

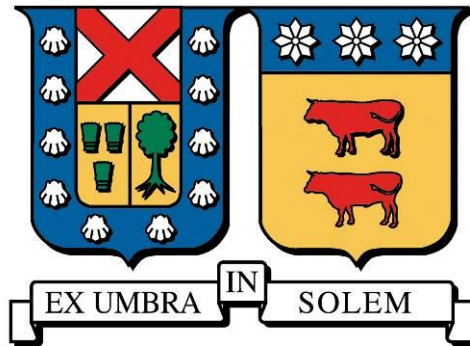
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“Modelo de Negocios para la Distribución de  
Energía Eléctrica en Baja Tensión a través  
de ERNC”**

**Roberto Ramirez San Martín**

**MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA**

2017



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“Modelo de Negocios para la Distribución de  
Energía Eléctrica en Baja Tensión a través  
de ERNC”**

Tesis de grado presentada por

**Roberto Ramírez San Martín**

como requisito parcial para optar al grado de

**Magister en Economía Energética**

Profesor Guía  
Gerardo Muñoz

Profesor Correferente  
Wilfredo Jara

Julio 2017

TITULO DE LA TESIS:

**MODELO DE NEGOCIOS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA  
ELECTRICA EN BAJA TENSIÓN A TRAVES DE ERNC**

AUTOR:

**Roberto Ramírez San Martín**

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Gerardo Muñoz..... ..

Wilfredo Jara .....

Santiago, Chile. Julio de 2017

## AGRADECIMIENTOS

*A mi familia, quien me ha brindado todo el apoyo que necesito y me han permitido quitarles parte de su tiempo que les corresponde.*

*A Yanet, mi amiga, compañera y señora, quien ha sabido comprenderme y soportarme en esos momentos que más lo necesitaba*

*A mis hijos Roberto, Fernanda, Sebastián quienes aun pequeños a veces no comprendían completamente el sacrificio que estaba realizando su padre. Estoy seguro que cuando crezcan sabrán comprenderme.*

*A mi madre, Jeannette, quien con su permanente preocupación y amor nunca dejó trasmitirme que este sacrificio valía la pena.*

*A mis profesores Gerardo Muñoz y Wilfredo Jara quienes fueron unos muy buenos guías dándome los consejos necesarios para finalizar este proceso*

*A mi jefe, Miguel García y mi compañía, ENEL quienes permitieron que pudiese conciliar el difícil camino de trabajar y estudiar*

*Constanza Javiera, Roberto Ignacio, Fernanda Paz y Sebastián Ignacio con  
todo mi amor para Uds.*

**DEDICATORIA**

## RESUMEN

El potencial solar de Chile, la disminución de los costos de los paneles fotovoltaicos y la entrada en vigencia de la Ley 20.571 ha permitido la incorporación de la tecnología fotovoltaica no solo en centrales de gran tamaño sino también directamente en los clientes residenciales.

Basado en lo anterior resulta atractivo, tanto desde el punto de vista técnico-económico analizar el desarrollo de un modelo de negocios basado en este tipo de tecnología en los clientes residenciales con tarifa BT1. Es un modelo de negocio basado en los ahorros por concepto de consumo energía eléctrica cuyos beneficios son compartidos entre el inversionista y el consumidor final.

La presente tesina analiza primero que todas las alternativas que tiene el usuario para implementar este tipo de solución identificando sus principales dificultades para acceder a ella de manera que el modelo de negocio sea un mecanismo que permita crear valor para el usuario y también para el inversionista. Se considera el análisis del marco regulatorio actual, las características técnicas principales de la implementación de la solución y el comportamiento del mercado desde la perspectiva de la oferta, demanda y proyecciones de precios a los que se ve enfrentado el usuario. Finalmente, se realiza un análisis económico y estratégico que permita dar factibilidad y sustentabilidad al modelo de negocios propuesto.

Dentro de los principales resultados se determinó que el valor mínimo de venta de la energía a los usuarios es de \$108/kWh que es menor entre 9% a 39% del valor actual de la tarifa BT1 promedio dependiendo la región. Con este precio de energía el periodo de recuperación de la inversión es de 6,5 años con uso intensivo de capital lo que sugiere un respaldo económico importante. Los clientes con tarifa BT1 se verán incentivados a incorporar esta tecnología que reducirá su cuenta de consumo eléctrico sin necesidad de contar con financiamiento, conocimiento técnico y en particular los clientes con consumo mayor a 200 kWh/mes, al incorporar esta solución como complemento al

suministro eléctrico actual para evitar el pago de recargo en su tarifa que financia la equidad tarifaria.

## **ABSTRACT**

Chile's solar potential, lower costs of photovoltaic panels and the entry into force of Law 20,571 have allowed the incorporation of photovoltaic technology not only in large-sized power plants but also directly in residential customers.

Based on the above, it is attractive, from a technical-economic point of view, to analyze the development of a business model based on this type of technology in residential customers with BT1 tariff. It is a business model based on the savings by consumption of electric energy whose benefits are shared between the investor and the final consumer.

The present thesis analyzes first of all the alternatives that the user has to implement this type of solution, identifying their main difficulties to access it. The business model become a mechanism that allows creating value for the user and also for the investor. The analysis of the current regulatory framework, the main technical characteristics of the implementation of the solution and the behavior of the market from the perspective of the supply, demand and price projections that the user faces are considered. Finally, an economic and strategic analysis is carried out, allowing to give feasibility and sustainability to the proposed business model.

Within the main results it was determined that the minimum sale price of the energy to the users is of \$ 108 / kWh, which means a reduction between 9% to 39% compared to the current value of the average BT1 tariff, depending on the region. With this energy price the period of recovery of the investment is 6.5 years with capital intensive which suggests a significant economic backing. BT1 customers will be encouraged to incorporate this technology, which will reduce their electricity bill without the need for financing, technical knowledge. In particular, customers with consumption of more than 200 kWh / month will be attracted to incorporate this solution as a complement to the current electricity supply, avoiding the payment of surcharge fees in its tariff, which finally finance the rate equality.

## GLOSARIO

Acrónimo	Significado
<b>BT</b>	Baja Tensión
<b>SEC</b>	Superintendencia Electricidad y Combustibles
<b>SII</b>	Servicio de Impuestos Internos
<b>AFP</b>	Administradora de Fondo de Pensiones
<b>ERNC</b>	Energía Renovable No Convencional
<b>kWh</b>	Kilo Watt hora
<b>BT1</b>	Opción de tarifa simple en baja tensión con potencia máxima de 10 kW
<b>EPC</b>	Engeniering Purchase Construction
<b>UF</b>	Unidad de Fomento
<b>LGSE</b>	Ley General de Servicios Eléctricos
<b>CA</b>	Corriente Alterna
<b>CC</b>	Corriente Continua
<b>PV</b>	PhotoVoltaics

## INDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN.....	3
ABSTRACT.....	5
GLOSARIO.....	6
INDICE.....	7
1 INTRODUCCION .....	15
2 OBJETIVOS .....	18
2.1 OBJETIVO GENERAL .....	18
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.....	18
3 METODOLOGIA.....	20
3.1 INVESTIGACION BIBLIOGRAFICA .....	20
3.2 DETERMINACIÓN MODELO .....	20
3.3 EVALUACION ECONOMICA.....	20
3.4 ANALISIS DE RESULTADOS.....	21
3.5 CONCLUSIONES .....	21
4 MODELO DE NEGOCIO.....	22
4.1 CADENA DE VALOR .....	24
5 ESTADO DEL ARTE.....	25
5.1 EQUIPOS POR SEPARADO .....	25
5.2 EPC .....	26
5.3 MODELO DE NEGOCIO - SUNPLICTY - CHILE .....	27
6 MARCO REGULATORIO.....	29
6.1 REGULACION ELECTRICA .....	29
6.2 REGULACION ECONOMICA .....	32
6.3 CONTRATOS.....	32
6.4 MARCO AMBIENTAL .....	33
7 ENERGÍA SOLAR.....	34
7.1 CARACTERISTICAS DE LA ENERGÍA SOLAR .....	34
7.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS .....	36
7.3 CALCULO DE ENERGÍA.....	39
8 ANALISIS ECONOMICO .....	41
8.1 OFERTA.....	41
8.2 DEMANDA - CONSUMO DE ENERGÍA.....	43

8.3	PRECIOS .....	46
8.4	FLUJO DE CAJA.....	49
8.4.1	Inversiones .....	49
8.4.2	Ingresos.....	49
8.4.3	Egresos .....	50
8.4.4	Depreciación e Impuestos.....	50
8.4.5	Flujo de Caja .....	52
8.5	ANALISIS DE ESCENARIOS .....	53
8.5.1	Proyecciones.....	53
8.5.2	Escalabilidad .....	55
9	ANALISIS ESTRATEGICO .....	56
9.1	FODA .....	56
9.2	ANALISIS DE PORTER .....	56
10	CONCLUSIONES .....	59
11	BIBLIOGRAFIA .....	62
12	ANEXO 1 – Ley 20.571 .....	64

## INDICE ILUSTRACIONES

Figura 1-1 Esquema tradicional de suministro eléctrico <sup>[1]</sup> .....	15
Figura 1-2 Alimentación directa desde una fuente solar <sup>[2]</sup> .....	17
Figura 4-1 Esquema modelo de negocios.....	23
Figura 4-2 Zonas de curvas de consumo - autoconsumo - inyección a la red.....	23
Figura 4-3 Cadena de Valor Modelo actual vs propuesto .....	24
Figura 5-1 Paneles fotovoltaicos y precios de referencia en Chile <sup>[5]</sup> .....	26
Figura 5-2 Página web Sunplicity <sup>[8]</sup> .....	28
Figura 6-1 Proceso de conexión Ley 20.751 <sup>[6]</sup> .....	31
Figura 7-1 Irradiancia Solar Global <sup>[11]</sup> .....	34
Figura 7-2 Radiación Solar anual – Santiago <sup>[12]</sup> .....	35
Figura 7-3 generación promedio diaria de energía solar en Santiago <sup>[13]</sup> .....	35
Figura 7-4 Sistema ON Grid <sup>[14]</sup> .....	36
Figura 7-5 Sistema OFF Grid <sup>[15]</sup> .....	37
Figura 7-6 Esquema instalación On Grid <sup>[15]</sup> .....	39
Figura 7-7 Perdidas energía en los componentes del sistema fotovoltaico .....	40
Figura 8-1 Cantidad y principales fabricantes de módulos fotovoltaicos <sup>[17]</sup> .....	41
Figura 8-2 Evolución precios módulos fotovoltaicos <sup>[18]</sup> .....	42
Figura 8-3 a la izquierda Curva de Consumo para clientes BT1 consumo < 300 kWh y a la derecha Curva de Consumo para clientes BT1 consumo > 300 kWh .....	43
Figura 8-4 Instalaciones Registradas en la SEC a Sept 2016 <sup>[20]</sup> .....	45
Figura 8-5 Cuenta promedio Tarifa BT1 por región <sup>[21]</sup> .....	47
Figura 8-6 Precio de la tarifa regulada BT1 en Santiago sin equidad tarifaria, consumo de 200 kWh/mes.....	48
Figura 10-1 Diferencia Tarifa Actual vs Precio Panel Fotovoltaico .....	59

