

UNIVERSIDAD DE TARAPACÁ
ESCUELA UNIVERSITARIA DE INGENIERÍA
INDUSTRIAL, INFORMÁTICA Y DE SISTEMAS
INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL



ESTUDIO DE VIABILIDAD DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
ON-GRID COMO FUENTES DE ENERGÍA DISTRIBUIDA EN
LAS VIVIENDAS DE ARICA

Memoria para optar al Título de:
Ingeniero Civil Industrial

Alumnos:

Jorge Ignacio Lillo Sotomayor
Christian Felipe Miranda Visa

Profesor Guía:

Gonzalo Valdés González

ARICA – CHILE

2016

Resumen

El presente trabajo titulado “Estudio de viabilidad de sistemas fotovoltaicos on-grid como fuentes de energía distribuida en las viviendas de Arica” entrega información de los aspectos económicos, técnicos, legales y ambientales relevantes para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red (on-grid), la cual por medio de la ley 20.571 permite la generación distribuida. Determinando mediante el análisis de dichos aspectos cuan viable es para un residente de una vivienda de la ciudad de Arica efectuar la instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red (on-grid). Esta instalación fotovoltaica le permitirá al residente de la vivienda generar ingresos mediante la venta de excedentes de energía eléctrica y el ahorro de consumo eléctrico por parte de la empresa distribuidora de energía. La industria energética renovable necesita cada día más de ingenieros capacitados debido a la amenaza latente del agotamiento y del alza en los precios de los combustibles fósiles como suministro principal electricidad. Además del acelerado aumento de la emisión de Dióxido de Carbono observado desde el año 2000.

Para llevar a cabo el desarrollo del estudio, se realizó en forma secuencial los siguientes análisis: En primera instancia un análisis de demanda eléctrica. El cual mediante la información provista por la empresa distribuidora de energía de la ciudad de Arica y la utilización de un instrumento de medición de consumo eléctrico (Egague)¹, que permitió registrar datos en tiempo real de una vivienda promedio. Se pudo determinar un perfil de consumo. Posteriormente, se llevó a cabo un análisis de la irradiación solar y temperatura, valores que se obtuvieron a través de los datos proporcionados por una planta fotovoltaica en funcionamiento certificada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. A continuación, se realizó un análisis técnico, en el cual se determinó la potencia, producción de energía eléctrica y diseño del sistema fotovoltaico. Finalmente se llevó a cabo un análisis económico en el cual se determinaron los indicadores Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y Costo Nivelado de la Energía.

¹ Dispositivo que mide el consumo de electricidad durante un periodo de tiempo determinado por el usuario.

Los principales resultados obtenidos son los siguientes: Un Valor Actual Neto de \$ 44.044. Una Tasa Interna de Retorno de 4,28%. Y un Costo Nivelado de la Energía de \$ 95,56 por kilowatt-hora.

Cuantificando de esta forma el rendimiento de un sistema de energía FV para las viviendas en Arica. Los resultados obtenidos son optimistas. Por lo cual se concluye que es viable la instalación de sistemas FV conectados a la red para las viviendas de Arica.

Contenido

CAPÍTULO I. ASPECTOS INTRODUCTORIOS.....	1
1.1. JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL	1
1.2. OBJETIVOS.....	4
1.2.1. Objetivo General	4
1.2.2. Objetivos Específicos.....	4
1.3. ALCANCES.....	5
1.4. METODOLOGÍA	5
CAPÍTULO II. ANTECEDENTES GENERALES.....	8
2.1. LA ENERGÍA Y SUS FUENTES	8
2.1.1. Energías No Renovables	8
2.1.2. Energías Renovables.....	10
2.1.3. Generación Centralizada versus Generación Distribuida	11
2.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV)	13
2.2.1. Historia de los Sistemas Fotovoltaicos	14
2.2.2. Concepto “Solar” y “On - Grid”.....	15
2.2.3. Principios básicos de electricidad (relacionados al funcionamiento del sistema FV)	16
2.2.4. Componentes, instalación y costos del sistema FV	17
2.2.5. Funcionamiento de un campo fotovoltaico On - Grid	18
2.3. MARCO LEGAL ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL (ERN) EN CHILE	20
2.3.1. Marco legal aplicado a la Energía FV	21
2.3.2. Net Metering.....	21
2.3.3. Net Billing.....	21
2.4. TARIFAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	21
2.4.1. Tarifa BT1	22
2.4.2. Tarifa BT2	23
2.4.3. Tarifa BT3	23
2.4.4. Tarifa BT4	24
2.4.5. Tarifas de Alta Tensión	25
2.5. POTENCIAL SOLAR	25
CAPÍTULO III. ESTUDIO DE MERCADO	27
3.1. DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO BAJO ESTUDIO	27
3.2. MERCADO CONSUMIDOR.....	27
3.2.1. Descripción de la vivienda bajo estudio	27

3.3. TARIFA DE COMPRA Y VENTA DE LA ELECTRICIDAD	34
3.3.1. Proyección Tarifaria de compra y venta de electricidad.....	34
3.4. MERCADO PROVEEDOR.....	36
3.4.1. Cadena de Producción.....	36
3.4.2. Proveedor a elegir	37
3.5. DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS DEL PROYECTO	38
 CAPÍTULO IV. ESTUDIO TÉCNICO.....	 39
4.1. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO A REALIZAR	39
4.2. SOFTWARE A UTILIZAR.....	39
4.2.1. Datos requeridos por el software para diseño del sistema fotovoltaico	41
4.3. RESULTADOS DEL SOFTWARE.....	42
4.3.1. Rendimiento o tamaño del sistema fotovoltaico	42
4.3.2. Generación y consumo de energía eléctrica del sistema fotovoltaico	42
4.4. LOCALIZACIÓN.....	46
4.4.1. Macro localización.....	46
4.4.2. Micro localización.....	51
4.5. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS	52
4.5.1. Paneles o módulos Fotovoltaicos	52
4.5.2. Inversor	54
4.5.3. Estructura de montaje.....	55
4.6. LAYOUT DEL SISTEMA.....	56
4.7. ETAPAS DEL PROCESO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	57
4.7.1. Canalizaciones	57
4.7.2. Montaje.....	57
4.7.3. Conexión	57
4.7.4. Capacitación	57
4.8. COSTOS ASOCIADOS AL ESTUDIO TÉCNICO.....	58
 CAPÍTULO V. ESTUDIO LEGAL.....	 59
5.1. INSTITUCIONES REGULATORIAS	59
5.2. LEY 20.571 O LEY DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	59
5.3. PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN DEL EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN A LA RED ELÉCTRICA	60
5.3.1. Solicitud de Información (Formulario 1).....	61
5.3.2. Respuesta a Solicitud de Información (Formulario 2).....	62
5.3.3. Solicitud de Conexión (Formulario 3)	62
5.3.4. Respuesta a la Solicitud de Conexión (Formulario 4)	62

5.3.5. Manifestación de Conformidad	63
5.3.6. Formulario de Declaración Trámite eléctrico 4 (TE4)	64
5.3.7. Notificación de Conexión (Formulario 5)	64
5.3.8. Firma de Contrato (Cliente – Distribuidora)	65
5.3.9. Protocolo de Conexión de un Equipo Generador (EG) (Instalador-distribuidora) (Formulario 6)	65
5.4. COSTOS ASOCIADOS A LA TRAMITACIÓN LEGAL DEL PROYECTO	66
5.5. ANÁLISIS LEGAL AMBIENTAL	66
CAPÍTULO VI. ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO	68
6.1. INVERSIÓN INICIAL	68
6.1.1. Reinversión en activos fijos	69
6.2. INGRESOS DEL PROYECTO	70
6.2.1. Ingresos operacionales	70
6.2.2. Ingresos no operacionales	71
6.3. COSTOS OPERACIONALES	72
6.3.1. Costos Fijos	72
6.4. COSTOS NO OPERACIONALES	73
6.4.1. Depreciación	73
6.5. FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO	74
6.6. COSTO DE CAPITAL	74
6.6.1. Costo de capital propio	75
6.7. CALCULO DEL COSTO DE CAPITAL NOMINAL	77
6.8. CONVERSIÓN TASA DE COSTO DE CAPITAL NOMINAL A REAL	77
6.8.1. Índice de Precios del Consumidor (IPC)	78
6.9. CALCULO DEL COSTO DE CAPITAL REAL	79
6.10. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO	79
6.10.1. Valor Actual Neto (VAN)	79
6.10.2. Tasa interna de Retorno (TIR)	80
6.10.3. Costo Nivelado de la Energía (LCOE)	81
6.11. APLICACIÓN DE CRITERIOS DE EVALUACIÓN	84
6.11.1. Flujo de caja del proyecto (Calculo indicadores VAN y TIR)	85
6.11.2. Calculo del indicador LCOE	87
6.11.3. Resultados criterios de evaluación	89
CAPÍTULO VII. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	90
7.1. VARIABLES DE SENSIBILIDAD	90
7.2. RESULTADOS SENSIBILIZACIÓN	91

CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES.....	94
BIBLIOGRAFÍA.....	97
ANEXOS.....	98

Contenido de Figuras

Figura 1.1. Gases de Dióxido de Carbono en la atmosfera (ppm) entre los años 1980 y 2015.	1
Figura 1.2. Megawatts (MW) proyectos ERNC en operación en Chile entre los años 2012 y 2015.	2
Figura 1.3. Megawatt (MW) proyectos en construcción en Chile entre los años 2012 y 2015.	3
Figura 1.4. Diagrama de flujo de la metodología.	6
Figura 2.1. Generación Bruta (GWh) semanal de empresas de Generación Centralizada.	12
Figura 2.2. Potencial FV en Megawatt (MW) disponible por región en Chile año 2014.	25
Figura 3.1. Distribución de las Tarifas Eléctricas en Arica, Año 2015.	28
Figura 3.2. Perfil de consumo (kW/h) de una vivienda promedio desde el 08-08-16 a 20-08-16.	30
Figura 3.3. Perfil de consumo promedio (kW/h) de una vivienda promedio desde el 08-08-016 a 20-08-2016.	31
Figura 3.4. Dispersión de las temperaturas medias (°C) de las estaciones del año para la ciudad de Arica.	33
Figura 3.5. Proyección del valor de compra de energía eléctrica para el mes de Enero (\$/kWh) tarifa BT1, 25 años.	35
Figura 3.6. Proyección del valor de venta de energía eléctrica para el mes de Enero (\$/kWh) tarifa BT1, 25 años.	35
Figura 4.1. Error mensual para el sistema fotovoltaico, mostrando una variación estacional por error.	40
Figura 4.2. Mes Enero, Generación vs Consumo promedio.	43
Figura 4.3. Mes Abril, Generación vs Consumo promedio.	43
Figura 4.4. Mes Julio, Generación vs Consumo promedio.	44
Figura 4.5. Mes Octubre, Generación vs Consumo promedio.	44
Figura 4.6. Total de energía generada en un día promedio, por cada mes.	45
Figura 4.7. Comuna Arica, Región Arica y Parinacota.	46
Figura 4.8. Parámetros climáticos promedio de Arica.	47
Figura 4.9. Mapa de Radiación.	49

Figura 4.10. Localización Planta FV CFT.....	51
Figura 4.11. Degradación de los módulos fotovoltaicos.....	53
Figura 4.12. Distribución de los componentes	56
Figura 5.1. Proceso de conexión a la red eléctrica.	61
Figura 6.1. Distribución porcentual de los costos de inversión inicial.	69
Figura 6.2. Precio de compra de energía con y sin sistema FV.....	88

Contenido de Tablas

Tabla 3.1. Comportamiento de clientes adheridos a tarifa BT1, de 2010 a 2015.	29
Tabla 3.2. Promedio de temperatura (°C) por estación del año en Arica entre 2010 a 2014.	32
Tabla 3.4. Proveedores Potenciales.	38
Tabla 4.1. Datos de rendimiento del sistema.	42
Tabla 4.3. Datos eléctricos y mecánicos de módulos FV.	52
Tabla 4.4. Descripción eléctrica de inversor.	54
Tabla 5.1. Instituciones regulatorias del marco legal aplicable.	59
Tabla 6.1. Ingresos operacionales.	71
Tabla 6.2. Depreciación y valor de desecho de los activos fijos	73
Tabla 6.3. Variación porcentual del IGPA en Chile (2007-2016).	76
Tabla 6.4. Estimación IPC.	78
Tabla 7.1. Sensibilización ingresos operacionales vs costo de capital.	91
Tabla 7.2. Sensibilización ingresos operacionales vs inversión inicial.	92

CAPÍTULO I
“ASPECTOS INTRODUCTORIOS”

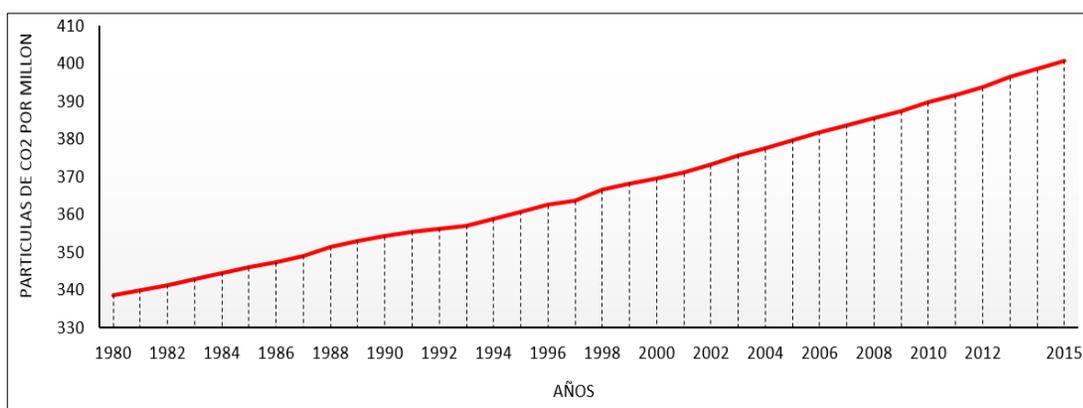


CAPÍTULO I. ASPECTOS INTRODUCTORIOS

1.1. JUSTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN GENERAL

El desarrollo social y económico está correlacionado con el aumento de demanda energética. Todas las sociedades requieren de servicios energéticos para cubrir las necesidades humanas básicas y para llevar a cabo los procesos productivos. Aproximadamente, desde el año 1850 la utilización de combustibles de origen fósil (carbón, petróleo y gas) en todo el mundo se ha incrementado hasta convertirse en el suministro de energía predominante, provocando un acelerado aumento de las emisiones del dióxido de carbono (CO_2)². Esto se observa en la Figura 1.1.

Figura 1.1. Gases de Dióxido de Carbono en la atmósfera (ppm) entre los años 1980 y 2015.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Earth System Research Laboratory, Global Monitoring Division.

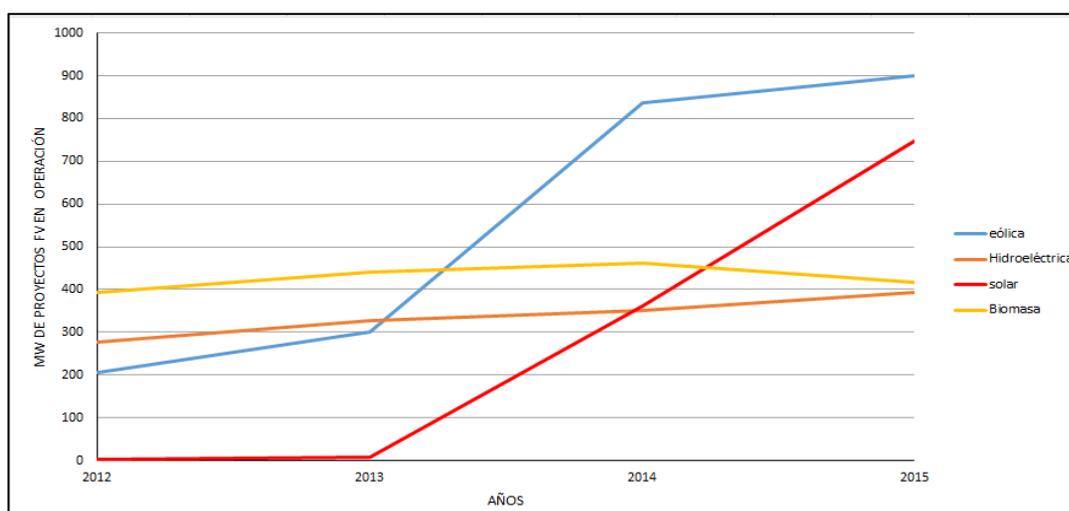
En la Figura 1.1 se puede apreciar el aumento de las emisiones de CO_2 . En las décadas 80 y 90 se generó un aumento promedio anual de 0,44% de las concentraciones de CO_2 . A partir del año 2000 este promedio aumenta a un 0,55%, llegando a 400,8 partes por millón (ppm) al año 2015, la mayor concentración desde el inicio de la era industrial. Esto representa graves consecuencias en el medio ambiente debido a la contaminación y el acelerado calentamiento global.

² Ver Intergovernmental Panel on Climate Change, 2011 (IPCC). *Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation*. p. 2.



Chile, además de lidiar con problemas medioambientales producto de las emisiones de CO₂, las cuales alcanzan un valor de 50.074.204 toneladas el año 2014³, ha debido enfrentar problemas de suministro energético durante la última década. Altos y crecientes costos eléctricos debido al alza record del precio de los combustibles fósiles, corte total de suministro de gas natural por parte de Argentina en el año 2008 y calidad de suministros por parte de las centrales de distribución. Los efectos de estas problemáticas limitan el crecimiento y desarrollo del país (Corbo y Hurtado, 2014), generando la necesidad en Chile de una política energética: segura, sustentable, eficiente y diversificada. El Ministerio de Energía busca construir una visión compartida para el desarrollo futuro del sector energético con la validación social, política y técnica requerida para transformarse en la política energética que Chile requiere, aumentando hasta en un 70% la producción total de energía proveniente de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) e incrementando los fondos de financiamiento para este tipo de proyectos energéticos (Comité Consultivo de Energía 2050, 2015). En la Figura 1.2 se puede observar el desarrollo que han tenido las diferentes alternativas de ERNC dentro del país.

Figura 1.2. Megawatts (MW) proyectos ERNC en operación en Chile entre los años 2012 y 2015.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Centro para Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES, CHILE).

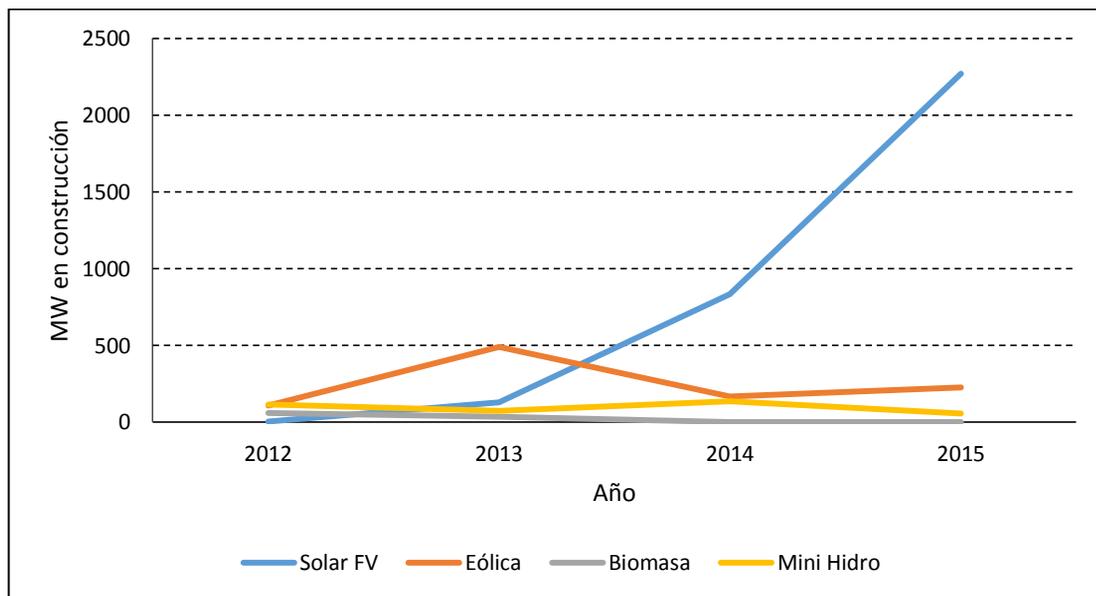
³ Ver en Ministerio del Medio Ambiente. *Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes*. <http://www.retc.cl/datos-retc/>.



En la Figura 1.2 se observa que la energía eólica es la alternativa de ERNC con mayor cantidad de Megawatts (MW) en operación, esta representa el 35% de la potencia instalada de ERNC y es seguida por la energía solar con un 29% al año 2015⁴.

Frente a las problemáticas mencionadas, surge entonces como fuente de generación de energía alternativa los sistemas fotovoltaicos (FV), que además de reemplazar el uso de combustibles de origen fósil, generan energía limpia, de calidad y con fuente prácticamente inagotable con respecto a la vida de una persona. Cabe destacar que a pesar de ser la segunda alternativa de ERNC con mayor cantidad de MW en operación como se puede apreciar en la Figura 1.2, esta es la alternativa de mayor incremento, lo cual se muestra en la siguiente Figura 1.3 con la cantidad de MW de proyectos FV en construcción a lo largo de los últimos cuatro años.

Figura 1.3. Megawatt (MW) proyectos en construcción en Chile entre los años 2012 y 2015.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Centro para Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES, CHILE).

En la Figura 1.3 se muestra el aumento de los proyectos en construcción de energía FV. Siendo esta alternativa la con mayor cantidad de MW de proyectos en construcción con un total 2.270 MW a finales del 2015.

⁴ Según Reporte CIFES. *Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno* 2015. P. 3-5.



Representando un 83%⁵ del total de MW de proyectos en construcción de ERNC a dicho año.

Particularmente, la región XV de Arica y Parinacota se considera como una de las zonas geográficas con potencial disponible de energía FV (Energías Renovables en Chile, 2014). Posicionándola como un escenario idóneo para el desarrollo y aprovechamiento de este tipo de energía. Dentro de Chile, Arica acapara un 3% del total del potencial solar del país, correspondiente a 36.647 MW⁶. Esta información se encuentra detallada en el punto 2.5.5 del presente estudio.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo General

Realizar estudio de viabilidad de sistemas fotovoltaicos on-grid como fuentes de energía distribuida en las viviendas de Arica.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Determinar el consumo eléctrico promedio de las viviendas de Arica y las características climatológicas de la ciudad.
- Establecer el sistema fotovoltaico requerido para satisfacer la demanda energética promedio de las viviendas de la ciudad de Arica.
- Analizar las normas legales vigentes vinculadas al proyecto.
- Desarrollar y obtener los indicadores Valor Actual Neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR) Y Costo Nivelado de la Energía (LCOE).
- Realizar un análisis de riesgo para el proyecto.

⁵ Según Reporte CIFES. *Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno* 2015. P. 3-5.

⁶ Ministerio de Energía. *Energías Renovables en Chile, Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. P. 55.



1.3. ALCANCES

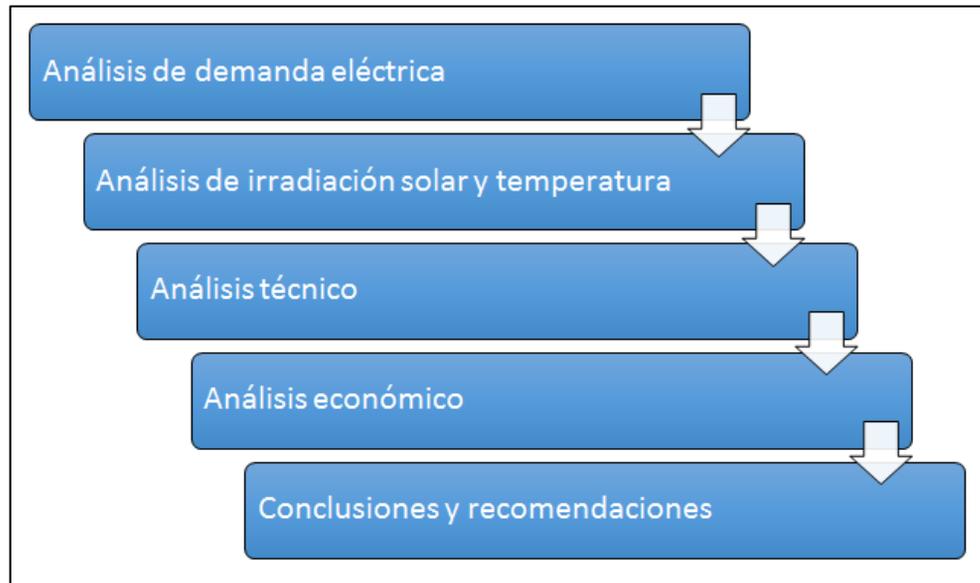
- El estudio es realizado para la ciudad de Arica y las condiciones meteorológicas específicas de la ciudad.
- El estudio está enfocado particularmente a las viviendas de la ciudad de Arica.
- Se utilizará un consumo de energía eléctrica promedio representativo de las viviendas de la ciudad de Arica para el diseño del sistema fotovoltaico.
- El sistema fotovoltaico utilizado posee una estructura de montaje fija y estará conectado a la red eléctrica.

1.4. METODOLOGÍA

Con el fin de recopilar, crear y analizar de manera satisfactoria un conjunto de antecedentes técnicos – económicos que permitan determinar la viabilidad de sistemas de energía FV para las viviendas de la ciudad de Arica. Se presenta a continuación en la Figura 1.4, el diagrama de flujo de la metodología.



Figura 1.4. Diagrama de flujo de la metodología.



Fuente: Elaboración propia.

En primera instancia se realizará un análisis de la demanda eléctrica presentada por la vivienda bajo estudio, que incluirá: Demanda consumo promedio mensual. Perfil de consumo medido en kWh obtenido mediante un Egague⁷. Y el costo de la energía eléctrica según el plan tarifario de la vivienda medido en \$/KWh, valor que será obtenidos mediante la información entregada por la Empresa Eléctrica de Arica (EMELARI).

A continuación, se llevará a cabo un análisis de la irradiación solar y temperatura, valores que se obtendrán a través de los datos proporcionados por una planta FV en funcionamiento certificada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Posteriormente con la información recopilada del análisis de demanda eléctrica y de irradiación solar, se realizará un análisis técnico el cual incluirá la utilización del software PV*SOL Premium, donde se estimará la potencia, producción de energía eléctrica horaria por año, y características del diseño del sistema FV.

En base a los resultados del análisis técnico, se llevará a cabo el análisis económico, que evaluará la rentabilidad de la instalación del sistema FV bajo estudio. Mediante el desarrollo de los siguientes indicadores y un posterior análisis de sensibilidad:

⁷ Dispositivo que mide el consumo de electricidad durante un periodo de tiempo determinado por el usuario.



- Valor Actual Neto (VAN): Indicador financiero que se define como la diferencia entre todos los ingresos y egresos del proyecto expresados en moneda actual (Sapag, 2008). El cual busca un valor monetario actual que nos indique si el proyecto será capaz de generar ingresos o de lo contrario generara egresos para quien lo ejecute.
- Tasa Interna de Retorno (TIR): Indicador financiero que representa la tasa de descuento que iguala al valor actual de los ingresos y el valor actual de los egresos, es decir, que provoca que el VAN sea igual a cero. El cual busca ser comparado con el costo de capital para determinar la rentabilidad del proyecto.
- Costo Nivelado de la Energía (LCOE): Este indicador consiste en calcular los costos en base a la cantidad de electricidad neta suministrada a la red, generando un valor presente del costo de generación de energía por unidad de electricidad producida (kWh). El cual busca determinar cuan competitiva es una tecnología específica de generación de energía en la escala de utilidad al ser comparada.

Finalmente se darán las conclusiones y recomendaciones pertinentes al estudio basadas en los resultados obtenidos por cada uno de los indicadores.

CAPÍTULO II
“ANTECEDENTES GENERALES”



CAPÍTULO II. ANTECEDENTES GENERALES

2.1. LA ENERGÍA Y SUS FUENTES

La energía puede transformar la vida. Desde preparar las comidas, mover los vehículos de varias toneladas con facilidad, iluminación vial, hasta viajes alrededor del mundo en solo horas. La lista en que la energía cambia la vida es interminable. Todos los días, cada persona se basa en alguna fuente de energía para hacer la vida más fácil, más productiva y más divertida.

La mayoría de la energía en el planeta Tierra proviene inicialmente del sol, ya sea de helechos⁸ de millones de años luz que ahora se comprimen en carbón enterrado en la tierra. Algunas de estas fuentes de energía son finitas, mientras que otras son infinitamente renovables. Las fuentes finitas contaminan la tierra a medida que se consumen, mientras que otras son no contaminantes.

2.1.1. Energías No Renovables

Las fuentes de energía no renovable son aquellas que se encuentran de forma limitada en el planeta y cuya velocidad de consumo es mayor que la de su regeneración. Existen varias fuentes de estos tipos de energía como los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y la energía nuclear (fisión y fusión nuclear).

La mayor parte de la energía no renovable se obtiene a partir de combustibles fósiles (78,3%)⁹, también conocido como hidrocarburos.

⁸ Plantas vasculares sin semilla (pteridofitas), cuyas características morfológicas más sobresalientes son sus hojas grandes.

⁹ Ver Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). *Global Status Report*. P. 21.



2.1.1.a. Impactos Medioambientales

La extracción de hidrocarburos de la tierra y su combustión genera la mayor parte de la energía utilizada. La combustión de hidrocarburos también crea dióxido de carbono (CO_2) mediante la liberación de un átomo de carbono (C), que prende a dos átomos de oxígeno (O) durante este proceso. Antes de la revolución industrial, habían menos de 300 partículas por millón de CO_2 en la atmósfera de la Tierra. Al año 2015 hay 400,8 partículas por millón, un aumento del 29% y la concentración sigue aumentando¹⁰. No es coincidencia que nueve de los diez años más cálidos en el registro meteorológico moderno se han producido desde el año 2000. Además, la perforación, el transporte, y la quema de combustibles fósiles contribuye numerosos contaminantes a la atmósfera más allá del CO_2 , entre ellos el dióxido de nitrógeno, dióxido de azufre, y metano.

Los seres humanos contribuyen grandes cantidades de gases de efecto invernadero a la atmósfera, donde estos gases atrapan el calor del sol. Los cambios inducidos a la atmósfera hacen que el planeta se caliente a través de este efecto invernadero, y la calidad general del aire también se ve afectada negativamente. Aunque existe cierto debate sobre exactamente cuánto cambio climático está provocado por el hombre, la comunidad científica está de acuerdo en que la quema de combustibles fósiles está aumentando la temperatura del planeta¹¹.

En Chile, al año 2011 las emisiones de fuentes fijas de CO_2 estimada eran de 50.074.204 toneladas/año. La región de Arica y Parinacota presenta una emisión de 297.649 toneladas/año, correspondiente al 0,24% del total aportado por el país¹².

¹⁰ Según Earth System Research Laboratory, Global Monitoring Division.
<http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>

¹¹ Ver Solar Energy International. *Solar Electric Handbook: Photovoltaic Fundamentals and Applications*. P. 7.

¹² Comparar en Ministerio del Medio Ambiente. *Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes*.
<http://www.retc.cl/datos-retc/>.



2.1.2. Energías Renovables

Las fuentes de energía renovables son aquellas que podemos utilizar una y otra vez, ya que estas se restablecen en un corto periodo de tiempo. La energía solar, la del viento, la obtenida por el movimiento del agua, la biomasa (fotosíntesis) y la energía geotérmica, son algunos ejemplos de las energías renovables. (Henry y Heinke, 2000).

Para complementar la clasificación anterior se añade la clasificación de energías convencionales y no convencionales. Las convencionales son aquellas energías tradicionales que se comercializan y forman parte del cómputo del Producto Interno Bruto (PIB). Mientras que las no convencionales son aquellas no utilizadas comúnmente y llamadas también "limpias" porque no contaminan ni dejan desechos (Henry y Heinke, 2000). Entre las energías clasificadas como renovables y además no convencionales se encuentran:

- **Energía Eólica:** La energía eólica es la energía proveniente del movimiento de masas de aires, es decir, del viento. La energía eólica es la fuente energética de más rápido crecimiento en los últimos años (Saidur, 2010).
- **Energía Hidráulica:** Conocida también como energía hídrica o hidroenergía y es aquella que se obtiene del aprovechamiento de la energía cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Se puede transformar a muy diferentes escalas.
- **Energía Térmica:** Energía de alta entalpía, que implica alguna forma de concentrador solar, o un proceso físico o químico que produce electricidad, o un combustible químico, como el hidrógeno. Los colectores solares son equipos que captan la radiación solar y transmiten su energía a un fluido, el cual puede ser directamente el agua a utilizar o algún otro fluido que transmitirá la energía térmica.
- **Energía Geotérmica:** es el calor contenido en el interior de la Tierra que genera fenómenos geológicos a escala planetaria (CRAIG, 2006).



Según el mismo autor, el término energía geotérmica es a menudo utilizado para indicar aquella porción de calor de la tierra que puede o podría ser recuperado y explotado por el hombre.

- **Energía Fotovoltaica:** generación de electricidad a partir de la luz, a través de un proceso conocido como efecto fotovoltaico.

2.1.3. Generación Centralizada versus Generación Distribuida

La generación de energía eléctrica es realizada mediante dos formas, las cuales pasan a ser descritas a continuación:

2.1.3.a. Generación Centralizada.

La mayoría de nuestra electricidad se genera a través de un sistema de generación centralizado a partir de la quema de carbón. Este sistema en primer lugar, utiliza maquinaria diesel pesado para extraer grandes cantidades de carbón, aplastarlo, y cargarlo en un tren diesel u otro medio de transporte con destino a una planta de energía. A menudo, esa planta de energía está a cientos o miles de kilómetros de distancia. Allí, el carbón se quema para liberar calor; el calor se utiliza para hervir el agua, que crea el vapor; y el vapor hace girar una turbina que genera electricidad. Desafortunadamente, este proceso da como resultado la liberación de CO₂ y otros contaminantes. La electricidad es transmitida a través de líneas de alta tensión, a menudo por cientos de kilómetros. Finalmente, el voltaje llega a subestaciones y se envía a través de cables a las casas para alimentar cargas eléctricas de los usuarios finales. Debido a las ineficiencias en la producción, junto con las pérdidas de línea de transmisión, los usuarios finales sólo reciben 30% - 50% de la energía almacenada originalmente en el carbón¹³.

