

12.4 Anexo 4: Formularios Proceso de conexión Ley 20.571

Son 6 formularios que se deben completar para llevar a cabo una planta fotovoltaica que se encuentre adscrito a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Aparte de ello, se debe realizar un trámite online llamado el TE4.

Todos estos documentos se encuentran en la página web de la SEC en http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5821714,33_6716112&_dad=portal&_schema=PORTAL; dichos formularios son:

1. Solicitud de Información
2. Respuesta de Solicitud de Información
3. Solicitud de Conexión
4. Respuesta Solicitud de Conexión
    4A Manifestación de Conformidad
5. Notificación de Conexión
6. Protocolo de Conexión

De manera extra existe la posibilidad de entregar un Poder Simple para representación en proceso de conexión de Ley N°20.571

BIBLIOGRAFÍA

Asociación Chilena de Energía Solar, ACESOL (2017) *Anuario Conmemorativo 10 años Asociación Chilena de Energía Solar.*

Asociación Nacional de Empresas de Eficiencia Energética, ANESCO Chile A.G. (2016) *Desarrollo de las empresas ESCO en Chile.* Chile

Asociación Nacional de Empresas de Eficiencia Energética, ANESCO Chile A.G. (2015) *Seminario Internacional de Eficiencia Energética en el Estado "La oportunidad de partir por casa".* Chile.

Banco Central de Chile (2017) *Informe de Política Monetaria Marzo 2017*

Brokering W. et al. (2008) *Los sistemas Eléctricos de potencia.* Santiago, Chile. Editorial: Pearson.

Buscador de fuentes de financiamiento, Ministerio de Energía (2017), *recuperado el 31 de marzo de 2017 de* http://www.minenergia.cl/pfinanciamiento/

Chilquinta S.A. (2012) *Prospecto Chilquinta Energía S.A. página 33,*), *recuperado el 5 de abril de 2017 de* https://www.chilquinta.cl/uploads/2012/10/20121025204707-prospectoemisionbonoscorporativoschilquintaenergiaoctubre2009.pdf

Climate Scope (2016) *The Clean Energy Country Competitiveness Index.* Estados Unidos, Inglaterra

Comisión Nacional de Energía, CNE (2016) *El futuro de la distribución de energía eléctrica.* Chile

Comisión Nacional de Energía, CNE (2017) *Reporte Mensual Energías Renovables No Convencionales ERNC, Volumen N°7.* Chile

Descripción de tarifas, Chilquinta (2017), *recuperado el 31 de marzo de 2017 de* https://www.chilquinta.cl/seccion/22/descripcion-de-tarifas.html

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, GIZ (2015) *Modelo de Negocios ESCO para la Generación de Energía Fotovoltaica.* Chile, Alemania.

Encare (2017) *Estudio Benchmarking de plantas solares fotovoltaicas en Chile.*

Estudios y Documentos, Instituto Nacional de Estadísticas (2009) *recuperado el 28 de marzo de 2017 de* http://www.ine.cl/canales/menu/publicaciones.php

Explorador Solar Universidad de Chile (2017) *Informe del potencial Solar, planta fotovoltaica 100 kW.* Chile.

Instructivos, Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2017), *recuperado el 28 de marzo de 2017 de* http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819722&_dad=portal&_schema=PORTAL

International Energy Agency, IEA (2016) *Key Renewables Trends.*

International Energy Agency, IEA (2016) *Next Generation Wind and Solar Power: From cost to value.*

International Energy Agency, IEA (2011) *Solar Energy Perspectives.*

International Energy Agency, IEA (2016) *World Energy Outlook*

Marco Regulatorio, Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2017), *recuperado el 28 de marzo de 2017 de* http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819720&_dad=portal&_schema=PORTAL

Ministerio de Energía (2016) *Generación distribuida en Chile, División Energías Renovables.*

Ministerio de Energía (2016) *Guía de Operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos: programa techos solares públicos.*

Morales C. (2015) *Autogeneración fotovoltaica, GIZ*. Chile

Revista Electricidad (2016) *Presente y futuro de la legislación eléctrica*. Chile

Revista Electricidad (2017) *Catastro de Centrales y Proyectos energéticos*. Chile

Sapag N., Sapag R. (2008). *Preparación y Evaluación de Proyectos*. Bogotá, Colombia. Editorial: Mc Graw Hill.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC (2015) *¿Cómo funciona la Ley 20.571?* Chile