Figura 10-2 Red enmallada futura<sup>[25]</sup> ..... 61

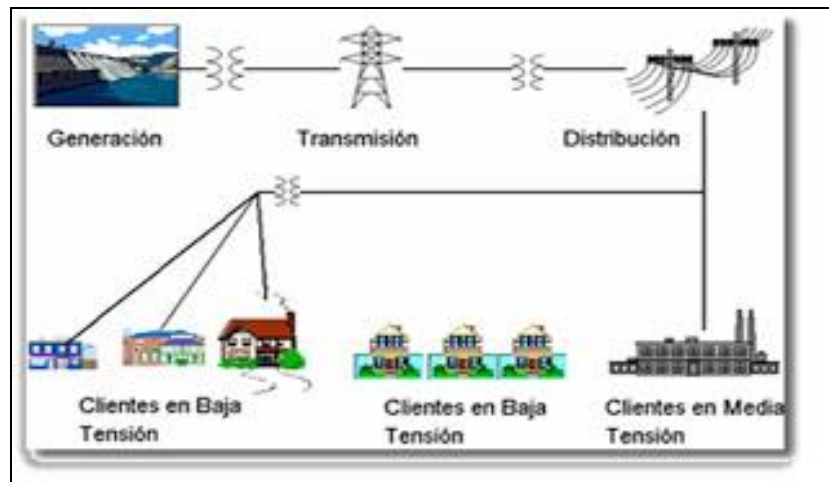
## INDICE TABLAS

Tabla 5-1 Valores referenciales Kit fotovoltaicos de Enel .....	27
Tabla 7-1 : Diferencias tipos de conexión sistema fotovoltaico .....	37
Tabla 8-1 Valores Componentes Kits Fotovoltaico 2017.....	42
Tabla 8-2 Valorización zonas consumos, autoconsumo e inyección a la red dependiendo del perfil de demanda del cliente BT1 .....	44
Tabla 8-3 Precio Promedio tarifa BT1 por Region en Chile <sup>[21]</sup> .....	46
Tabla 8-4 Nuevos métodos depreciación Reforma tributaria 2014 <sup>[24]</sup> .....	51
Tabla 8-5 Flujo de caja proyecto individual.....	52
Tabla 8-6 Proyección de crecimiento.....	53
Tabla 8-7 Disminución de costo del equipamiento en UF .....	53
Tabla 8-8 Flujo de caja con inversiones los 5 primeros años .....	54
Tabla 9-1 Análisis FODA.....	56

## 1 INTRODUCCION

Los desafíos del sector eléctrico han ido variando con el tiempo. En sus inicios, el enfoque estaba puesto en la electrificación y desarrollo del sistema eléctrico, con el fin de impulsar la industria, el comercio y, a su vez, otorgar una mejor calidad de vida a las personas. Bajo este esquema, el consumidor era un actor pasivo y a través un flujo unidireccional, sin considerar fuentes de generación propias o autoconsumo.

El modelo de negocio del mercado eléctrico tradicional corresponde al esquema de la Figura 1.1.



**Figura 1-1 Esquema tradicional de suministro eléctrico<sup>[1]</sup>**

A pesar de los esfuerzos de los países por gestionar de manera eficiente sus recursos energéticos, la evolución a través de los años nos ha mostrado que:

- Hay un permanente crecimiento de la demanda global por energía
- La sociedad es cada vez más exigente con los proyectos energéticos
- Desarrollo, madurez y penetración importante de tecnologías en base a ERNC

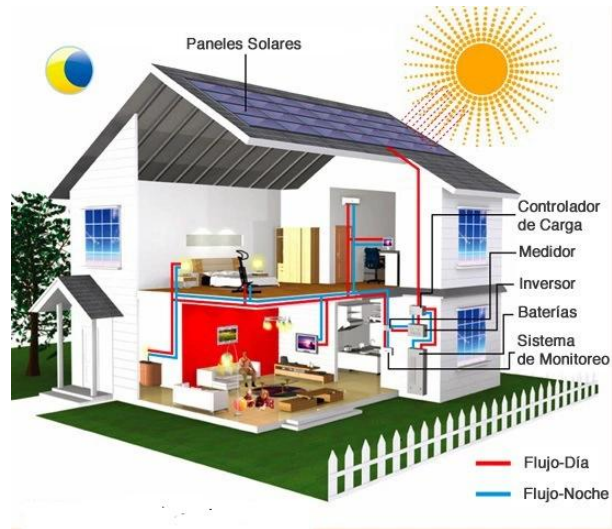
La sociedad se encuentra en un proceso de transición hacia un modelo más dinámico, con una mayor penetración de energías renovables, una demanda más activa, la necesidad de incorporar eficiencia energética y mayores exigencias en los niveles de calidad y seguridad de servicio. Por eso es necesario mirar los desafíos futuros y evaluar alternativas de mecanismos y actores que puedan participar en el desarrollo de un mercado más eficiente y competitivo, que permita satisfacer las demandas cada vez más exigentes de los clientes, quienes manifiestan su inquietud, para que estos avances se traduzcan hoy en soluciones concretas.

Con el desarrollo de las tecnologías y actuales tendencias es posible preguntarse:

- ¿Será siempre la distribución un monopolio natural a través de redes?
- ¿Permitirán las tecnologías cambiar este paradigma?
- ¿Es posible incorporar competencia real en el sector?
- ¿Es posible hacer más eficiente el modelo y la industria actual de distribución de energía eléctrica?

Se propone realizar un modelo de negocios orientado a la Distribución de Energía Eléctrica a través de ERNC que permita ofrecer a los usuarios finales la posibilidad de acceder a energía eléctrica más económica que la actual. Para esto los clientes finales deberán incorporar tecnología ERNC en sus domicilios que permita:

- Reemplazar consumos desde la red actual.
- Inyectar los excedentes a la red



**Figura 1-2 Alimentación directa desde una fuente solar<sup>[2]</sup>**

Si bien recién el 27 de Abril de 2017 se han superado las 1000<sup>[3]</sup> conexiones para el autoconsumo e inyección de excedentes a la red, la cantidad es aún muy mínima por lo que esta tesina explora los motivos económicos, incentivos regulatorios y desarrollo de un modelo de negocios que permita evaluar esta condición y proponer una alternativa que haga viable la participación de un agente económico en este segmento de mercado.

## **2 OBJETIVOS**

### **2.1 OBJETIVO GENERAL**

Realizar un modelo de negocio enfocado en la distribución de energía eléctrica a través de tecnologías ERNC para clientes con tarifa residencial BT1, y evaluar la factibilidad de su implementación en el mercado nacional.

A partir de este análisis establecer su aplicabilidad y extensión en el ámbito internacional.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Verificar el Estado del Arte con respecto a modelos de negocios equivalentes.
- Realizar el estudio legal requerido, considera el impacto de acuerdo a la actual y a los nuevos cambios en la regulación eléctrica que se han anunciado.
- Determinar el potencial teórico de generación en base a la tecnología propuesta y su potencial consumo según su localización para clientes residenciales con potencia instalada menor a 100 kW y tensión menor a 400V
- Realizar el análisis técnico-económico asociado a la implementación propuesta, considerando equipamiento en base a ERNC y mantenimiento correspondiente.
- Establecer un modelo de negocio que permita evaluar las alternativas económicas para clientes con tarifas BT1 con distintos niveles de consumos y perfiles de carga.

- Realizar recomendaciones y propuestas concretas en base a las barreras y oportunidades detectadas.

### **3 METODOLOGIA**

La metodología que se empleará en el desarrollo de esta tesina se explica a continuación y está orientada a poder cumplir con los objetivos indicados en el capítulo 2.

#### **3.1 INVESTIGACION BIBLIOGRAFICA**

Este capítulo se realizará en dos fases: recopilación y síntesis de los antecedentes recopilados.

La metodología empleada en la recopilación de antecedentes fue una búsqueda sistemática a través de internet respecto a artículos científicos y/o publicaciones relacionadas con los objetivos del trabajo.

La recopilación de antecedentes se realizará, fundamentalmente a través de la web, para determinar cuál es el estado del arte existente respecto de las aplicaciones similares existentes. El resultado de esta recopilación deberá permitir tener disponible para el análisis, la mayor cantidad de antecedentes posibles sobre lo existente en el mercado

#### **3.2 DETERMINACIÓN MODELO**

Principalmente se describirá la situación del modelo actual de la industria y el modelo propuesto que deberá considerar la fuente de ingresos, los costos, principales indicadores financieros, la normativa legal vigente, competencia, propuesta de valor, estrategia, detectar oportunidades y, segmento de mercado al cual estará enfocado la estrategia.

#### **3.3 EVALUACION ECONOMICA**

Se realizará una evaluación económica del modelo de negocios propuesto. En esta etapa se determinarán y cuantificarán los efectos económicos, identificar variable críticas y análisis de sensibilidad del modelo.

### **3.4 ANALISIS DE RESULTADOS**

Se realizará un análisis crítico de los resultados anteriormente obtenido realizando distintos escenarios o condiciones básicamente con el objeto de estresar al modelo, darle la robustez necesaria y cuál podría ser su efecto en los resultados de la evaluación económica.

Se analizarán estrategias competitiva, posicionamiento y la industria sobre la cual se desarrolla este modelo.

Además, incorporará un análisis FODA para evaluar el potencial de negocios y eventualmente decisiones de marketing.

### **3.5 CONCLUSIONES**

En base a todos los capítulos desarrollados se realizarán las conclusiones del presente trabajo, para establecer la conveniencia o no del desarrollo e implementación de este modelo de negocios y cuáles serían las principales variables a considerar.

Además se incluirán las propuestas y recomendaciones respecto a las oportunidades y barreras detectadas según lo indicado en capítulo 2.2 de esta Tesina

## 4 MODELO DE NEGOCIO

El modelo propuesto corresponde a la implementación de paneles fotovoltaicos en las casas, en donde la inversión es realizada por una compañía y el cliente tiene que aportar el techo de su casa para instalar la solución. De esta forma, los consumidores podrán ver disminuido su cuenta total el consumo de energía y la compañía podrá capturar una parte de estos ahorros para cubrir sus inversiones.