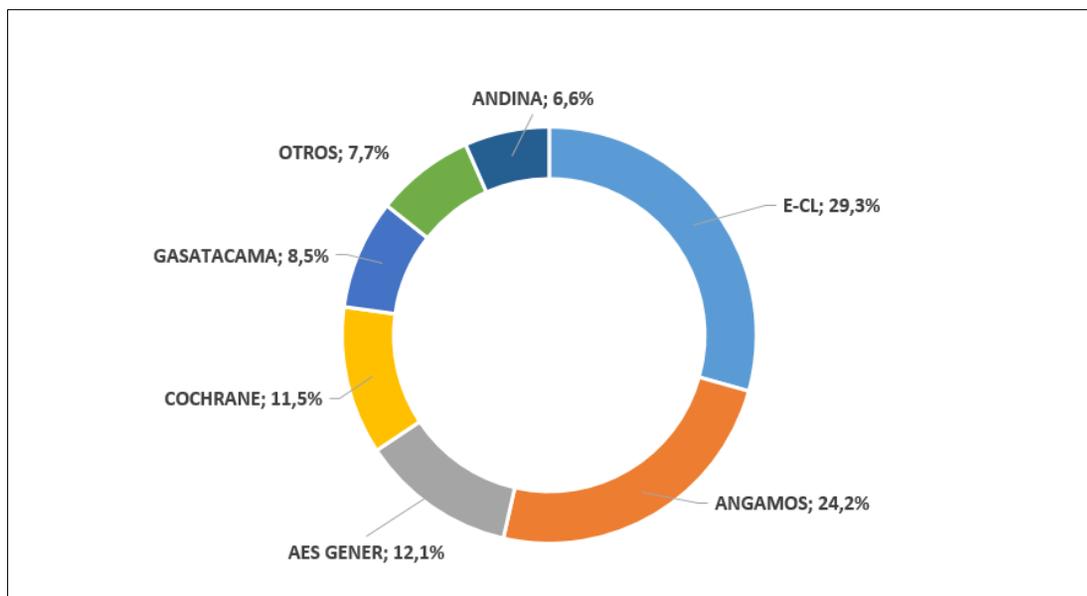
En Chile son cuatro los sistemas encargados de la transmisión eléctrica: Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) y Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM).

¹³ Ver Solar Energy International. *Solar Electric Handbook: Photovoltaic Fundamentals and Applications*. P. 8.



En el caso de la región de Arica y Parinacota, esta se encuentra en el SING, la cual cuenta con varias empresas con generación centralizada. En la Figura 2.1 se puede apreciar el porcentaje de aporte aproximado de estas en la generación de energía.

Figura 2.1. Generación Bruta (GWh) semanal de empresas de Generación Centralizada.



Fuente: Elaboración Propia. Según boletín semanal N° 331 CDEC, SING.

2.1.3.b. Generación Distribuida.

En un sistema de generación distribuida, también llamada la generación “in situ”, la electricidad se genera a partir de muchas fuentes de energía renovable a pequeña escala. Por ejemplo, es posible que, en una población, cada casa tenga un sistema eléctrico solar en el techo, convirtiendo cada una de estas en una pequeña planta de generación eléctrica. Esta distribución, reduce o elimina la necesidad de quemar combustibles fósiles y las pérdidas en las líneas de transmisión. Lo anterior es una ventaja de las energías renovables.

La energía renovable es flexible, ya que se puede usar en cualquier tamaño de la instalación, desde los sistemas de pequeña escala en domicilios o empresas, hasta mega proyectos, donde la generación es de



Megawatts. Por supuesto, los combustibles fósiles se pueden utilizar en sistemas de generación distribuida, pero es poco probable que se vea una casa usando una planta de carbón privada (o incluso un generador diesel) debido al costo, el ruido y el olor.

En el caso de Arica, desde fines del año 2014 a la fecha, se han instalado trece plantas fotovoltaicas adheridas a la ley de generación distribuida, con una potencia en total de 89 kW¹⁴, algunas de estas son:

1. Empresa Particular “Neumatrix S.A”.
2. Institución de Educación Superior, CFT-UTA.
3. Establecimiento Educacional, Liceo Pablo Neruda.
4. Asociación Indígena de pequeños y medianos Agricultores, “Los Lagos”.
5. Vivienda Azapa, David Dvorquez.
6. Institución Pública, Poder Judicial.

2.2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (FV)

Los sistemas eléctricos solares, sistemas comúnmente llamados fotovoltaicos (FV), transforman la luz del sol directamente en electricidad. Se utilizan en una amplia gama de ubicaciones, en cualquier escala, y han funcionado de forma fiable durante décadas. La tecnología fotovoltaica se utiliza prácticamente en todo el mundo, tanto para aplicaciones conectadas a la red (on grid) y fuera de esta (off grid). Los sistemas FV tienen muchas ventajas sobre las tecnologías de energía no renovables, estas son:

- El combustible para los sistemas FV es libre, este se encuentra disponible gratuitamente de la luz del sol, haciendo que los sistemas FV

¹⁴ Comisión Nacional de Energía. *Reporte Mensual noviembre 2016, Volumen 3*. P. 10.



sean ideales para lugares remotos o como generación distribuida conectadas a la red. En otras fuentes que funcionan con combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, el combustible es generalmente el costo de operación más grande de estos.

- Como fuente de energía, el sol brilla en todas partes. Aunque algunos lugares reciben más sol que otros, los sistemas FV son diseñados adecuadamente para producir energía suficiente para satisfacer una gran parte de la demanda de electricidad en casi cualquier lugar.
- Los módulos o paneles fotovoltaicos son muy duraderos, por lo que los costos de reparación y mantenimiento a largo plazo son muy bajos. Los fabricantes garantizan una vida útil del módulo durante 25 años.
- Los sistemas fotovoltaicos son modulares, por lo que la capacidad se puede aumentar en razón a la cantidad de energía requerida. Los sistemas pueden empezar poco a poco y crecer como el presupuesto y la creciente demanda lo permite.
- Cuando se utiliza y se mantiene correctamente, los sistemas FV pueden ser más fiables que los generadores de combustibles fósiles convencionales.
- La generación de energía fotovoltaica es en silencio.
- Los sistemas fotovoltaicos no producen hidrocarburos o emisiones de combustión durante el funcionamiento¹⁵.

2.2.1. Historia de los Sistemas Fotovoltaicos

En 1839, el científico francés Edmund Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico mientras experimentaba con células electrolíticas expuestas a la luz. En 1883, Charles Fritts describió la primera célula solar eléctrica a base de selenio, que produce electricidad sin consumir combustible o la generación de calor residual. En este punto se descubre el efecto

¹⁵ Ver Solar Energy International. *Solar Electric Handbook: Photovoltaic Fundamentals and Applications*. P. 20.



fotovoltaico, sin embargo, sería muchos años antes de que fuera muy eficaz o práctico. En la década de 1950, los científicos de los Laboratorios Bell comenzaron a utilizar el silicio, el segundo elemento más abundante de la Tierra, para desarrollar la energía fotovoltaica mucho más eficiente, aunque seguía siendo muy cara las células fotovoltaicas.

Las celdas de silicio en la etapa inicial sólo se utilizaban en lugares donde el recurso solar se encuentra altamente disponible, tales como naves espaciales en órbita. La búsqueda de celdas solares más eficientes y menos costosas continúa. En la actualidad, estas son capaces de generar electricidad en forma confiable a un precio cada vez menor. En 2010, los EE.UU. instaló suficiente electricidad solar (fotovoltaica y termo solar [concentración de energía solar] combinada) para generar 1,000,000,000 watts (1 Gigawatt). Esto es suficiente electricidad para alimentar a unos 200.000 hogares.

2.2.2. Concepto “Solar” y “On - Grid”

La industria solar tiene muchas tecnologías solares diferentes, incluyendo térmica, pasivo, y concentradores fotovoltaicos. Para mantener la claridad, se utilizarán los términos "fotovoltaicos" o "FV" al describir la tecnología eléctrica solar.

Junto con los muchos significados atribuidos al término "solar", hay muchos términos usados para describir los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de suministro eléctrico. La posible confusión surge porque los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica pueden o no incluir también un sistema de respaldo de batería. En este estudio, el término “On-Grid” se utiliza para indicar una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica sin batería de reserva del equipo. Se utiliza el término vinculadas a la red con batería de reserva cuando el sistema incluye baterías. Para discusiones que abarcan ambos tipos de sistemas, se utilizará el término genérico conectado a la red. Sistemas fotovoltaicos que no tienen conexión a la red eléctrica se conocen como fuera de red (Off-Grid).



2.2.3. Principios básicos de electricidad (relacionados al funcionamiento del sistema FV)

La electricidad es el flujo de electrones a través de un circuito y es una fuente de energía secundaria, lo cual significa que esta es producida por otras fuentes primarias de energía.

La fuerza o presión con la que los electrones se mueven en un circuito se mide como voltaje (V). El valor del voltaje que se utiliza comúnmente en Chile es 220 V.

El ritmo con que fluyen los electrones se mide como amperaje (Ampere). Un Ampere (A) es la unidad de corriente eléctrica que pasa por un cable. La corriente se representa por el símbolo I (intensidad de la corriente).

La potencia del sistema se mide en watt. Un watt (W) es la unidad de potencia que indica el ritmo con el cual una carga usa la energía eléctrica, o el ritmo al que un dispositivo generador de electricidad produce la energía eléctrica. Es igual a 1 ampere (A) que fluye por un circuito, multiplicado por 1 volt (V) de tensión o voltaje aplicado.

A su vez, se utilizarán los términos de un Kilowatt (kW) que equivale a 1.000 watts. Y un Megawatt (MW) equivale a 1.000.000 watts.

Hay dos tipos de corriente eléctrica: Corriente Continua o Directa (CC) y Corriente Alterna (CA). La corriente alterna es la corriente eléctrica en la que la dirección del flujo de electrones se invierte con una frecuencia estable. Este tipo de corriente es producida por alternadores. En un alternador un campo magnético hace que los electrones fluyan primero en una dirección y luego en la opuesta. Las compañías de electricidad de los servicios públicos (EMELARI¹⁶, para este estudio) suministran corriente alterna. La corriente directa o corriente continua (CC) es el tipo de corriente eléctrica producida por un generador en la que los electrones fluyen solo en una dirección. Las baterías y módulos fotovoltaicos suministran corriente directa CC¹⁷.

¹⁶ Empresa Eléctrica de Arica, es la distribuidora eléctrica de la región Arica y Parinacota.

¹⁷ Ver Solar Energy International. *Solar Electric Handbook: Photovoltaic Fundamentals and Applications*. C. 3.



2.2.4. Componentes, instalación y costos del sistema FV

Es muy importante tener en cuenta que los sistemas FV son instalaciones eléctricas, por tanto, deben cumplir y adecuarse a la normativa chilena de electricidad vigente. Por otra parte, todos los componentes a utilizar deben estar autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Además, las instalaciones deben ser ejecutadas por un instalador eléctrico autorizado clase A o B por la SEC.

2.2.4.a. Componentes. Toda instalación FV debe contar con:

- Inversor: Cambian la electricidad de corriente continua (CC) de los paneles fotovoltaicos y/o baterías en corriente alterna (CA) de electricidad que puede ser utilizada por las cargas de corriente alterna convencionales (radios, televisores, computadoras). Además, es capaz de analizar si la generación de electricidad por parte del sistema FV es capaz de suplir el consumo total actual, en caso de ser insuficiente, permite que la red eléctrica entre para cubrir todo el consumo.
- Panel o modulo Fotovoltaico: Se compone de células fotovoltaicas montadas y cableadas juntas, que producen una tensión deseada y actual cuando se expone a la luz solar.
- Estructura o Racking: Para asegurar la durabilidad del sistema acorde a los paneles fotovoltaicos. Estos deben ser de aluminio y con pernería de acero inoxidable¹⁸. Además, cumplen con certificaciones, por ejemplo, para cargas permanentes, cargas de viento y diseño sísmico de estructuras¹⁹. Además, se recomienda exigir una garantía del fabricante de al menos 5 años.

¹⁸ A4 DIN/ISO para zonas costeras.

¹⁹ Norma NCh. 1537-2009. Norma NCh. 432-2010. Y Norma NCh. 2369-2003, respectivamente.



- Cableado Eléctrico: conductores de la electricidad, que permite la correcta distribución de la generación hacia las máquinas u aparatos eléctricos de consumo.

2.2.4.b. Instalación.

Toda instalación FV de contar con los siguientes requerimientos para la instalación:

- Equipo Capacitado en electricidad y energía FV.
- Instalador Eléctrico autorizado por la SEC.
- Adherida a la Ley 20.571, que incluye certificación SEC y permiso por parte de la empresa eléctrica (EMELARI).

2.2.3.c. Costos.

Los costos asociados a los sistemas FV son: El costo de inversión inicial, el costo de operación del sistema, el cual es prácticamente nulo ya que opera de manera autónoma y los costos por mantención, los que se describen en mayor profundidad en el capítulo VI. Luego, se debe considerar el costo de la instalación realizada por profesionales capacitados. Finalmente, para que la instalación se encuentre certificada y adherida a la Ley 20.571, se consideran los costos asociados a la tramitación legal, los cuales se describen en el capítulo V.

2.2.5. Funcionamiento de un campo fotovoltaico On - Grid²⁰

2.2.5.a. Campo Fotovoltaico (módulos o paneles).

El campo fotovoltaico produce electricidad en un proceso tan fiable y predecible como el sol sale y se pone cada día. Cuando los fotones de la luz solar chocan con la superficie de una celda solar, la energía que llevan se

²⁰ Ver Solar Energy International. *Solar Electric Handbook: Photovoltaic Fundamentals and Applications*. C. 4.



imparte a los electrones en la celda, golpeándolos. Los electrones quieren volver a su fuente, es decir, de vuelta a la celda y el camino que les permite hacer esto es una rejilla de alambre en la superficie de la celda conectada al cableado eléctrico adicional; Este flujo de electrones capturados es la electricidad. Generando una corriente continua (CC).

2.2.5.b. Conductores y aisladores.

La energía atraída en CC, es transportada por los conductores, materiales tales como alambre y metal que permiten que los electrones fluyan a través de ellos. Cuanto más fácilmente un material transmite electrones (es decir, menos resistencia tiene), mejor conductor es.

Para proteger a las personas de este campo eléctrico, se usan materiales aislantes al flujo de electrones tales como: madera, plástico, caucho y papel. En el caso de este estudio se encontrarán aislantes y conductores juntos, como en el cable de cobre recubierto de plástico.

2.2.5.c. Inversor.

La corriente continua que generan los paneles fotovoltaicos y que es transportada por los conductores y aislantes llega al inversor, donde es transformada en corriente alterna (CA) de electricidad que puede ser utilizada por las cargas de corriente alterna convencionales (TV's, radios, DVD's, etc). Además, para el sistema bajo estudio, el tipo de inversor, es capaz de interconectar con la red de suministro eléctrico, es decir, el inversor identifica cuando:

1. La generación del campo fotovoltaico es insuficiente con respecto al consumo de la vivienda en tiempo real, permitiendo que la red eléctrica entre al sistema como respaldo, pudiendo abastecer los consumos de manera instantánea.
2. La generación del campo fotovoltaico satisface el total del consumo en tiempo real y no necesita de la red eléctrica.



3. La generación del campo fotovoltaico es superior al consumo en tiempo real, y el exceso de energía es vendida a la red eléctrica (Net Billing).
4. La red eléctrica se cae (deja de funcionar), sin importar el motivo, la planta FV deja de funcionar también de manera instantánea. Este suceso ocurre principalmente debido a que posteriormente personal de las empresas distribuidoras trabajan para el re funcionamiento de la electricidad, para lo cual no debe haber otra generación eléctrica, evitando accidentes.

2.2.5.d. Medidor Bidireccional.

El medidor bidireccional permite identificar el consumo total de energía y la generación de electricidad producida por el campo solar. Lo cual, la distribuidora (EMELARI), reconoce el consumo final, y en caso que lo hubiere, la venta de excedentes.

2.3. MARCO LEGAL ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL (ERNC) EN CHILE

El marco regulatorio está regido por la ley 20.571 de generación distribuida, la cual entro en vigencia el 22 de octubre del 2014. Tiene como objetivo otorgar a los clientes de las empresas distribuidoras el derecho de generar su propia energía eléctrica, auto-consumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras. Se pueden utilizar sistemas basados en ERNC o de cogeneración eficiente, de hasta 100 kW. Los componentes a utilizar en los sistemas (por ejemplo, módulos solares) deben estar autorizados por la SEC y cumplir con otros requerimientos adicionales como los de la Norma Técnica. El proceso de conexión debe ser a través de un instalador eléctrico autorizado por la SEC.



2.3.1. Marco legal aplicado a la Energía FV

La energía generada por un sistema FV es utilizada durante las horas de sol, y es calculado por un medidor bidireccional que cuenta tanto la energía que se consume desde la red como aquella que se inyecta en forma de excedente, generando dos cifras.

Por lo tanto, los excedentes que no son aprovechados en el autoconsumo, pueden ser inyectados a la red eléctrica de dos formas distintas, explicadas a continuación.

2.3.2. Net Metering

Método para registrar la producción y el consumo de un sitio con un sistema On-Grid; cierto balance neto significa que el costo de un kilowatt-hora vendido a la red es igual al kilowatt-hora comprado a la red.

2.3.3. Net Billing

Método para registrar la producción y el consumo de un sitio con un sistema On-Grid; cierto balance neto significa que el costo de un kilowatt-hora se calcula restando la valorización de la energía consumida y las inyecciones, en \$CLP.

Cabe destacar, que la Ley 20.571 de Generación Distribuida, comenzó en Arica, entrando en vigencia en febrero del 2015 en la empresa Neumatrix S.A.

2.4. TARIFAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

Las tarifas de suministro eléctrico son establecidas de acuerdo con fórmulas de cálculo fijadas cada cuatro años. Las fórmulas vigentes fueron



fijadas en el Artículo N° 191 del DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y en los Decretos N° 1T de 2012, N° 16T de 2015, y N° 14T de 2015, todos del Ministerio de Energía. Dicho decreto contiene las distintas opciones tarifarias a las que puede acceder un usuario final, dependiendo de su tipo de consumo, el cual puede elegir libremente la opción tarifaria de su conveniencia, por un plazo mínimo de un año, al cabo del cual puede modificarla o mantenerla.

Las empresas concesionarias de distribución eléctrica están obligadas a aceptar la opción tarifaria de cada cliente. Tales opciones se han estructurado de acuerdo con diversas formas para el consumo (sólo energía; potencia máxima leída o contratada; y potencia leída o contratada horariamente), bajo dos categorías de clientes: en Alta Tensión (AT) y en Baja Tensión (BT). Para el desarrollo de este estudio se utilizará la tarifa BT1, puesto que es la tarifa básica utilizada comúnmente por las viviendas.

2.4.1. Tarifa BT1

Opción de tarifa simple en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía. Sólo podrán optar a esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición.

Esta tarifa comprenderá los siguientes cargos que se sumarán en la factura o boleta, cuando corresponda:

- a) Cargo fijo mensual: Es independiente del consumo y se aplicará incluso si éste es nulo.
- b) Cargo único por uso del sistema troncal: Se determinará en proporción a los consumos de energía conforme se establezca en la normativa reglamentaria correspondiente.
- c) 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.

- d) 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.

2.4.2. Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tensión con potencia contratada, para clientes con medidor simple de energía y potencia contratada. Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una Potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que regirá por un plazo de 12 meses. Durante dicho período los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia. Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de dicha potencia contratada. La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

2.4.3. Tarifa BT3

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída. Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas



integradas en períodos sucesivos de 15 minutos, la cual corresponde al mayor de los siguientes valores:

- Cargo por demanda máxima leída determinada de acuerdo al procedimiento siguiente: Se considera como demanda máxima leída 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 leída resulta de multiplicar la demanda máxima leída de facturación por el precio unitario correspondiente.
- 40% del mayor de los cargos por demanda máxima leída registrado en los últimos 12 meses.

2.4.4. Tarifa BT4

Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída, y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico. En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

- BT4.1: Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- BT4.2: Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.
- BT4.3: Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

La demanda máxima de potencia que contrate el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.



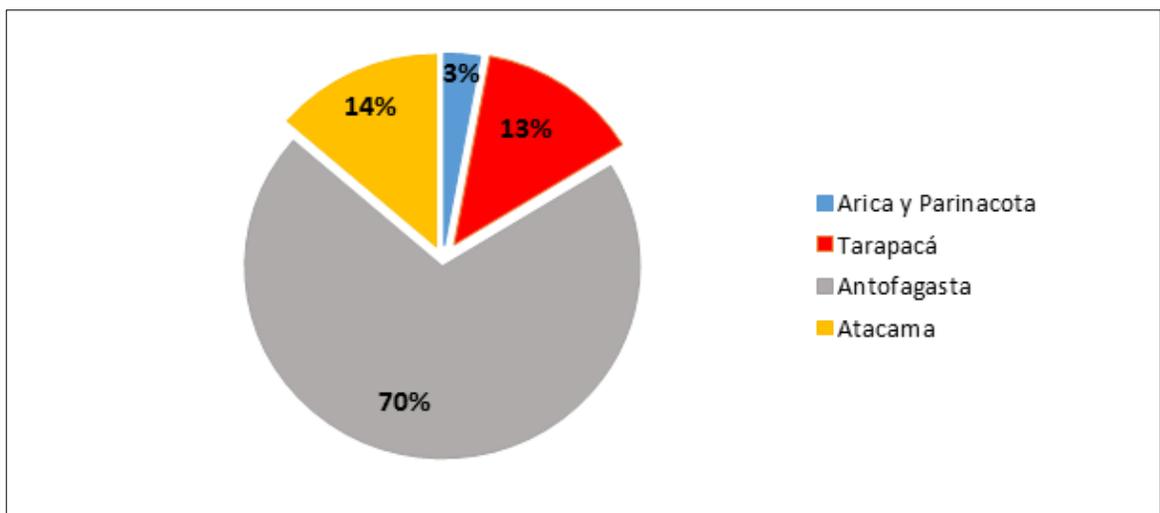
2.4.5. Tarifas de Alta Tensión

En alta tensión las tarifas AT2, AT3, AT4.1, AT4.2 y AT4.3, comprenderán los mismos cargos y se facturarán de la misma forma que las tarifas BT2, BT3, BT4.1, BT4.2 y BT4.3, respectivamente, difiriendo sólo en los precios unitarios correspondientes.

2.5. POTENCIAL SOLAR

Particularmente la región XV de Arica y Parinacota se considera como una de las zonas geográficas con potencial disponible de energía FV (Energías Renovables en Chile, 2014). Posicionándola como un escenario idóneo para el desarrollo y aprovechamiento de este tipo de energía. En la siguiente Figura se puede observar potencial FV disponible por región dentro de Chile.

Figura 2.2. Potencial FV en Megawatt (MW) disponible por región en Chile año 2014.



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Energías Renovables en Chile; El Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé (Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit).



En la Figura 2.2 se observan las regiones de Chile con potencial FV, dentro de las cuales Arica acapara un 3 % del total, correspondiente a 36.647 MW, siendo superada por Antofagasta (883.651 MW), Atacama (171.707 MW) y Tarapacá (168.098 MW). Otras regiones del país que cuentan con potencial FV son Coquimbo (3.240 MW) y Valparaíso (64 MW). Las cuales no superan el 0,3 % del total de potencial FV.

CAPÍTULO III
“ESTUDIO DE MERCADO”



CAPÍTULO III. ESTUDIO DE MERCADO

3.1. DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO BAJO ESTUDIO

El servicio bajo estudio corresponde al de generación de energía distribuida mediante la utilización de un sistema FV conectado a la red (on-grid) el cual además de cubrir parte del consumo eléctrico para las viviendas, generará beneficios mediante la venta de los excedentes que no son aprovechados en el autoconsumo.

3.2. MERCADO CONSUMIDOR

Los potenciales consumidores o usuarios de este servicio son todas las viviendas ubicadas en la ciudad de Arica, Chile, las cuales corresponden a 52.396 (Según CENSO 2002) que representa el 1,3% del total nacional²¹.

3.2.1. Descripción de la vivienda bajo estudio

Puesto que se tiene un gran número de viviendas, el análisis y desarrollo del estudio será realizado para la vivienda promedio la cual para la ciudad de Arica está conformada por una cantidad entre 3 o 4 personas (Según CENSO 2002). Las viviendas se definen como clientes residenciales ubicados en el Sistema Interconectado Norte Grande.

²¹ Instituto Nacional de Estadísticas. *Nuevas Regiones de Chile (2007)*. P. 4.
http://www.ine.cl/filenews/files/2007/octubre/pdf/nuevas_regiones.pdf

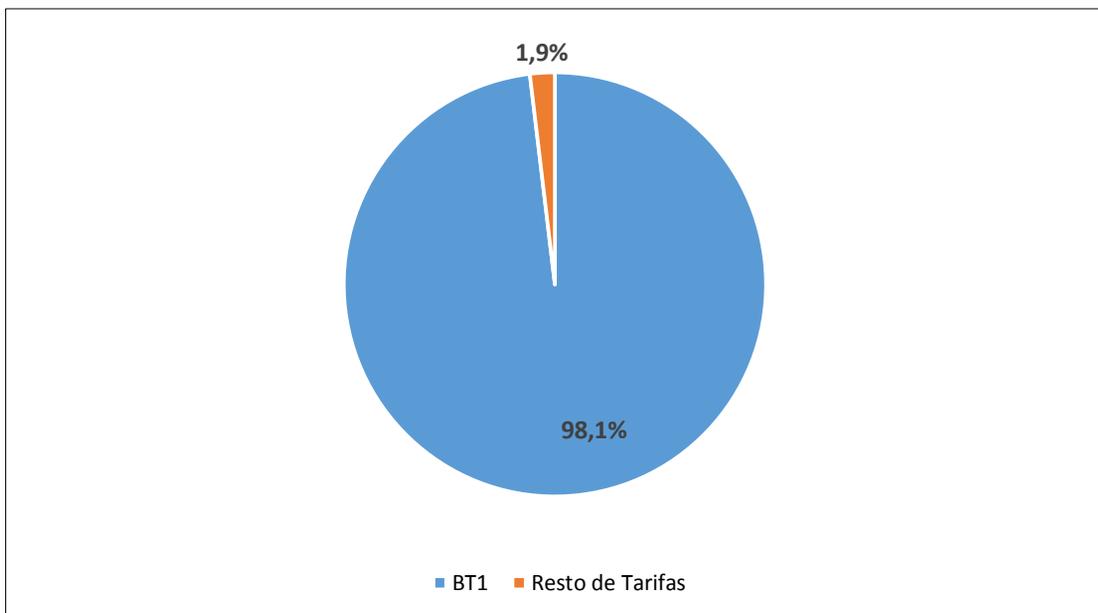


3.2.1.a. Tarifa eléctrica.

Las tarifas eléctricas son divididas en Baja Tensión (BT) y Alta Tensión (AT). Para el caso de las viviendas, estas se encuentran reguladas bajo las tarifas de Baja Tensión: BT1, BT2, BT3, BT4 y BT 4.3. La descripción detallada de las tarifas eléctricas se encuentra en el punto 2.4.

A continuación, en la Figura 3.1 se aprecia la distribución de las tarifas de baja tensión utilizadas por la comunidad de Arica.

Figura 3.1. Distribución de las Tarifas Eléctricas en Arica, Año 2015.



Fuente: Elaboración Propia. Basado en datos Empresa Eléctrica Arica (EMELARI).

Se puede observar claramente que la tarifa dominante corresponde a la tarifa de Baja Tensión 1 (BT1) con un 98,1%.

La tarifa BT1 ha presentado un comportamiento similar a lo largo del tiempo, como se puede apreciar en la siguiente tabla.



Tabla 3.1. Comportamiento de clientes adheridos a tarifa BT1, de 2010 a 2015.

AÑO	N° DE CLIENTES A DICIEMBRE DE CADA AÑO	N° CLIENTES BT1 A DICIEMBRE CADA AÑO	% CLIENTES BT1
2010	64.281	63.321	98,5%
2011	65.558	64.538	98,4%
2012	66.961	65.861	98,4%
2013	67.924	66.764	98,3%
2014	68.911	67.681	98,2%
2015	69.674	68.374	98,1%

Fuente: Elaboración Propia. Basado en datos Empresa Eléctrica Arica (EMELARI).

Según la información entregada anteriormente con respecto a la distribución de las tarifas, y el comportamiento de la tarifa BT1, es pertinente que el estudio se acoge a la tarifa BT1, ya que es la tarifa de mayor impacto en la comunidad. Por lo tanto, se utilizará las características propias de esta tarifa para el desarrollo del estudio.

3.2.1.b. Consumo de energía promedio.

El consumo de energía representativo del gasto promedio mensual de una familia compuesta por 3 o 4 integrantes corresponde a 180 kilowatt-hora (kWh) al mes (Según empresas eléctricas a.g²²).

3.2.1.c. Perfil de consumo.

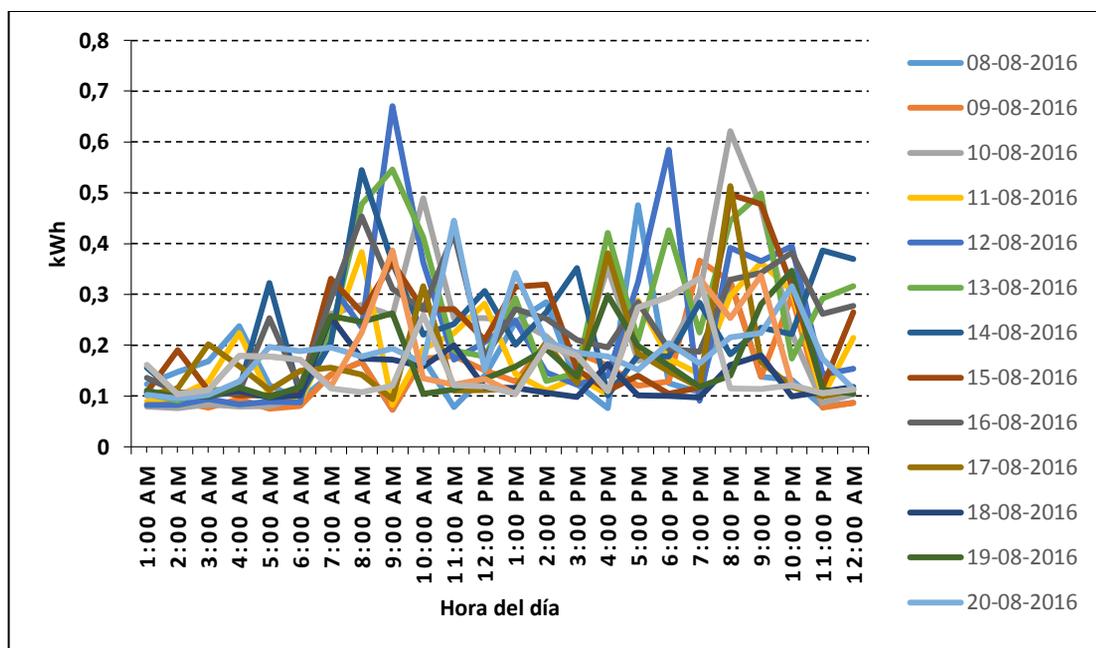
Para identificar el perfil de la energía consumida por una vivienda con un consumo mensual promedio de 180 kWh. Se utilizó un Egague,

²² Asociación Gremial de Empresas Eléctricas, que reúne a las compañías de distribución y transmisión eléctricas a lo largo de Chile. Hoy, está integrada por los grupos Chilectra, Chilquinta, CGE, Saesa y Transelec, además de otras firmas independientes, sumando casi 30 empresas.



instrumento de medición de consumo eléctrico. Que permite medir y registrar el consumo total de la vivienda en tiempo real. A continuación, se muestra la medición del consumo de una vivienda promedio que posee 4 personas, correspondiente a la ciudad de Arica. Medición realizada por un periodo de dos semanas durante el mes de agosto, 2016 (Véase anexo 1).

Figura 3.2. Perfil de consumo (kWh) de una vivienda promedio desde el 08-08-16 a 20-08-16.



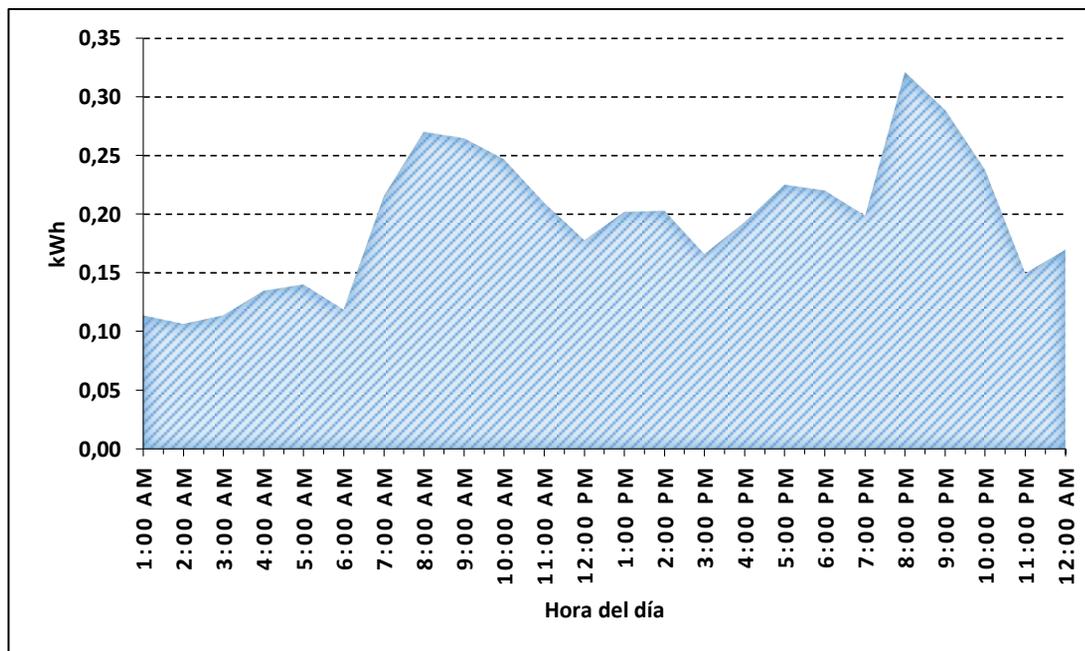
Fuente: Elaboración Propia en base a datos entregados por Egague.

En la Figura 3.2 se puede apreciar el consumo por hora medido por día en un periodo de dos semanas, en el cual se observa el patrón de consumo de la vivienda promedio, ya que cumple para cada uno de los días observados: Una constante elevación del consumo entre las 6 am – 8 am, de 0,2 a 0,65 kWh. Constante elevación del consumo entre las 6 pm – 8 pm, de 0,3 a 0,6 kWh. La mayor parte del consumo es entre las 7 am y 7 pm que corresponde al 59,58% del total del consumo promedio. Además, no se aprecian grandes diferencias entre días de semana y/o fin de semana. Las Figuras pueden ser apreciadas en detalle y en forma individual en el Anexo 3.1.



En la siguiente Figura 3.3 se presenta el perfil de consumo promedio de una vivienda de la ciudad de Arica, utilizando el valor promedio obtenido de la medición realizada para cada uno de los días desde el 08-08-2016 a 20-08-2016 (Véase Anexo 3.2).

Figura 3.3. Perfil de consumo promedio (kW/h) de una vivienda promedio desde el 08-08-2016 a 20-08-2016.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos entregados por Egague.

En la Figura 3.3 se observa que el perfil de consumo promedio repite los patrones observados en la Figura 3.2, ya que existe una constante elevación promedio del consumo entre las 6 am – 8 am, con un valor de 0,25 kWh. Constante elevación del consumo entre las 6 pm – 8 pm, con un valor de 0,3 kWh. Y que la mayor parte del consumo entre las 7 am y 7 pm, que corresponde al 59,58% del total del consumo promedio. Además, tanto en la Figura 3.2 como en la Figura 3.3 las demandas peak de electricidad se encuentran ubicadas de 7 am a 9 am, y de 7 pm a 10 pm.

Por lo tanto con la información entregada anteriormente en cuanto al perfil de consumo de la vivienda, se procederá para el resto de este estudio a hacer uso del perfil de consumo promedio para realizar los cálculos



pertinentes, ya que se considera que este valor promedio es representativo del resto.

Por otra parte, para validar y hacer uso de los perfiles de consumos presentados anteriormente para todos los meses del año, se procede a analizar la media y varianza de las temperaturas durante las diferentes estaciones del año en la ciudad Arica, ya que este es un factor determinante en el consumo de energía. A continuación, en la tabla 3.2 se muestra el promedio de temperatura por estación entre los años 2010 y 2014.

Tabla 2.2. Promedio de temperatura (°C) por estación del año en Arica entre 2010 a 2014.

AÑO	TEMPERATURA PROMEDIO °C			
	VERANO	OTOÑO	INVIERNO	PRIMAVERA
2000	20,0	19,6	15,9	17,7
2001	21,0	19,7	16,5	17,6
2002	21,4	20,1	16,7	18,0
2003	21,6	19,3	16,0	18,4
2004	21,4	19,1	16,0	16,6
2005	21,4	19,2	16,8	16,8
2006	21,6	19,5	16,9	18,4
2007	21,5	18,7	15,9	16,4
2008	21,4	18,6	16,5	17,7
2009	21,5	20,2	16,4	18,0
2010	21,6	20,4	16,4	17,0
2011	21,6	19,5	16,7	17,5
2012	21,8	20,9	17,3	18,0
2013	21,8	18,8	16,9	17,4
2014	21,5	19,6	16,2	18,0
PROMEDIO	21,4	19,5	16,5	17,6

Fuente: Elaboración Propia. Basado en datos Dirección General de Aeronáutica Civil Dirección Meteorológica de Chile.

En la tabla 3.2 se observa que el mayor promedio de temperatura se presenta en la estación de verano con 21,4 °C. Y la menor temperatura promedio se presenta en invierno con 16,5 °C.

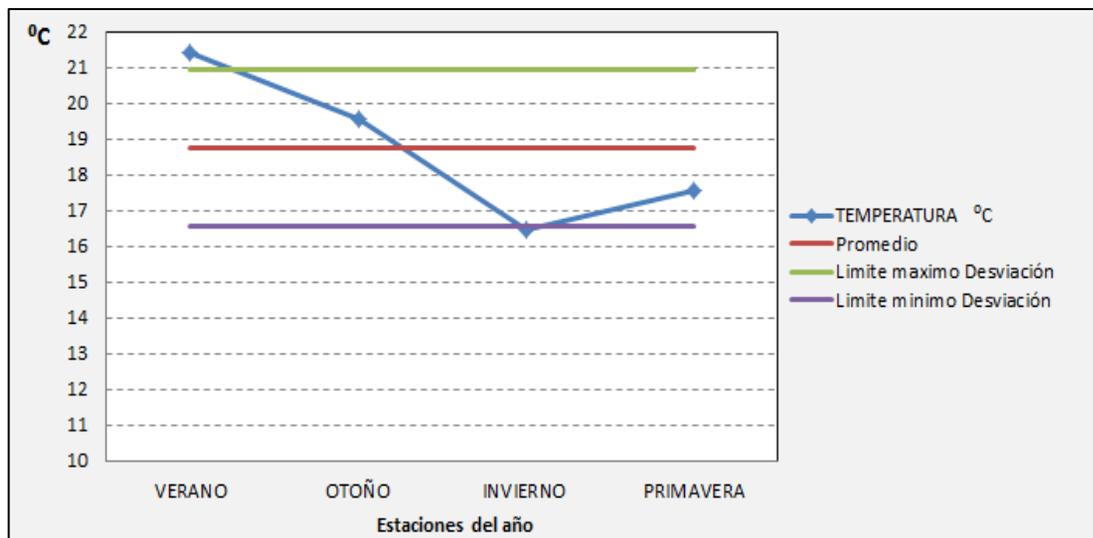
Con los datos promedio de temperatura de las estaciones del año para la ciudad de Arica presentados en la tabla 3.2 se determinó un promedio total de temperaturas de 18,7 °C, desviación estándar²³ de 2,2 y una varianza²⁴ de

²³ Índice numérico de la dispersión de un conjunto de datos (o población). Mientras mayor es la desviación estándar, mayor es la dispersión de la población.



5,3, lo que nos indica poca variabilidad entre las temperaturas de las diferentes estaciones del año. A continuación, en el Figura 3.4 se presenta la dispersión presentada por las temperaturas medias de las estaciones del año en la ciudad de Arica.

Figura 3.4. Dispersión de las temperaturas medias (°C) de las estaciones del año para la ciudad de Arica.



Fuente: Elaboración Propia. Basado en datos Dirección General de Aeronáutica Civil Dirección Meteorológica de Chile.

En la Figura anterior se puede observar que las temperaturas medias de cada estación del año se encuentran dentro de los límites de control exceptuando por la temperatura para la estación de verano, la cual sobrepasa el límite superior por un margen mínimo de 0,4 °C. Por lo que se hace valido el uso de los perfiles de consumos presentados anteriormente para todos los meses del año.

3.2.1.d. Área mínima requerida.

Para la implementación del sistema FV, la vivienda deberá contar con un área sin sombras y que abarque la cantidad de cinco módulos fotovoltaicos que ocupan en conjunto un área de 8,1 m².

²⁴ Medida e variabilidad que da cuenta del grado de homogeneidad de un grupo de observaciones.



3.3. TARIFA DE COMPRA Y VENTA DE LA ELECTRICIDAD

Para llevar a cabo la evaluación económica se requerirá conocer el valor futuro de la energía eléctrica, tanto el valor de compra²⁵ como el valor de venta²⁶ de esta. Para determinar así el ingreso que será generado por el ahorro y venta de energía durante cada periodo. Los valores de compra y venta de la electricidad tienen una variación mensual y están sujetos a la tarifa eléctrica utilizada por el consumidor. La cual según lo definido en el punto 3.2.1.a. corresponde a la tarifa eléctrica BT1, la que a septiembre del año 2016 tiene un valor neto de compra de \$ 91,20 y un valor neto de venta de \$ 57,419 el kWh.

3.3.1. Proyección Tarifaria de compra y venta de electricidad

La proyección tarifaria no es simple y está sujeta a numerosas variables con incertidumbres debido a la multiplicidad de escenarios nacionales e internacionales que se puedan considerar para la generación eléctrica del Sistema de transmisión SING

y a su vez por los futuros cambios en la legislación vigente. Para este estudio las proyecciones obtenidas fueron realizadas mediante la utilización de un modelo de regresión lineal, en el cual los datos históricos fueron agrupados de forma mensual, para evitar así la componente estacional. Además de considerar un caso optimista y pesimista para cada proyección realizada, los cuales fueron determinados mediante el uso la desviación estándar de los valores analizados.

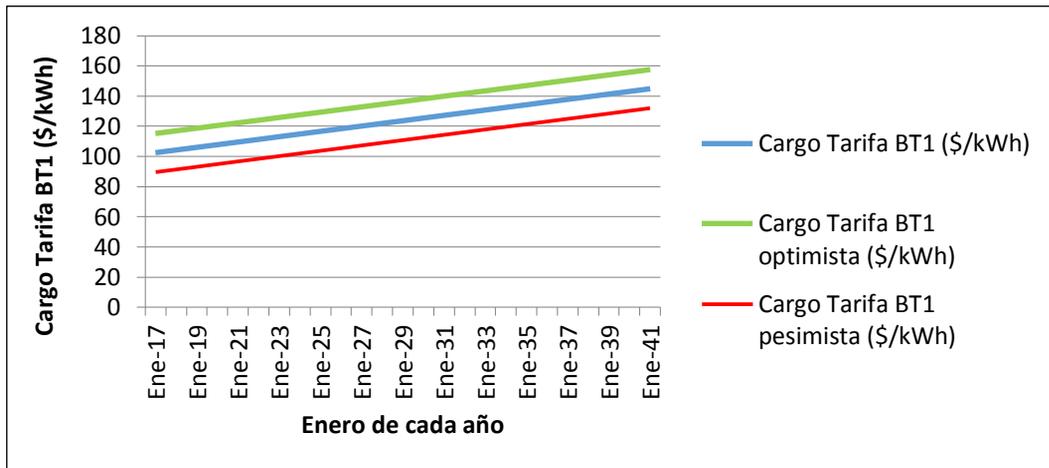
A continuación, en las Figuras 3.5 y 3.6 se presentan las proyecciones obtenidas del valor de compra y venta de electricidad para el mes de enero durante el número de años que durara el proyecto. Los detalles de proyección del valor de compra y venta de electricidad obtenidos para cada uno de los meses del año pueden observarse en el anexo 3.3 y 3.4 respectivamente.

²⁵ Valorización del cargo de electricidad consumido por las viviendas de la red eléctrica.

²⁶ Valorización de la inyección de energía eléctrica realizada por las viviendas a la red eléctrica.



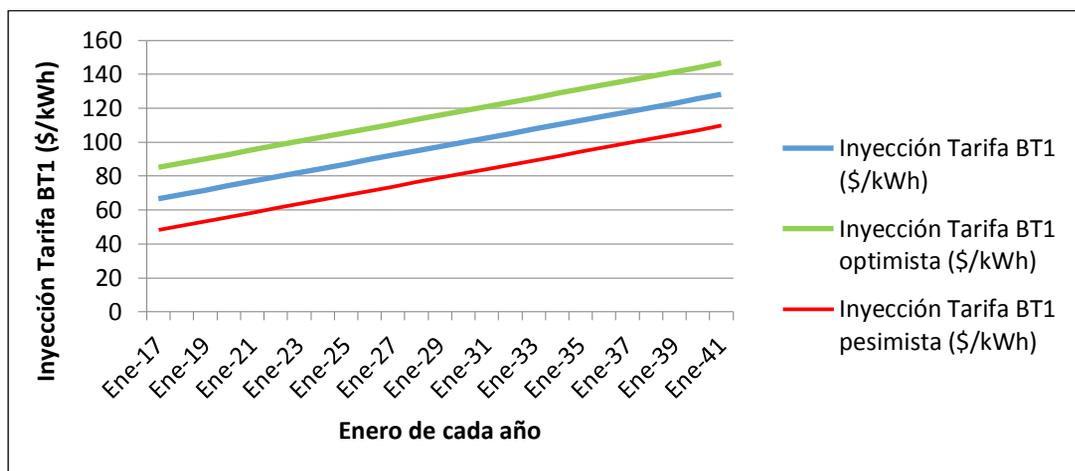
Figura 3.5. Proyección del valor de compra de energía eléctrica para el mes de Enero (\$/kWh) tarifa BT1, 25 años.



Fuente: Elaboración Propia. Basado en datos Empresa Eléctrica de Arica (Emelari).

En la Figura anterior se observa el valor proyectado de compra de energía eléctrica para el mes de enero durante un periodo de 25 años, el cual presenta un escenario base, un escenario optimista y uno pesimista, los cuales muestran un aumento promedio anual de 0,015%, 0,013% y 0,016% respectivamente.

Figura 3.6. Proyección del valor de venta de energía eléctrica para el mes de Enero (\$/kWh) tarifa BT1, 25 años.



Fuente: Elaboración Propia. Basado en datos Empresa Eléctrica de Arica (Emelari).

En la Figura anterior se aprecia el valor proyectado de venta de energía eléctrica para el mes de enero durante un periodo de 25 años, el cual presenta un escenario base, un escenario optimista y uno pesimista, los cuales muestran un aumento promedio anual de 0,028%, 0,023% y 0,035% respectivamente.



3.4. MERCADO PROVEEDOR

El mercado proveedor, está constituido por todas aquellas firmas o empresas que proporcionan insumos, materiales y equipos para la puesta en marcha y funcionamiento del proyecto. Y en algunos casos también comprende a quienes proporcionan servicios financieros y mano de obra. Es por lo mencionado anteriormente que el análisis del mercado proveedor es muy importante.

3.4.1. Cadena de Producción

El término cadena de suministro proviene de una imagen de la manera en que las organizaciones están vinculadas. Un canal de distribución está constituido por una serie de empresas que facilitan el flujo de información, materiales y servicios de proveedores, que permiten al producto elaborado, llegar a las manos del comprador o usuario final (Chase et al, 2009). Para el caso específico de los sistemas FV, servicio que se encuentra bajo estudio, estos cuentan con una diversa cantidad de componentes. Donde el punto de partida del canal de distribución es el productor, que se concentra principalmente en tres países líderes que son China, Japón y Estados Unidos, seguidos por la Unión Europea²⁷. Los intermediarios, es decir, empresas que están entre productor y usuario final, son empresas chilenas, que se encuentran divididas en dos: Distribuidor mayorista, es decir, que compra en grandes cantidades a empresas fabricantes de los países mencionados anteriormente. Y distribuidor minorista, los cuales se caracterizan generalmente como instaladores de sistemas FV, que compran en esta cadena a empresas mayoristas. Para finalmente hacer entrega de un servicio a los usuarios finales.

Para este estudio se considerarán a aquellos proveedores o empresas que además de los insumos, proporcionen el servicio de instalación y la tramitación legal de la Ley 20.571²⁸ para una instalación de generación eléctrica distribuida en Chile. Esto dado que el consumidor o

²⁷ Renewable Energy Policy Network 21st century (REN21). *Global Status Report*. P. 21.

²⁸ Ley de Generación Distribuida.



usuario final corresponden a las viviendas de la ciudad de Arica, es decir personas naturales que requieren del insumo e instalación del sistema FV. Por lo cual el grupo de empresas proveedoras a analizar corresponden a la categoría de empresas distribuidoras del mercado minorista.

3.4.2. Proveedor a elegir

Acorde lo expuesto en la cadena de producción, se eligieron dos principales proveedores que cumplen con la instalación de los componentes, y la tramitación legal de un sistema FV para las viviendas de Arica. Cabe destacar que la búsqueda de proveedores es escasa ya que son sistemas de alta ingeniería que incluso no existe en todas las ciudades de Chile. Y debido a los costos que debe enfrentar el usuario final del servicio, los proveedores escogidos corresponden a dos empresas locales con presencia en instalaciones FV en la región XV de Arica y Parinacota.

La primera de ellas corresponde a la empresa Solar Trust. Empresa que dispone de los recursos humanos y materiales para satisfacer la necesidad del servicio bajo estudio. Con más de 100 kW instalados en distintos proyectos. Además, de contar con la experiencia de cinco plantas FV conectadas a la red eléctrica (On grid) mediante la ley 20.571. Y ser a su vez la empresa en hacer valida en 2015 la primera planta con la ley 20.571 para generación distribuida en Chile.

La segunda empresa escogida corresponde a la empresa RNOVA. Empresa que dispone de los recursos humanos y materiales para satisfacer la necesidad del servicio bajo estudio. Y que cuenta con instalaciones FV conectadas a la red eléctrica mediante la ley 20.571.



En la siguiente tabla 3.4 se presentan las dos alternativas de proveedores entregados en las cotizaciones respectivas (Véase Anexo 3.5 y 3.6).

Tabla 3.3. Proveedores Potenciales.

Empresa Proveedorora	Costo Total bruto	Observaciones
Solar Trust	\$ 2.731.050	Instalación incluida. Proceso legal incluido.
RNOVA	\$ 2.762.912	Instalación incluida. Proceso legal incluido.

Fuente: Elaboración propia en base a cotizaciones de ambas empresas.

De acuerdo a los antecedentes presentados en la tabla 3.4 con respecto a los potenciales proveedores del sistema FV, se decidirá optar por la empresa con menores costos de inversión, ya que además en cuanto a los insumos y observaciones del servicio ofrecido, estos son prácticamente los mismos. Por lo tanto, el proveedor a elegir corresponde a la empresa Solar Trust, la cual además cuenta con mayor experiencia en cuanto a este tipo de servicio.

En relación a las condiciones de compra para un servicio como este corresponden a un 50% anticipado para asegurar la compra e instalación. Y el otro 50% es al momento de entrega de la instalación del sistema en el lugar acordado y corresponde a la puesta en marcha del sistema conectado a la red eléctrica, que demora de 7 a 30 días.

3.5. DETERMINACIÓN DE LOS INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos generados por el proyecto se encuentran en detalle en el punto 6.2 del capítulo VI. Y corresponden a: Los ingresos no operacionales, con un valor de \$ 296.500. Y los ingresos operacionales, con un valor de \$ 179.371 para el año 2017 y un valor de \$ 333.077 para el año 2041.

CAPÍTULO IV
“ESTUDIO TÉCNICO”



CAPÍTULO IV. ESTUDIO TÉCNICO

4.1. DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO TÉCNICO A REALIZAR

En el estudio técnico se determinarán y analizarán los elementos que tienen que ver con la ingeniería básica del producto y/o proceso que se desea implementar. Describiendo en forma detallada cada uno de los aspectos técnicos operativos necesarios para la puesta en marcha del sistema FV, tales como el diseño, componentes, localización y proceso de instalación. Estos entre otros aspectos que forman parte del estudio técnico. Para lo cual fue necesaria la utilización del software computacional PV*SOL® Premium, el que será descrito a continuación.

4.2. SOFTWARE A UTILIZAR

El estudio técnico se basará en el software PV*SOL® Premium. programa 3D para el diseño de sistemas fotovoltaicos de origen alemán, el cual recopila datos horarios para producir resultados por hora, permitiendo además la selección detallada de los componentes, cableada, diseño, y análisis de sombreado.

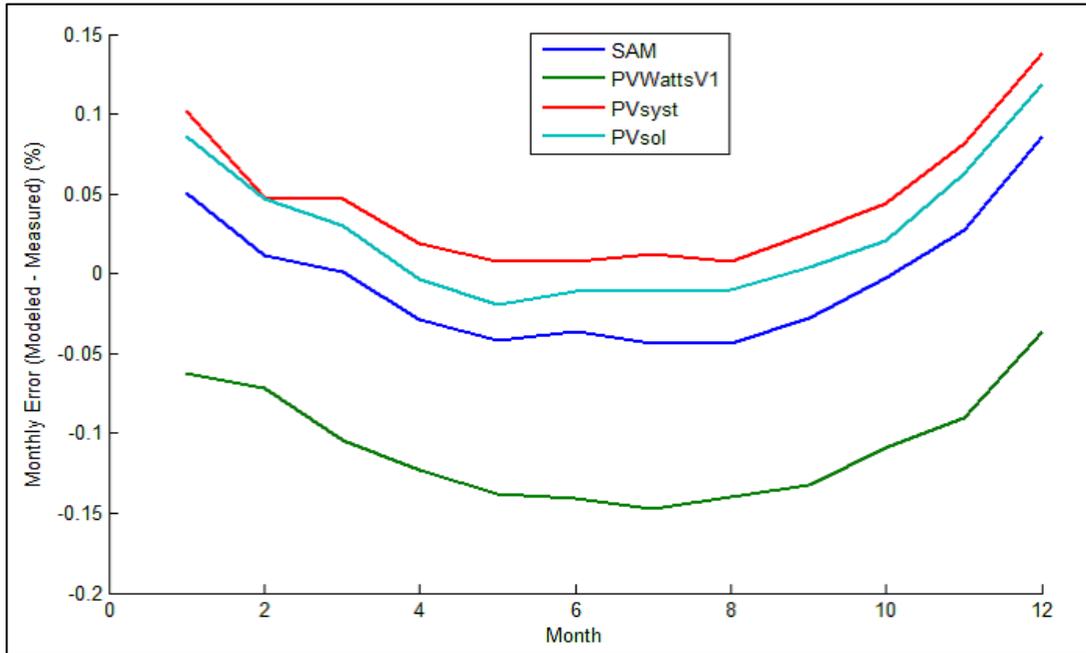
El software a utilizar cuenta con respaldo de nivel internacional en cuanto a su calidad y precisión. Esto ya que, en el año 2014, National Renewable Energy Laboratory (NREL)²⁹, publicó un informe técnico³⁰ en el que se compararon cuatro de los más importantes programas FV internacionales. El informe NREL indica un alto nivel de precisión para el software PV*SOL consiguiendo importantes resultados y destacándose entre el resto. Un ejemplo de la calidad y precisión del software se presenta en la Figura 4.1, donde se muestra el resultado de la desviación de la simulación mensual a partir de los resultados medidos en un sistema para cuatro diferentes softwares.

²⁹ NREL es un laboratorio nacional de la Oficina del Departamento de Energía de eficiencia energética y energía renovable EE.UU. Operado por la Alianza para la Energía Sostenible, LLC.

³⁰ Validation of Multiple Tools for Flat Plate Photovoltaic Modeling Against Measured.



Figura 4.1. Error mensual para el sistema fotovoltaico, mostrando una variación estacional por error.



Fuente: NREL. Validation of Multiple Tools for Flat Plate Photovoltaic Modeling Against Measured.

En la Figura 4.1 se puede observar el margen de error para los softwares PVWattsV1, PVsyst, PV*SOL y SAM, Siendo estos dos últimos los que mantienen el menor margen de error y muy cercano a cero en comparación con el resto de los programas.

Además, se observa claramente una tendencia convexa en las curvas de error mensual de todas las herramientas. Esta tendencia se observa para todos los sistemas. Tendencia que no ha sido identificada aún y se investiga(n) la(s) causa(s) de esta variación estacional con el fin de mejorar el rendimiento de modelado FV en general.³¹

³¹ Según NREL.



4.2.1. Datos requeridos por el software para diseño del sistema fotovoltaico

En pro de una correcta utilización del software se usará la siguiente información obtenida y descrita en el presente estudio:

4.2.1.a. Datos de irradiación de la ciudad de Arica (kWh/m²/mes).

Estos datos son proporcionados por la planta FV del Centro de Formación Técnica de Tarapacá (CFT), ubicada en el centro de la ciudad de Arica. La cual se encuentra certificada por la SEC. Y se pueden observar en detalle en la tabla 4.2.

4.2.1.b. Consumo de energía promedio de la vivienda promedio de la ciudad de Arica (kWh).

Este valor de energía promedio, corresponde a 180 kWh al mes. Y se encuentra especificado en detalle en el punto 3.2.1.b.

4.2.1.c. Perfil de consumo de la vivienda promedio de la ciudad de Arica analizada por el Egague.

El perfil de consumo es proporcionado por las mediciones realizadas mediante un Egague. El detalle de las mediciones y valores obtenidos se encuentra en el punto 3.2.1.c.



4.3. RESULTADOS DEL SOFTWARE

4.3.1. Rendimiento o tamaño del sistema fotovoltaico

Según los resultados obtenidos del software PV*SOL (Véase anexo 4.1). El sistema FV requerido para satisfacer la demanda anual de la vivienda promedio, conectada a la red con consumidores eléctricos e inyección del excedente en la red, presenta los siguientes datos de rendimiento.

Tabla 4.1. Datos de rendimiento del sistema.

Descripción	Valor	Unidad
Potencia Peak del sistema	1,33	kWp
Superficie del generador FV	8,1	m ²
Número de módulos FV	5	unidad
Número de inversores	1	unidad
Energía de generador FV (Red CA)	2.257	kWh
Rendimiento anual específico	1.697,08	kWh/kWp
Emisiones de CO ₂ evitadas	1.349	kg / año

Fuente: Elaboración Propia. En base a reporte PV*SOL Premium.

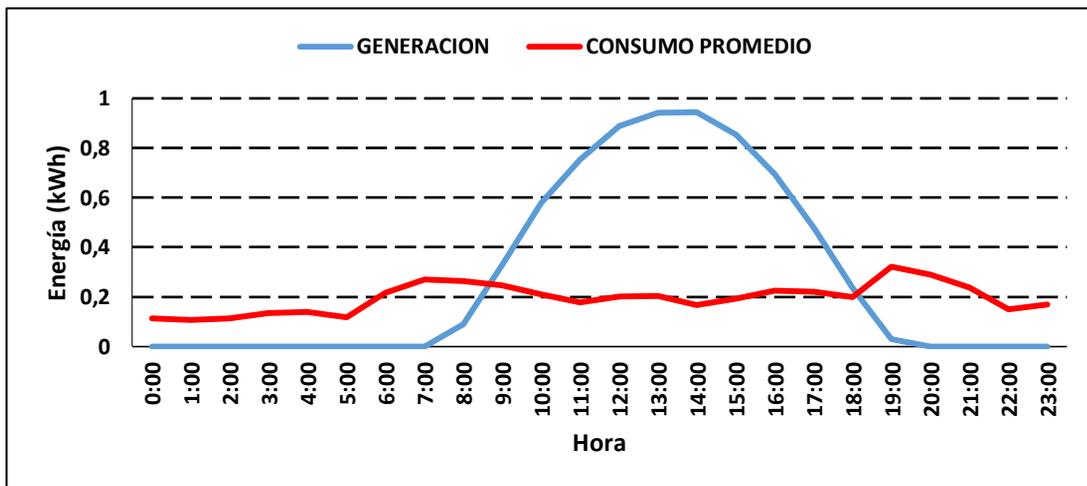
En base a la demanda anual de la vivienda promedio de 2.160 kWh. En la tabla 4.1 se observan: El rendimiento anual específico con base en los datos climáticos de la zona geográfica, que es de 1.697,08 kWh/kWp. La potencia mínima peak requerida para cubrir la demanda anual con un valor de 1,33 kWp, la cual ocupa una superficie de 8,1 m². Por lo tanto, la energía anual que generara el sistema mencionado para suplir la demanda es de 2.257 kWh/año. Evitando 1.349 kg CO₂/año.

4.3.2. Generación y consumo de energía eléctrica del sistema fotovoltaico

A continuación, se presenta la generación de energía promedio por hora del sistema fotovoltaico y el consumo diario de energía eléctrica de la vivienda promedio, para los meses de enero, abril, julio, y octubre. Meses escogidos como muestra del comportamiento del sistema FV en cada una de las estaciones del año. Detalle de todos los meses del año, véase anexo 4.2.



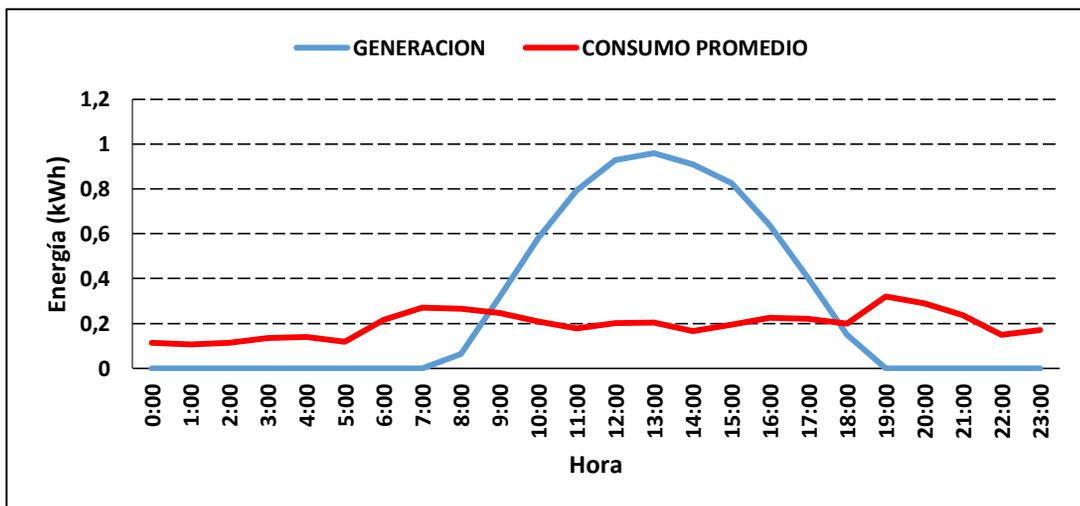
Figura 4.2. Mes Enero, Generación vs Consumo promedio.



Fuente: Elaboración propia. En base a reporte PV* SOL Premium.

En la Figura 4.2 muestra el mes de enero representado a la estación de verano, se aprecia el peak de generación de energía entre las 13 y 14 horas, donde alcanza aproximadamente los 0,95 kWh. El sistema genera energía durante 12 horas. Desde las 7 am hasta las 19 pm.

Figura 4.3. Mes Abril, Generación vs Consumo promedio.

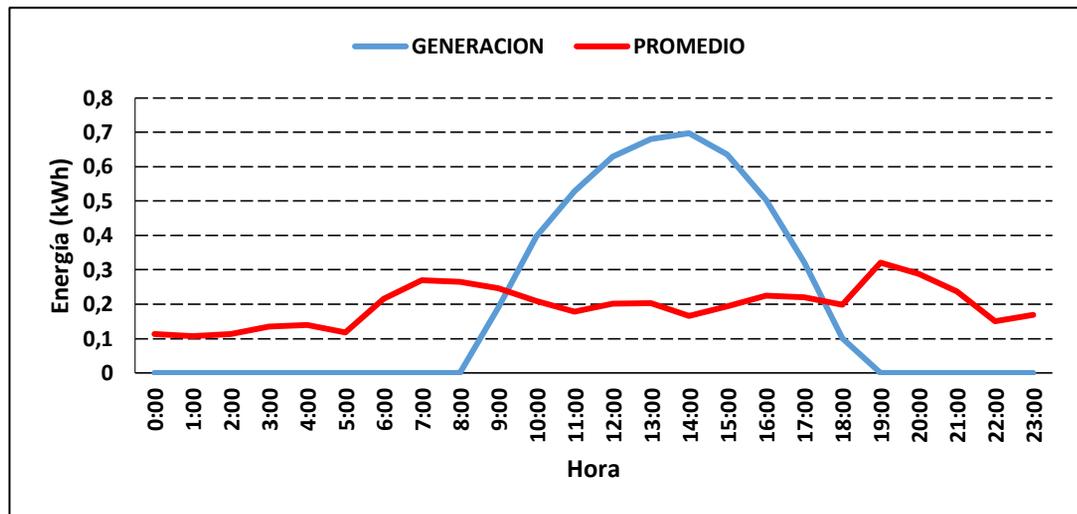


Fuente: Elaboración propia. En base a reporte PV* SOL Premium.

En la Figura 4.3 muestra el mes de abril representado a la estación de otoño, se aprecia el peak de generación de energía entre las 13 y 14 horas, donde alcanza aproximadamente los 0,96 kWh. El sistema genera energía durante 12 horas. Desde las 7 am hasta las 19 pm.



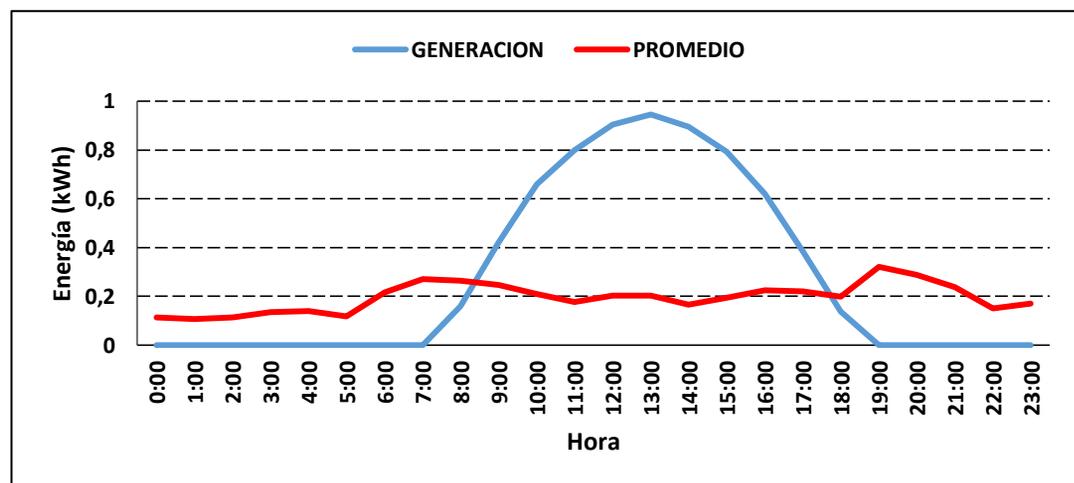
Figura 4.4. Mes Julio, Generación vs Consumo promedio.



Fuente: Elaboración propia. En base a reporte PV* SOL Premium.

En la Figura 4.4 muestra el mes de julio representado a la estación de invierno, se aprecia el peak de generación de energía entre las 13 y 14 horas, donde alcanza aproximadamente los 0,70 kWh. El sistema genera energía durante 12 horas. Desde las 7 am hasta las 19 pm.

Figura 4.5. Mes Octubre, Generación vs Consumo promedio.



Fuente: Elaboración propia. En base a reporte PV* SOL Premium.