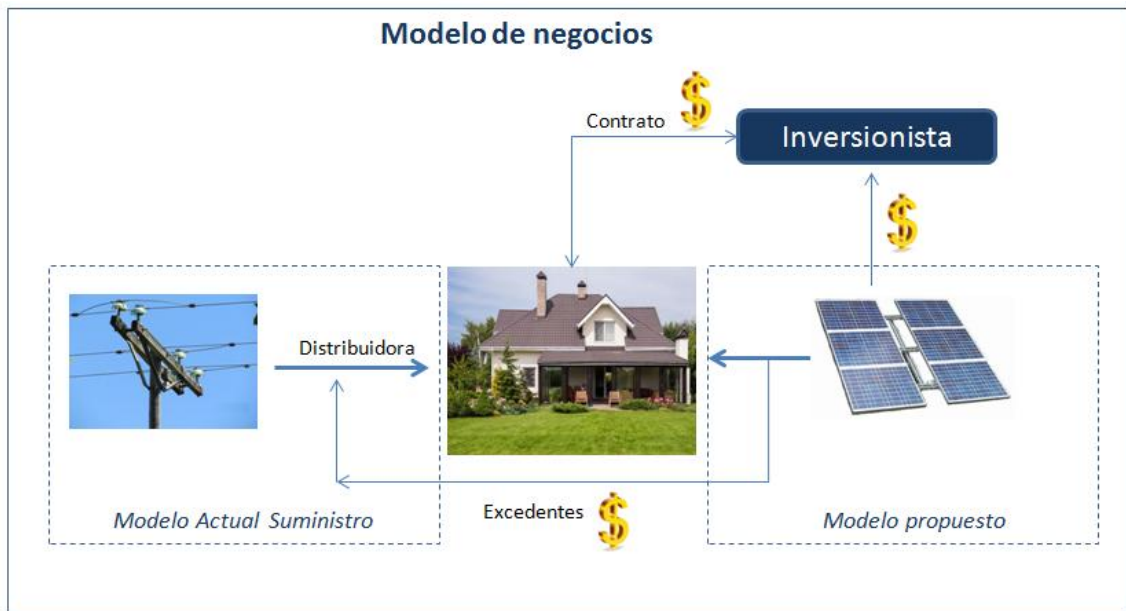
Esta es una relación de tipo “*win-win*” donde los principales beneficios son:

### **Ciente:**

- Acceso a la tecnología a muy bajo costo, ya que las inversiones las realiza un tercero
- Pagar por energía más barata ahora
- No requiere tener el conocimiento para instalar esta solución en su hogar

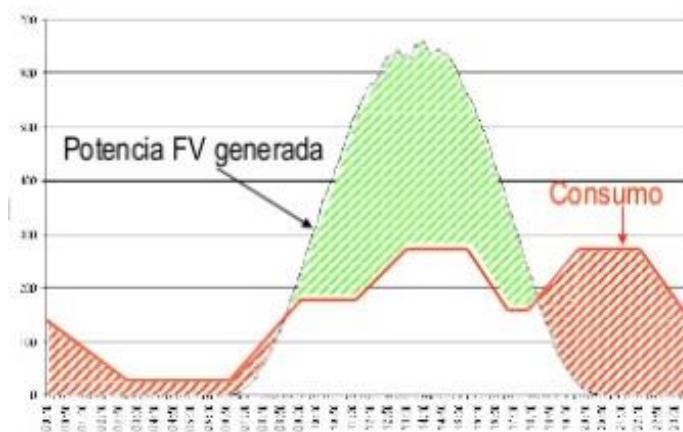
### **Inversionista:**

- No requiere invertir en terreno para la instalación de paneles fotovoltaicos
- Puede realizar compras por volúmenes a menor costo que una instalación individual
- Identificación y segmentación de sus inversiones por tipo de cliente



**Figura 4-1 Esquema modelo de negocios**

El principio está basado en aprovechar la Ley 20.571<sup>[4]</sup> en donde, teniendo una instalación de este tipo podemos identificar 3 zonas de acuerdo a la Figura 4.1:

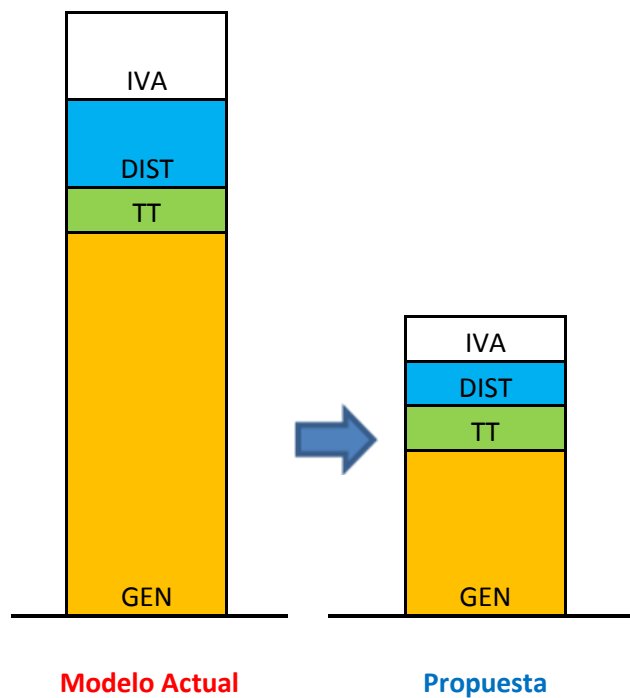


**Figura 4-2 Zonas de curvas de consumo - autoconsumo - inyección a la red**

1. **Zona roja achurada:** energía consumida por el cliente y suministrada por la distribuidora de acuerdo a la actual conexión.
2. **Zona verde achurada:** energía generada por los paneles fotovoltaicos que no se está consumiendo en la misma instalación por lo que se inyecta en la red de distribución.
3. **Zona blanca:** bajo el área verde achurada: energía generada por el panel fotovoltaico y auto-consumida.

La zona de los beneficios a compartir entre la empresa y el cliente corresponde a los puntos 1 y 2 anteriormente descritos.

#### 4.1 CADENA DE VALOR



**Figura 4-3 Cadena de Valor Modelo actual vs propuesto**

La cadena de valor se concentra en la disminución del valor a pagar en la cuenta de suministro eléctrico pudiéndose capturar estos ahorros.

Estos ahorros son compartidos por la compañía y el cliente y a evaluación de cómo se reparten estos beneficios capturados será incorporada en el contrato suscrito.

Finalmente, el modelo debe asegurar que el cliente pague finalmente un valor menor por energía de manera de garantizar a sustentabilidad del modelo.

## **5 ESTADO DEL ARTE**

Las ERNC y en particular la tecnología fotovoltaica ha sido objeto de numerosos estudio acerca de su aplicabilidad en diversos proyectos. Sin embargo el objeto de esta tesina es desarrollar un modelo de negocios en base a esta tecnología en Baja Tensión y en base a los principios de evaluación establecidos pueda extrapolarse al mercado internacional.

El modelo propuesto utiliza para la implementación de la solución al consumidor paneles fotovoltaicos pero sus ingresos provienen de la venta de energía no de los equipos o kits asociados.

De esta forma, el análisis del estado del arte es dividido en subcapítulos indicando las alternativas que tienen hoy el consumidor de acceder a esta tecnología con los beneficios y costos que esto conlleva.

### **5.1 EQUIPOS POR SEPARADO**

Es posible encontrar un amplio de listado de compañías que se dedica a la comercialización de paneles fotovoltaicos, pero en general estos modelos apuntan a la compra/venta de la aplicación tecnológica incorporando algunos matices para diferenciarse entre ellos e intentar dar valor agregado al servicio que ofrecen.

Los proveedores de los paneles fotovoltaicos pueden ser locales o internacionales



**Figura 5-1 Paneles fotovoltaicos y precios de referencia en Chile<sup>[5]</sup>**

Además de los paneles se requieren de otros componentes como inversores, que dificulta de alguna manera el acceso de los consumidores ya que deben tener un conocimiento mínimo no solo en los productos escogidos sino también en su instalación y procedimiento ante la SEC para su autorización y llenado de formularios.

Adicionalmente la SEC establece en un reglamento<sup>[6]</sup> los tipos de equipos permitidos para permitir la inyección de energía a la red de BT y sea reconocida y valorizada, de manera de garantizar la calidad y suministro del resto de los usuarios del sistema.

En este caso el cliente debe buscar y pagar:

- Equipos
- Instalación
- Conexión la distribuidora

## 5.2 EPC

Una alternativa es el ofrecimiento de sistemas llave en mano que permitan la inyección a la red de los excedentes e instalación certificada.

Las empresas como Enel ofrecen a sus clientes esta posibilidad de acceso a esta tecnología a estos costos<sup>[7]</sup>

**Tabla 5-1 Valores referenciales Kit fotovoltaicos de Enel**

	1 kWp 4 paneles	1,5 kWp 6 paneles	2 kWp 8 paneles	3 kWp 12 paneles
Precio por kit desde	\$2.190.000	\$2.590.000	\$3.390.000	\$4.190.000

Una diferencia importante respecto a la solución vista en capítulo 5.2 es que los valores son mayores y la cobertura está dada por el proveedor de este servicio.

### **5.3 MODELO DE NEGOCIO - SUNPLICTY - CHILE**

Es una empresa chilena, que surgió como un emprendimiento conjunto entre dos compañías con gran trayectoria y conocimiento en la industria energética: Tritec Energy y Engie. Esta compañía es propiedad del 50% de la francesa Engie del otro 50% de la suiza-alemana TRITEC-Intervento. Ambas son líderes en este tipo de industria con una trayectoria de 180 y 30 años, respectivamente.

Su objetivo es impulsar las energías renovables no convencionales (ERNC), acercando la energía solar a los hogares y empresas gracias a un modelo innovador y muy accesible para las personas.

Entrega el financiamiento para la instalación de sistemas solares fotovoltaicos permitiendo que una vivienda que cuenta con esta tecnología tenga un bajo costo mensual y de inversión inicial cero.

#### **Propuesta**

Al contratar el servicio no se paga nada, sino que una cuota que se cancela con el ahorro generado por el sistema instalado. Este ahorro se produce

dejando de consumir energía de la red de distribución local durante el día y aprovechando los beneficios de la ley.

*"Hoy en día son muy pocas casas las que la están aprovechando esto porque como el costo de la tecnología es muy alto, las casas no han accedido a la instalación"*



**Figura 5-2** Página web Sunplicity<sup>[8]</sup>

“El requisito básico, por ahora, es ser propietario de una casa en la **Región Metropolitana**. Se debe llenar un formulario que estará disponible en el sitio con pregunta sobre la vivienda y la techumbre. Con esos datos, un ejecutivo envía una cotización orientativa que tiene más o menos el valor mensual desde 1,6 UF (\$42.380 al precio de hoy). El financiamiento puede ser a través de tres método<sup>[8]</sup>”:

- Compra directa del sistema solar
- Leasing (arriendo) básico
- Uno full el que incluye un costo de mantenimiento y reparación del sistema por hasta 20 años con renovación cada cinco.

Puede ser solicitados por Hogares o por Industrias.

## **6 MARCO REGULATORIO**

El modelo de negocio en general está bajo el amparo de normativa vigente Chilena y en particular la Ley 20.571. Por este motivo se hace necesario realizar la conformación de la persona jurídica lo cual le otorga ciertos derechos y a la vez obligaciones que le permitan operar.

Bajo este escenario podemos identificar 4 elementos principales para el funcionamiento del modelo de negocios que se detallan en los siguientes capítulos.

### **6.1 REGULACION ELECTRICA**

La LGSE no establece impedimentos a la realización de modelos de negocios que operen bajo el territorio concesionado de una distribuidora ya que indica que no existen monopolio territoriales permitiendo la superposición. Además establece la factibilidad de realizar “servicio privado” el cual indica<sup>[9]</sup>:

- No se requiere concesión de servicio público
- No hay tarifas reguladas (salvo servicios asociados al suministro)
- Menor responsabilidad ante SEC por infracción de normativa

En el Artículo 149 bis de la LGSE se establece que los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.” Además “Las inyecciones de energía serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados” Lo que debe interpretarse como “los precios a nivel de generación--transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos

suministros conforme a sus respectivos contratos”. “Dicha valorización deberá incorporar, además, las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía.” Finalmente “Las inyecciones de energía valorizadas deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes.”

### **Ley 20.571 para la generación distribuida: Ley Netbilling**

Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Su objetivo es dar el derecho a los clientes regulados de las Empresas Distribuidoras a generar su propia energía eléctrica, mediante medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, autoconsumirla y recibir una remuneración asociada a sus excedentes de energía que son entregados a las empresas distribuidoras. El sistema de generación con energías renovables debe tener una potencia instalada menor a 100 kW nominal.