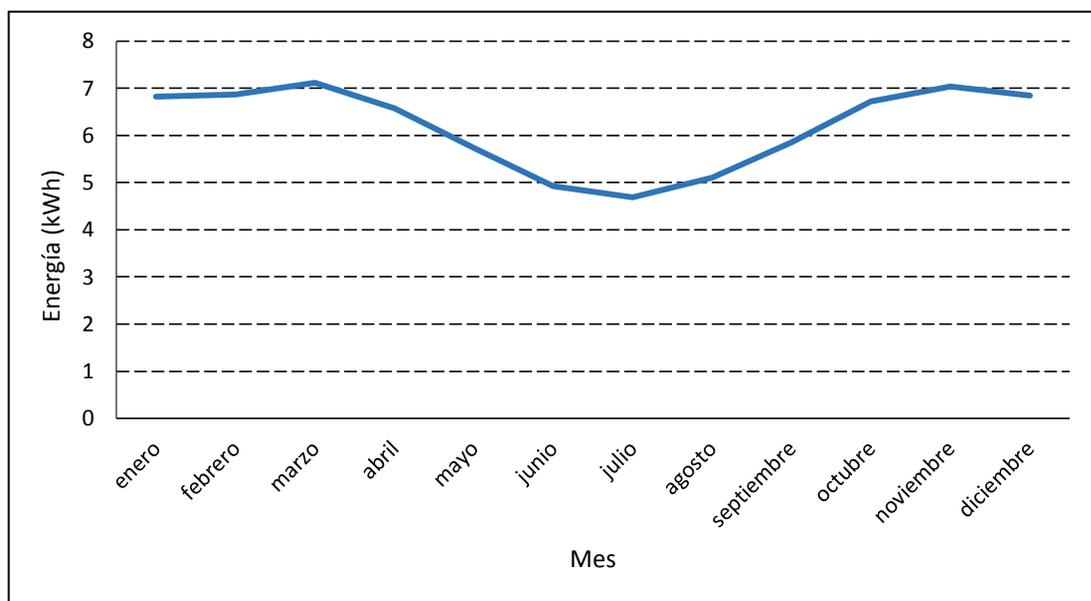
En la Figura 4.5 muestra el mes de octubre representado a la estación de primavera, se aprecia el peak de generación de energía entre las 13 y 14



horas, donde alcanza aproximadamente los 0,94 kWh. El sistema genera energía durante 12 horas. Desde las 7 am hasta las 19 pm.

Las Figuras que representan las estimaciones de generación de energía eléctrica mencionadas anteriormente, muestran una buena generación que se obtiene con las características climáticas de la ciudad de Arica a lo largo del año, y las estaciones no presentan grandes diferencias. Se aprecia de mejor forma en la Figura 4.6 donde se compara el promedio de un día de cada mes, para reflejar el total de energía generada a lo largo de un año.

Figura 4.6. Total de energía generada en un día promedio, por cada mes.



Fuente: Elaboración propia. En base a reporte PV* SOL Premium.

En la Figura 4.6 se aprecia la baja variación en generación de energía durante un año, esto se debe a la buena irradiación que se presenta en la ciudad de Arica. Entre los meses de enero a abril y entre septiembre y diciembre (ocho meses), la generación total en un día promedio por mes no desciende de los 6 kWh. Contrariamente, los meses de inviernos específicamente, son los que presentan la menor generación de energía durante el año, donde prácticamente no se supera los 5 kWh generados por día promedio.



4.4. LOCALIZACIÓN

Uno de los factores de mayor relevancia para la instalación de un sistema FV es la zona o lugar de la instalación, ya que se requiere que la radiación solar se presente durante la mayor parte del año, pues este factor permite tener una mejor generación de energía. En este punto se determinarán y especificarán las condiciones para la localización de la instalación del sistema FV descrito anteriormente.

4.4.1. Macro localización

Tiene relación con la primera aproximación de la localización, es decir la determinación de una región o zona muy grande de probable ubicación. Para el estudio se ha tomado la comuna de Arica en la Región XV de Arica y Parinacota.

Figura 4.7. Comuna Arica, Región Arica y Parinacota



Fuente: Software SolarGis (visitada el 25 de junio de 2016).

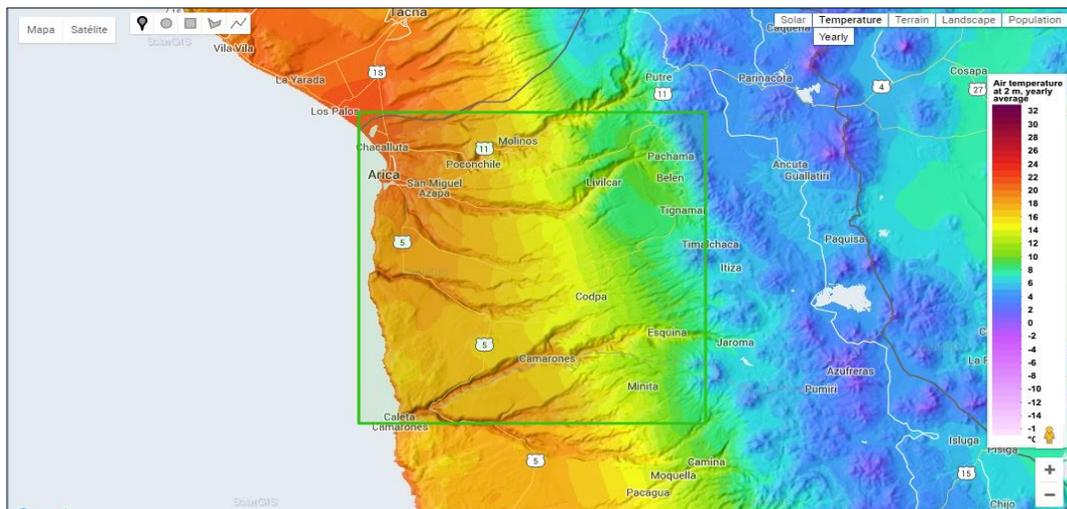
4.4.1.a. Características de la zona

La región XV de Arica y Parinacota es una región que limita al norte con la República del Perú. Al este con la República de Bolivia, al sur con la Región de Tarapacá y al oeste con el Océano Pacífico.

4.4.1.b. Clima

Arica es conocida como la ciudad de la “Eterna primavera” y su clima es de tipo desértico costero. Los meses de verano presentan máximas de 28° C y mínimas de 19 °C, mientras que, en junio, julio y agosto, meses de invierno, las extremas van desde los 14 °C a los 19 °C. La precipitación en este lugar es nula, sólo se presentan nublados matinales producto de la cercanía con el mar, que se disipan durante la mañana.

Figura 4.8. Parámetros climáticos promedio de Arica.



Fuente: Software SolarGis (Visitada el 25 de junio, 2016).

En la Figura 4.8 se puede apreciar que Arica presenta una temperatura promedio de 22°C.

4.4.1.c. Recurso Solar

- Radiación solar: Se conoce como la salida del sol donde se liberan numerosas formas de energía, la mayoría de ellas (alrededor del 40%) es radiación infrarroja (calor) y luz visible (alrededor del 55%). Viajan a una velocidad de 186.000 millas por segundo. Esta radiación toma 8,3 minutos para viajar 93 millones de millas desde el sol hasta la tierra. En la región externa de la atmosfera conocida como estratosfera, la capa de ozono y las moléculas de ozono (O₃)

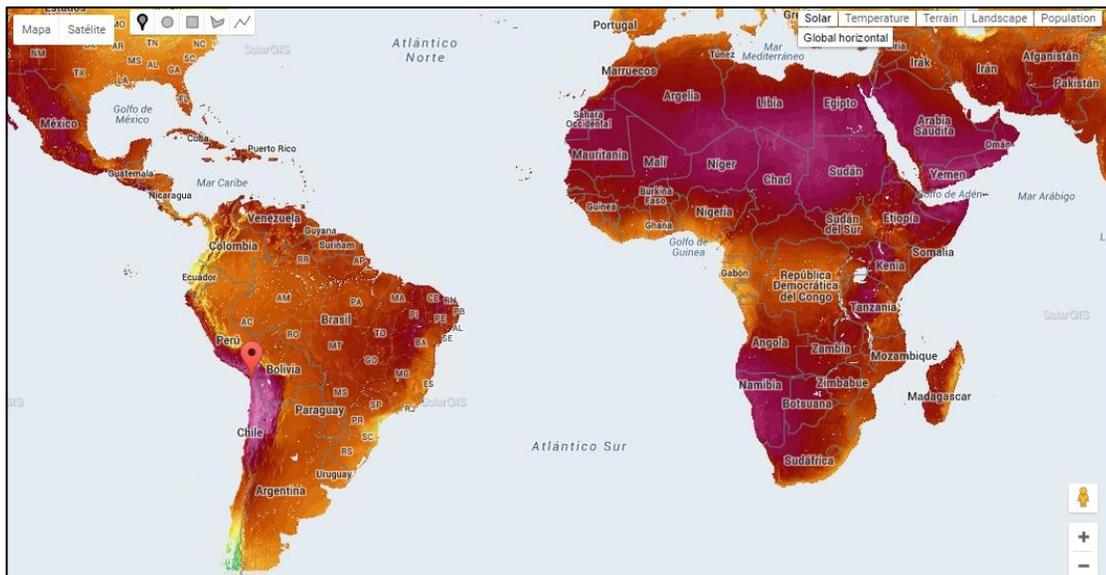


absorben alrededor del 99% de la radiación ultravioleta, reduciendo drásticamente nuestra exposición a la radiación solar.

- Irradiancia solar: Se conoce como la cantidad de radiación solar que cae en un metro cuadrada de la superficie de la tierra. Su medida es en watts por metro cuadrado (W/m^2). La radiación que entra en la atmosfera es alrededor de $1.366 W/m^2$. En un día despejado, cerca del 30% de esta radiación es absorbida y convertida en calor o reflejada como polvo y vapor. Cuando la radiación solar llega a una estructura fotovoltaica, la radiación solar es reducida alrededor de $1.00 W/m^2$. Este último valor es tomado en los laboratorios de prueba de los módulos fotovoltaicos.
- Irradiación solar: Es una importante medida, se conoce como la irradiancia sobre un periodo de tiempo. Es expresada como watts por metro cuadrado que cae sobre la superficie de la tierra (o módulos FV) por un periodo específico de tiempo.

El Norte de Chile, incluyendo la zona en estudio, presenta altos índices de radiación solar. Aportando positivamente en la eficiencia de la energía fotovoltaica. En la Figura 4.9, se puede apreciar la radiación presente en la zona indicada.

Figura 4.9. Mapa de Radiación.



Fuente: Software SolarGis (Visitada el 25 de junio, 2016).

La Figura 4.9 indica una alta radiación presente con respecto al resto de Sudamérica, presenta una radiación global horizontal de 2094 kWh/m^2 anual aproximadamente. Además, se puede apreciar su semejanza en relación a parte del continente africano.

En la tabla 4.2 se puede apreciar el promedio mensual de radiación e irradiación para la ciudad de Arica, analizadas en la planta FV del Centro de Formación Técnica de Tarapacá (CFT). La cual se encuentra certificada ante la SEC y está ubicada en el centro de la ciudad de Arica, con latitud $18^{\circ}28'58.84''\text{S}$, longitud $70^{\circ}17'50.27''\text{O}$ y elevación 50m, como se puede observar en la Figura 4.10.



Tabla 4.2. Radiación e Irradiación promedio mensual, Planta FV CFT, Arica.

Mes	Radiación horizontal (kWh/m²)	Irradiación sobre modulo (kWh/m²)
Enero	232,92	195,06
Febrero	199	177,72
Marzo	207,91	203,25
Abril	169	180,15
Mayo	142	162,32
Junio	114,99	133,76
Julio	115,98	131,5
Agosto	133,92	144,09
Septiembre	160	159,57
Octubre	204,99	189,69
Noviembre	225	193,25
Diciembre	237	195,36
Anual	2142,7	2065,7

Fuente: Elaboración Propia, en base a Portal Solar Max.

En la tabla 4.2, se puede apreciar que los dos meses con mayor radiación son enero y diciembre; y los dos meses menor radiación son junio y Julio. Mientras que los dos meses con mayor irradiación son marzo y diciembre; y los dos meses menor irradiación son junio y julio.



Figura 4.10. Localización Planta FV CFT.



Fuente: Software Google Earth

En la Figura 4.10 se puede apreciar en detalle la ubicación geográfica de la planta FV del CFT de la ciudad de Arica.

4.4.2. Micro localización

La micro localización corresponde a la ubicación de la vivienda en particular, donde el sistema FV debe estar establecido en un lugar libre de sombra de árboles, casas u otros obstáculos que le impidan recibir directamente los rayos del sol. Por lo cual estos se montarán en los tejados de las casas según lo modelado en el software PV*SOL Premium, el cual nos entrega en su reporte los siguientes parámetros para la distribución de los módulos sobre la cubierta de las viviendas con el fin de maximizar la producción anual de energía (Véase anexo 4.1).

4.4.2.a. Orientación.

Debido a que la instalación estará situada en el hemisferio sur, el sol predomina en la parte norte del cielo, por lo que los módulos FV deberán



tener una orientación Norte (0°), según lo indicado por el reporte, para así captar una mayor cantidad de radiación y producir el máximo de energía.

4.4.2.b. Inclinación.

El ángulo de inclinación óptima con consumo constante a lo largo de todo el año está entre 18° y 22° ³². No estando lejos de estos valores, el reporte indica que 22° es una inclinación adecuada.

4.5. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS

La descripción de equipos que se presentara a continuación está basada en los resultados obtenidos del reporte entregado por software PV*SOL (Véase anexo 6).

4.5.1. Paneles o módulos Fotovoltaicos

La cantidad de módulos FV para cubrir la demanda proyectada por año, es de cinco. Las características de estos, se presentan a continuación, destacando que son las mismas para cada uno de los cinco módulos.

Tabla 4.3. Datos eléctricos y mecánicos de módulos FV.

Datos Eléctricos	Tipo/valor	unidad
Tipo de Célula	Policristalino	-
Número de Células	60	unidades
Potencia Nominal	265	kWp
Datos Mecánicos	Valor	Unidad
Ancho	992	mm
Alto	1636	mm
Profundidad	40	mm
Ancho del marco	10	mm
Peso	19,2	kg

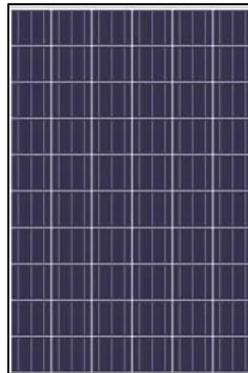
Fuente: Elaboración Propia. En base a reporte PV*SOL Premium.

³² Fotovoltaico. Manual de diseño e instalación. Solar Energy International. Capítulo 3, El recurso solar.



La celda escogida para los módulos fotovoltaicos es tipo policristalino, siendo 60 celdas para brindar una potencia de 265 kWp. En cuanto a los datos mecánicos expresados en la tabla 4.3, se presentan para brindar más información con respecto a los módulos. Donde el valor de mayor interés es el área que estos ocupan en conjunto, la cual es 8,1 m².

Imagen 4.1. Modulo Fotovoltaico.

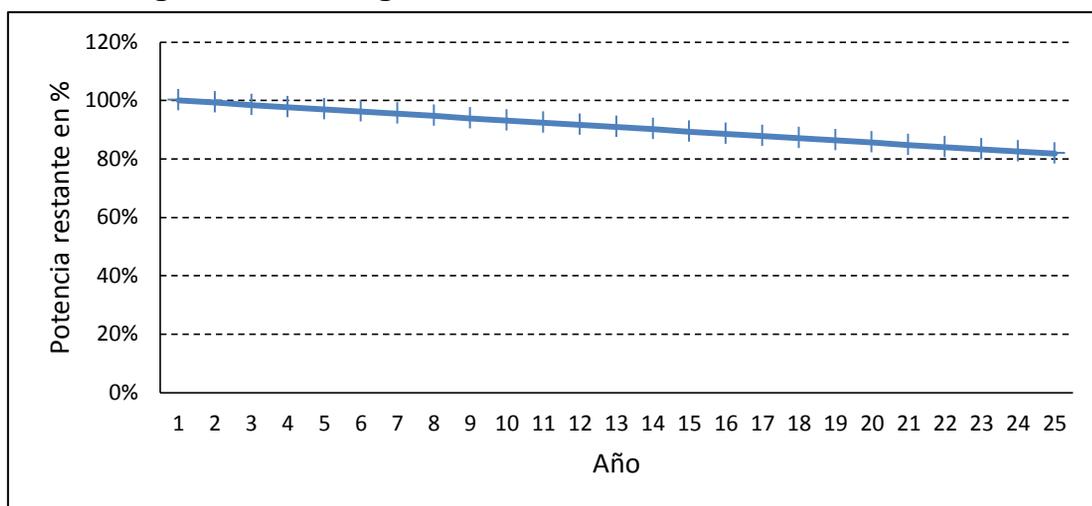


Fuente: <http://www.tritec-energy.com/es/productos/> (Visitada el 15 de noviembre 2016).

4.5.1.a. Degradación de los módulos.

El reporte entregado indica que el porcentaje de potencia restante después de 25 años es de 81%. La degradación anual gráficamente se entrega a continuación.

Figura 4.11. Degradación de los módulos fotovoltaicos.



Fuente: Elaboración Propia. En base a datos entregados por software PV*SOL Premium.



Como se aprecia en la Figura 4.11, y en relación a los datos entregados por el estudio mencionado, y los del software utilizado. Al presentar una potencia restante de 81% después de 25 años, significa una degradación de 19% distribuida en 25 tiempos. Lo cual representa la misma degradación anual presentada en la investigación mencionada anteriormente, es decir, una degradación anual de 0,76%.

4.5.2. Inversor

La cantidad de inversores requeridos para esta instalación es de uno, el cual posee una de las menores potencias en el mercado. Las características de este, se presentan a continuación.

Tabla 4.4. Descripción eléctrica de inversor.

Descripción	Valores	Unidad
Potencia nominal Corriente Continua (CC)	1,6	kW
Potencia nominal Corriente Alterna (CA)	1,5	kW
Consumo Stand-by (En espera)	7	W
Consumo nocturno	1	W
Inyección en la red a partir de	20	W
Eficiencia del inversor	98	%

Fuente: Elaboración Propia. En base a reporte PV*SOL Premium.

La potencia nominal la cual entra al inversor en forma de corriente continua es de 1,6 kW. Como ya se definió anteriormente que el tamaño del arreglo es de 1,33 kW, el inversor deberá ser capaz de convertir la corriente continua en corriente alterna. Para determinar este valor, se toma la potencia nominal CC y se multiplica por la eficiencia del inversor, lo cual entrega una potencia nominal de salida en CA de 1,5 kW³³.

A su vez, la tabla 4.4, muestra la demanda eléctrica que presenta el funcionamiento diario del inversor, con un bajo consumo por las noches (1 W) y también un consumo en modo de espera (7 W).

³³ Ver Solar Energy International. *Solar Electric Handbook: Photovoltaic Fundamentals and Applications*. P. 204.



Cabe destacar, que el inversor no inyectara a la red eléctrica hasta que el campo fotovoltaico no genere 20 W, o más bien dicho, hasta que la potencia nominal en CA del inversor sea igual a 20 W.

Imagen 4.2. Inversor.

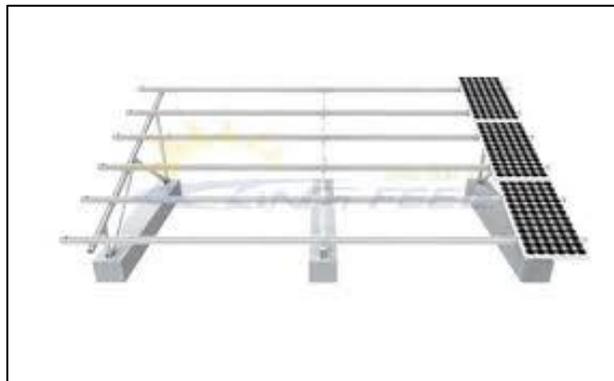


Fuente: <http://www.tritec-energy.com/es/productos/> (Visitada el 15 de noviembre 2016).

4.5.3. Estructura de montaje

La estructura debe considerar las características mencionadas en el punto 2.2.4.a. Esto para asegurar la durabilidad del sistema acorde a los paneles fotovoltaicos (elemento que posee la mayor vida útil).

Imagen 4.3. Estructura de montaje.

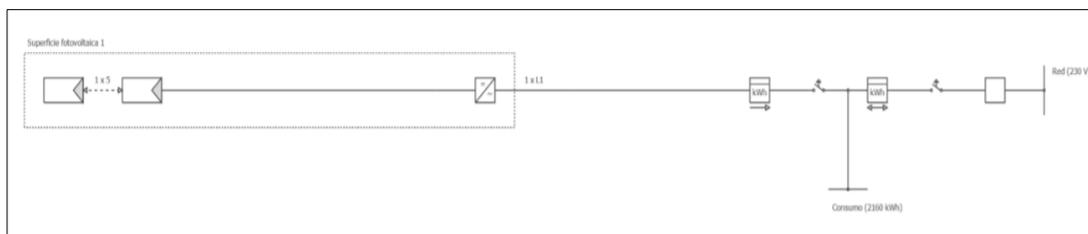


Fuente: <http://www.tritec-energy.com/es/productos/> (Visitada el 15 de noviembre 2016).

4.6. LAYOUT DEL SISTEMA

A continuación, en la Figura 4.12. Se entrega información respecto a la distribución de los componentes correspondientes a las características del sistema FV que satisface la demanda de la vivienda promedio, mencionadas en el punto 4.3 del presente capítulo.

Figura 4.12. Distribución de los componentes



Fuente: Elaboración Propia. En base a reporte PV*SOL Premium

La Figura 4.12 indica la distribución de un string³⁴ con 5 unidades de módulos fotovoltaicos. Donde la corriente fluye de forma continua CC (signo “=”) hacia el inversor de 1.5 kWp donde la energía es transformada a corriente alterna CA (signo “~”), con una sola fase.

El flujo de CA continua y pasa por un medidor (kWh) de generación de energía de la planta fotovoltaica. Luego la corriente fluye por una protección previa al consumo de la vivienda.

A la derecha del consumo de la vivienda, se encuentra el medidor bidireccional: contando la corriente en forma de energía (kWh) que sale de la red eléctrica y lo que entra a la red eléctrica.

Finalmente se presenta otra protección, el tablero general de distribución y luego la entrega de energía en CA 220V a la red eléctrica.

³⁴ Terminio técnico que hace referencia a una cadena de paneles fotovoltaicos.



4.7. ETAPAS DEL PROCESO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

4.7.1. Canalizaciones

Proceso que permite canalizar las conexiones eléctricas desde el punto de donde se encuentra el inversor hacia dos directrices: puntos de la vivienda donde se requiere alimentar con electricidad, y hacia el empalme de la vivienda.

4.7.2. Montaje

Una vez realizada las canalizaciones eléctricas (o en paralelo), se monta la estructura de anclaje, los paneles fotovoltaicos y el inversor.

4.7.3. Conexión

Después de realizada las dos primeras actividades, se procede con la configuración del inversor, y la correspondiente puesta en marcha. Cabe destacar que la planta fotovoltaica no requiere esperar la tramitación legal (obtención de la ley 20.571) para comenzar su funcionamiento, pero no es capaz de vender los excesos de generación a la red eléctrica.

4.7.4. Capacitación

Una vez terminada la obra, personal capacitado, procede a entregar la información correspondiente al uso correcto del inversor y la correcta mantención de los módulos.



4.8. COSTOS ASOCIADOS AL ESTUDIO TÉCNICO

Los costos asociados al estudio técnico se encuentran en detalle en el punto 6.1 y 6.3 del capítulo VI. Y corresponden a: Los costos de inversión de cada uno de los equipos, con un total de \$ 2.731.050, los costos fijos de mantención de equipos, con un valor anual de \$ 5.000 y costos por depreciación de los equipos, con un valor anual de \$ 96.900.

CAPÍTULO V
“ESTUDIO LEGAL”



CAPÍTULO V. ESTUDIO LEGAL

En el siguiente capítulo se abordarán los aspectos legales desde el punto de vista de la viabilidad del proyecto. Identificando, describiendo y analizando el marco legal que regula este tipo de proyectos, a fin de determinar las disposiciones permisivas y prohibitivas para este, como aquellas que afecten la cuantía de su flujo de caja.

5.1. INSTITUCIONES REGULATORIAS

En la tabla 5.1 se presentan las instituciones regulatorias del marco legal aplicable a este proyecto, identificado a su vez los trámites y especificaciones para cada una de ellas.

Tabla 5.1. Instituciones regulatorias del marco legal aplicable.

ENTIDAD	TRAMITES	ESPECIFICACIÓN
Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).	Certificación del sistema fotovoltaico.	El sistema fotovoltaico debe ser certificado bajo las normas legales correspondientes y asociadas a la SEC.
	En caso de reclamos e inconformidades.	Los reclamos e inconformidades presentadas por un usuario deberán presentarse y ser atendidas ante la SEC, mediante los procedimientos correspondientes para cada caso.
Empresa Eléctrica de Arica (Emelari).	Proceso de conexión a la red eléctrica.	Se presentarán los documentos e información solicitada para la conexión a la red eléctrica ante la empresa distribuidora de energía correspondiente.

Fuente: Elaboración Propia.

5.2. LEY 20.571 O LEY DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El reglamento de la Ley 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales fue publicada el 6 de septiembre del 2014 mediante el Decreto Supremo N°71 (DS N°71), la cual entro en



vigencia el 22 de octubre del 2014. Cuyo objetivo propuesto es establecer un sistema que permite la autogeneración de energía en base a las ERNC y cogeneración eficiente. Entregando el derecho a los usuarios regulados de las empresas distribuidoras de energía eléctrica a inyectar sus excedentes de energía directamente a la distribuidora eléctrica, y que se les remunere por dichas inyecciones a un precio regulado.

Para el caso de los sistemas FV se establece que el sistema de generación a utilizar por el usuario debe tener una potencia instalada máxima de hasta 100 kW nominal (1.000 m² de superficie aproximadamente).

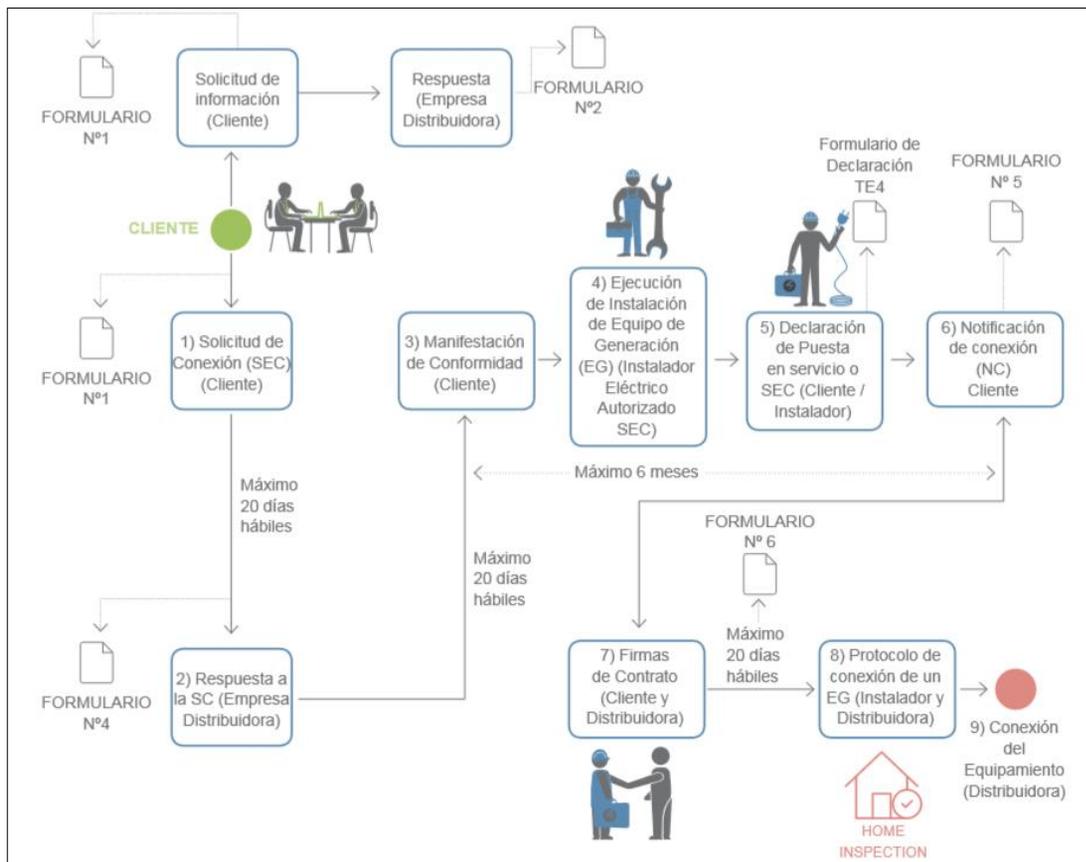
A su vez, la ley regula la instalación de los equipos, pues esta puede ser realizada solo por instaladores eléctricos autorizados por la SEC, con miras a evitar peligro para las personas, la propiedad y los artefactos conectados a la red. Cabe destacar que todo lo exigido a los instaladores eléctricos está regido a la *Norma NCh eléctrica 4/2003 de Instalaciones de consumo en baja tensión*.

En cuanto a los equipos a instalar como módulos FV e inversores, estos deben estar válidamente certificados o, en su defecto, autorizados por la SEC, según lo establecido en el instructivo para la autorización de productos a usar en los medios de generación acogidos a los beneficios de la Ley.

5.3. PROCEDIMIENTO DE CONEXIÓN DEL EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN A LA RED ELÉCTRICA

A continuación, se detalla el proceso estándar que debe seguir un usuario de un sistema FV para conectarse directamente a la red eléctrica y poder así realizar la venta de excedentes de energía generados. En la Figura 5.1 se puede apreciar el proceso completo, mostrando cada uno de los pasos a seguir los cuales serán descritos posteriormente.

Figura 5.1. Proceso de conexión a la red eléctrica.



Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

5.3.1. Solicitud de Información (Formulario 1)

Los usuarios o clientes finales que deseen hacer uso del derecho a inyectar energía eléctrica que trata el artículo 149 bis de la Ley General de Servicios Eléctricos, deben solicitar a las empresas distribuidoras la información asociada al transformador de distribución o alimentador que corresponda, con el fin de que la empresa distribuidora indique la capacidad en kW nominal permitido en la dirección solicitada, y permitir un adecuado diseño e instalación del equipamiento de generación. (Véase anexo 5.1).



5.3.2. Respuesta a Solicitud de Información (Formulario 2).

Deberá ser entregada en un plazo no mayor a 10 días hábiles contado desde la recepción de la Solicitud de Información por parte de la empresa distribuidora. (Véase anexo 5.2).

5.3.3. Solicitud de Conexión (Formulario 3)

Para dar inicio al proceso de conexión, se deberá presentar el formulario 3 a la empresa distribuidora respectiva, mediante el envío de una carta certificada o el ingreso de una carta en la oficina de partes de la empresa distribuidora, u otro medio que disponga esta última, manifestando la intención del usuario o cliente final de instalar un equipamiento de generación. (Véase anexo 5.3).

5.3.4. Respuesta a la Solicitud de Conexión (Formulario 4)

En función de la información otorgada por el usuario o cliente final de acuerdo al artículo anterior, la empresa distribuidora deberá responder, mediante carta certificada, dentro de un plazo máximo de 20 días hábiles. Este plazo se contará desde la fecha de ingreso de la solicitud de conexión. Véase anexo 5.4.

La respuesta de la empresa distribuidora deberá incluir la siguiente información:

a) La ubicación geográfica del punto de conexión del equipamiento de generación a su red de distribución eléctrica, de acuerdo al número de usuario o cliente final.

b) La propiedad y capacidad del empalme asociado al usuario o cliente final, expresada en kilowatts.



c) La capacidad instalada permitida en la respectiva red de distribución eléctrica, o del sector donde se ubicará el equipamiento de generación, establecida según lo indicado en el formulario 2 en la respuesta a la solicitud de información.

d) Las obras adicionales y/o adecuaciones necesarias para la conexión del equipamiento de generación, si se requieren, junto a su valoración, plazo de ejecución y modalidad de pago.

e) El modelo de contrato de conexión que deberá firmarse una vez presentada la notificación de conexión, sin perjuicio que éste pueda ser modificado por mutuo acuerdo de las partes.

f) El costo de las actividades necesarias para efectuar la conexión del equipamiento de generación señalada³⁵.

5.3.5. Manifestación de Conformidad

El usuario o cliente final, en un plazo no superior a 20 días hábiles contado desde la fecha de recepción de la respuesta a su solicitud de conexión, deberá manifestar su conformidad a la empresa distribuidora mediante el envío de una carta certificada o el ingreso de una carta en la oficina de partes de la empresa distribuidora, u otro medio que disponga esta última. (Véase anexo 5.5).

³⁵ Diario oficial de la República de Chile. Ministerio del Interior y seguridad pública. Artículo 21.



5.3.6. Formulario de Declaración Trámite eléctrico 4 (TE4)

La instalación de un equipamiento de generación deberá ejecutarse por instaladores eléctricos debidamente autorizados por la Superintendencia o por aquellos profesionales señalados en el decreto N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, dentro del plazo establecido en el artículo precedente, según corresponda, en conformidad a lo establecido en los reglamentos y normas técnicas vigentes o instrucciones de carácter general de la Superintendencia, y en condiciones de evitar peligro para las personas o daño en las cosas. Además, los instaladores eléctricos son quienes acreditarán que la instalación del Equipamiento de Generación ha sido proyectada y ejecutada cumpliendo con las disposiciones establecidas en el DS N°71 y normativa técnica que resulten aplicables en el diseño y construcción de este tipo de instalaciones.

5.3.7. Notificación de Conexión (Formulario 5)

El usuario o cliente final deberá presentar una notificación de conexión, mediante el envío de una carta certificada o el ingreso de una carta en la oficina de partes de la empresa distribuidora, u otro medio que disponga esta última, la que deberá contener las siguientes menciones y antecedentes (Véase anexo 5.6):

- a) El nombre o razón social del titular y el rol único nacional o rol único tributario del solicitante, según corresponda. Además, deberá incluir su domicilio y número de identificación del servicio que corresponde al usuario o cliente final;
- b) La capacidad instalada del equipamiento de generación y sus características técnicas esenciales que deberán ser consistentes con las principales características de dicho equipamiento consignadas en la SEC, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente o en las



instrucciones de carácter general que al efecto dicte la Superintendencia;

- c) El o los certificados de la(s) unidad(es) de generación y demás componentes del equipamiento de generación que así lo requieran, otorgados en conformidad a la normativa vigente;
- d) La identificación y clase del instalador eléctrico o la identificación del profesional de aquellos señalados en el decreto N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, según corresponda, y
- e) Copia de la declaración o comunicación de la puesta en servicio del equipamiento de generación realizada por el usuario o cliente final ante la Superintendencia.

5.3.8. Firma de Contrato (Cliente – Distribuidora)

Dentro del plazo de 5 días hábiles contados desde la recepción de la notificación de conexión por la empresa distribuidora, esta última y el usuario o cliente final deberán firmar un contrato de conexión.

5.3.9. Protocolo de Conexión de un Equipo Generador (EG) (Instalador-distribuidora) (Formulario 6)

Una vez firmado el contrato al que se refiere el artículo 19 del DS N°47, la empresa distribuidora efectuará o supervisará la conexión del Equipamiento de Generación. La fecha de conexión será aquella indicada en el contrato y no excederá de 20 días hábiles respecto a la fecha de suscripción de dicho contrato. Para finalmente dar paso a la conexión oficial del equipamiento llevado a cabo por la empresa distribuidora. (Véase anexo 5.7).



5.4. COSTOS ASOCIADOS A LA TRAMITACIÓN LEGAL DEL PROYECTO

Se debe destacar que la tramitación legal del proyecto no tiene costo alguno relacionado a patentes, permisos y otro tipo de documentos legales. Pero si se debe realizar el proceso en compañía de un instalador eléctrico certificado por la SEC, dado que en la mayor parte de este (excepto formulario 1 y 2), son detalles técnicos eléctricos, los cuales el cliente no posee los conocimientos para responderlos.

Específicamente en la declaración de puesta en servicio (TE4) es donde se requiere la mayor experiencia de una persona apta de realizar planos eléctricos de la instalación y la distribución de energía dentro del recinto.

Estos procesos de tramitación son parte del servicio que ofrecen las empresas contratadas para realizar la implementación del sistema fotovoltaico y son ellos quienes se encargan de ejecutarlos correctamente, puesto que el mismo ingeniero eléctrico que lleva a cabo la instalación, lógicamente es adecuado que lleve a cabo la realización de la tramitación legal.

5.5. ANÁLISIS LEGAL AMBIENTAL

El impacto ambiental es tema relevante en la ejecución de cualquier iniciativa o proyecto. Sin embargo y dada las características específicas del servicio bajo estudio, este no será un tema complejo y se puede considerar como una iniciativa a favor del cuidado del medio ambiente. Esto debido a que el servicio propuesto promueve el uso de una energía renovable, que no genera residuos, ya sea en forma de emisión de gases o residuos sólidos y/o líquidos. Además de no generar contaminación sonora, ya que no se produce ningún tipo de sonido cuando un sistema fotovoltaico opera.

Con respecto a la normativa vigente Ley 19.300 no se requerirá de una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) y una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para llevar a cabo la instalación de los sistemas fotovoltaicos



en las viviendas de la ciudad de Arica, esto según la información oficial puesta a disposición en la página web³⁶ del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

³⁶ Gobierno de Chile, Ministerio del Medio Ambiente. *Ley N°20.417, publicada en el Diario oficial el 26 de enero de 2010.*

CAPÍTULO VI
“ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO”



CAPÍTULO VI. ESTUDIO ECONÓMICO Y FINANCIERO

El presente capítulo plantea como objetivo determinar la rentabilidad de la inversión del proyecto a través de la evaluación de los antecedentes aportados por los capítulos anteriores. Para ello se determinarán las inversiones, ingresos, egresos y costos asociados a la implementación de este. Para posteriormente medir el rendimiento del proyecto con los indicadores Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Costo Nivelado de la Energía (LCOE).

Para este estudio en particular se determinó un periodo de evaluación correspondiente a 25 años, esto debido a que los módulos FV del sistema bajo estudio presentan una garantía de vida y correcto funcionamiento durante dicho periodo de tiempo. Además, este componente es el que representa la mayor parte de la inversión inicial del proyecto en estudio, por lo que se acoge el periodo de tiempo mencionado anteriormente.

6.1. INVERSIÓN INICIAL

Con la información aportada por los estudios de mercado, técnico y legal, podemos establecer los requerimientos de inversiones para la instalación y puesta en marcha del sistema FV.

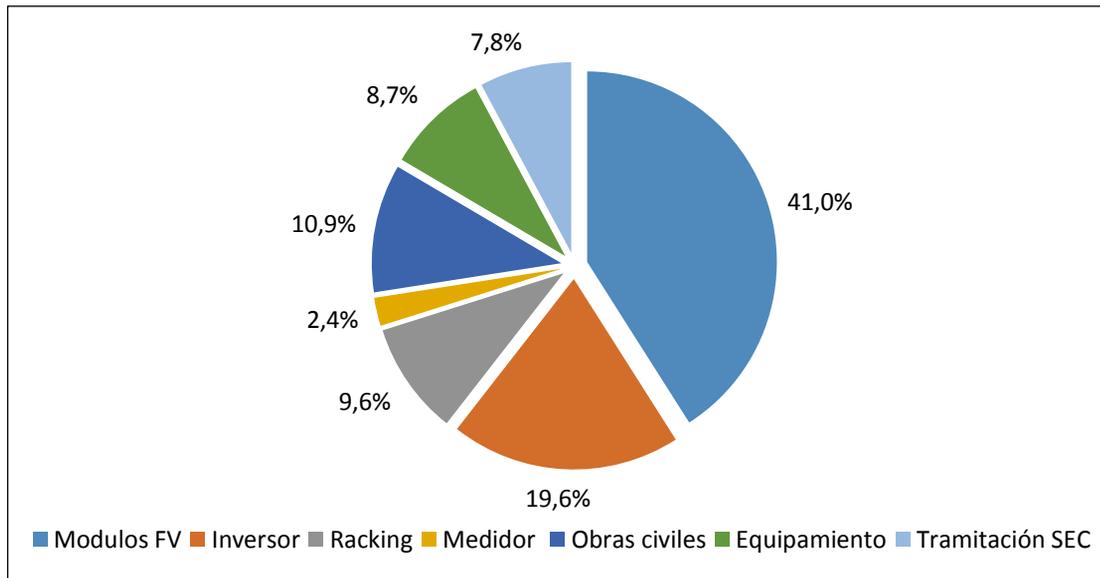
Los costos de inversión inicial asumen un valor total de \$ 2.731.050 y corresponde al valor entregado por la empresa Solar Trust S.p.A para llevar a cabo la instalación del sistema FV (Véase anexo 14). En la cual se contemplan los siguientes ítems:

- Módulos Fotovoltaicos.
- Inversor.
- Racking.
- Medidor.
- Obras civiles.
- Equipamiento.
- Tramitación SEC.



En la siguiente Figura se muestra la distribución de estos costos de inversión inicial.

Figura 6.1. Distribución porcentual de los costos de inversión inicial.



Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 6.1 se puede apreciar que los módulos FV representan el mayor costo dentro de la inversión inicial, abarcando un 41% del total. A su vez se observa que el medidor es el ítem de menor costo dentro la inversión inicial abarcando solo un 2,4% del total de estos.

6.1.1. Reinversión en activos fijos

Según la vida útil de cada activo fijo, es que se debe efectuar un reemplazo de equipos debido a la obsolescencia tecnológica tanto del inversor como del medidor a usar en el sistema FV.

El calendario de reinversiones fue definido en función del criterio de la vida útil contable (plazo a depreciar) y se encuentra en forma detallada en el anexo 6.1.



6.2. INGRESOS DEL PROYECTO

En este punto se identificará la totalidad de los ingresos asociados a la implementación del sistema FV. Considerando los ingresos directos definidos como operacionales y los ingresos indirectos definidos como no operacionales.

6.2.1. Ingresos operacionales

Estos ingresos son ocasionados por la venta del producto o servicio que genera el proyecto. Para este proyecto en particular estos son determinados por el ahorro y venta de energía eléctrica hacia la red eléctrica. Por lo cual para cuantificar dichos ingresos se deberá considerar la proyección tarifaria de compra y venta de electricidad realizada en el punto 3.3.1 y la generación y consumo eléctrico específicos del sistema FV bajo estudio que se encuentran en detalle en el punto 4.3.2. La tabla 6.1 muestra los ingresos operacionales del proyecto.



Tabla 6.1. Ingresos operacionales.

Ingresos Operacionales			
Año	Ingresos por ahorro de energía eléctrica (\$)	Ingresos por venta de energía eléctrica (\$)	Ingresos totales (\$)
2017	\$ 79.080	\$ 100.291	\$ 179.371
2018	\$ 81.493	\$ 104.282	\$ 185.775
2019	\$ 83.906	\$ 108.273	\$ 192.180
2020	\$ 86.319	\$ 112.265	\$ 198.584
2021	\$ 88.732	\$ 116.256	\$ 204.989
2022	\$ 91.145	\$ 120.248	\$ 211.393
2023	\$ 93.559	\$ 124.239	\$ 217.797
2024	\$ 95.972	\$ 128.230	\$ 224.202
2025	\$ 98.385	\$ 132.222	\$ 230.606
2026	\$ 100.798	\$ 136.213	\$ 237.011
2027	\$ 103.211	\$ 140.204	\$ 243.415
2028	\$ 105.624	\$ 144.196	\$ 249.820
2029	\$ 108.037	\$ 148.187	\$ 256.224
2030	\$ 110.450	\$ 152.178	\$ 262.628
2031	\$ 112.863	\$ 156.170	\$ 269.033
2032	\$ 115.276	\$ 160.161	\$ 275.437
2033	\$ 117.690	\$ 164.152	\$ 281.842
2034	\$ 120.103	\$ 168.144	\$ 288.246
2035	\$ 122.516	\$ 172.135	\$ 294.651
2036	\$ 124.929	\$ 176.126	\$ 301.055
2037	\$ 127.342	\$ 180.118	\$ 307.459
2038	\$ 129.755	\$ 184.109	\$ 313.864
2039	\$ 132.168	\$ 188.100	\$ 320.268
2040	\$ 134.581	\$ 192.092	\$ 326.673
2041	\$ 136.994	\$ 196.083	\$ 333.077

Fuente: Elaboración Propia.

6.2.2. Ingresos no operacionales

Estos ingresos corresponden a aquellos que no se obtienen directamente por el desarrollo de la actividad principal del proyecto. Para este proyecto en particular corresponde al valor de desecho.



6.2.2.a. Valor de desecho

Corresponde al valor que podrían tener los activos más allá del periodo de evaluación del proyecto. En este caso se ha considerado el valor libro como el valor de desecho de los activos a vender, obteniéndose un valor de \$ 296.500. Esto se puede observar detalladamente en la tabla 6.2.

6.3. COSTOS OPERACIONALES

Estos son los costos que están relacionados con la operación o el funcionamiento del sistema FV. Los cuales normalmente se dividen en costos variables y costos fijos. Debido a que el funcionamiento del sistema FV no presenta costos que dependan del nivel de producción, es que se consideraran únicamente los costos fijos asociados a este.

6.3.1. Costos Fijos

6.3.1.a Mantención de equipos.

Si bien la mayoría de los equipos que forman parte del sistema FV no requieren mantención y tienen una garantía de correcto funcionamiento durante todo el periodo de su vida útil. Los módulos FV requieren de una mantención mínima cada dos meses que consiste en la limpieza de estos. La cual es esencial para preservar su vida útil y mantener su rendimiento. Los costos asociados a esta mantención son bajos ya que solo se necesita de agua, jabón y una esponja, alcanzando un valor anual de \$ 5.000.



6.4. COSTOS NO OPERACIONALES

6.4.1. Depreciación

A medida que avanza el tiempo, las maquinas, equipos y otros activos fijos que operan en el proyecto pierden o disminuyen su valor material o funcional, es decir los activos se deprecian año a año. Para determinar el valor de los costos ocasionados por la depreciación se utilizará el “Método de línea recta o lineal”, en el cual el valor de los activos se reduce de forma constante y homogénea durante cada periodo de su vida útil. Este método está definido por la siguiente ecuación:

Ecuación 6.1. Depreciación lineal:

$$D = \frac{\text{Costo del activo} - \text{Valor residual}}{\text{Vida util}}$$

Fuente: Elaboración Propia.

En la siguiente tabla se calcula la depreciación para cada uno de los activos fijos, considerando que en el caso de los activos que su vida útil es inferior al periodo de evaluación del proyecto, se realizarán las reinversiones correspondientes.

Tabla 6.2. Depreciación y valor de desecho de los activos fijos

Ítem	Valor Total (\$)	Vida útil (años)	Depreciación Anual (\$)	Valor Desecho (\$)
Modulos FV	\$ 940.000	25	\$ 37.600	\$ 0
Inversor	\$ 450.000	10	\$ 45.000	\$ 225.000
Medidor	\$ 55.000	10	\$ 5.500	\$ 27.500
Racking	\$ 220.000	25	\$ 8.800	\$ 44.000
TOTAL	\$ 1.665.000		\$ 96.900	\$ 296.500

Fuente: Elaboración Propia. Basado en datos Servicio de Impuestos Internos (SII).



6.5. FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

Para el desarrollo de este estudio, no se considerará la alternativa de un financiamiento bancario en la realización del proyecto, Por lo tanto, el financiamiento del este será de forma interna, es decir, financiado totalmente con recursos propios o patrimonio. Esto debido a que se busca analizar de forma clara la viabilidad del proyecto para una vivienda promedio, en la cual se engloba a una gran cantidad de personas o grupos familiares, los cuales producto de los estándares de requisitos del mercado bancario, no podrían acceder a préstamos.

6.6. COSTO DE CAPITAL

El costo de capital, es un promedio de los costos de cada una de las fuentes de financiamiento que la empresa utiliza, tanto interna como externa, estos se ponderan de acuerdo con la proporción de los costos dentro de la estructura definida para el proyecto. La tasa se calcula con la siguiente ecuación:

Ecuación 6.2. Costo de capital de todos los recursos

$$K_0 = K_d \frac{Deuda}{Deuda + Patrimonio} (1 - t) + K_e \frac{Patrimonio}{Deuda + Patrimonio}$$

Fuente: www.pep.drnet.cl (Visitada el 20 de octubre 2016)

Debido a que el proyecto se financiará solo con recursos propios acorde a lo mencionado en el punto 5 y de acuerdo a la ecuación 6.2 el costo de capital (K_0) para este caso será igual al costo de capital propio (K_e).



6.6.1. Costo de capital propio

El costo de capital propio es definido como el costo de oportunidad del inversionista (Sapag, 2008), y este será determinado mediante la utilización del Modelo de Valoración de Activos (CAPM). Por lo cual se deberá determinar la siguiente ecuación:

Ecuación 6.3. Costo de capital propio.

$$K_e = R_f + [E(R_m) - R_f]\beta$$

Fuente: www.pep.drnet.cl (Visitada el 20 de octubre 2016)

donde:

(R_f): Tasa libre de riesgo.

($E(R_m)$): Estimación de la rentabilidad esperada del mercado.

(β): Sensibilidad de la rentabilidad al riesgo del rubro.

6.6.1.a. Tasa libre de riesgo (R_f).

De acuerdo a los criterios establecidos en el presente estudio, para la determinación de la tasa libre de riesgo se utilizará un instrumento financiero del Banco central de Chile, específicamente el bono del Banco Central de Chile en pesos (BCP 10 años). Por lo que la tasa libre de riesgo (R_f) corresponde a 5,19%.

6.6.1.b. Estimación de la rentabilidad esperada del mercado ($E(R_m)$).

Para obtener la estimación de la rentabilidad esperada del mercado se utilizará la variación porcentual mensual del Índice General de Precio de las



acciones (IGPA)³⁷ de la bolsa de Santiago, considerando los datos comprendidos desde el año 2007 hasta octubre del año 2016, en la tabla 6.3 se puede observar la variación del IGPA en Chile.

Tabla 6.3. Variación porcentual del IGPA en Chile (2007-2016).

Mes/Año	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enero	4,96%	-8,04%	6,98%	5,79%	-3,18%	1,61%	5,21%	-6,06%	-0,58%	0,51%
Febrero	-1,10%	1,96%	-1,94%	1,11%	-4,58%	5,34%	0,24%	7,12%	3,18%	0,09%
Marzo	3,64%	1,71%	-0,15%	-0,82%	3,03%	3,07%	-2,35%	1,14%	-1,38%	5,68%
Abril	6,98%	4,18%	7,67%	2,25%	4,17%	-1,27%	-2,83%	3,42%	2,80%	1,86%
Mayo	4,80%	1,80%	14,97%	0,51%	0,63%	-5,12%	-1,91%	-0,44%	0,19%	-1,21%
Junio	5,65%	2,90%	0,57%	3,96%	-1,25%	1,33%	-3,97%	-1,06%	-3,48%	1,59%
Julio	-1,84%	-2,10%	3,53%	7,69%	-6,52%	-3,00%	-7,17%	0,24%	-0,76%	3,26%
Agosto	-0,54%	-3,94%	-1,41%	4,65%	-3,48%	-1,33%	-2,41%	2,52%	-0,41%	0,30%
Septiembre	-1,07%	-5,87%	5,35%	5,26%	-7,99%	1,86%	4,67%	-0,88%	-3,73%	-1,87%
Octubre	5,09%	-9,11%	-1,42%	2,32%	10,18%	1,75%	2,17%	-2,12%	4,18%	6,09%
Noviembre	-5,37%	-2,54%	-1,79%	0,23%	-3,20%	-2,81%	-3,34%	3,26%	-4,17%	-
Diciembre	-3,07%	-1,42%	8,18%	0,22%	0,41%	3,67%	-2,00%	-3,02%	0,69%	-
Promedio mensual de variación del IGPA en Chile										0,58%
Promedio anual de variación del IGPA en Chile										7,2%

Fuente: Elaboración propia (datos investing.com)

Para la obtención de la estimación de la rentabilidad esperada del mercado se utilizó el valor anual promedio del IGPA, por consiguiente, $E(R_m)$ es igual a 7,2%.

6.6.1.c. Sensibilidad de la rentabilidad al riesgo del rubro (β).

Se conoce como β a la relación existente entre el riesgo del proyecto respecto al riesgo del mercado, este mide la sensibilidad de un cambio de la rentabilidad de una inversión individual al cambio de la rentabilidad del mercado en general.

Este índice se obtuvo de la base de datos³⁸ creada por el Departamento de Estudios Contables y Financieros de la Universidad

³⁷ Indicador de carácter patrimonial, que mide las variaciones de precios de la mayoría de las acciones inscritas en la Bolsa de Comercio de Santiago.

³⁸ http://www.icesi.edu.co/departamentos/finanzas_contabilidad/betas_colombia.php



ICESI³⁹, en la cual se encuentran calculados las betas por sector de cada índice, para empresas en el Índice de Precio Selectivo de Acciones (IPSA)⁴⁰ – Chile. Cuyos valores se encuentran actualizados a octubre de 2016. De la base de datos mencionada anteriormente se utilizará específicamente el índice correspondiente al de la industria de Energía independiente y productores eléctricos renovables. El coeficiente β sin deuda ($\beta^{s/d}$) corresponde a 0,81. Y puesto que para este estudio el proyecto será financiado sin deuda, este correspondería al valor β a utilizar para el cálculo del costo del capital.

6.7. CALCULO DEL COSTO DE CAPITAL NOMINAL

Con los datos obtenidos se puede realizar el cálculo del costo de capital, por medio de la ecuación 6.3, obteniéndose un costo de capital (K_0) de 6,82%.

6.8. CONVERSIÓN TASA DE COSTO DE CAPITAL NOMINAL A REAL

Debido a que los valores utilizados para realizar la obtención del costo de capital (K_0), corresponden a tasas nominales y considerando que los flujos de cajas que se presentarán posteriormente corresponden a flujos reales, es que se debe realizar una conversión del costo de capital obtenido, para que este pueda ser aplicado correctamente.

Para esto se utilizará la ecuación:

³⁹ Universidad privada de Colombia fundada en 1979, la cual cuenta con una facultad de negocios acreditada de forma internacional por The Association to Advance Collegiate Schools of Business, AACSB International y acreditación AMBA.

⁴⁰ Principal índice bursátil de Chile, elaborado por la Bolsa de Comercio de Santiago, el cual corresponde a un indicador de rentabilidad de las 40 acciones con mayor presencia bursátil.



Ecuación 6.4. Costo de capital real.

$$K_{real} = \frac{K_{nominal} - Inflation}{1 + Inflation}$$

Fuente: www.pep.drnet.cl (Visitada el 20 de octubre 2016)

donde:

$K_{nominal}$: Costo de capital nominal.

Inflación: Índice de Precios del Consumidor (IPC).

6.8.1. Índice de Precios del Consumidor (IPC)

El Índice de Precios del Consumidor (IPC), es un indicador nacional que mide los cambios en el tiempo del nivel general de los precios, correspondientes al consumo final de bienes y servicios de los hogares de estratos de ingreso: Alto, medio y bajo, residentes en el área urbana del país.

Para determinar el IPC se utilizaron los datos del banco central entre los cuales se pueden observar a continuación en la tabla 6.4

Tabla 6.4. Estimación IPC.

Año	IPC
2009	-2,26%
2010	1,87%
2011	3,27%
2012	2,85%
2013	1,95%
2014	5,14%
2015	4,64%
2016	3,10%
Promedio	2,57%

Fuente: Elaboración propia en base a datos del Banco Central de Chile.

El Índice de Precios del Consumidor es igual a 2,57 %.



6.9. CALCULO DEL COSTO DE CAPITAL REAL

Utilizando el costo de capital nominal y el IPC determinado anteriormente. Y mediante la ecuación 6.4, se obtuvo el valor del costo de capital real (K_{real}) el cual corresponde a 4,14%. Valor de costo de capital a usar en los posteriores criterios de evaluación del proyecto.

6.10. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DEL PROYECTO

Con el fin de determinar la viabilidad de la instalación de un sistema FV on-grid en la vivienda promedio de la ciudad de Arica, se escogieron dos indicadores o instrumentos de evaluación, que son el Valor Actual Neto (VAN) y el Costo Nivelado de la Energía” (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés).

6.10.1. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto es la suma algebraica de los flujos de efectivos actualizados a la tasa de costo de capital, considerando tanto los ingresos como los egresos, durante el horizonte de evaluación (que para el caso en estudio será de 25 años). A continuación, se presenta la ecuación matemática de este criterio:



Ecuación 6.5. Valor actual neto

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F\$_i}{(1 + K_0)^i} \quad (1)$$

Fuente: www.pep.drnet.cl (visitada el 20 de noviembre 2016)

donde:

$F\$_i$: Flujo de caja en el año i .

K_0 : Tasa costo de capital.

n : Número de años que dura el proyecto.

El criterio que se utiliza para evaluar los proyectos, utilizando el VAN, es el siguiente:

- Si $VAN \geq 0$, Aceptar el proyecto. Ya que los egresos actualizados serán menores que los ingresos actualizados.
- Si $VAN < 0$, Rechazar el proyecto. Ya que los egresos actualizados serán mayores que los ingresos actualizados.

6.10.2. Tasa interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno representa la tasa de descuento que iguala al valor actual de los ingresos y el valor actual de los egresos, es decir, que provoca que el VAN sea igual a cero. A continuación, se presenta la ecuación matemática de este criterio:



Ecuación 6.6. Tasa interna de retorno

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{F\$_i}{(1 + TIR)^i} \quad (2)$$

Fuente: www.pep.drnet.cl (visitada el 20 de noviembre 2016).

donde:

$F\$_i$: Flujo de caja en el año i .

TIR : Tasa interna de retorno.

n : Número de años que dura el proyecto.

El criterio que se utiliza para evaluar los proyectos, utilizando la TIR, es el siguiente:

- Si $TIR \geq K_0$, Aceptar el proyecto. Ya que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida.
- Si $TIR < K_0$, Rechazar el proyecto. Ya que proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

6.10.3. Costo Nivelado de la Energía (LCOE)

La evaluación de la viabilidad mediante el “Levelized Cost Of Energy (LCOE)”, representa el costo de un sistema de generación de energía durante su vida útil; Se calcula como el precio por kWh en el que la energía debe generarse a partir de una fuente específica durante su vida útil y permite comparar el costo de la generación de energía de diferentes tecnologías⁴¹.

⁴¹ SciVerse Science Direct. *A review of solar photovoltaic levelized cost of energy*. P. 4.



El criterio de evaluación del indicador LCOE, para este estudio se realiza a través de la comparación entre el valor obtenido del LCOE y el costo de la energía convencional utilizado por la vivienda. Sugiriendo que la instalación FV es competitiva o viable si el indicador LCOE resulta tener un valor menor o igual al del costo de la energía convencional que utiliza la vivienda.

Además, se considera y se describe la ecuación LCOE como el precio que se pagaría por el consumo de la energía (\$/kWh)⁴². En este estudio, el LCOE es comparado con el precio de la red eléctrica por kilowatt/hora de la tarifa de Baja Tensión 1. Valores establecidos por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y vistos en el punto 3.3.

Ecuación 6.7. Costo nivelado de la energía.

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} \quad (3)$$

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T S_t (1-d)^t / (1+r)^t} \quad (4)$$

Fuente: Renewable and Sustainable Energy Reviews (2011). *A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity*. P. 4472.

donde:

r: Tasa de descuento.

Ct: Costos netos del proyecto (3), desglosados según ecuación (4) en:

It: Inversión inicial.

Mt: Costos de mantención.

Ot: Costos Operacionales.

Ft: Desembolsos o gastos por interés.

⁴² Ontario Power Authority (OPA), Canada. Facilitating the development and use of renewable energy and enabling 2010 and 2025 renewable targets, in exhibit D&E; 2008.



Et: Energía producida del sistema (3), desglosados según ecuación (4) en:

St: Energía nominal producida anualmente

d: Tasa de degradación.

6.10.2.a. Energía producida del sistema

La energía producida del sistema es representada por la salida de energía nominal por año (St) multiplicado por el factor de degradación⁴³ (1-d).

- Energía nominal por año (St).

Como se entrega en el capítulo técnico, específicamente en el punto 4.1.2.a. El rendimiento del sistema entrega, un rendimiento anual específico de 1.697,08 (kWh/kWp), y la potencia nominal para cubrir la demanda de la vivienda promedio es de 1,33 kWp. Por lo tanto, la energía nominal por año es:

$$St = 1.697,08 \text{ (kWh/kWp)} * 1,33 \text{ kWp}$$

$$St = 2.257 \text{ (kWh/año)}$$

- Factor de degradación (d).

De acuerdo a una investigación en el desempeño de los módulos FV policristalino⁴⁴, se define que la degradación más rápida ocurre en un comienzo, pues luego la degradación se estabiliza indefinidamente. En esta misma investigación, además, se demuestra que la degradación anual presente en los módulos es de un 0.76%.

En los resultados entregados por el reporte del software PV*SOL Premium, apreciado en más detalle en el punto 4.5.2.a, se indica que el

⁴³ Factor que indica el porcentaje de degradación en la generación de energía que el sistema sobrelleva con el tiempo.

⁴⁴ Progress in photovoltaics: Research and applications. "The Results of Performance Measurements of Field-aged Crystalline Silicon Photovoltaic Modules".



porcentaje de potencia restante después de 25 años es de 81%. Al presentar una potencia restante de 81% después de 25 años, significa una degradación de 19% distribuida en 25 años. Lo cual representa la misma degradación anual presentada en la investigación mencionada anteriormente, es decir, una degradación anual de 0,76%.

6.11. APLICACIÓN DE CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Los flujos de caja del presente proyecto se evaluarán desde el punto de vista del proyecto, por lo tanto, no se considerará la forma de financiamiento del proyecto en la determinación de los Flujos de caja.

Se considerarán los siguientes antecedentes para realizar la evaluación:

- Horizonte de evaluación del proyecto de 25 años.
- Tasa de impuesto a la utilidad de 20%.
- Tasa costo de capital de 4,14%.
- Inversión inicial de \$ 2.731.050.

Además, se considera los siguientes antecedentes para la determinación del indicador LCOE:

- Energía nominal por año de 2.257 (kWh/año).
- Factor de degradación de 0,76%.



6.11.1. Flujo de caja del proyecto (Calculo indicadores VAN y TIR)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Ingresos por ahorro de energía eléctrica (\$)	\$ 79.080	\$ 81.493	\$ 83.906	\$ 86.319	\$ 88.732	\$ 91.145	\$ 93.559	\$ 95.972	\$ 98.385	\$ 100.798	\$ 103.211	\$ 105.624	
Ingresos por venta de energía eléctrica (\$)	\$ 100.291	\$ 104.282	\$ 108.273	\$ 112.265	\$ 116.256	\$ 120.248	\$ 124.239	\$ 128.230	\$ 132.222	\$ 136.213	\$ 140.204	\$ 144.196	
Periodo	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ítem													
Inversión	-\$ 2.731.050												
Ingresos operacionales	\$ 179.371	\$ 185.775	\$ 192.180	\$ 198.584	\$ 204.989	\$ 211.393	\$ 217.797	\$ 224.202	\$ 230.606	\$ 237.011	\$ 243.415	\$ 249.820	
Costos operacionales													
costos fijos	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	-\$ 5.000	
Depreciación total	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	-\$ 96.900	
Total gastos y costos	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	-\$ 101.900	
Utilidad Bruta	\$ 77.471	\$ 83.875	\$ 90.280	\$ 96.684	\$ 103.089	\$ 109.493	\$ 115.897	\$ 122.302	\$ 128.706	\$ 135.111	\$ 141.515	\$ 147.920	
Impuesto a la utilidad (20%)	-\$ 15.494	-\$ 16.775	-\$ 18.056	-\$ 19.337	-\$ 20.618	-\$ 21.899	-\$ 23.179	-\$ 24.460	-\$ 25.741	-\$ 27.022	-\$ 28.303	-\$ 29.584	
Utilidad después de impuestos	\$ 61.977	\$ 67.100	\$ 72.224	\$ 77.347	\$ 82.471	\$ 87.594	\$ 92.718	\$ 97.841	\$ 102.965	\$ 108.089	\$ 113.212	\$ 118.336	
Depreciación total	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	\$ 96.900	
Reinversión									-\$ 505.000				
Valor de desecho total													
FSI	-\$ 2.731.050	\$ 158.877	\$ 164.000	\$ 174.247	\$ 179.371	\$ 184.494	\$ 189.618	\$ 194.741	\$ 199.865	\$ 300.011	\$ 210.112	\$ 215.236	

Costo de capital K_0	4,14%
------------------------	-------

VAN(4,14%)	\$ 44.044
TIR	4,28%



Ingresos por ahorro de energía eléctrica (\$)	\$	108.037	\$	110.450	\$	112.863	\$	115.276	\$	117.690	\$	120.103	\$	122.516	\$	124.929	\$	127.342	\$	129.755	\$	132.168	\$	134.581	\$	136.994
Ingresos por venta de energía eléctrica (\$)	\$	148.187	\$	152.178	\$	156.170	\$	160.161	\$	164.152	\$	168.144	\$	172.135	\$	176.126	\$	180.118	\$	184.109	\$	188.100	\$	192.092	\$	196.083
Periodo		13		14		15		16		17		18		19		20		21		22		23		24		25
Ítem																										
Inversión																										
Ingresos operacionales	\$	256.224	\$	262.628	\$	269.033	\$	275.437	\$	281.842	\$	288.246	\$	294.651	\$	301.055	\$	307.459	\$	313.864	\$	320.268	\$	326.673	\$	333.077
Costos operacionales																										
costos fijos	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000	-\$	5.000
Depreciación total	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900	-\$	96.900
Total gastos y costos	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900	-\$	101.900
Utilidad Bruta	\$	154.324	\$	160.728	\$	167.133	\$	173.537	\$	179.942	\$	186.346	\$	192.751	\$	199.155	\$	205.559	\$	211.964	\$	218.368	\$	224.773	\$	231.177
Impuesto a la utilidad (20%)	-\$	30.865	-\$	32.146	-\$	33.427	-\$	34.707	-\$	35.988	-\$	37.269	-\$	38.550	-\$	39.831	-\$	41.112	-\$	42.393	-\$	43.674	-\$	44.955	-\$	46.235
Utilidad después de impuestos	\$	123.459	\$	128.583	\$	133.706	\$	138.830	\$	143.953	\$	149.077	\$	154.200	\$	159.324	\$	164.448	\$	169.571	\$	174.695	\$	179.818	\$	184.942
Depreciación total	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900	\$	96.900
Reinversión																										
Valor de desecho total																										
FSI	\$	220.359	\$	225.483	\$	230.606	\$	235.730	\$	240.853	\$	245.977	\$	251.100	\$	248.776	\$	261.348	\$	266.471	\$	271.595	\$	276.718	\$	281.842

Fuente: Elaboración Propia.



6.11.2. Calculo del indicador LCOE

t	año t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
It	Inversión Inicial / Costo del sistema incluyendo construcción, instalación, etc. [\$]	\$ 2.731.050														
Mt	Costos de mantención en año t [\$]	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Ot	Costos operacionales en año t [\$]										\$ 505.000					
Ft	Gastos por intereses por préstamos [\$]															
r	Tasa de descuento en año t [%]	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414
Ct	Costo neto del proyecto para el año t [\$]	\$ 2.738.290	\$ 7.223	\$ 7.206	\$ 7.189	\$ 7.171	\$ 7.154	\$ 7.137	\$ 7.120	\$ 7.103	\$ 7.086	\$ 7.068	\$ 7.051	\$ 7.034	\$ 7.017	\$ 7.000

Energía producida por año

Potencia Nominal del sistema [kW]	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
Irradiación presente por kilowatt peak [kWh/kW]	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08
St	Salida de Energía nominal en año t [kWh/kWp/año]	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12
d	Factor de degradación [%]	0,0076	0,0152	0,0228	0,0304	0,038	0,0456	0,0532	0,0608	0,0684	0,076	0,0836	0,0912	0,0988	0,1064	0,114
Et	Energía producida en año t [\$]	\$ 2.240	\$ 2.223	\$ 2.206	\$ 2.189	\$ 2.171	\$ 2.154	\$ 2.137	\$ 2.120	\$ 2.103	\$ 2.086	\$ 2.068	\$ 2.051	\$ 2.034	\$ 2.017	\$ 2.000

t	año t	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
It	Inversión Inicial / Costo del sistema incluyendo construcción, instalación, etc. [\$]										
Mt	Costos de mantención en año t [\$]	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000	\$ 5.000
Ot	Costos operacionales en año t [\$]										
Ft	Gastos por intereses por préstamos [\$]										
r	Tasa de descuento en año t [%]	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414	0,0414
Ct	Costo neto del proyecto para el año t [\$]	\$ 6.983	\$ 6.965	\$ 6.948	\$ 6.931	\$ 6.914	\$ 6.897	\$ 6.880	\$ 6.863	\$ 6.845	\$ 6.828

Energía producida por año

Potencia Nominal del sistema [kW]	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33	1,33
Irradiación presente por kilowatt peak [kWh/kW]	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08	1697,08
St	Salida de Energía nominal en año t [kWh/kWp/año]	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12	2.257,12
d	Factor de degradación [%]	0,1216	0,1292	0,1368	0,1444	0,152	0,1596	0,1672	0,1748	0,1824	0,19
Et	Energía producida en año t [\$]	\$ 1.983	\$ 1.965	\$ 1.948	\$ 1.931	\$ 1.914	\$ 1.897	\$ 1.880	\$ 1.863	\$ 1.845	\$ 1.828

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} = \frac{3.294.885,73 \text{ [\$]}}{34.480,76 \text{ [kWh]}} = 103,34 \frac{\text{[\$]}}{\text{[kWh]}}$$

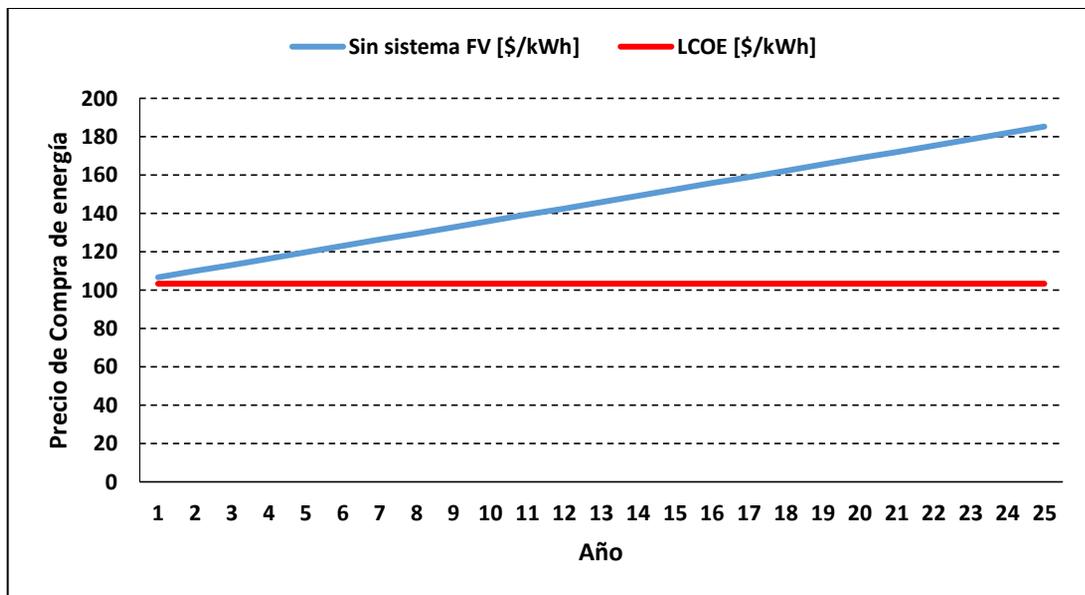
Fuente: Elaboración Propia



6.11.2.a. Comparación LCOE – Precios de inyección a la red

Como se mencionó en el punto 6.10.3, LCOE es el precio que se pagaría por el consumo de la energía (\$/kWh) con la instalación de un sistema FV incluido. A continuación se presentan en la Figura 6.2 los valores obtenidos al comparar el LCOE con el precio de inyección la red eléctrica por kilowatt/hora de la tarifa de Baja Tensión 1.