Las exigencias técnicas y procedimientos están establecidos principalmente en los siguientes cuerpos normativos<sup>[6]</sup>:

- **Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en BT:** Establece los procedimientos, metodologías y demás exigencias para la conexión y operación de Equipamientos de Generación cuya capacidad instalada total no supere los 100kW, en redes de concesionarios de servicio público de distribución de electricidad
- **Procedimiento de comunicación** de puesta en servicio de generadoras residenciales: Tiene como objetivo establecer la comunicación y declaración de la puesta en servicio de las instalaciones de generación sujetas a la ley 20.571.

- Instrucción Técnica RGR N°02/2014:** Diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red: Acota los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para ser conectadas a la red de distribución, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas, así como la integridad física y operacional de la red de distribución eléctrica.
- Proceso de solicitud de conexión a la red de distribución** El proceso está reglamentado y normado, contando con 8 pasos principales, y con un tiempo estimado de tramitación y construcción de entre 2 y 8 meses. Para la mayoría de las etapas existen formularios y plazos definidos, tal como se observa en el siguiente cuadro:

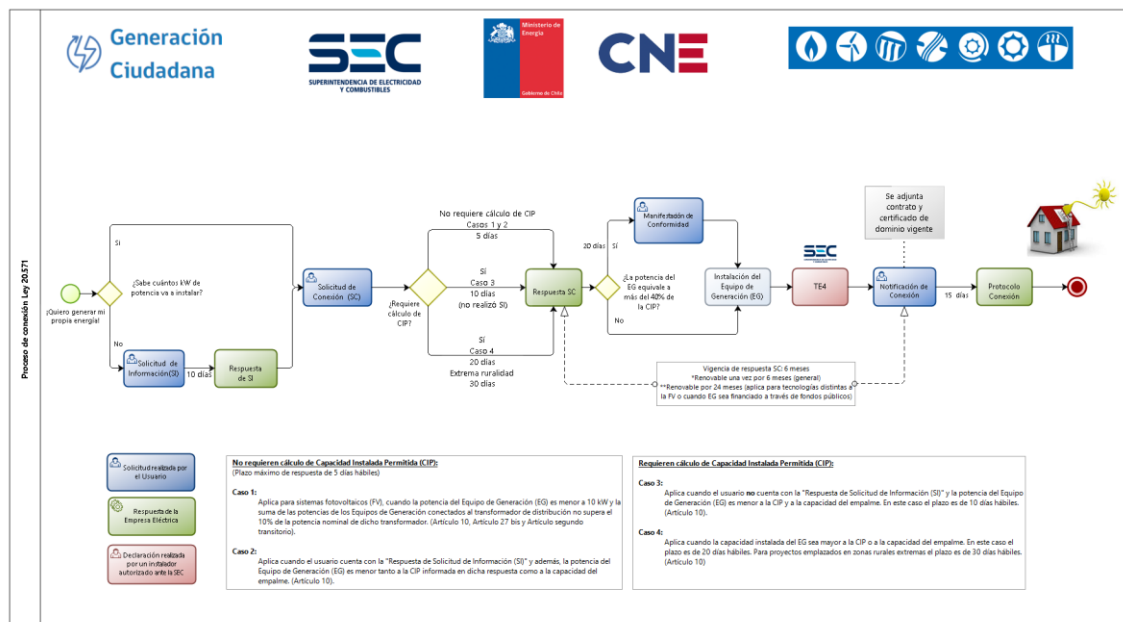


Figura 6-1 Proceso de conexión Ley 20.751<sup>[6]</sup>

La energía inyectada por ERNC podrá considerarse para acreditar el cumplimiento de la Ley 20.257. La distribuidora certificará dichas inyecciones, es decir., crea una figura de certificados transables. Y la resolución de controversias es a través de la SEC.

- **Norma técnica de Calidad y Servicio:** Norma técnica de conexión y operación en BT:
  - Requisitos técnicos operacionales
  - Mecanismo de autorización simplificado para generadores de bajo impacto
  - Instructivo SEC para componentes autorizados a usar en equipamiento de generación: por ejemplo. Paneles e inversores, para proyectos PV.
  - Instructivo SEC para diseño e instalación de instalaciones PV conectadas a la red.
  - Procedimientos de comunicación de puesta en servicio.

## 6.2 REGULACION ECONOMICA

Este es el marco general de todas las empresas que operan en Chile donde se debe considerar:

- Pago de Impuestos mensuales<sup>[10]</sup>
- Declaraciones legales requeridas
- Pagos de seguros de cesantía, AFP y salud correspondiente al contratar un trabajador
- Depreciaciones de los equipos de acuerdo a la información de SII

## 6.3 CONTRATOS

**Firma de contrato con clientes** El modelo de negocio propuesto requiere un contrato con el fin de garantizar la sustentación en el tiempo

del proyecto, por tal motivo se hace imprescindible la firma de acuerdos de nivel de servicio entre las partes, los cuales hacen referencia a la instalación, seguimiento de la calidad y durabilidad de los paneles solares y sus equipos auxiliares.

**Firma de contrato con proveedores:** se considera la firma de un contrato con un proveedor de equipamiento de manera de garantizar los precios y plazos

**Firma de contrato con instaladores:** se considera la realización de la ejecución de la instalación por parte de una empresa externa dedicada a este tipo de obras

#### **6.4 MARCO AMBIENTAL**

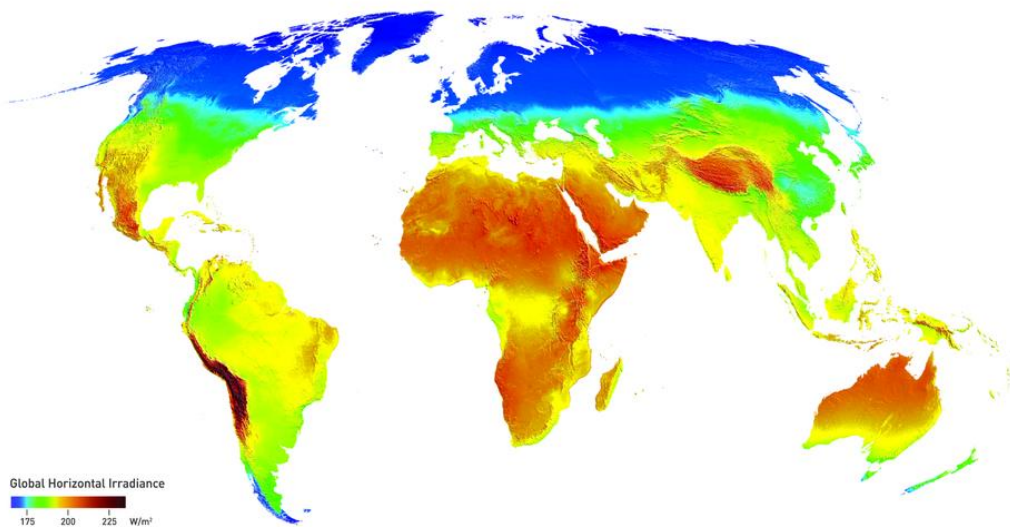
Desde el punto de vista ambiental, la actividad correspondiente a la instalación de paneles fotovoltaicos en una vivienda, por sí sola, no requiere ingresar al Sistema de Evaluación Ambiental (SEA), debido a que no genera impactos significativos al ubicarse sobre un lugar ya intervenido como es el caso de una vivienda. Los impactos están más bien asociados al impacto sobre el paisaje, y al impacto producido por las emisiones del traslado de los materiales y personal al lugar de instalación.

## 7 ENERGÍA SOLAR

### 7.1 CARACTERÍSTICAS DE LA ENERGÍA SOLAR

Desde el punto de vista de la producción de la energía solar esta variará dependiendo de la ubicación geográfica y periodo del año en el cual se encuentra. Así lo podemos observar en la Figura

#### Global Mean Solar Irradiance



**Figura 7-1 Irradiancia Solar Global<sup>[11]</sup>**

Para tener un valor estimado en la web de la nasa se encuentra disponible un sitio para consultar los valor medios de la energía solar de cada posición geográfica<sup>[12]</sup>

En el caso de Santiago de Chile se tienen las siguientes posiciones:

<b>LATITUD</b>	<b>-33.449</b>
<b>LONGITUD</b>	<b>-70.669</b>

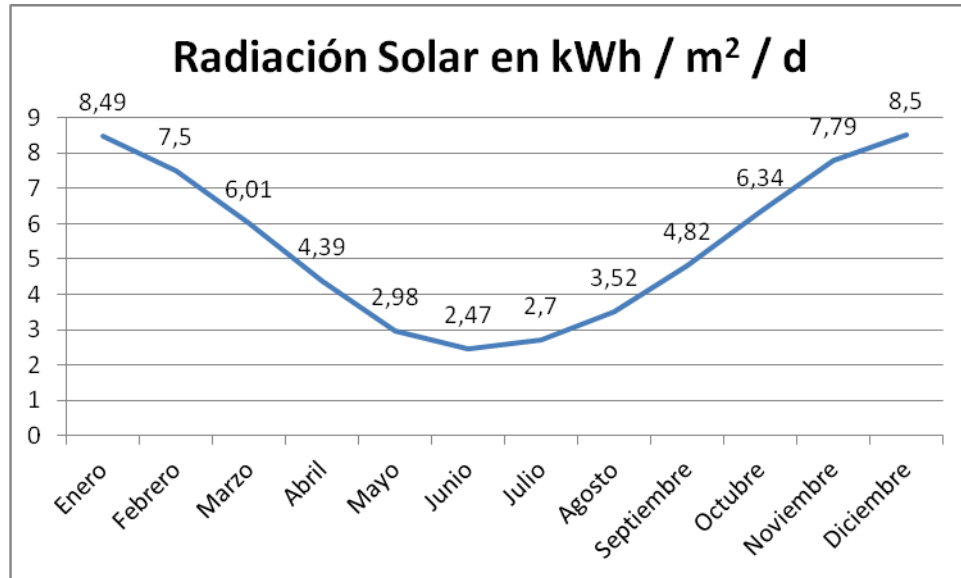


Figura 7-2 Radiación Solar anual – Santiago <sup>[12]</sup>

Esto permite visualizar que en los meses de verano la radiación es 3,44 veces mayor que en invierno lo que se traduce en mayor generación de energía solar.