Figura 6.2. Precio de compra de energía con y sin sistema FV.



Fuente: Elaboración Propia.

En la Figura 6.2 se logra apreciar que el precio por kWh calculado por la formula LCOE se mantiene por debajo del precio que la vivienda pagaría sin el sistema FV a lo largo de los 25 años.



6.11.3. Resultados criterios de evaluación

Los resultados obtenidos del flujo de caja del proyecto son los siguientes:

- VAN = \$ 44.044.
- TIR = 4,28%

Considerando el flujo de caja obtenido, además de la energía nominal por año y el Factor de degradación se obtiene:

- LCOE= 103,34 (\$/kWh)

Por lo tanto y de acuerdo con los criterios de evaluación mencionados anteriormente el proyecto es rentable y se debe aceptar, debido a que el VAN es mayor que cero y además la TIR es mayor que el costo de capital. En cuanto al LCOE este se encuentra por debajo del precio convencional de energía (\$/kWh) consumida por la vivienda promedio de la ciudad de Arica por lo que es factible y por ende viable instalar un sistema fotovoltaico con las características entregadas en el presente estudio.

CAPÍTULO VII
“ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD”



CAPÍTULO VII. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los resultados que se obtienen al aplicar los criterios de evaluación económico y financiero, son el análisis de un momento determinado y estático. Existen muchas situaciones que pueden darse en la ejecución del proyecto y son muchas las variables que no son controlables por el mismo, por lo que, la evaluación debe contener también la variación o cambio de alguna de las variables que afectan los flujos del proyecto, por ende, la rentabilidad del mismo.

Ante la necesidad de entregar el máximo de antecedentes para tomar la decisión de si la implementación del proyecto es viable o no, es que se debe disponer de todos los elementos de juicio suficientes. Ahí es donde el análisis de sensibilidad, permite medir cuán sensible es la evaluación realizada a variaciones en uno o más parámetros decisivos.

La importancia del análisis de sensibilidad se manifiesta en el hecho de que los valores de las variables que se han utilizado para llevar a cabo la evaluación del proyecto pueden tener desviaciones con efectos de consideración en la medición de sus resultados. La evaluación del proyecto será sensible a las variaciones de uno o más parámetros si, al incluir estas variaciones en el criterio de evaluación empleado, la decisión inicial cambia.

7.1. VARIABLES DE SENSIBILIDAD

Las variables a examinar con el análisis de sensibilidad corresponden a:

- Los ingresos operacionales: Estos suponen un factor decisivo para el proyecto y varían según el valor del precio de compra y venta de energía eléctrica para la tarifa BT1. El análisis de esta variable se realizará mediante la utilización de los casos optimista y pesimista de la proyección del valor del precio de compra y venta de energía eléctrica para la tarifa BT1 obtenidos en el punto 3.3. Los cuales generan un aumento promedio anual del 19% de los ingresos



operacionales y una disminución promedio anual del 19% de los ingresos operacionales respectivamente.

- El costo de capital (K_0): Es un factor clave que enfrentan las tecnologías de generación de energía alternativa⁴⁵, cuyos costos reflejan esencialmente el rendimiento y la inversión de capital necesarios para construirlos. Se considerara para este análisis de sensibilidad un aumento del costo de capital, en un 2% y 4%, obteniendo así los valores de K_0 de: 6,14% y 8,14% respectivamente.
- La inversión inicial: Es un factor crítico para el proyecto debido a que es la principal barrera que enfrentan este tipo de iniciativas de generación de energía, al representar un gran desembolso de dinero y abarcar por ende la mayor parte de los costos. Se considerara para este análisis de sensibilidad un aumento de la inversión inicial en, en un 11% y 22%, obteniendo así los valores de: \$ 3.031.050 y \$ 3.331.050 respectivamente.

7.2. RESULTADOS SENSIBILIZACIÓN

A continuación, se aprecian los resultados obtenidos del VAN, TIR y LCOE para cada uno de los casos de variación de los ingresos operacionales vs costo de capital y de ingresos operacionales vs inversión inicial del sistema FV bajo estudio.

Tabla 7.1. Sensibilización ingresos operacionales vs costo de capital.

Variable	Costo de Capital (4,14%)			Costo de Capital (6,14%)			Costo de Capital (8,14%)		
	VAN (\$)	TIR (%)	LCOE (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	LCOE (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	LCOE (\$)
Caso normal	\$ 44.044	4,28%	\$ 103,34	-\$ 509.244	4,28%	\$ 117,61	-\$ 908.232	4,28%	\$ 132,59
Caso optimista	\$ 600.248	5,95%	\$ 103,34	-\$ 52.582	5,95%	\$ 117,61	-\$ 525.627	5,95%	\$ 132,59
Caso pesimista	-\$ 524.689	2,46%	\$ 103,34	-\$ 975.325	2,46%	\$ 117,61	-\$ 1.297.956	2,46%	\$ 132,59

Fuente: Elaboración propia.

⁴⁵ Lazard. *Lazard's levelized cost of energy analysis* (septiembre, 2014). P. 13.



Se puede observar de la tabla 7.1 que los valores obtenidos para el VAN presentan una situación favorable solo para los casos de ingreso operacional normal y optimista con un costo de capital del 4,14%, para el resto de casos observados solo se obtienen valores negativos y desfavorables para el proyecto.

En cuanto a la TIR, está presenta un panorama similar al del VAN, donde solo se obtienen resultados favorables en los casos de ingreso operacional normal y optimista con un costo de capital del 4,14%, ya que, para el resto de casos observados, la TIR no superaría al costo de capital respectivo.

Finalmente, respecto a los casos obtenidos para el LCOE se aprecia un alza del 13% de este si el costo de capital aumenta a un 6,14%, generando que el LCOE esté por encima del precio al que se enfrentaría el cliente BT1 sin sistema FV durante los primeros cinco años del proyecto. Y un alza del 28% del LCOE para un costo de capital del 8,14%, generando que el LCOE obtenido, este por encima del precio al que se enfrentaría el cliente BT1 sin sistema FV durante los primeros diez años del proyecto. Ambos casos son menos favorables que la situación inicial propuesta (véase anexo 7.1).

Tabla 7.2. Sensibilización ingresos operacionales vs inversión inicial.

Variable	Inversión inicial (\$ 2.731.050)			Inversión inicial (\$ 3.031.050)			Inversión inicial (\$ 3.331.050)		
	VAN (\$)	TIR (%)	LCOE (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	LCOE (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	LCOE (\$)
Caso normal	\$ 44.044	4,28%	\$ 103,34	-\$ 255.956	3,41%	\$ 118,84	-\$ 555.956	2,65%	\$ 128,40
Caso optimista	\$ 600.248	5,95%	\$ 103,34	\$ 300.248	4,98%	\$ 118,84	\$ 248	4,14%	\$ 128,40
Caso pesimista	-\$ 524.689	2,46%	\$ 103,34	-\$ 824.689	1,69%	\$ 118,84	-\$ 1.124.689	1,02%	\$ 128,40

Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar de la tabla 7.2 que los valores obtenidos para el VAN presentan una situación favorable para todos los casos de ingreso operacional optimista, sin importar el valor de la inversión inicial, en cuanto al resto de casos observados solo se obtienen valores negativos y desfavorables para el proyecto.



En cuanto a la TIR, está presenta un panorama similar al del VAN, donde solo se obtienen resultados favorables en los casos de ingreso operacional optimista, sin importar el valor de la inversión inicial, en cuanto al resto de casos observados, la TIR no superaría el costo de capital mínimo de 4,14%.

Finalmente, respecto a los casos obtenidos para el LCOE se aprecia un alza del 13% de este si el costo de capital aumenta a un 6,14%, generando que el LCOE esté por encima del precio al que se enfrentaría el cliente BT1 sin sistema FV durante los primeros cinco años del proyecto. Y un alza del 28% del LCOE para un costo de capital del 8,14%, generando que el LCOE obtenido, este por encima del precio al que se enfrentaría el cliente BT1 sin sistema FV durante los primeros diez años del proyecto. Ambos casos son menos favorables que la situación inicial propuesta (véase anexo 7.2).

En cuanto a la variable de inversión inicial es importante destacar cual es el valor máximo que esta puede tomar para que el proyecto siga siendo viable en cada uno de los casos de los ingresos operacionales: Considerando el caso optimista se tiene un valor máximo de inversión inicial de \$ 3.331.050. Para el caso normal se tiene un valor máximo de \$ 2.775.000. Y para el caso pesimista se tiene un valor máximo de \$ 2.206.000.

Teniendo en cuenta todos estos antecedentes se logra determinar que la evaluación del proyecto es altamente sensible a las variaciones de los parámetros efectuados, ya que al incluir estas variaciones en el criterio de evaluación empleado, la decisión inicial cambia en la mayoría de las situaciones

CAPÍTULO VIII
“CONCLUSIONES”



CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES

Con toda la información recopilada y analizada a lo largo del presente estudio de viabilidad, se pueden obtener las siguientes conclusiones respecto de la temática abordada:

Según la información aportada por los aspectos introductorios y marco teórico del presente estudio, se observa claramente la relevancia e impacto que tiene tanto para la población chilena como para la población global el uso de las ERNC, en específico de la energía solar FV, esto a causa de los diferentes beneficios obtenibles de la utilización de este tipo de energía, la cual impacta de forma positiva en el cuidado del medio ambiente y la salud de las personas. Además, se deja en claro que parte del territorio chileno y específicamente la ciudad de Arica, presentan un gran potencial y características idóneas para la implementación, aprovechamiento y desarrollo de la energía solar FV.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el estudio de mercado, la cantidad de viviendas para la ciudad de Arica asciende a un valor de 52.396, con una vivienda promedio compuesta por 3 o 4 personas, la cual presenta un consumo promedio de energía eléctrica de 180 kWh, con un perfil de consumo repetitivo que presenta: Una constante elevación del consumo eléctrico entre las 6 am – 8 am y entre las 6 pm – 8 pm, con un valor promedio de 0,25 kWh y 0,3 kWh respectivamente. La mayor parte del consumo es entre las 7 am y 7 pm. Que corresponde al 59,58% del total del consumo promedio. Y presenta además una demanda peak de electricidad entre las 7 am a 9 am, y de 7 pm a 10 pm.

En cuanto a los proveedores existentes, se observa que no existe una gran variedad de estos en el mercado local y que los precios asociados a la instalación del sistema FV son similares y no hay una gran diferencia entre ellos.

También se deriva de este estudio el hecho de que el valor del precio de inyección de energía de la vivienda a la red eléctrica es siempre menor que el valor del precio de compra de energía eléctrica por parte de la



vivienda a la red eléctrica, esto a lo largo de todos los meses del año. Por lo cual se hace evidente que es más conveniente concentrar la mayor cantidad de demanda energética en las horas de sol, cuando el sistema FV está en operación, en vez de vender la electricidad generada a la red eléctrica.

Con la ayuda del estudio técnico se pudo determinar el tamaño y diseño específico del sistema FV a implementar para satisfacer la demanda eléctrica anual de la vivienda promedio de Arica. El cual corresponde a un sistema FV con una potencia peak de 1,33 kWp que consta de 5 paneles FV de 265 Wp, un inversor de 1,5 kW, una estructura o racking y un medidor bidireccional. Dicho sistema presenta una generación de energía eléctrica estable y sin grandes variaciones durante todo un año.

En cuanto al estudio legal se concluye que la implementación del presente proyecto cumple con la normativa legal y ambiental con costos mínimos para el proyecto, además de ser una iniciativa que promueve el cuidado del medio ambiente ya que impulsa el uso de la generación eléctrica distribuida por medio de las ERNC. Por otra parte, aunque el país ha hecho avances ante políticas de fomento de ERNC, como la implementación de la Ley 20.571, aún se está lejos y se hace evidente la falta de leyes que apoyen de manera económica directa la iniciativa de utilizar este tipo de energías como fuente de energía distribuida.

Respecto de la evaluación económica y financiera realizada se desprende en primer lugar que el proyecto arroja un VAN de \$ 44.044, TIR de 4,28% y un valor del LCOE de 103,34 (\$/kWh). Se concluye así que según los criterios de evaluación utilizados para cada indicador el proyecto de implementación de sistemas FV como fuente de generación de energía distribuida para las viviendas de la ciudad de Arica, es un proyecto viable, ya que este es rentable a lo largo del periodo analizado. Y el costo de la energía para este tipo específico de tecnología está por debajo del costo convencional de electricidad consumida por la vivienda promedio de la ciudad de Arica a lo largo de los 25 años.

Sin embargo, cabe destacar que según los resultados obtenidos en el análisis de sensibilidad, esta iniciativa de proyecto es altamente sensible a las variables de costo de capital, inversión inicial y a su vez a los ingresos



operacionales, los cuales hacen cambiar la condición del proyecto a no viable.

Finalmente y considerando cada una de las conclusiones realizadas, se recomienda examinar con mayor profundidad las variables de sensibilidad, para estudiar alternativas que fortalezcan o disminuyan la sensibilidad del proyecto frente a estas. Analizar de manera individual cada caso de instalación de un sistema FV, debido a que en este estudio se trata de englobar a la vivienda promedio de la ciudad de Arica, pero siempre existen factores particulares de cada vivienda que pueden cambiar el resultado presente en este estudio.

Cabe destacar además que los resultados obtenidos pueden seguir mejorando según el paso del tiempo ya que la energía FV es la energía que ha presentado mayores bajas en el costo de sus insumos, esto producto del desarrollo tecnológico, la mejor eficiencia y economías de escala que se presentan en esta industria, por lo cual el panorama puede llegar a ser más alentador en un futuro no muy lejano.

“BIBLIOGRAFÍA”



BIBLIOGRAFÍA.

GODFREY BOYLE. (2012). *Renewable Energy, Power for a sustainable future*. Tercera Edición, Oxford University Press, Milton Keynes, United Kingdom.

SOLAR ENERGY INTERNATIONAL (2013). *Solar Electric Handbook: Photovoltaic Fundamentals and Applications*. Custom edition, Pearson Learning Edition, Boston, United States of America.

NASSIR SAPAG CHAIN, REINALDO SAPAG CHAIN (2013). *Preparación y Evaluación de Proyectos*. Quinta edición, McGrall-Hill Interamericana, Bogotá, Colombia.

RICHARD B. CHASE, ROBERT JACOBS, NICHOLAS J. AQUILANO (2009). *Administración de operaciones, Producción y cadena de suministros*. Duodécima edición, McGrall-Hill, México DF, México.

K. BRANKER, M. PATHAK, J. PEARCE (2011). *A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity*. *Sciverse Science Direct*, volume 15, septiembre, páginas 4471 – 4480.

OTTMAR EDENHOFER, RAMÓN PICHS-MADRUGA, YOUBA SOKONA (2012). *Renewable energy sources and climate change mitigation*. Intergovernmental Panel on Climate Change, Volumen II, páginas 3 – 27.

RENEWABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY (2016). *Global Status Report*. Comité anual, volumen XI, páginas 16-21, 60-66.

CENTRO NACIONAL PARA LA INNOVACIÓN Y FOMENTO DE LAS ENERGÍAS SUSTENTABLES (2015). *Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno*. Reporte mensual, Comité CORFO, Ministerio de energía, páginas 2-8.

CHRISTIAN SANTANA (2014). *Energías Renovables en Chile, Potencial Eólico, Solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé*. Proyecto Estrategia de



Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINENERGIA / GIZ), páginas 5-14, 55-78.

EMPRESAS ELÉCTRICAS A.G. (2016). *Reporte eléctrico transmisión y distribución*. Dirección de Estudios y Regulación, Jurídica y de Comunicaciones de Empresas Eléctricas A.G, reporte mensual, página 4.

JANINE FREEMAN, JONATHAN WHITMORE (2014). *Validation of Multiple Tools for Flat Plate Photovoltaic Modeling Against Measured Data*. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Springfield, United States of America.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICAS (2007). *Nuevas Regiones de Chile*. P. 4.

http://www.ine.cl/filenews/files/2007/octubre/pdf/nuevas_regiones.pdf

EARTH SYSTEM RESEARCH LABORATORY, *Global Monitoring Division*.

<https://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/>

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. *Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes*.

<http://www.retc.cl/datos-retc/>.

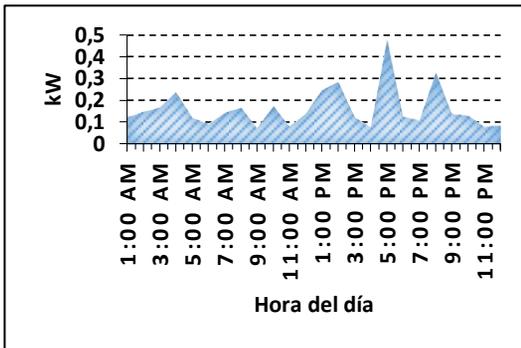
GOBIERNO DE CHILE, MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE. *Ley N°20.417, publicada en el Diario oficial el 26 de enero de 2010*.

“ANEXOS”

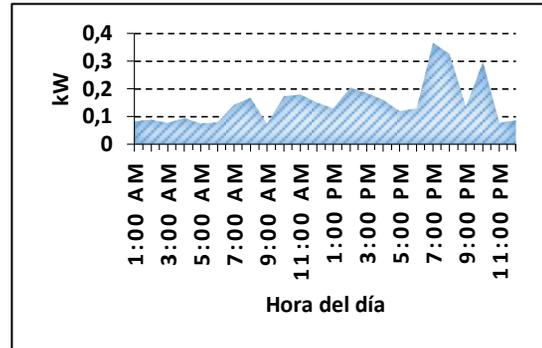
ANEXOS

Anexo 3.1. Figuras de datos de monitoreo, día-hora.

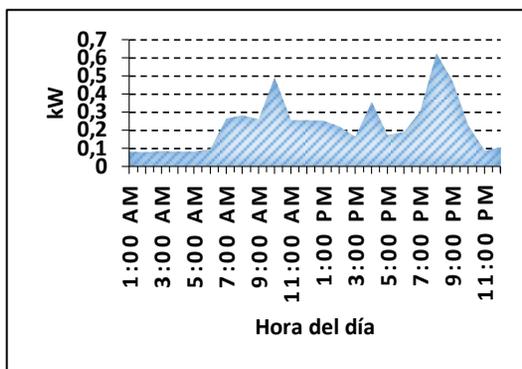
Lunes 08-08-2016



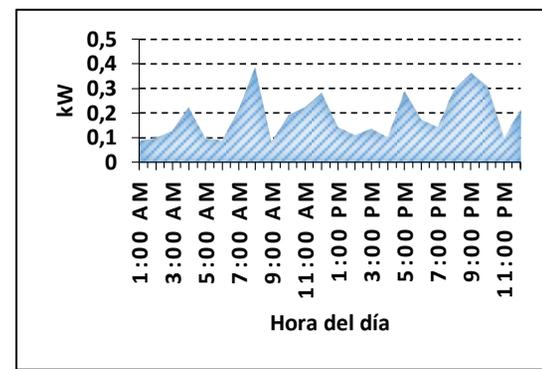
Martes 09-08-2016



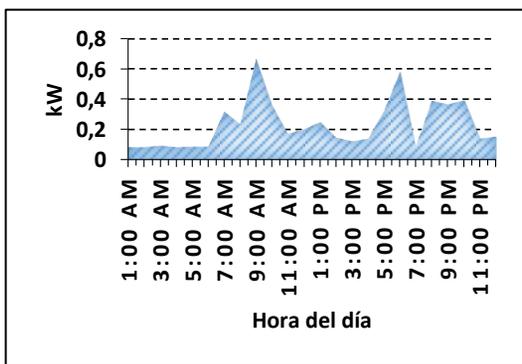
Miércoles 10-08-2016



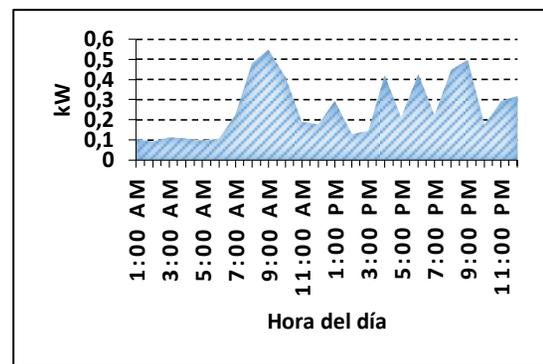
Jueves 11-08-2016



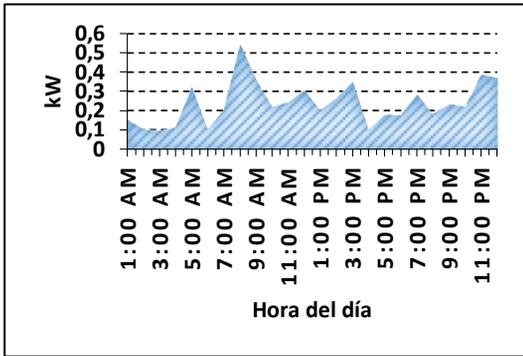
Viernes 12-08-2016



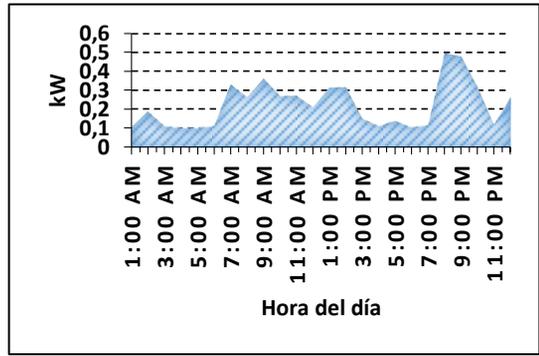
Sábado 13-08-2016



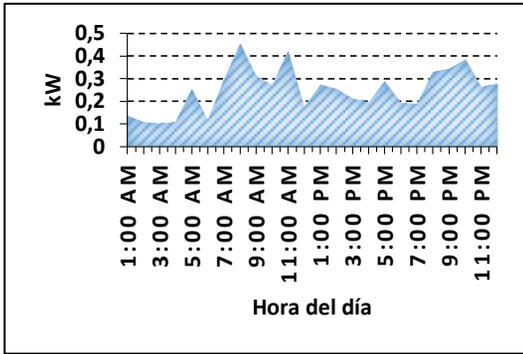
Domingo 14-08-2016



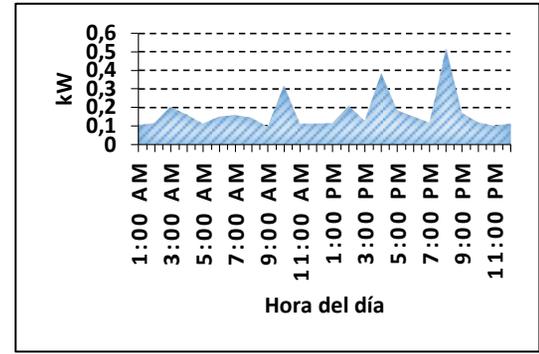
Lunes 15-08-2016



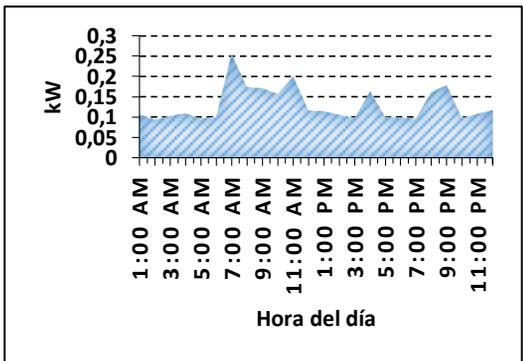
Martes 16-08-2016



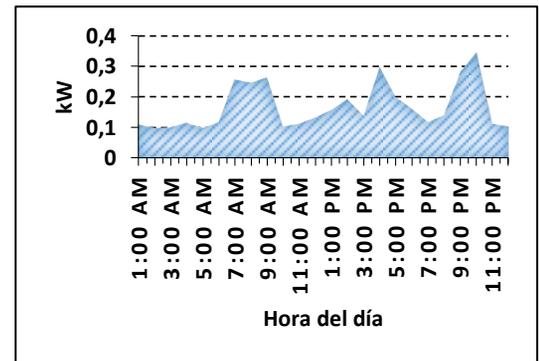
Miércoles 17-08-2016



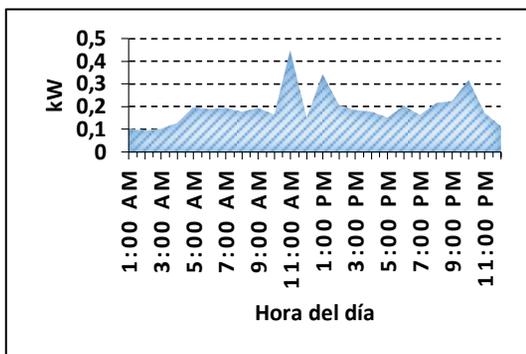
Jueves 18-08-2016



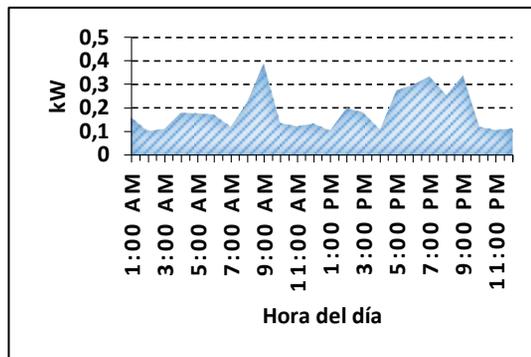
Viernes 19-08-2016



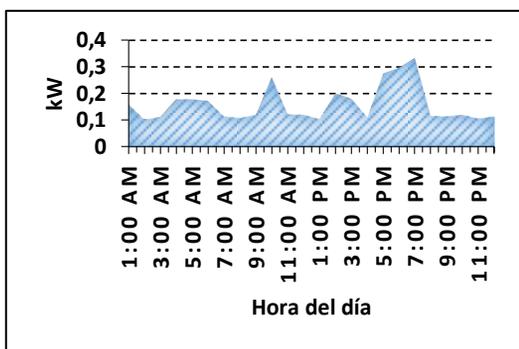
Sábado 20-08-2016



Domingo 21-08-2016



Lunes 22-08-2016



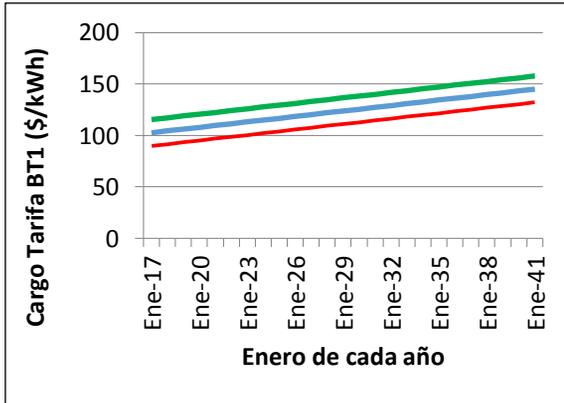
Anexo 3.2. Base de datos de Sistema de Monitoreo Egague.

		1:00 am	2:00 am	3:00 am	4:00 am	5:00 am	6:00 am	7:00 am	8:00 am	9:00 am	10:00 am	11:00 am
Lunes	08-08-2016	0,12353361	0,14750528	0,16841194	0,23801278	0,12144917	0,09249778	0,14253	0,16764278	0,07246778	0,17357833	0,07856583
Martes	09-08-2016	0,08304917	0,08863972	0,07726222	0,09396028	0,07543444	0,07992639	0,14253	0,16764278	0,07246778	0,17357833	0,1786575
Miércoles	10-08-2016	0,07917917	0,07576111	0,08392472	0,07889306	0,08055611	0,09532722	0,26131806	0,2799725	0,2589625	0,48910722	0,25307722
Jueves	11-08-2016	0,08818306	0,09925833	0,12860667	0,22436528	0,10088778	0,08940972	0,21441083	0,38309222	0,0819	0,19247194	0,22419056
Viernes	12-08-2016	0,08251056	0,08277	0,09374972	0,083895	0,08913694	0,08817306	0,31921389	0,23578111	0,67058667	0,36291972	0,17127722
Sábado	13-08-2016	0,104795	0,09108917	0,113565	0,10760222	0,09819833	0,10488278	0,22492028	0,47808528	0,54628611	0,41240944	0,18964444
Domingo	14-08-2016	0,15563	0,10360778	0,09774583	0,11336778	0,32218444	0,10143472	0,20478639	0,54513694	0,36215083	0,22094056	0,242135
Lunes	15-08-2016	0,10719528	0,18992611	0,11060556	0,10090583	0,10143583	0,11093278	0,33132833	0,2648525	0,36340417	0,27007139	0,27148472
Martes	16-08-2016	0,13566083	0,10725917	0,10094917	0,10722778	0,25309667	0,11649806	0,29187389	0,45400222	0,31117278	0,26982	0,42034444
Miércoles	17-08-2016	0,10179111	0,11501861	0,20164278	0,15883833	0,11216722	0,14937806	0,15586667	0,142045	0,09373972	0,31580333	0,11056389
Jueves	18-08-2016	0,10803944	0,09448944	0,10343	0,11010222	0,09757111	0,10143306	0,25567611	0,17404639	0,17180806	0,15772389	0,20027833
Viernes	19-08-2016	0,11046528	0,0982425	0,09988278	0,11660056	0,09805389	0,11787667	0,25757167	0,24629667	0,26311917	0,10398611	0,11302806
Sábado	20-08-2016	0,10232361	0,0952775	0,1025	0,12888833	0,19640944	0,18855028	0,19541028	0,17784139	0,19346	0,16533111	0,445505
Domingo	21-08-2016	0,16103333	0,10310861	0,11160889	0,17873556	0,1773825	0,17136056	0,11912083	0,22458778	0,38669056	0,13483667	0,12246417
Lunes	22-08-2016	0,16103333	0,10310861	0,11160889	0,17873556	0,1773825	0,17136056	0,11451639	0,10750694	0,12031528	0,25941611	0,12156556
PROMEDIO		0,11	0,11	0,11	0,13	0,14	0,12	0,22	0,27	0,26	0,25	0,21

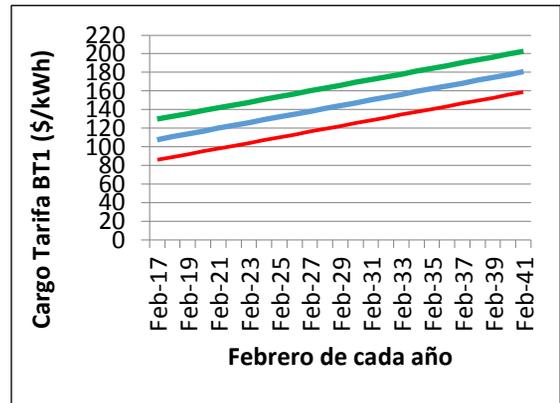
12:00 pm	1:00 pm	2:00 pm	3:00 pm	4:00 pm	5:00 pm	6:00 pm	7:00 pm	8:00 pm	9:00 pm	10:00 pm	11:00 pm	12:00 am
0,139955	0,245685	0,28495639	0,12342583	0,07656778	0,47531056	0,12511778	0,10788333	0,32580833	0,13762528	0,13161861	0,07954722	0,08619528
0,15019972	0,12818472	0,20406056	0,18488667	0,15999944	0,11965861	0,12862222	0,36619556	0,32580833	0,13762528	0,2967275	0,07721583	0,0867975
0,25328667	0,24909889	0,21781861	0,16084444	0,35311639	0,16953056	0,18888194	0,30101556	0,621395	0,47193639	0,22288	0,08682972	0,10288806
0,28143556	0,14298278	0,11070778	0,13737611	0,10292528	0,28799806	0,17400917	0,14371694	0,29740917	0,36209556	0,30646694	0,09882694	0,214705
0,20572639	0,24845333	0,146595	0,12192583	0,14021139	0,32337333	0,58408361	0,09051944	0,391975	0,36582222	0,39491778	0,14191722	0,15344889
0,17731361	0,29206333	0,12985722	0,14480944	0,42065306	0,21002472	0,42609917	0,2246525	0,44548333	0,49814917	0,17389639	0,2924275	0,31616444
0,30707222	0,20051722	0,26446361	0,35133806	0,10150917	0,17959222	0,17780278	0,28394722	0,18232472	0,23478528	0,22199028	0,38656528	0,3698325
0,21003306	0,3151725	0,31892972	0,15261861	0,11078333	0,13991222	0,1040025	0,11715833	0,49608556	0,47804611	0,31732139	0,11667722	0,26463639
0,17510361	0,27125972	0,2524175	0,20986889	0,19510944	0,28506194	0,19198278	0,1871975	0,32920806	0,34224306	0,38183056	0,26133917	0,27749694
0,11127083	0,11498972	0,20648028	0,12554861	0,3812	0,18430667	0,14870556	0,11676528	0,51356111	0,16736139	0,11809389	0,09918944	0,11132417
0,11737611	0,11560056	0,10607222	0,09833278	0,16347306	0,10171694	0,100205	0,09698639	0,16150444	0,17945889	0,09868222	0,10887	0,11764222
0,13379306	0,15738806	0,19211556	0,13753222	0,29784972	0,19863556	0,16033139	0,11796167	0,14057611	0,28071139	0,34612278	0,11289806	0,10410556
0,15128583	0,34197111	0,2069375	0,18510806	0,17810278	0,15113194	0,20402611	0,16399972	0,21601528	0,22431806	0,31658194	0,17353889	0,11379
0,13355806	0,104015	0,20006972	0,18019917	0,10920056	0,2739	0,2954	0,3321475	0,25369444	0,33744167	0,12093167	0,10557472	0,113255
0,11937806	0,104015	0,20006972	0,18019917	0,10920056	0,2739	0,2954	0,3321475	0,11540889	0,11406667	0,12093167	0,10557472	0,113255
0,18	0,20	0,20	0,17	0,19	0,22	0,22	0,20	0,32	0,29	0,24	0,15	0,17

Anexo 3.3. Figuras de proyección del valor de compra de energía eléctrica para los meses del año (\$/kWh) tarifa BT1, 25 años.

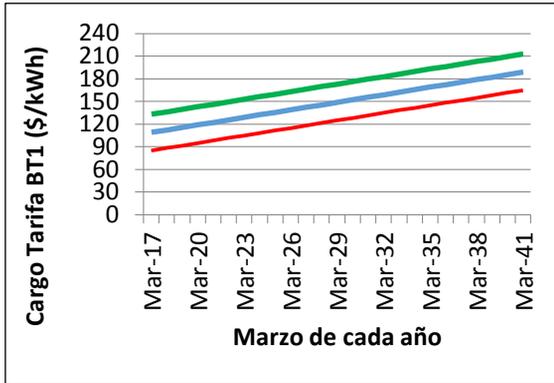
Mes de Enero.



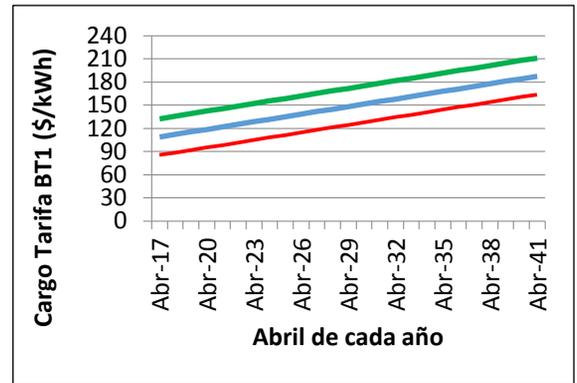
Mes de Febrero.



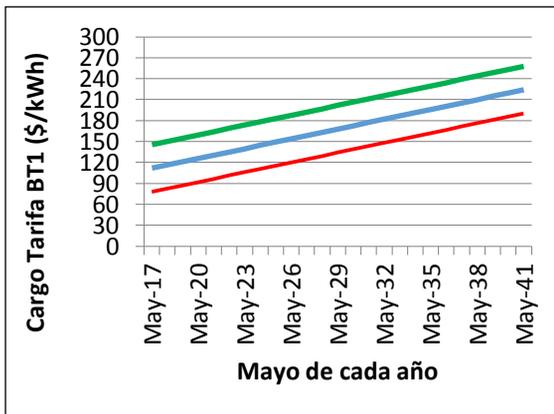
Mes de Marzo.



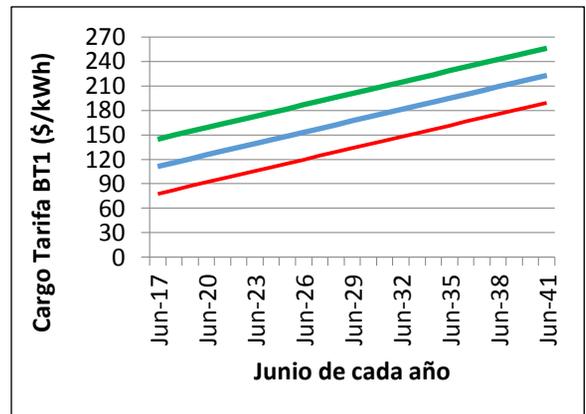
Mes de Abril.



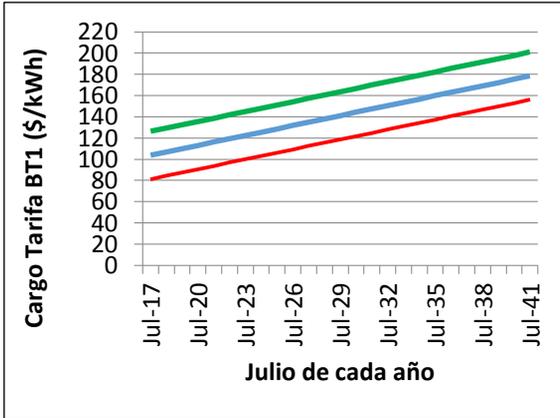
Mes de Mayo.



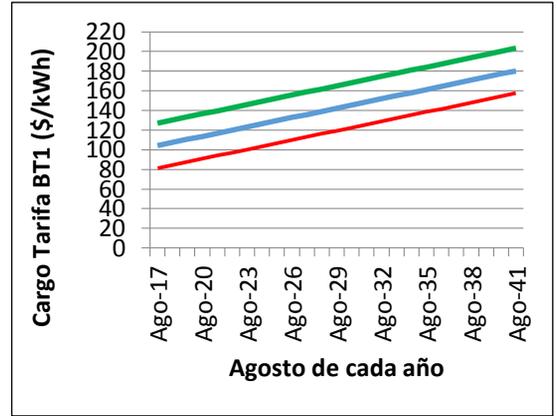
Mes de Junio.



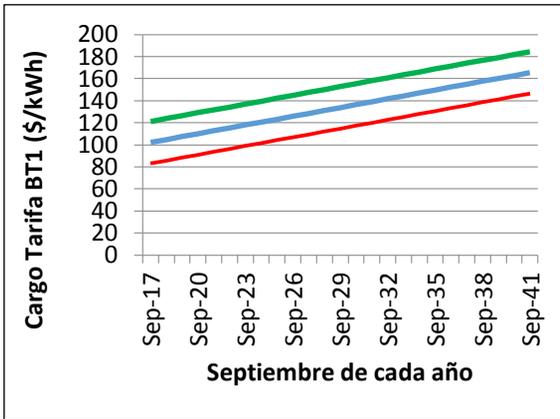
Mes de Julio.



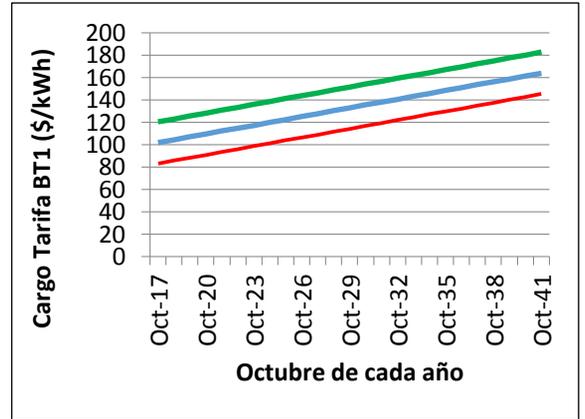
Mes de Agosto.



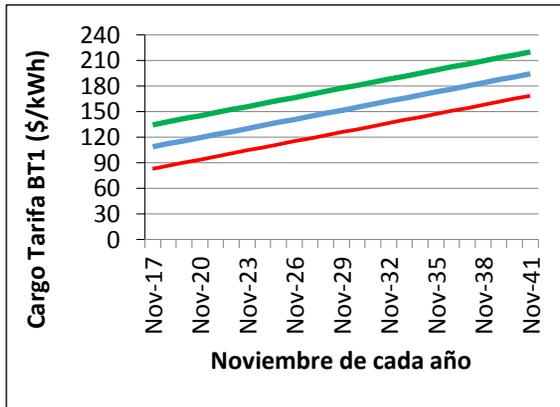
Mes de Setiembre.



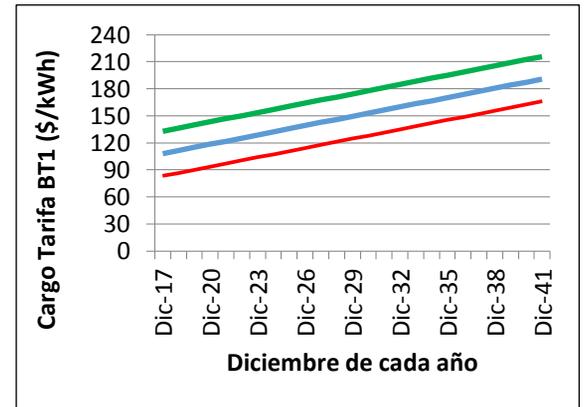
Mes de Octubre.



Mes de Noviembre.

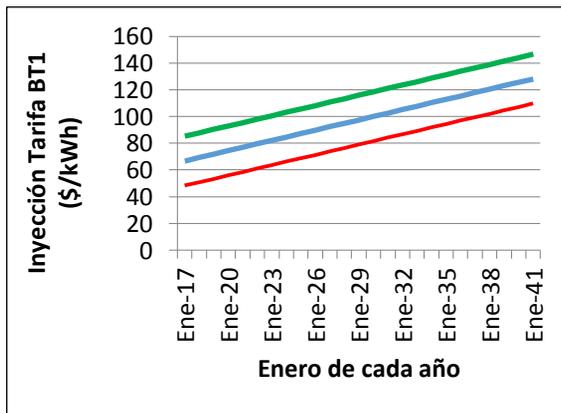


Mes de Diciembre.

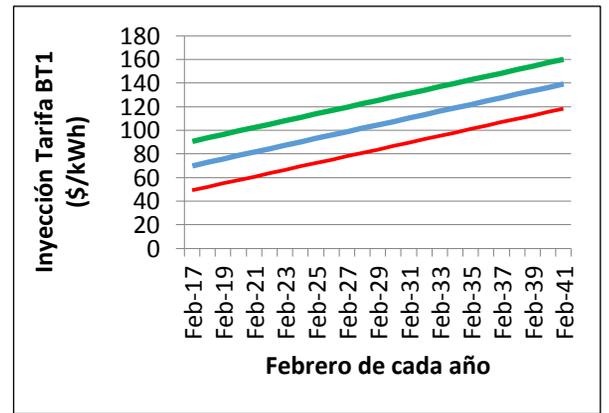


Anexo 3.4. Figuras de Proyección del valor de venta de energía eléctrica para los meses del año (\$/kWh) tarifa BT1, 25 años.

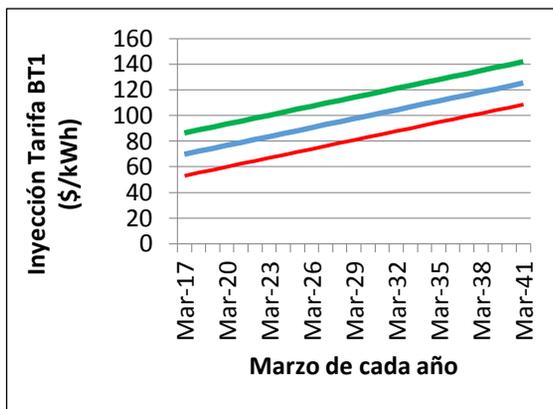
Mes de Enero.



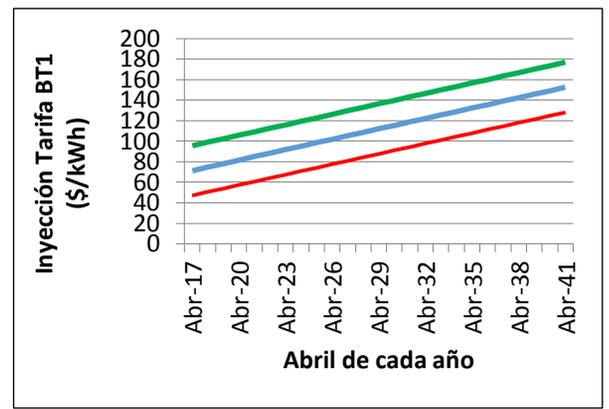
Mes de Febrero.



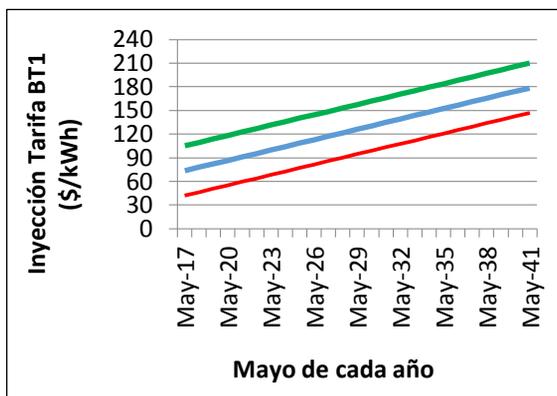
Mes de Marzo.



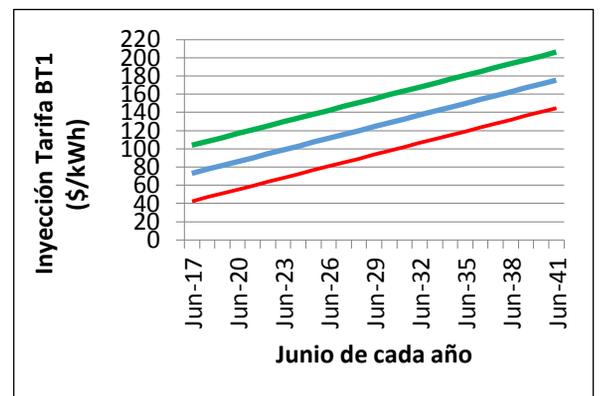
Mes de Abril



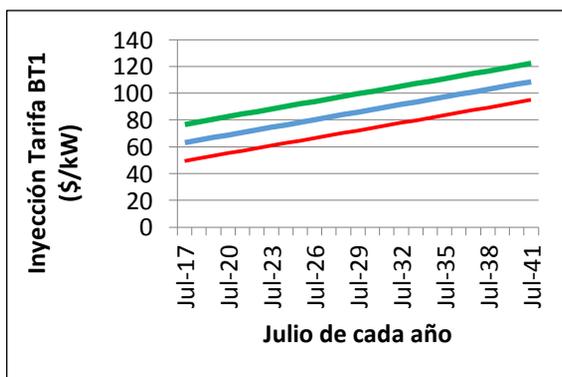
Mes de Mayo.



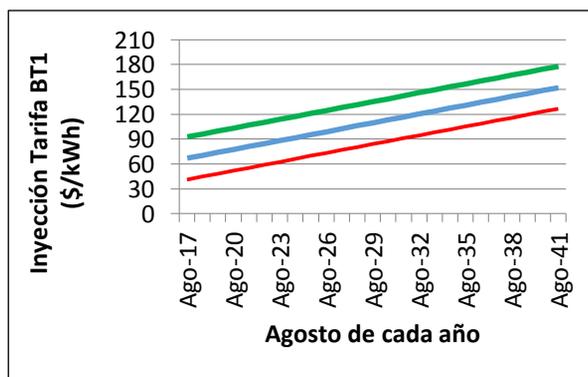
Mes de Junio.



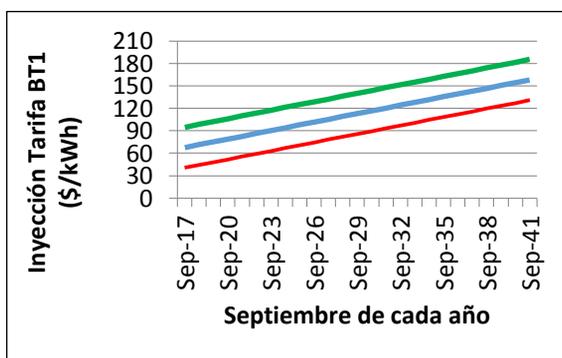
Mes de Julio.



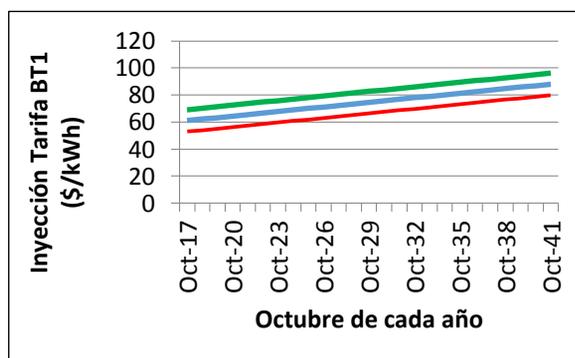
Mes de Agosto.



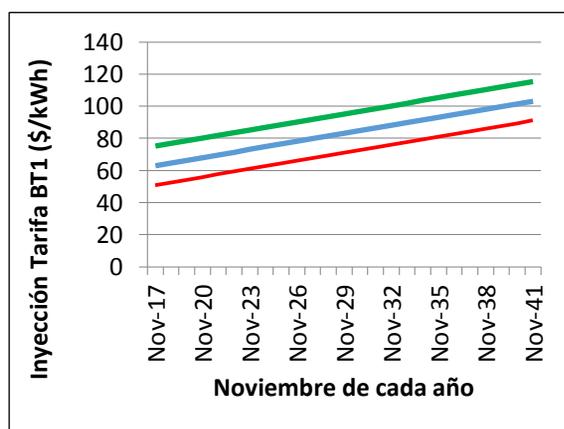
Mes de Septiembre.



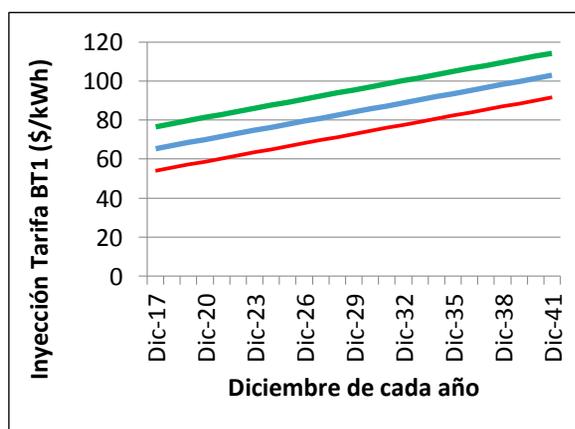
Mes de Octubre.



Mes de Noviembre.



Mes de Diciembre.



Anexo 3.5. Cotización empresa Solar Trust.

 <p>COTIZACIÓN N° 1137</p>  <p>PROYECTO: Planta Solar on-grid 1,33 KWp, Arica. CONTACTO: Christian Miranda Visa.</p> <p>PABLO CODOY GERENTE GENERAL pablo@solartrust.cl - 58 249 3751 Arica - Chile Noviembre, 2016</p>	 <p>Solar Trust Spa Soluciones de Ingeniería RUT: 76.344.602-6 Fono: +569 9155 8419 Héroes de la Concepción #4070, depto. 35 Arica - Chile</p> <p>Cotización N° 1137</p> <p>De acuerdo a sus requerimientos, presentamos la oferta por lo siguiente:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Producto</th> <th>Descripción</th> <th>Cantidad</th> <th>Precio Unitario</th> <th>Precio Total</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Modulos Fotorvoltaico</td> <td>Modulo fotorvoltaico policristalino Hieroen de 60 celulas.</td> <td>5</td> <td>\$ 188.000</td> <td>\$ 940.000</td> </tr> <tr> <td>Inversor</td> <td>Inversor monofasico Fronius de 1,5 KW.</td> <td>1</td> <td>\$ 450.000</td> <td>\$ 450.000</td> </tr> <tr> <td>Racking</td> <td>Estructura techo plano Atrai de aluminio.</td> <td>1</td> <td>\$ 220.000</td> <td>\$ 220.000</td> </tr> <tr> <td>Medidor</td> <td>Medidor bidireccional con certificación SEC</td> <td>1</td> <td>\$ 55.000</td> <td>\$ 55.000</td> </tr> <tr> <td>Obras civiles</td> <td>Montaje y puesta en marcha.</td> <td>1</td> <td>\$ 250.000</td> <td>\$ 250.000</td> </tr> <tr> <td>Equipamiento</td> <td>Insumos eléctricos, protecciones, otros.</td> <td>1</td> <td>\$ 200.000</td> <td>\$ 200.000</td> </tr> <tr> <td>Tramitación SEC</td> <td>Tramitación Ley 20.571 de compra y venta de energia eléctrica.</td> <td>1</td> <td>\$ 180.000</td> <td>\$ 180.000</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>Sub Total</td> <td>\$ 2.295.000</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>IVA (19%)</td> <td>\$ 436.050</td> </tr> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td>TOTAL</td> <td>\$ 2.731.050</td> </tr> </tbody> </table> <p>CONDICIONES 1. Cotización valida por 30 dias 2. Dependiendo de la disponibilidad reservamos el derecho de substituir componentes, manteniendo el desempeño del sistema.</p>	Producto	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total	Modulos Fotorvoltaico	Modulo fotorvoltaico policristalino Hieroen de 60 celulas.	5	\$ 188.000	\$ 940.000	Inversor	Inversor monofasico Fronius de 1,5 KW.	1	\$ 450.000	\$ 450.000	Racking	Estructura techo plano Atrai de aluminio.	1	\$ 220.000	\$ 220.000	Medidor	Medidor bidireccional con certificación SEC	1	\$ 55.000	\$ 55.000	Obras civiles	Montaje y puesta en marcha.	1	\$ 250.000	\$ 250.000	Equipamiento	Insumos eléctricos, protecciones, otros.	1	\$ 200.000	\$ 200.000	Tramitación SEC	Tramitación Ley 20.571 de compra y venta de energia eléctrica.	1	\$ 180.000	\$ 180.000				Sub Total	\$ 2.295.000				IVA (19%)	\$ 436.050				TOTAL	\$ 2.731.050
Producto	Descripción	Cantidad	Precio Unitario	Precio Total																																																				
Modulos Fotorvoltaico	Modulo fotorvoltaico policristalino Hieroen de 60 celulas.	5	\$ 188.000	\$ 940.000																																																				
Inversor	Inversor monofasico Fronius de 1,5 KW.	1	\$ 450.000	\$ 450.000																																																				
Racking	Estructura techo plano Atrai de aluminio.	1	\$ 220.000	\$ 220.000																																																				
Medidor	Medidor bidireccional con certificación SEC	1	\$ 55.000	\$ 55.000																																																				
Obras civiles	Montaje y puesta en marcha.	1	\$ 250.000	\$ 250.000																																																				
Equipamiento	Insumos eléctricos, protecciones, otros.	1	\$ 200.000	\$ 200.000																																																				
Tramitación SEC	Tramitación Ley 20.571 de compra y venta de energia eléctrica.	1	\$ 180.000	\$ 180.000																																																				
			Sub Total	\$ 2.295.000																																																				
			IVA (19%)	\$ 436.050																																																				
			TOTAL	\$ 2.731.050																																																				

Anexo 3.6. Cotización empresa RNOVA

Presupuesto		Instalación fotovoltaica de <u>1,35kW</u>	Fecha: 02-12-2016	
Nº Descripción	Cant.	Un.	Costo unitario	SubTotal
1 Mano de Obra	1	UN	\$ 264.662	\$ 264.662
• Instalación sistema de 1,35kW				
2 Materiales				
• Panel solar JKM270F-60 270Wp	5	UN	\$ 187.650	\$ 938.250
• Inversor Ongrid SMA SUNNY BOY 1500TL	1	UN	\$ 745.000	\$ 745.000
• Estructura aluminio	5	UN	\$ 45.000	\$ 225.000
• Medidor bidireccional	1	UN	\$ 65.000	\$ 65.000
• Tablero eléctrico	1	GL	\$ 150.000	\$ 150.000
> Portafusible PV				
> Seccionador				
> Diferencial 2x25A, clase B				
• Materiales de Montaje	1	GL	\$ 200.000	\$ 200.000
3 Tramites Atestado SEC TE4				
• Tramites formularios con emelari	1	GL	\$ 175.000	\$ 175.000
• Atestado SEC TE4				
• Tramites de conexión				
Nota				
Considera existente puesta a tierra				
Total				\$ 2.762.912



RNOVA Ingeniería

Christian Miranda

Propuesta:
Instalación fotovoltaica de
1,35kW

OFERTA TECNICO ECONOMICA
1611-20

REVISION	FECHA	RAZON PARA REVISIÓN	Por	Realizó	Revisó	Aprobó	Cliente
0	02-dic-2016	Emitido para aprobación	RNOVA	SCHC	SCHC		CM
Nº DOC. 1611-20							REV
							0

Anexo 4.1. PV *SOL Premium report.



Contacto:

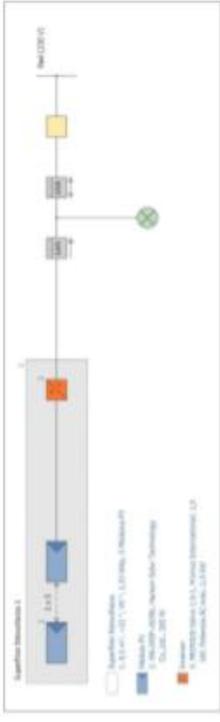
Persona de contacto:
Jorge Lilo - Cristian Miranda

Proyecto:

Descripción:
Fecha de puesta en marcha: 14-10-2016
Descripción del proyecto:
Escuela Anica, Jorge-Cristian

Sistema IV conectado a la red con consumiciones eléctricas - Inyección del excedente en la red

Datos climáticos
CET (1994 - 2011)
Potencia generador IV
1,33 kWp
Superficie generador IV
8,2 m²
Número de módulos IV
5
Número de Inversiones
1



El rendimiento:

Energía de generador IV (Red CA)	2.257 kWh
Consumo propio	912 kWh
Inyección en la red	1.345 kWh
Rendimiento anual espac.	1.067,08 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	79,1 %
Proporción de consumo propio	40,4 %
Estrónes de CO ₂ evitados	1.349 kg / año

Los resultados han sido calculados mediante un modelo de cálculo matemático de la empresa "Valentín Software Center" (logotipo PV*SOL). Los resultados reales de la medición independiente pueden diferir. Vale la pena mencionar que, como se muestra en los módulos de configuración de configuración de configuración.

PV*SOL premium 7.5 (R4)
Valentín Software Center

Página 2 de 10

Disposición de la instalación

Datos climáticos

Tipo de instalación

OFT

Sistema PV conectado a la red con consumiciones eléctricas -
inyección del excedente en la red

Consumo

Consumo total

Pico de carga

2:60 kWh

1,2 kW

Generador PV Superficie fotovoltaica

Nombre

Módulos PV*

Fabricante

Indim. de los módulos PV

Orientación

Situación de montaje

Superficie generador PV

Superficie fotovoltaica 1

5 x HR-265P-48/8b

Hareon Solar Technology Co.,Ltd.

22 °

Norte (0 °)

Sobre soportes - tejado

8,1 m²

Pérdidas

Sombrado

Potencia restante después de 25 Años

0 %

81 %

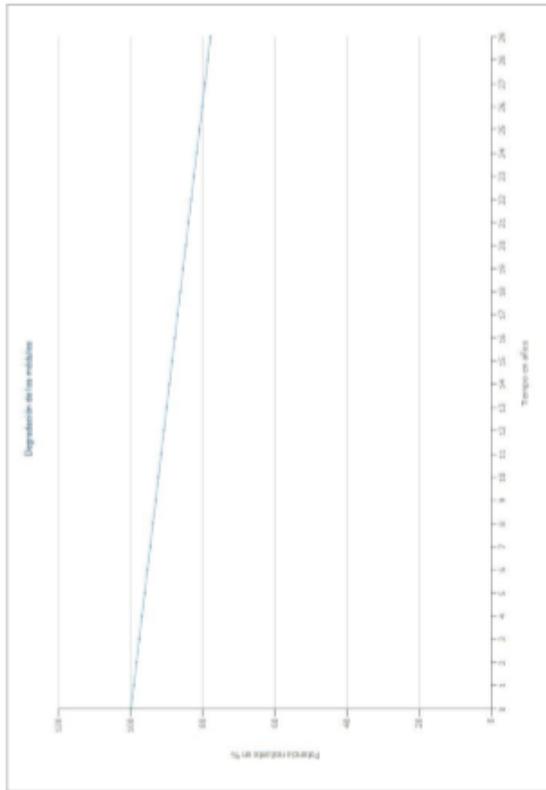


Figura: Degradación de los módulos para Superficie fotovoltaica 1

Inversor

Superficie fotovoltaica

Inversor 1*

Fabricante

Conexión

Superficie fotovoltaica 1

1 x FRONIUS Galvo 1,5-1

Fronius International

MPP ±: 1 x 5

Red de CA

Número de fases

Tensión de red (monofásico)

Factor de potencia (cos phi)

1

230 V

+/- 1

Cable

Pérdidas totales

2 %

* Se indican los nombres de garantía de los fabricantes en cuestión

Resultados de simulación

Instalación PV	
Potencia generador PV	1,3 kWp
Rendimiento anual espec.	1.697,08 kWh/kWp
Coefficiente de rendimiento de la instalación (PR)	79,1 %
Energía de generador PV (Red CA)	2.257 kWh/año
Consumo propio	912 kWh/año
Inyección en la red	1.345 kWh/año
Limitación en el punto de inyección	0 kWh/año
Preparación de consumo propio	49,4 %
Emissiones de CO ₂ evitadas	1.349 kg / año
Consumidores	
Consumidores	2.160 kWh/año
Consumo Stand-by	8 kWh/año
Consumo total	2.168 kWh/año
Cubierta mediante energía fotovoltaica	912 kWh/año
Cubierta mediante red	1.255 kWh/año
Fracción de cobertura solar	42,1 %



Figura: Producción energía con consumo

Balace energético de instalación fotovoltaica

Radiación global horizontal	2.142,7 kWh/m²	
Desviación del espectro estándar	-21,43 kWh/m ²	-1,00 %
Orientación y inclinación de la superficie de módulos	31,98 kWh/m ²	1,51 %
Sombreado	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Reflexión en la superficie del módulo	-87,54 kWh/m ²	-4,07 %
Irradiación global sobre módulo	2.065,7 kWh/m²	
	2.065,7 kWh/m ²	
	x 8,11 m ²	
	= 16.762,4 kWh	

Irradiación global fotovoltaica	16.762,4 kWh	0,00 %
Ensumbado	0,00 kWh	0,00 %
Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 16,33 %)	-94.025,19 kWh	-83,67 %
Energía fotovoltaica nominal	2.737,2 kWh	

Rendimiento con luz débil	-20,62 kWh	-0,75 %
Desviación de la temperatura nominal del módulo	-204,65 kWh	-7,53 %
Diodos	-12,56 kWh	-0,50 %
Inadecuación (diodos del fabricante)	-49,99 kWh	-2,00 %
Inadecuación (Conexión/sombreado)	0,00 kWh	0,00 %

Energía fotovoltaica (DC) sin limitación de corriente por inversor	2.449,6 kWh	
Regulación por rango de tensión MPPT	-0,25 kWh	-0,01 %
Regulación por corriente CC máx.	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por potencia CC máx.	0,00 kWh	0,00 %
Regulación por potencia CA máx./ cos phi	0,00 kWh	0,00 %
Adaptación MPPT	-0,13 kWh	-0,01 %
Energía PV (DC)	2.449,3 kWh	

Energía en la entrada del inversor	2.449,3 kWh	
Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal	-17,81 kWh	-0,73 %
Conversión DC/AC	-128,35 kWh	-5,28 %
Consumo Stand-by	-8,12 kWh	-0,35 %
Pérdida total de cables	-45,90 kWh	-2,00 %
Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera	2.249,2 kWh	
Energía de generador PV (Red CA)	2.257,1 kWh	

Módulo PV HR-265P-18/Bb

Fabricante: Heron Solar Technology Co., Ltd.
Suministrador: ST

Datos eléctricos:
Tipo de célula: Si policristalino
Solo apto para transf. inversor: No
Número de células: 60
Número de diodos de bypass: 3

Datos mecánicos:
Ancho: 992 mm
Alto: 1636 mm
Profundidad: 40 mm
Ancho del marco: 19,3 mm
Peso: 19,3 kg
Enmarcado: No

Caract. IUT- STC:
Tensión en MPP: 30,78 V
Corriente en MPP: 8,61 A
Potencia nominal: 265 W
Tensión cortocircuito: 32,77 V
Corriente de cortocircuito (SC): 9,24 A
Aumento tensión de circuito abierto antes de estabiliz.: 0 %

Características IUT con carga parcial (calculado):
Fuente de los valores: Estándar (Modelo de Dos Diodos)
Resistencia en serie RS: 4,391e-03 Ω
Resistencia en paralelo RP: 2,438 Ω
Parámetro de corriente de saturación CS1: 80,6 A/K³
Parámetro de corriente de saturación CS2: -9,972e-14 A/K³(2,5)
Parámetro de corriente fotovoltaica CI: 7,741e-03 m²/V
Parámetro de corriente fotovoltaica C2: 5,082e-06 m²/V
Corriente fotovoltaica: 9,257 A

Notas:
Coeficiente de tensión: -120,86 mV/K
Coef. corriente: 5,08 mA/K
Coeficiente de potencia: -0,44 %/K
Factor corr. angular: 95 %
Tensión máxima del sistema: 1000 V
Capacidad térmica espec.: 920 J/(kg·K)
Coeficiente de absorción: 70 %
Coeficiente de emisión: 85 %

Inversor Fronius Galvo 1.5-1

Fabricante
Suministr.