Por otra parte las horas de producción de energía solar también se va modificando debido a que en invierno la duración del día es menor que en verano obteniéndose la siguiente distribución de generación de energía

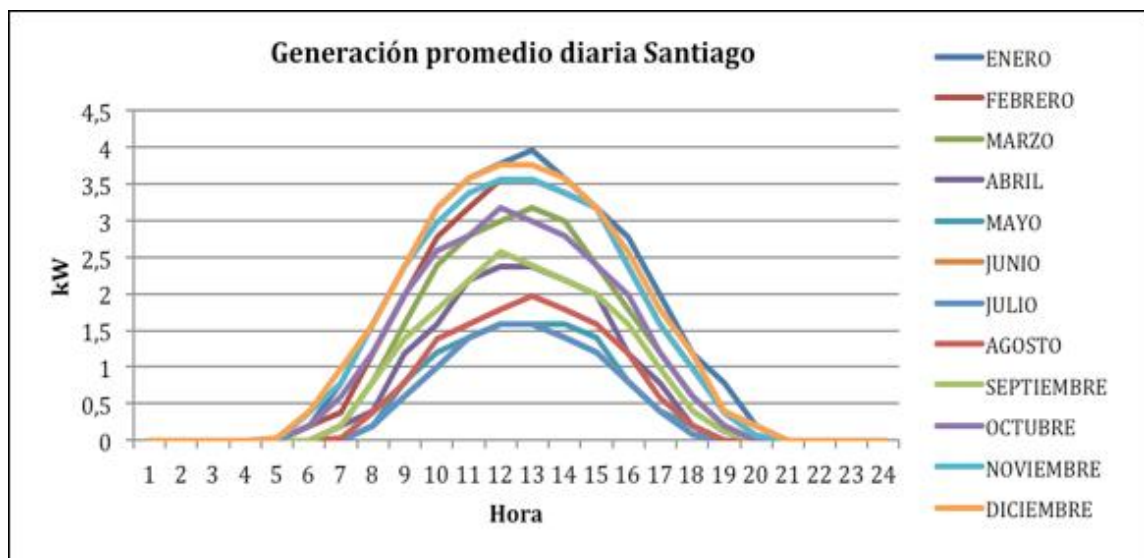


Figura 7-3 generación promedio diaria de energía solar en Santiago <sup>[13]</sup>

## 7.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Los sistemas fotovoltaicos se pueden configurar de diversas formas y lo primero que se debe determinar es si el sistema que se va a dimensionar se trata de un sistema aislado o interconectado a la red eléctrica. Las principales características son:

### 1. Sistemas Interconectados a la Red (On Grid):

- Funcionan sincronizados con las redes de distribución.
- Sistemas On Grid no funcionan en caso de caída de la red.



**Figura 7-4 Sistema ON Grid<sup>[14]</sup>**

### 2. Sistemas Aislados (Off Grid):

- Completa independencia de las redes de distribución.
- Almacenamiento de energía en baterías.
- En lugares aislados de la red reemplazan generador diesel o bencinero.
- En lugares con red disponible, aseguran energía disponible en caso de corte el suministro.

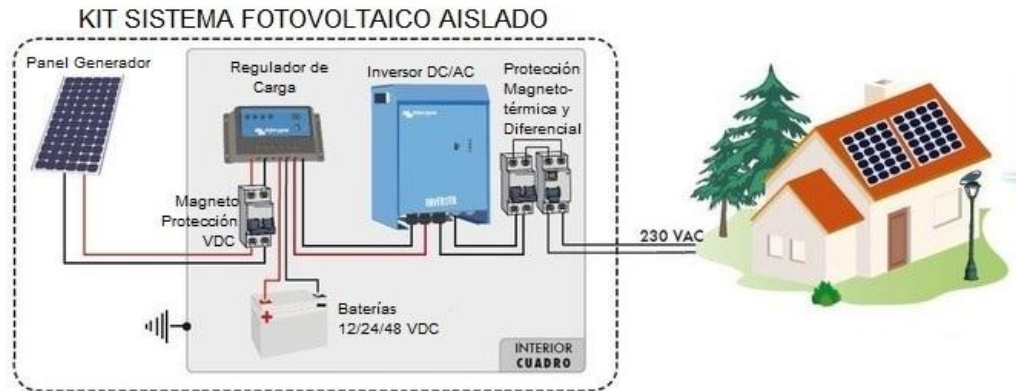


Figura 7-5 Sistema OFF Grid<sup>[15]</sup>

### 3. Sistemas Híbridos

- Combinación de sistema On Grid y Off Grid.
- Almacenan energía en baterías e inyectan excedentes a la red.
- Funcionan en caso de caída de la red.

A continuación se presenta un cuadro con las principales diferencias entre un sistema Interconectado y Aislado

Tabla 7-1 : Diferencias tipos de conexión sistema fotovoltaico<sup>[15]</sup>

	Interconectados	Aislados
<b>Costo Iniciales</b>	Económico	Costoso (baterías)
<b>Costos Mantenimiento</b>	Mínimos sólo limpieza	Limpieza más costos de baterías
<b>Flexibilidad</b>	No hay problema por sobre-uso	NO podemos gastar más de lo que calculamos
<b>Independencia</b>	Dependemos del sistema eléctrico nacional	Totalmente independientes
<b>Obligaciones Legales</b>	Necesitamos avisar y hacer contrato	No debemos avisar ni pedir permiso a nadie
<b>Implementación</b>	Fácil	Poco más complicado

Respecto a los elementos que deben ser considerados dependiendo de la solución considerada se tiene<sup>[16]</sup>:

1. **Paneles Solares** : los paneles típicos tienen 3 calidades distintas, estos difieren en su costo y en su eficiencia, el uso de uno u otro depende exclusivamente de la necesidad energética que se necesite suplir y el presupuesto asociado a la instalación, los paneles de menor costo son los de silicio amorfo, pero de menor eficiencia. Otro factor importante es el dimensionamiento correcto ya que un dimensionamiento menor no va a ser capaz de satisfacer nuestra necesidad energética, y un sobredimensionamiento genera un costo mayor del sistema.
2. **Sistema de Almacenamiento** : El sistema de almacenamiento está compuesto de un banco de baterías las cuales almacenan energía y luego cuando la radiación solar disminuye las baterías son las encargadas de alimentar el sistema. Al igual que los paneles existen baterías de distintas calidades y precio, las más adecuadas son las que permiten descargas profundas
3. **Regulador de carga**: Este elemento permite proteger a la batería en caso de sobrecarga o descargas profundas lo que minimiza la vida útil del sistema de almacenamiento, el regulador monitorea constantemente la tensión del banco de baterías cuando la batería se encuentra cargada interrumpe el proceso de carga abriendo el circuito entre los paneles y las baterías, cuando el sistema comienza a ser utilizado y las baterías a descargarse el regulador nuevamente conecta el sistema. El dimensionamiento del inversor debe ser lo más cercano a la tensión nominal del banco de baterías, lo cual otorga mayor seguridad al sistema de almacenamiento.
4. **Inversor** : Este elemento permite convertir la corriente continua (CC) en alterna (CA), dado que los sistemas fotovoltaicos nos entregan corrientes continuas es necesario realizar esta conversión para la utilización de los aparatos eléctricos comunes. Los inversores son dispositivos electrónicos los cuales permiten interrumpir las corrientes y cambiar su polaridad, de acuerdo a si el sistema fotovoltaico va a estar aislado de la red o conectado a ella para los conectados a la red podemos utilizar inversores de conmutación natural, ya que la red determina el estado de conducción hacia los dispositivos eléctricos conectados al sistema, para sistemas aislados se utilizan inversores de conmutación forzada estos permiten generar CA mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzado por el sistema de control. Pueden ser de salida

escalonada (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos (PWM), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos

A continuación se ilustra el esquema de la instalación del sistema fotovoltaico de tipo ON GRID.

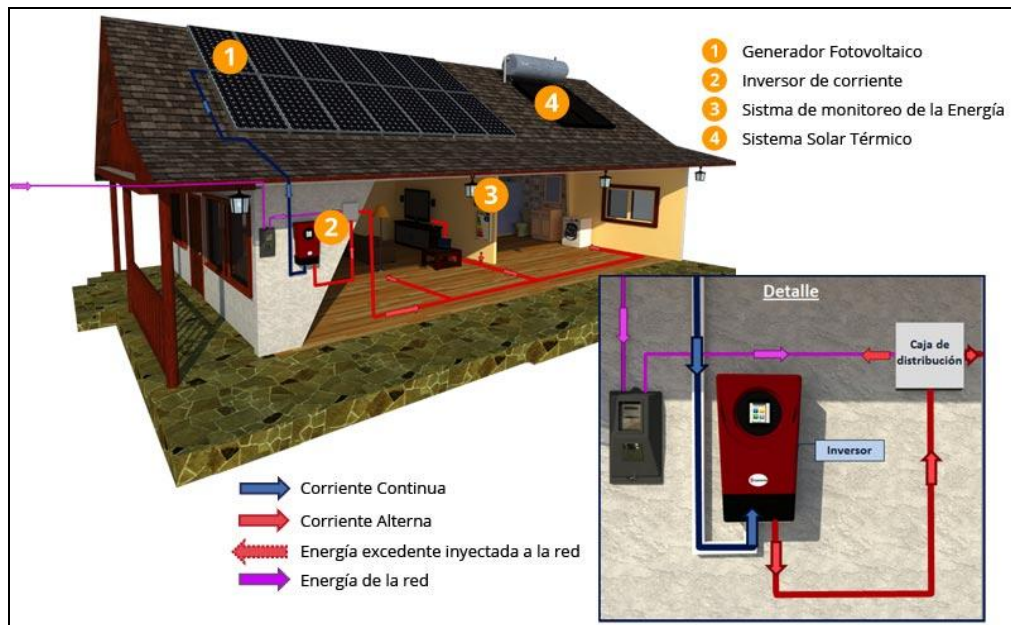


Figura 7-6 Esquema instalación On Grid<sup>[15]</sup>

### 7.3 CALCULO DE ENERGÍA

Es posible estimar la cantidad de energía a generar promedio mensual a partir de la expresión:

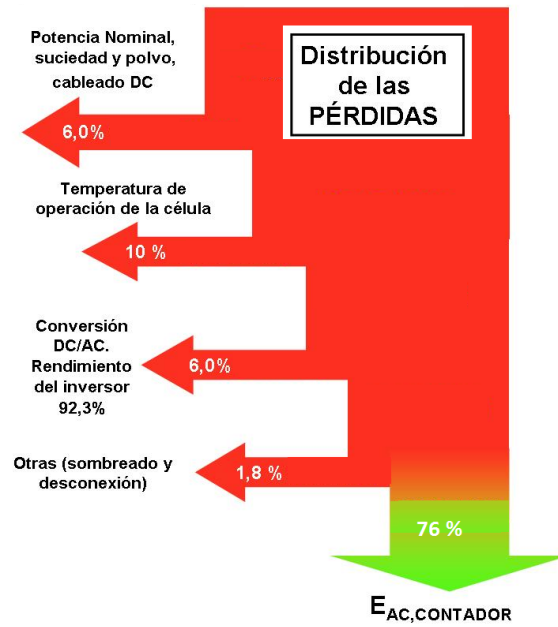
$$E = \int_{dia} P(t)dt$$

Donde:

*E* es la energía generada en kWh

*P (t)* es la potencia del panel instalado en kW

Pero en general, los valores utilizados son los garantizados por el fabricante. El cual ya considera las pérdidas en los componentes que participan del proceso lo que se muestra en el siguiente diagrama de Sankey:

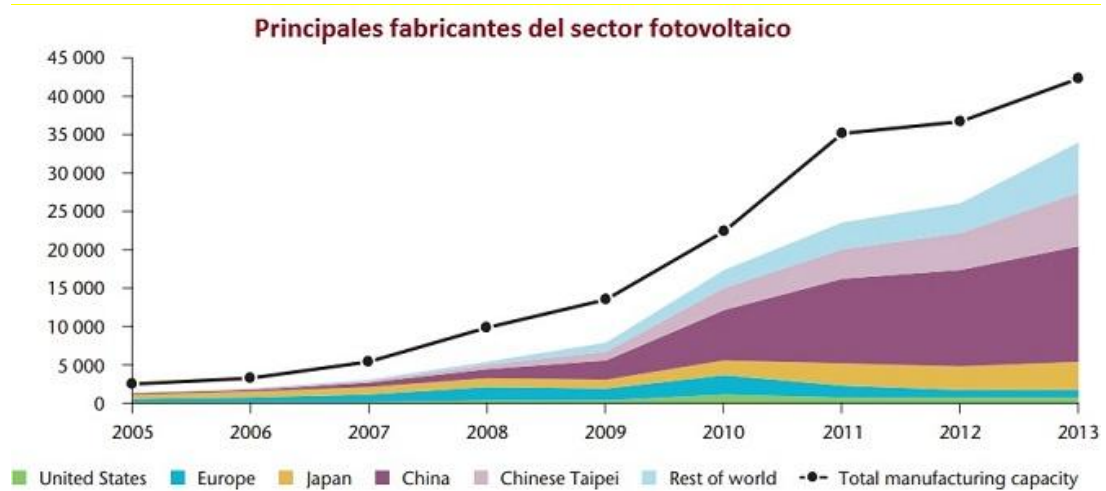


**Figura 7-7 Perdidas energía en los componentes del sistema fotovoltaico**

## 8 ANALISIS ECONOMICO

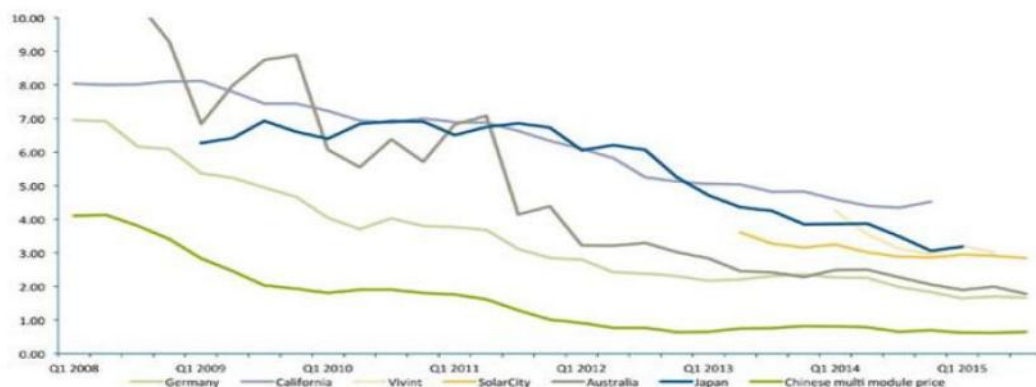
### 8.1 OFERTA

La producción (cantidad) relativa a paneles fotovoltaicos ha crecido muy rápidamente y sostenidamente los últimos 10 años, resultando una amplia oferta de módulos.



**Figura 8-1 Cantidad y principales fabricantes de módulos fotovoltaicos<sup>[17]</sup>**

La continua reducción de precios de los módulos PV se debe principalmente a las economías de escala asociadas con el aumento de las capacidades de producción, innovaciones tecnológicas, competencia entre fabricantes y una gran caída en el precio de la silicón. El precio de los módulos cayó en más de 40% durante los últimos años, y el costo de sistemas instalados en techumbres cayó más de un 20



**Figura 8-2 Evolución precios módulos fotovoltaicos<sup>[18]</sup>**

En el escenario actual se proyecta una disminución de un 38% de las paneles fotovoltaicos en 10 años.

En el caso de los valores en Chile existe en la SEC un listado de proveedores autorizados y sus valores de referencia son los siguientes:

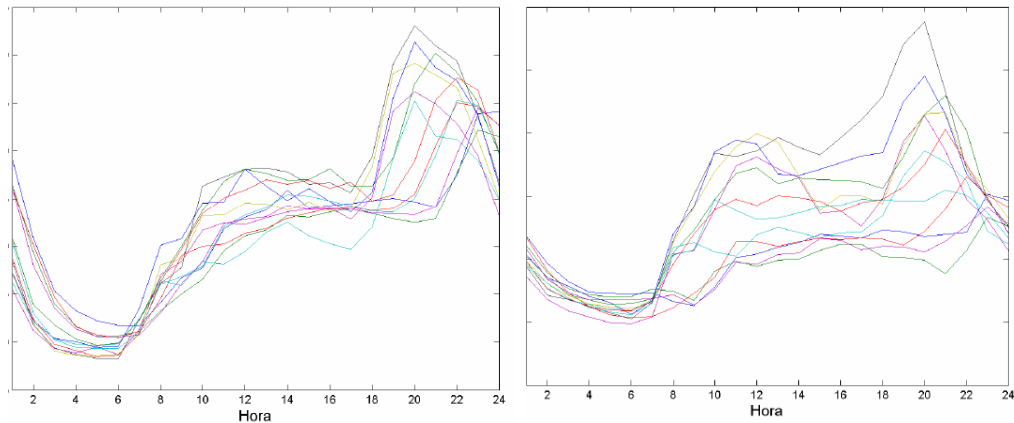
**Tabla 8-1 Valores Componentes Kits Fotovoltaico 2017**

Descripción	1,6 kW	2,3 kW	3 kW	4,4 kW
Paneles (250W)	6	9	11	18
Inversor (kW)	1,6	2,3	3	4,4
Espacio (m <sup>2</sup> )	11	15	18	30
Energía Anual (kW)	2.530	3.844	4.706	7.751
Precio (m\$)	\$1.700	\$2.200	\$2.700	\$3.900

## 8.2 DEMANDA - CONSUMO DE ENERGÍA

Los tipos de inmuebles que forman parte de el estudio y por ende del mercado objetivo, corresponde a aquellos que tengan tarifa BT1.

La demanda de un sistema eléctrico es variada a lo largo del día, meses y regiones de Chile y corresponde a la curva de demanda. El comportamiento de cada consumidor no es igual al otro. Para esto hemos tomado la tesis “Análisis de estacionalidad de la curva de demanda para clientes BT1” [19]



**Figura 8-3 a la izquierda Curva de Consumo para clientes BT1 consumo < 300 kWh y a la derecha Curva de Consumo para clientes BT1 consumo > 300 kWh**

Dependiendo de las características del consumo que tenga cada cliente, la orientación al recurso solar y disponibilidad de espacio, será posible estimar el beneficio por la instalación de paneles solares de acuerdo a la tabla 8.2. Así es posible corroborar en la siguiente tabla elaboradora para un consumo promedio de 230 kWh/mes y la instalación de un panel de 2,3 kW con una tarifa BT1 \$117/kWh

**Tabla 8-2 Valorización zonas consumos, autoconsumo e inyección a la red dependiendo del perfil de demanda del cliente BT1**

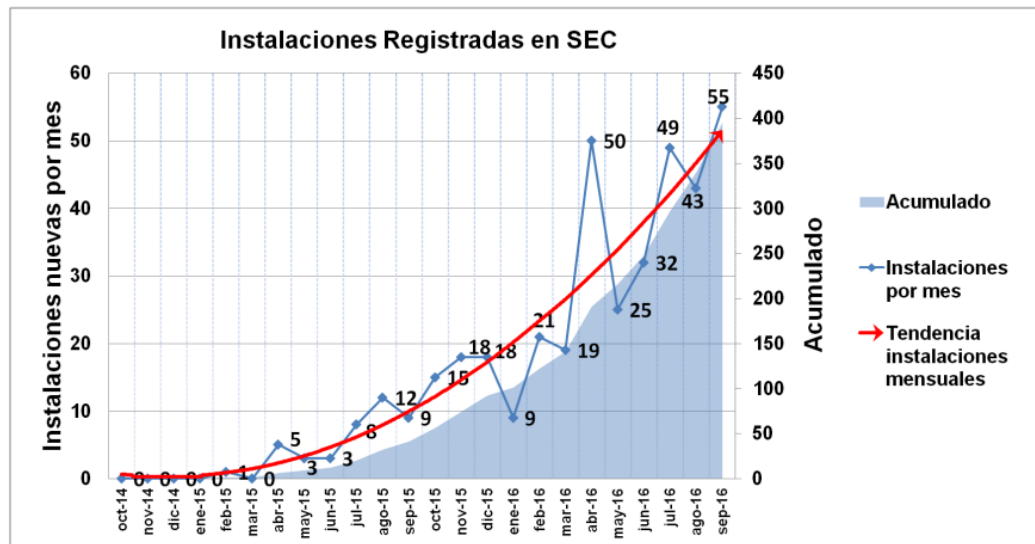
Consumo de la red kWh/mes	Autoconsumo kWh/mes	Inyección a la red kWh/mes	Consumo de la red \$	Ahorro por autoconsumo \$	Inyección Valorizada \$
230	0	0	26.910	0	0
220	10	309	25.740	1.170	18.077
180	50	269	21.060	5.850	15.737
140	90	229	16.380	10.530	13.397
100	130	189	11.700	15.210	11.057
60	170	149	7.020	19.890	8.717
20	210	109	2.340	24.570	6.377

Por eso es importante poder caracterizar los clientes de acuerdo a comportamientos o consumos similares de manera de poder identificar sus hábitos y evaluar alternativas energéticas que pudiesen ajustarse a sus requerimientos.

Desde el punto de vista gubernamental<sup>[20]</sup> existe un “fomento” o impulso a la demanda por la utilización de paneles solares domiciliarios y su enfoque ha estado en:

- Aseguramiento de calidad
- Normas constructivas
- Equipos autorizados
- Capacitación y apoyo a instaladores
- Seguimiento a tramitación en empresas distribuidoras
- Agilizar el trámite de manera de ser mas rápido la gestión con la distribuidora

Los registros realizados en la SEC de las instalaciones realizadas a septiembre del 2016 se presenta en la Figura 8-4o.



**Figura 8-4 Instalaciones Registradas en la SEC a Sept 2016<sup>[20]</sup>**

Se observa en la Figura 8-4 la tendencia al alza de las instalaciones mensuales las cuales son mas de 50 por mes. Actualmente el numero ha crecido llegando a las 75 instalaciones por mes durante Mayo del 2017.

Si bien parece haber un crecimiento importante, aun por el lado de la demanda es necesario impulsar aun mas ya que el diagnóstico actual realizado por el ministerio de Energía indica de los clientes:

- Muy diversos potenciales usuarios, sin conocimiento tecnológico.
- Marco regulatorio poco conocido (net-billing).
- Desconocimiento de instituciones financieras.
- Oferta incipiente y opaca, con proveedores aún no maduros o consolidados que le den confianza al cliente.

### 8.3 PRECIOS

La Tarifa BT-1: Opción tarifaria simple en baja tensión. Para clientes con medidor simple de energía, . posee un límite de potencia conectada de 10 kW. Esta tarifa posee dos modalidades<sup>[21]</sup>.

1. BT-1a: Aplicable a clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima se produce en los meses en que se ha definido horas de punta.
2. BT-1b: Aplicable a clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima se produce en los meses en que no se ha definido horas de punta.