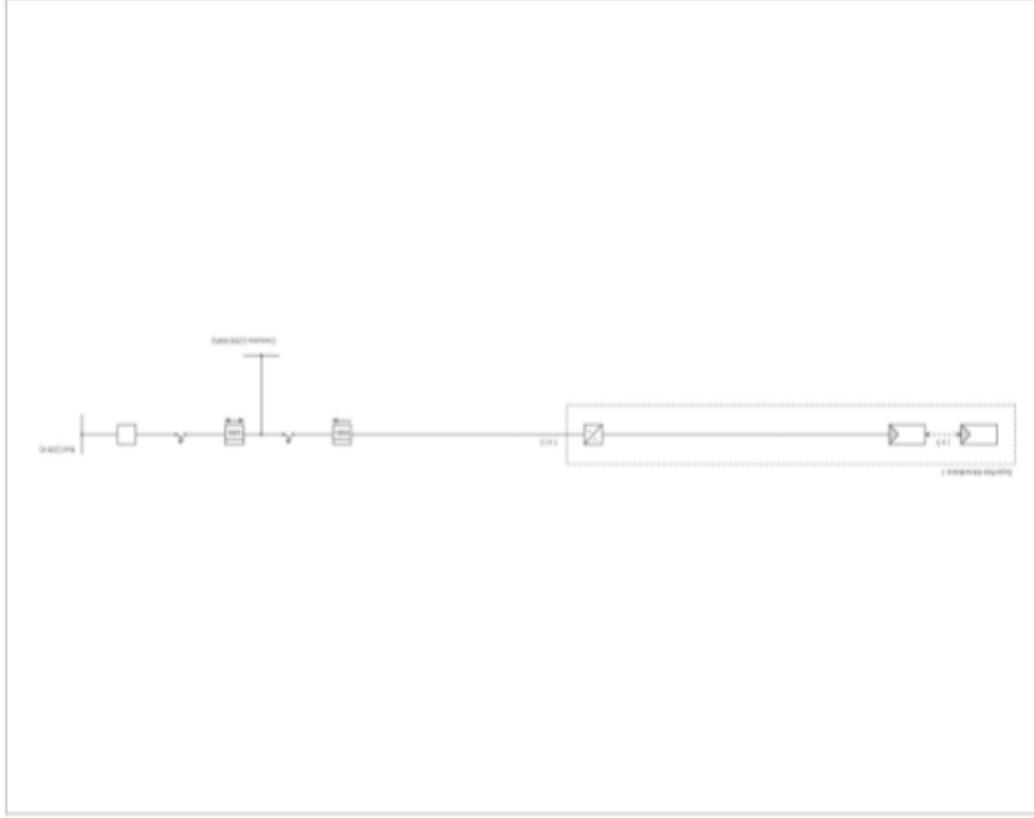
Fronius International
Sr

Datos eléctricos

Potencia nom. DC 1,6 kW
Potencia nom. AC 1,5 kW
Potencia DC máx. 1,6 kW
Potencia AC máx. 1,5 kW
Consumo Stand-by 7 W
Consumo nocturno 1 W
Inyección en la red a partir de 20 W
Corriente máx. de entrada 20 A
Tensión máxima de entrada 420 V
Tensión nominal DC 260 V
Número de fases de **inyección** 1
Número de entradas DC 3
Con transf. SF
Modificación del grado de rend. en caso de desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal -0,64 %/100V

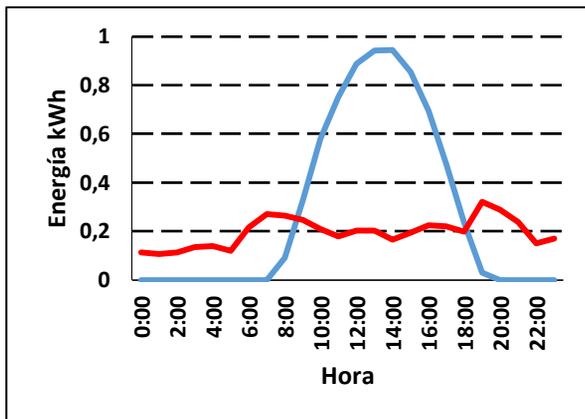
Seguidor MPP

Rango de potencia < 20% de la potencia nominal 99,9 %
Rango de potencia > 20% de la potencia nominal 100 %
Número de seguidores MPP 1
Corriente máx. de entrada por seguidor MPP 20 A
Potencia de entrada máx. recomendada por seguidor MPP 1,6 kW
Tensión MPP mín. 120 V
Tensión MPP máx. 335 V

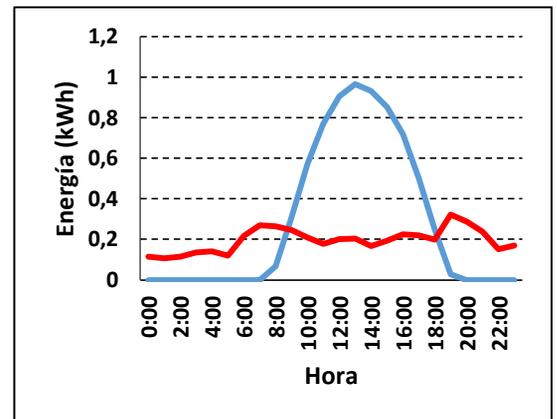


Anexo 4.2. Generación energía promedio versus consumo promedio (mensual).

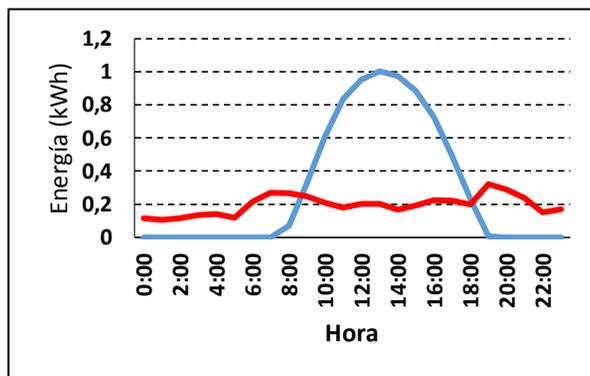
Mes de Enero.



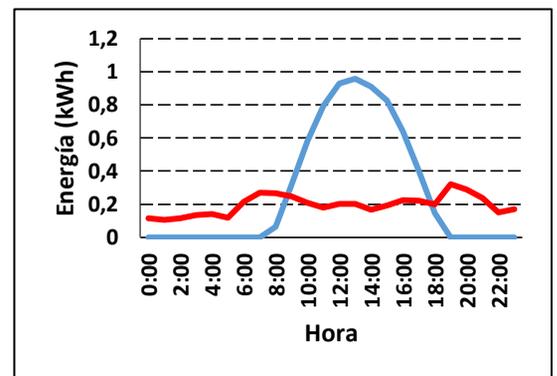
Mes de Febrero.



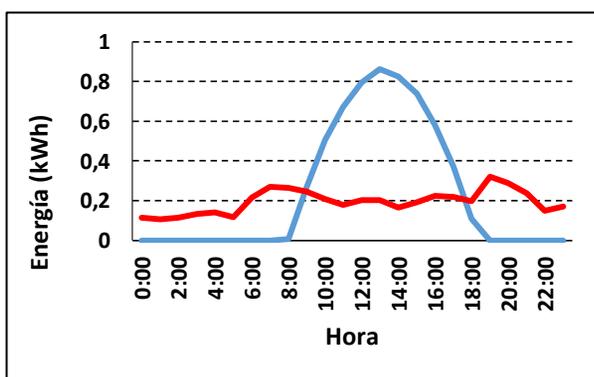
Mes de Marzo.



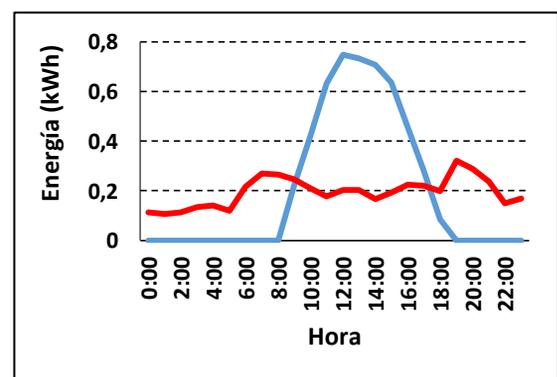
Mes de Abril



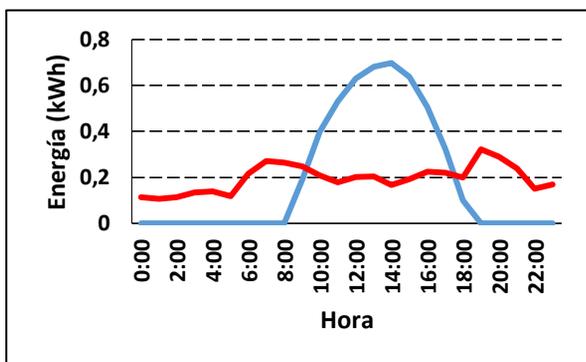
Mes de Mayo.



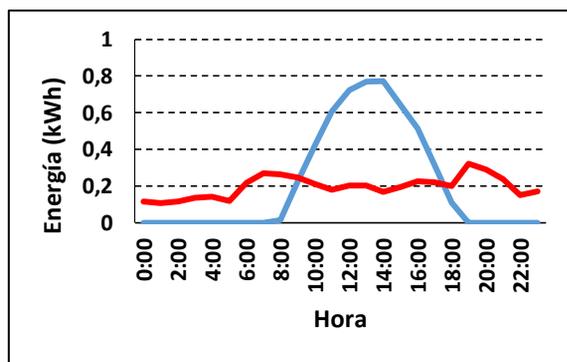
Mes de Junio.



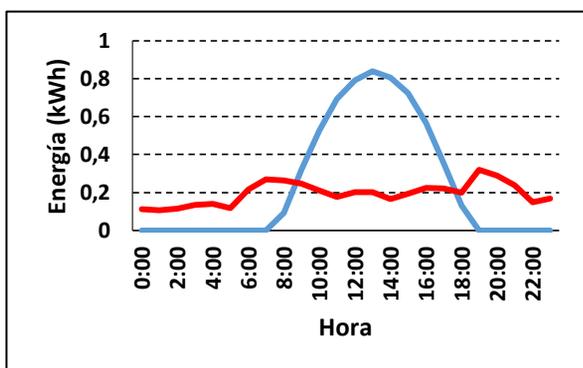
Mes de Julio.



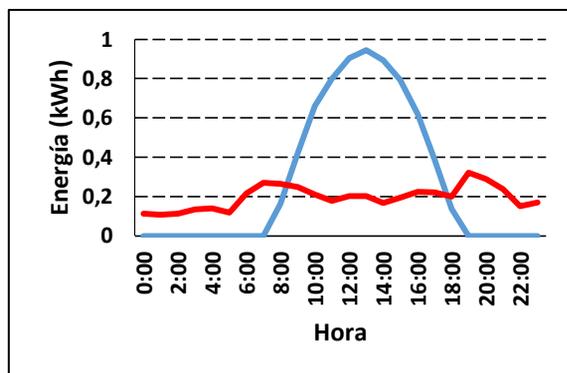
Mes de Agosto.



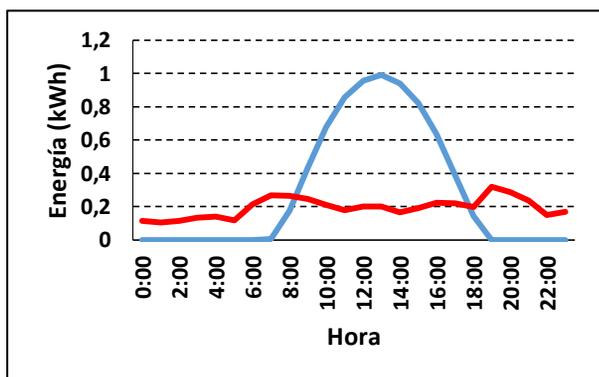
Mes de Septiembre.



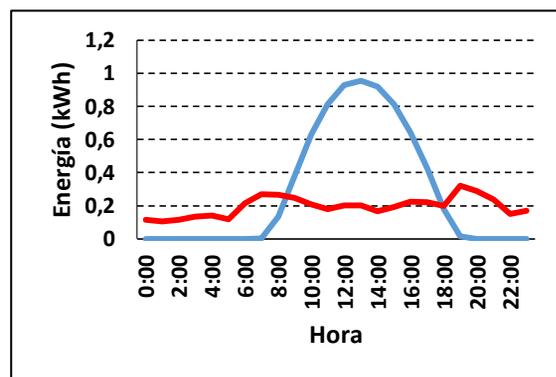
Mes de Octubre.



Mes de Noviembre.



Mes de Diciembre.



Anexo 5.1. Formulario 1




FORMULARIO 1: SOLICITUD DE INFORMACIÓN

Datos del Dueño del Inmueble	
Persona natural o representante legal	Nombre completo
Persona jurídica (si corresponde)	R.U.N.
	Razón Social
	R.U.T.
Datos del Solicitante	
Persona natural o representante legal	Nombre completo
Persona jurídica (si corresponde)	R.U.N.
	Razón Social
Datos del Cliente	R.U.T.
Datos de Contacto	Número de Cliente ¹
	Nombre completo
	Teléfono y/o e-mail
Datos del Lugar de Instalación	
Dirección de la instalación	Calle, número
	Comuna, Ciudad
	Lugar de instalación
Características del Equipamiento de Generación	
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía
	<input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior
	<input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas
	<input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas
Lugar y fecha	
Firma del Solicitante	

1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el EG, normalmente especificado en las boletas o facturas emitidas por la empresa distribuidora.

2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el (los) EG(s), como el techo de la casa.

Anexo 5.2. Formulario 2.




FORMULARIO 2: RESPUESTA A LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN

Identificación de la solicitud de información	
Número de Solicitud:	
Número de Cliente:	
Fecha de la solicitud:	
Fecha de la respuesta:	
Datos del Solicitante	
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo
	R.U.N.
	Razón Social
	R.U.T.
Información Técnica	
Propiedad empalme	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>
Capacidad del empalme [kVA]	
Tipo de empalme	<input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico
Opción tarifaria del cliente	
Identificación Transformador de Distribución Asociado:	ID: _____
Listado de Usuarios o Clientes Finales ya conectados o con SC aprobada para el transformador de distribución asociado	Tensiones: / [kV]; Potencia: [kVA]
	Conexión: 3φ: 1 φ
	1. A, B, C o [kW]
	2. A, B, C o [kW]
	D. [kW]
Tipo de red BT:	3φ: <input type="checkbox"/> 2 φ: <input type="checkbox"/> 1 φ: <input type="checkbox"/>
Potencias de Cortocircuito para diseño:	$S_{CC, traf. 2}$: [kVA] $S_{CC, traf. 3}$: [kVA]
	$S_{CC, red 4}$: [kVA] $S_{CC, red FA}$: [kVA]
Datos de la red:	En horas con sol: [kW]
	En horas sin sol: [kW]
Demanda Mínima:	Zona geográfica: 1 <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/>
	4: <input type="checkbox"/>
Capacidad Instalada Permitida:	[kW], para sistemas tipo ¹ : A <input type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> C <input type="checkbox"/> D <input type="checkbox"/>
En caso de dudas contactar a:	Teléfono: _____
Nombre:	Nombre, cargo y firma del responsable de la información
E-mail:	

1: A, B, C o D: A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía; B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior; C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas; D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas.

2: $S_{CC, traf. 2}$: nivel de cortocircuito en el lado de baja tensión del transformador de distribución evaluado.

3: $S_{CC, red 3}$: nivel de cortocircuito en el punto de conexión.

4: $S_{CC, red FA}$: Potencia de cortocircuito en un punto ubicado al final del alimentador de BT al cual se desea conectar un Cliente, expresada en kVA.

Anexo 5.3. Formulario 3.




FORMULARIO 3: SOLICITUD DE CONEXIÓN

Datos del Dueño del Inmueble	
Persona natural o representante legal	Nombre completo
Persona jurídica (si corresponde)	R.U.N. Razón Social R.U.T.
Datos del Solicitante	
Persona natural o representante legal	Nombre completo
Persona jurídica (si corresponde)	R.U.N. Razón Social R.U.T.
Datos del Cliente	
Nombre completo	Número de Cliente
Datos de Contacto	
Teléfono y/o e-mail	
Datos del Lugar de Instalación	
Calle, número Comuna, Ciudad	
Lugar de instalación	
Características del Equipamiento de Generación	
Capacidad instalada del EG:	[KW]
¿El EG es capaz de modificar su costo?	<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO ¿Cuál es el rango? cosp = ±0,___
<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basados en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas	
Tecnología del EG:	
<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> biogeneración <input type="checkbox"/> bon sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____	
Fuente(s) Energética(s) Primaria(s):	
<input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo	
Combustible:	
<input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo	
Documentos Adjuntos:	
Certificado de Dominio Vigente del inmueble del EG, con vigencia no anterior a 3 meses <input type="checkbox"/>	
Se adjunta fotocopia de cédula de identidad de persona natural o jurídica <input type="checkbox"/>	
Se adjunta documento que acredite personería con vigencia no anterior a 30 días de esta solicitud (cuando solicitante es persona jurídica) <input type="checkbox"/>	
Se adjunta mandato autorizado ante notario para la instalación del EG en el inmueble para el solicitante (cuando solicitante no es dueño del inmueble del EG) <input type="checkbox"/>	
Lugar y fecha	
Firma del Solicitante	

1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el EG, normalmente especificado en las boletas o facturas emitidas por la empresa distribuidora.

2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el (los) EG(s), como el techo de la casa.

Documentos que deben adjuntarse a la solicitud:

- Si el solicitante persona natural: Copia de cédula de identidad.
- Si el dueño del inmueble es persona jurídica: Documento que acredite personería con vigencia no anterior a 30 días.
- Si el solicitante no es el propietario del inmueble: Autorización mandato notarial del propietario, con vigencia no anterior a 30 días.
- Certificado de dominio vigente del inmueble donde se emplazará el Equipamiento de Generación, del Conservador de Bienes Raíces correspondiente, con una vigencia no anterior a 3 meses.

Anexo 5.4. Formulario 4.




FORMULARIO 4: RESPUESTA A SOLICITUD DE CONEXIÓN

Identificación de la Solicitud de Conexión:	
Número de Solicitud:	
Fecha de la solicitud:	
Fecha de la respuesta:	
Datos del Solicitante	
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo
Persona jurídica	R.U.N. Razón Social R.U.T.
Respuesta a la Solicitud de Conexión	
Ubicación geográfica del punto de conexión:	
Propiedad empalme:	Cliente <input type="checkbox"/> Empresa Distribuidora <input type="checkbox"/>
Capacidad del empalme: [KW]	
Tipo de empalme: <input type="checkbox"/> monofásico <input type="checkbox"/> trifásico	
Opción tarifaria:	
Respuesta a la Solicitud de Conexión:	
Capacidad instalada Permitida [KW]	
Factor de potencia con el que deberá operar	
Costo de las actividades de conexión: \$	
¿Se requieren Obras Adicionales? <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> No	
¿Se requiere modificación del empalme? <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> No	
Descripción resumida de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones: Valorización: Plazo de ejecución: Modalidad de pago:	
Lugar y fecha	
Nombre, cargo y firma del responsable de la información	

Documentos Adjuntos:

- Modelo de Contrato en caso de requerirse de Obras Adicionales y/o Adecuaciones.
- Descripción de las partidas principales de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones, junto a su valorización, plazo de ejecución, modalidad de pago, entre otros.

Anexo 5.5. Manifestación de Conformidad.




MANIFESTACIÓN DE CONFORMIDAD

Datos del Solicitante	
Persona natural o representante legal de persona jurídica	Nombre completo R.U.N. Teléfono Correo
Persona jurídica	Razón Social R.U.T. Teléfono Correo
Datos de la Empresa Distribuidora	
Datos de contacto de la Empresa Distribuidora	Nombre Dirección de la Sucursal Correo de contacto Teléfono
Datos del Proceso de conexión	
Identificación de la Respuesta a la Solicitud de Conexión Asociada:	Número de Solicitud Número de Cliente: Fecha de la emisión del formulario 4: Calle, número Comuna, Ciudad Teléfono, e-mail
Dirección de la Instalación	
Características del Equipamiento de Generación	
Capacidad Instalada Permitida en formulario 4 (Respuesta a la solicitud de conexión):	_____ [kW]
Capacidad de potencia a reservar	_____ [kW]
Periodo de reserva (No más de 6 meses)	Desde: _____ Hasta: _____ Cantidad de Meses: _____
Con fecha: _____, mediante el presente formulario, manifiesto la conformidad al formulario 4 de respuesta a la solicitud de conexión informado por su empresa distribuidora. Con dicho acto administro, solicito reservar la Capacidad Instalada Permitida, por el periodo indicado en el presente formulario a contar de la recepción de esta Manifestación de Conformidad.	
Timbre y fecha de recepción empresa distribuidora:	Firma del Solicitante

Anexo 5.6. Notificación de Conexión.




FORMULARIO 5: NOTIFICACIÓN DE CONEXIÓN

Identificación de la Solicitud de Conexión Asociada:	Número de Solicitud: Número de Cliente: Fecha de la solicitud:
Datos del Dueño del Inmueble	
Persona natural o representante legal	Nombre completo R.U.N. Razón Social
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social R.U.T. Nombre completo Teléfono y/o e-mail
Lugar de Instalación	
Dirección de la Instalación	Calle, número Comuna, Ciudad
Características del Equipamiento de Generación	
Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas
Fuente Energética Primaria:	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogás <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo
Instalador	Nombre completo R.U.N. Clase Certificado Instalador Fono y/o e-mail N° Folio Fecha de inscripción
Documentos Adjuntos	
Manifiesto autorizado ante notario con vigencia no anterior a 30 días corridos desde la fecha de presentación de esta NC. (Sólo en caso que el solicitante no sea el propietario del inmueble)	
Vigencia o en las instrucciones que el fabricante de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente o en las instrucciones que el fabricante de la Superintendencia.	
En caso de conexión de almacenamiento de energía, declaración de uso de la(s) Unidad(es) de Generación de Energía del EG.	
Se adjunta copia de Declaración de Puesta en Servicio del EG por el Usuario o Cliente Final ante la Superintendencia.	
Se adjunta copia del formulario de declaración TE4 y sus documentos respectivos	
Lugar y fecha	Firma del Cliente o Usuario Final

Anexo 5.7. Protocolo de Conexión.



FORMULARIO 6: PROTOCOLO DE CONEXIÓN DE UN EG

Identificación de la Solicitud de Conexión Asociada:	Número de Solicitud:	
	Número de Cliente:	
	Fecha de la solicitud:	
Dirección de la Instalación	Calle, número	
	Comuna, Ciudad	
	Lugar de Instalación	
	Teléfono, e-mail	
Características del Equipamiento de Generación		
Capacidad Instalada del EG:	_____ [kW]	
Tecnología del EG:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos sin capacidad de inyectar energía a la red a partir de algún sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> B. Sistemas basado en inversores, excluyendo el anterior <input type="checkbox"/> C. Sistemas basados en máquinas sincrónicas <input type="checkbox"/> D. Sistemas basados en máquinas asincrónicas	
Fuente Energética Primaria:	<input type="checkbox"/> solar <input type="checkbox"/> hidráulica <input type="checkbox"/> eólica <input type="checkbox"/> cogeneración <input type="checkbox"/> con sistema de almacenamiento de energía <input type="checkbox"/> otro: _____	
Combustible:	(Sólo para cogeneración) <input type="checkbox"/> biogas <input type="checkbox"/> biomasa <input type="checkbox"/> gas natural <input type="checkbox"/> petróleo	
Verificación de Requerimientos Generales:		Cumple: SÍ NO
a)	Equipos de medición estén en conformidad a lo dispuesto en esta norma técnica y demás normativa aplicable.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
b)	Valores de ajuste de la Protección RI en conformidad con NT.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
c)	Valor de ajuste de sobretensión V _s de la Protección RI más cercana a la conexión a la red corresponda a 1,1 V _n .	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
d)	Tiempo de desenergización obtenido de la Prueba de Desconexión menor a 2 segundos.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
e)	Verificación de la correcta operación del disparo de la Protección RI sobre el Interruptor de Acoplamiento (solo en caso de EGs con Protección RI centralizada).	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
f)	Protección RI sellada o protegida con contraseña. Nota: Esta contraseña no debe ser conocida por el Usuario o Cliente Final.	<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Cumple todos los requerimientos anteriores:		<input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>
Nombre y Firma de responsable de la Empresa Distribuidora		Nombre y Firma del Técnico Autorizado
Fecha y hora:		

Anexo 6.1. Calendario de reinversiones

Equipo	Momento de reinversión (Años)					
	2017	2021	2026	2031	2036	2041
Inversor	-	-	\$ 450.000	-	\$ 450.000	-
Medidor	-	-	\$ 55.000	-	\$ 55.000	-
Total Reinversión	\$ 0	\$ 0	\$ 505.000	\$ 0	\$ 505.000	\$ 0

Fuente: Elaboración Propia. Basado en datos Servicio de Impuestos Internos (SII).

Anexo 6.2. Descripción de indicadores de viabilidad

6.2.1. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) es un Indicador financiero que se define como la diferencia entre todos los ingresos y egresos del proyecto expresados en moneda actual (Sapag, 2008). De acuerdo con el modelo del VAN, si se trata de evaluar un solo proyecto de inversión, una empresa o persona puede razonablemente emprender todo proyecto aquel cuyo valor actual neto sea positivo, o al menos igual a cero. Si se trata de elegir entre varios proyectos excluyentes entre sí, debería emprender aquellos cuyo valor actual neto sea superior al de los demás. Para el presente estudio se deberán incluir en el modelo del VAN, entre otros; La inversión inicial, ingresos estimados, mantención de los equipos y cualquier otro egreso que pueda existir durante el período que dure el proyecto. A continuación, se presenta la ecuación para analizarlo:

Ecuación 6.1. Valor actual neto

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F\$_i}{(1 + K_0)^i} \quad (1)$$

Fuente: www.pep.drnet.cl (visitada el 20 de noviembre 2016)

donde:

$F\$_i$: Flujo de caja en el año i .

K_0 : Tasa costo de capital.

n : Número de años que durara el proyecto.

El flujo de caja ($F\$_i$), es la variable que representa el beneficio neto del flujo durante cada uno de los periodos (i) del proyecto. Este se obtiene mediante la diferencia entre los ingresos y los egresos del proyecto. Por lo cual este variable puede tomar tanto un valor positivo, que indicaría que los ingresos son mayores que los egresos. Como un valor negativo, que indicaría que los egresos son mayores que los ingresos.

La tasa de costo de capital (K_0), es una de las variables que mayor influencia en el resultado de la evaluación de un proyecto y aun cuando las variables restantes del VAN se hayan proyectado en forma adecuada, la utilización de un valor inapropiado para la tasa de costo de capital puede inducir a un resultado erróneo en la evaluación del proyecto. Esta variable corresponde a la tasa que se utilizara para determinar el valor actual de los flujos futuros de un proyecto. Y representa la rentabilidad que se le debe exigir a la inversión, la cual dependerá de cuan riesgoso sea el proyecto. Para el desarrollo de este estudio se determinará la tasa de costo de capital mediante el uso del Modelo de Valoración de Activos (CAPM)⁴⁶.

El número de años que durara el proyecto (n), es la variable que determina el horizonte temporal durante el cual se medirá la operación del proyecto. Y esta depende mucho de las características propias de cada proyecto. Aun que si bien, el proyecto pretende tener una continuidad no determinada en el tiempo, existe una convención implícita de que el periodo de evaluación debe corresponder a diez años (Sapag, 2004). Por otra parte esta variable es definida también según la vida útil del activo más valioso del proyecto o por la vida útil del activo de mayor vida útil del proyecto.

El criterio de evaluación del indicador VAN, sugiere que el proyecto debe aceptarse (es viable) si su VAN es igual o superior a cero, ya que los ingresos actualizados serán mayores que los egresos actualizados. Por otra parte, si el proyecto debe rechazarse (no es viable) si el VAN es menor que cero, ya que los ingresos actualizados serán menores que los egresos actualizados.

⁴⁶ Capital Asset Pricing Model (CAPM), modelo de valoración de activos financieros que se basa en la relación lineal entre rendimiento esperado y riesgo.

6.2.2 Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un Indicador financiero que representa la tasa de descuento que iguala al valor actual de los ingresos y el valor actual de los egresos, es decir, que provoca que el VAN sea igual a cero. A continuación, se presenta la ecuación matemática de este criterio:

Ecuación 6.2. Tasa interna de retorno

$$0 = \sum_{i=0}^n \frac{F\$_i}{(1 + TIR)^i} \quad (2)$$

Fuente: www.pep.drnet.cl (visitada el 20 de noviembre 2016).

donde:

$F\$_i$: Flujo de caja en el año i .

TIR : Tasa interna de retorno.

n : Número de años que dura el proyecto.

El flujo de caja ($F\$_i$), al igual que en el VAN es la variable que representa el beneficio neto del flujo durante cada uno de los periodos (i) del proyecto. Este se obtiene mediante la diferencia entre los ingresos y los egresos del proyecto. Por lo cual este variable puede tomar tanto un valor positivo, que indicaría que los ingresos son mayores que los egresos. Como un valor negativo, que indicaría que los egresos son mayores que los ingresos.

El número de años que durara el proyecto (n), es la variable que determina el horizonte temporal durante el cual se medirá la operación del proyecto. Y esta depende mucho de las características propias de cada proyecto. Aun que si bien, el proyecto pretende tener una continuidad no determinada en el tiempo, existe una convención implícita de que el periodo

de evaluación debe corresponder a diez años (Sapag, 2004). Por otra parte esta variable es definida también según la vida útil del activo más valioso del proyecto o por la vida útil del activo de mayor vida útil del proyecto.

El criterio de evaluación del indicador TIR, sugiere que el proyecto debe aceptarse (es viable) si su TIR es igual o superior al costo de capital del proyecto, ya que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida. Por otra parte, el proyecto debe rechazarse (no es viable) si la TIR es menor que el costo de capital, ya que, el proyecto entrega una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

6.2.3 Costo Normalizado de la Energía (LCOE)

El Costo Normalizado de la Energía (LCOE) consiste en calcular los costos en base a la cantidad de electricidad neta suministrada a la red, generando un valor presente del costo de generación de energía por unidad de electricidad producida (kWh) durante un tiempo determinado. El cual busca determinar cuan competitiva es una tecnología específica de generación de energía en la escala de utilidad al ser comparada. En este estudio consiste en comparar los costos efectivos de la energía fotovoltaica con el costo que enfrentarían los clientes BT1 en la compra a la red eléctrica. A continuación, se presenta la ecuación para analizarlo:

Ecuación 6.3. Costo normalizado de la energía.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T E_t / (1+r)^t} \quad (3)$$

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T (I_t + O_t + M_t + F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=0}^T S_t (1-d)^t / (1+r)^t} \quad (4)$$

Fuente: Renewable and Sustainable Energy Reviews (2011). *A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity*. P. 4472.

donde:

r: Tasa de costo de capital.

Ct: Costos netos del proyecto (3), desglosados según ecuación (4) en:

It: Inversión inicial.

Mt: Costos de mantención.

Ot: Costos Operacionales.

Ft: Desembolsos o gastos por interés.

Et: Energía producida del sistema (3), desglosados según ecuación (4) en:

St: Energía nominal producida anualmente.

d: Tasa de degradación.

El costo del sistema (C_t), es la variable que representa los costos necesarios para la generación de energía eléctrica durante cada uno de los periodos de vida (t) del proyecto. Y esta incluye el costo de inversión inicial (I_t), costos de operación (O_t) y mantención (M_t) y gastos de por interés (F_t).

La energía generada por el sistema (E_t), corresponde a la variable que determina la cantidad total de energía generada por una tecnología específica en cada uno de los periodos del proyecto. Para el caso particular de un sistema FV se desglosa la energía generada en un año dado (E_t), y es igual a: La salida de energía nominal por año (St) multiplicado por el factor de degradación⁴⁷ (1-d).

La Energía nominal por año (St), es la salida de energía nominal por año (St) está determinada por la multiplicación de: Capacidad del sistema medida en (Kw), por la irradiación local abarcada en cada kW instalado dentro de un año, es decir, (kWh/kW/año). Por lo tanto, la energía nominal por año es medida en (kWh/año).

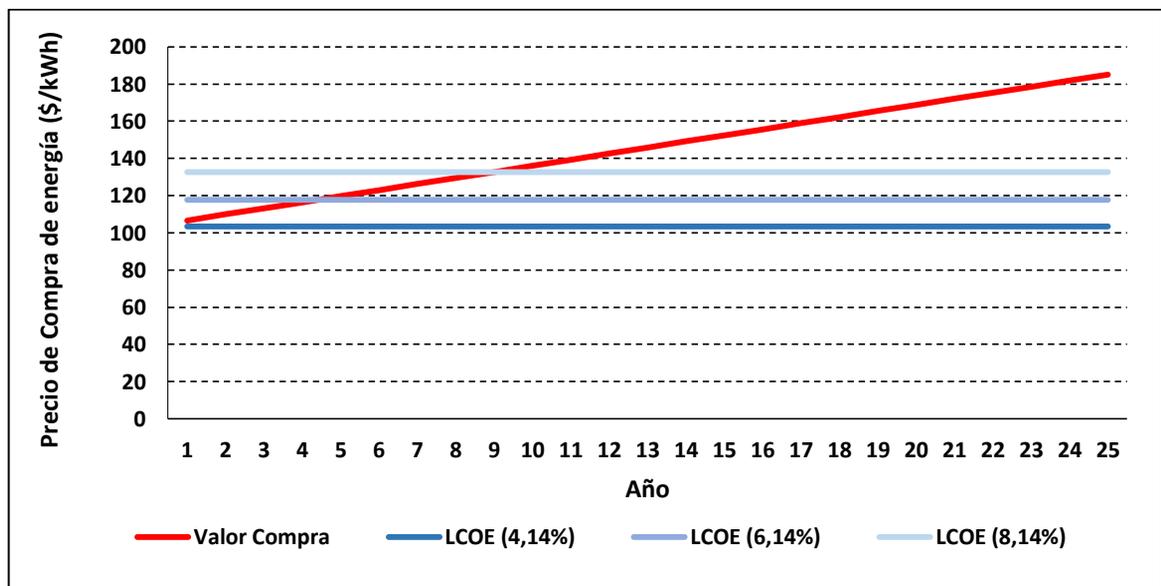
El Factor de degradación, determina la energía de salida del sistema FV sobre la vida útil, pues esta depende de una supuesta degradación de los paneles. La encapsulación presente en la manufactura de estos, es contra

⁴⁷ Factor que indica el porcentaje de degradación en la generación de energía que el sistema sobrelleva con el tiempo.

factores climáticos como humedad y oxidación, además de poder resistir cargas mecánicas como viento y granizo.

El criterio de evaluación del indicador LCOE, sugiere que el proyecto es viable, si su LCOE es igual o inferior a los precios de la red eléctrica, ya que esto indicaría que el costo de consumir un kilowatt-hora por medio del sistema FV es más económico que consumirlo de la red eléctrica. Por otra parte, el proyecto no es viable si su LCOE es mayor a los precios de la red eléctrica, ya que el costo de consumir un kilowatt-hora por medio de la red eléctrica es más económico que consumirlo del sistema FV.

Anexo 7.1. Sensibilidad LCOE versus valor compra clientes BT1.



Fuente: Elaboración propia.