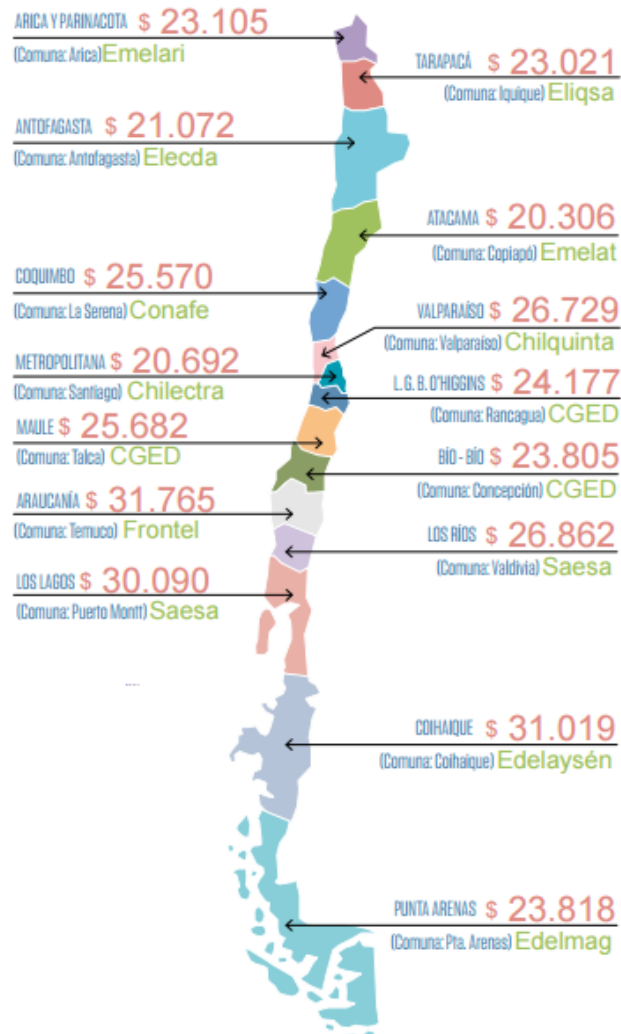
Además de las tarifas vigentes, cada empresa distribuidora puede ofrecer opciones tarifarias adicionales, denominadas como Tarifas Flexibles Reguladas (TFR). Actualmente, por ejemplo Enel Distribución cuenta con una opción denominada Tarifa THR Flex, la cual diferencia el cobro de energía en tres tramos: día, noche y punta. Esta tarifa se basa en la tarifa BT1 del pliego tarifario otorgado por la CNE

El valor actual promedio del kWh/mes varía a lo largo de Chile

**Tabla 8-3 Precio Promedio tarifa BT1 por Region en Chile<sup>[21]</sup>**

Región	Tarifa promedio (\$/kWh)
Arica y Parinacota	130,1
Tarapacá	129,7
Antofagasta	118,9
Atacama	114,8
Coquimbo	144,6
Valparaíso	151,1
Metropolitana	117,3
Rancagua	137,5
Talca	145,8
Concepción	135,4
Temuco	177,6
Valdivia	152,1
Puerto Montt	169,9
Coihaique	163,5
Punta Arenas	132,5

De esta forma en Chile. los valores promedios de cuenta mensual que pagan los consumidores por región son los siguientes:

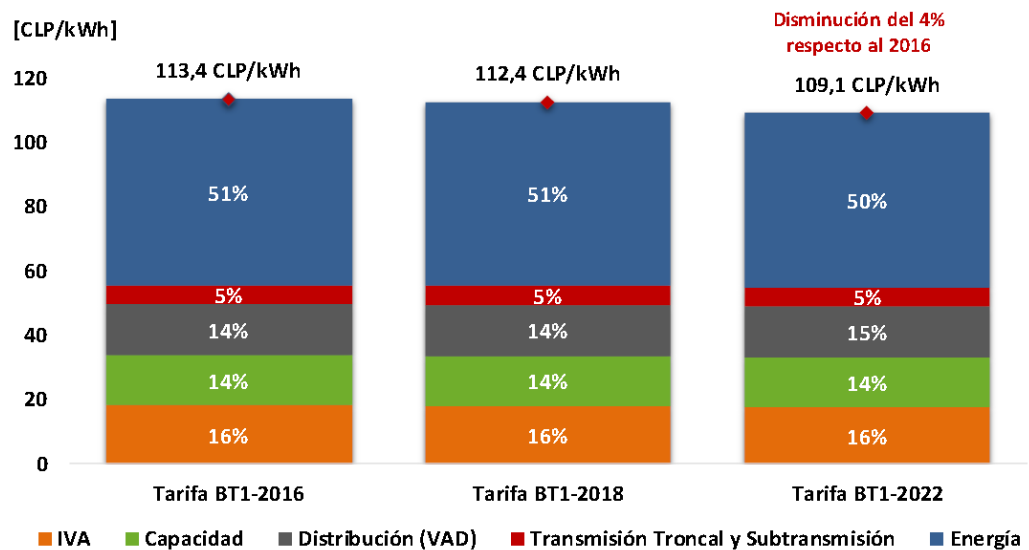


**Figura 8-5 Cuenta promedio Tarifa BT1 por región<sup>[21]</sup>**

Los resultados de la licitación 2015/01 y al que se adjudicaran 12.430 GWh anuales licitados, con inicio de suministro comprometido entre los años 2021 y 2022 a un precio promedio de 47,59 USD/MWh se traducirán en tarifas menores para los clientes regulados, aunque este efecto será acotado. El resultado de la última licitación se verá amortiguado por la existencia de otros contratos de energía a precios mayores, así como el

efecto que producen las otras componentes de la tarifa tales como el IVA, cargos por capacidad, costos de distribución y transmisión, entre otros<sup>[22]</sup>.

Como ejemplo, para una cuenta típica de clientes residenciales de Santiago, hacia el 2022 la baja en el costo de la energía se traduciría en alrededor de un 4% de baja en la tarifa total con respecto al valor actual. considerando que todas las demás componentes permanecen constantes. Este valor no incorpora el eventual aumento por equidad tarifaria. El impacto definitivo dependerá finalmente de la evolución de los índices de precios que se utilizan para indexar los contratos, así como el tipo de cambio usado para convertir los precios de contrato a pesos. En los años posteriores, el valor de la tarifa dependerá además de los precios despejados en licitaciones futuras



**Figura 8-6 Precio de la tarifa regulada BT1 en Santiago sin equidad tarifaria, consumo de 200 kWh/mes**

Respecto a la equidad tarifaria, de acuerdo a la Ley 20.928, se modifica el componente de distribución de las tarifas residenciales (Hoy BT1), lográndose que la diferencia promedio de las cuentas tipo y la cuenta tipo más alta no sea superior al 10%. Es así que sólo contribuyen a financiar esta medida los clientes residenciales con consumos mayores a 200 kWh/mes. De esta manera el aporte según rango de consumo será de:

- 0 a 200 kWh/mes sin aporte
- 200 a 210 kWh/mes aporte a 20%
- >210 a 220 kWh/mes aporte de 40%
- >220 a 230 kWh/mes aportará 60%
- >230 a 240 kWh/mes lo aportará 80%
- sobre 240 kWh/mes lo hará en 100%.

Esto debiera ser un incentivo a este tipo de consumidores BT1 a consumir menos energía o incorporar mecanismos complementarios de suministro como el propuesto en el modelo de negocios de esta tesina.

## **8.4 FLUJO DE CAJA**

### **8.4.1 Inversiones**

Tomando el costo de la tabla 8-1, la inversión contemplada es de 82,5 UF que corresponde a la instalación de un panel de 2,3 kW.

El factor de planta garantizado por el fabricante es de un 19% para la ciudad de Santiago

### **8.4.2 Ingresos**

Para realizar el cálculo de los ingresos de este modelo de negocio se considera la energía efectiva generada de 3.828 kWh/año el cual ha sido obtenido tomando la potencia instalada, horas al año y factor de planta indicado anteriormente. Además se ha considerado un factor de decaimiento de 1% anual en la producción de energía

El valor de la energía es \$108/kWh de manera de garantizar la rentabilidad del modelo, es decir, el precio mínimo para que  $VAN > 0$

### 8.4.3 Egresos

Respecto a los egresos considerados esta:

**Costo Fijo:** Inicialmente se considera 7,5 UF por la instalación requerida y luego se mantiene en 1 UF principalmente para garantizar la continuidad del negocio.

**Costo Variable:** Asociado al mantenimiento que queda suscrito en el contrato. Corresponde al 1% de la inversión es decir, 0,8 UF anuales.

### 8.4.4 Depreciación e Impuestos

**Impuestos:** de acuerdo a la actual legislación chilena se encuentra en proceso un alza gradual de impuesto a la utilidades las cuales a partir del año 2018 será de un 27%<sup>[23]</sup>. El análisis del flujo de caja se realizará utilizando esta tasa en todo el periodo.

**Depreciación:** Para el flujo de caja desarrollado se ha considerado depreciación instantánea, es decir los equipos se deprecian 100% al ejercicio siguiente a la compra del bien.

Nuestra normativa tributaria en el número 5 del artículo 31 de la Ley sobre Impuesto a la Renta, contemplaba dos sistemas de depreciación, la depreciación normal y la depreciación acelerada.

- a) Una depreciación normal, en que la cuota anual se establece en relación con la vida útil determinada por el SII, mediante pautas generales, o por los Directores Regionales en uso de la facultad que les otorga el inciso tercero de la disposición en comento; y
- b) Una depreciación acelerada, que es aquélla en que la cuota anual se aumenta, reduciendo a un tercio los plazos de vida útil fijados por la Dirección Nacional o los Directores Regionales, en su caso.

No obstante lo anterior, la Ley 20.780, sobre la Reforma Tributaria, establece dos nuevos sistemas de depreciación, contenidos en el nuevo numeral “5 bis” del artículo 31 de la Ley sobre Impuesto a la Renta, incorporándose el sistema de depreciación instantánea para las pequeñas empresas y un sistema de depreciación súper acelerada (más acelerada), solo respecto de bienes nuevos o importados, para las empresas medianas.

**Tabla 8-4 Nuevos métodos depreciación Reforma tributaria 2014<sup>[24]</sup>**

<b>Depreciación Instantánea</b>	considera la vida útil de 1 año	<b>Bienes nuevos o usados</b>	Los 3 ejercicios anteriores a la utilización del bien, tener un promedio anual de ingreso de su giro = o < a 25.000 UF
			Si se tiene menos de 3 años de existencia: se considerara la existencia efectiva
			Si no se tiene operaciones anteriores: deberá tener un capital efectivo que no supere 30.000 UF
<b>Depreciación Súper Acelerada</b>	Considera una décima parte de la vida útil, despreciando decimales	<b>Bienes nuevos o importados</b>	Los 3 ejercicios anteriores a la utilización del bien, tener un promedio anual de ingreso del giro > a 25.000 UF y < o = a 100.000 UF
			Si se tiene menos de 3 años de existencia: se considerara la existencia efectiva

## 8.4.5 Flujo de Caja

**Tabla 8-5 Flujo de caja proyecto individual**

Flujo de Caja del Proyecto	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
<b>Ingresos</b>											
Ingresos por venta de potencia		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ingresos por venta de energía		15,5	15,4	15,2	15,1	14,9	14,7	14,6	14,4	15,4	14,1
<b>Total Ingresos</b>	<b>0,0</b>	<b>15,5</b>	<b>15,4</b>	<b>15,2</b>	<b>15,1</b>	<b>14,9</b>	<b>14,7</b>	<b>14,6</b>	<b>14,4</b>	<b>15,4</b>	<b>14,1</b>
<b>Egresos</b>											
Costos Fijos		7,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Costos variables (mantenimiento)		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Depreciación equipos		82,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total Egresos</b>	<b>0,0</b>	<b>90,9</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>	<b>1,8</b>
Utilidad Bruta		-75,4	13,5	13,4	13,2	13,1	12,9	12,8	12,6	13,6	12,3
Impuestos @ 27%		-20,4	3,7	3,6	3,6	3,5	3,5	3,4	3,4	3,7	3,3
<b>Utilidad Neta</b>	<b>0,0</b>	<b>-55,0</b>	<b>9,9</b>	<b>9,8</b>	<b>9,7</b>	<b>9,5</b>	<b>9,4</b>	<b>9,3</b>	<b>9,2</b>	<b>9,9</b>	<b>9,0</b>
Depreciación equipos	0,0	82,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Capital de trabajo	0,0										0,0
Terreno	0,0										
Inversión	82,6										
Valor residual terreno y equipos											0,0
Préstamo	0,0										
Amortización		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Flujo de Caja Neto</b>	<b>-82,6</b>	<b>27,5</b>	<b>9,9</b>	<b>9,8</b>	<b>9,7</b>	<b>9,5</b>	<b>9,4</b>	<b>9,3</b>	<b>9,2</b>	<b>9,9</b>	<b>9,0</b>
VAN	0,7	UF									
TIR	16,9%										

- Tasa de descuento: 7,2%
- Periodo de recuperación de la inversión: 6,5 años

## 8.5 ANALISIS DE ESCENARIOS

### 8.5.1 Proyecciones

El modelo de negocios planteado considera la implementación de varias instalaciones durante 1 año y además el hecho de ir realizando inversiones a medida que el tiempo transcurre.

Para realizar este análisis hemos contemplado la siguiente tasa de instalación de paneles solares en viviendas:

**Tabla 8-6 Proyección de crecimiento**

Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
1	2	4	8	16

Además se ha considerado que los costos del equipamiento van disminuyendo de acuerdo a la proyección indicada en el capítulo 8.1 de esta tesina.

**Tabla 8-7 Disminución de costo del equipamiento en UF**

Año 0	82,56
Año 1	80,09
Año 2	77,61
Año 3	75,13
Año 4	72,66
Año 5	70,18
Año 6	67,70
Año 7	65,23
Año 8	62,75
Año 9	60,27
Año 10	57,79

Manteniendo los otros parámetros equivalentes al flujo de caja presentado anteriormente se obtiene:



## 8.5.2 Escalabilidad

El modelo de negocios puede ser implementado en 1 propiedad y firmar contrato con 1 cliente como es el caso de la tabla 8.5. Posterior a esto puede irse aumentando el número de instalaciones de acuerdo a la demanda y capital de inversión. Por este motivo este modelo de negocios es escalable, el que puede irse ajustando por unidades individuales.

Además, el proyecto puede concentrarse inicialmente en una región y luego realizar el proceso equivalente en otra.

Lo mismo puede aplicarse en casos internacionales.

- Brasil tiene una ley también de regulación para el autoconsumo e inyección de excedentes a la red a través de la Resolución Normativa REN 687/2015 a lo que llama micro generación distribuida con potencia inferior a 75 kW. Las inyecciones son valorizadas tipo créditos.
- Colombia: de acuerdo a la Ley 1715 de 2014. Remuneración a los generadores distribuidos teniendo en cuenta los beneficios que den a la red, como por ejemplo pérdidas evitadas y el soporte de energía reactiva, según lo regule la CREG. Y además tienen incentivos para la inversión como reducir anualmente de su renta, por 5 años, el 50% de la inversión realizada, Exclusión del IVA para equipos, elementos, maquinaria y servicios nacionales

## 9 ANALISIS ESTRATEGICO

### 9.1 FODA

El análisis FODA planteado para este modelo de negocios lo podemos resumir en la siguiente tabla

**Tabla 9-1 Análisis FODA**

<b>Fortalezas</b>	<b>Debilidades</b>
Servicio Innovador Recursos humanos capacitados técnicamente Tecnología ERNC	Requiere importante capital para su implementación masiva Recuperación de capital en un plazo mediano
<b>Oportunidades</b>	<b>Amenazas</b>
Alto interés de la sociedad por soluciones de energía amigables con el medio ambiente En línea con el plan de eficiencia energética del gobierno Proyección de disminución de costos	Ingreso de nuevos actores Cambio en la regulación debido al actual estudio de distribución de energía eléctrica

### 9.2 ANALISIS DE PORTER

#### **Amenaza de Entrada de Nuevos Competidores**

Si bien cada día hay un mayor interés por la adquisición de paneles fotovoltaicos y cada día más empresas que los ofrecen, para las personas que tienen viviendas o que quieren adquirir una y que no tienen conocimiento de

esta tecnología resulta una inversión en tiempo importante, requiere realizar cotizaciones con distintos proveedores, analizar el servicio que cada uno ofrece y analizar la conveniencia de realizar la inversión. Por otra parte, el interés por esta tecnología se encuentra en personas con un nivel de vida alto, que no busca sólo un ahorro en su cuenta de electricidad sino que además busca ser amigable con el medioambiente y contribuir a la generación de energía limpia.

Las barrera de entrada a esta industria son principalmente:

- El conocimiento técnico requerido en la características de los equipos, instalación
- El capital requerido para financiar las inversiones con periodo no breves de recuperación

Se concluye que la amenaza de entrada de nuevos competidores es media.

### **Rivalidad entre Competidores Actuales**

Las empresas que proveen solución solar que incluyen la ingeniería, construcción y mantención para viviendas no son varias a pesar que el mercado está en una fase de desarrollo.

Como existe un potencial mercado alto aún sin satisfacer, la rivalidad entre los competidores es media-baja.

Respecto a empresas que desarrollen este modelo y solución propuesta si bien aun son pocas y con un alcance en clientes y región acotado, es posible prever que ingresen mas actores por lo que la rivalidad aumentaría.

### **Amenaza de Productos Sustitutos**

El producto sustituto a la generación fotovoltaica son otras formas de energía siendo el principal el sistema de red de suministro establecido es la energía eléctrica que proporciona las distribuidoras actualmente instalados en los clientes residenciales.

Siendo el precio de la energía un factor importante a la hora de evaluar y teniendo en cuenta que el modelo planteado considera a la empresa distribuidora como un complemento energético de la vivienda, se considera que el valor el bajo.

### **Poder de Negociación de los Proveedores**

Existe una gran cantidad de proveedores de paneles fotovoltaicos, y diferencias entre sí, por lo que se debe acreditar en cada caso su calidad y cumplimiento de plazos de entrega.

Tenemos proveedores locales e internacionales con una importante competencia entre ellos lo que ha permitido que el precio sea más competitivo y esto hace disminuir su poder.

Por lo con anterior se considera que el poder de los proveedores es baja.

### **Poder de Negociación de los Compradores**

El costo para un comprador de cambiar de un proveedor a otro es bajo. Y al considerar que los compradores cuentan con mucha información disponible y una amplia oferta de soluciones indicadas en el estado del arte de esta tesina, es que pueden analizar como parte de su cadena de valor la factibilidad y conveniencia de la integración hacia atrás, es decir, realizar ellos mismo la solución de paneles fotovoltaicos realizando sus propias inversiones. Por eso se considera que el poder de negociación es medio

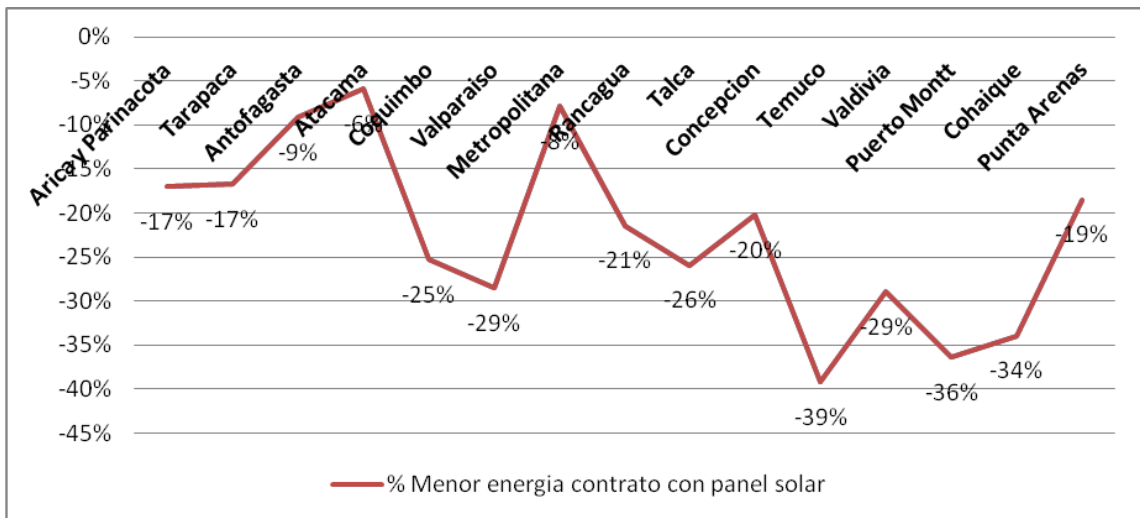
## 10 CONCLUSIONES

El modelo de negocios para la distribución de energía eléctrica en baja tensión a través de ERNC desarrollado en esta tesina permite establecer que existe una oportunidad de desarrollo y viabilidad del mismo.

El modelo propuesto al implementarlo de manera masiva es intensivo en el uso de capital y con periodo de retorno de la inversión de 6,5 años. Si bien este periodo es equivalente desde la perspectiva del usuario final existe la oportunidad de la implementación en usuarios que tenga acceso al capital inicial.

El modelo propuesto para ser realizado de manera masiva en los clientes BT1 por ser intensivo en el uso de capital requiere de sustento económico importante por lo que no parece viable para una pequeña empresa.

El precio mínimo de energía para establecer contratos es \$108/kWh de manera de garantizar el flujo de caja necesario para el inversionista- Se considera un contrato inicial por 5 años renovable por otros 5 mas con este precio mínimo de energía o un leasing con el pago correspondiente a anticipar el término del contrato. De acuerdo a los valores actuales de la tarifas por región indicadas en la tabla 8.3 se aprecia que en todas las regiones hay una disminución respecto del valor pagado por el precio de la energía



**Figura 10-1 Diferencia Tarifa Actual vs Precio Panel Fotovoltaico**

Las proyecciones de costos hacia la baja permiten pronosticar una mejor rentabilidad futura debido a que el escenario de reducción de costos es de un 38%, precio de la energía BT1 se mantiene estable en el tiempo y considerando

que no se realizan modificaciones en la regulación actual. Con este escenario el periodo de recuperación de la inversión es de 4,5 años.

Los análisis realizados contemplan un horizonte de 10 años. Ahora bien los paneles fotovoltaicos tienen una vida útil de 25 años, por lo que al ampliar el horizonte de evaluación del modelo de negocios lo hace más rentable aún.

El modelo de negocio es escalable y además permite el eventual desarrollo en otros países. Se requiere un análisis en mayor detalle pero se pueden utilizar los mismos principios utilizados en esta tesina,

El incentivo actual a través de la ley 20.751 si bien ha permitido un aumento en el número de instalaciones no es suficiente para un gran desarrollo de manera individual por parte de los usuarios debido principalmente a que agiliza los plazos de conexión facilitando la tramitación pero **falta** apoyo al financiamiento que es un tema fundamental en la decisión y los incentivos en la remuneración de excedentes que permitan acortar el periodo de recuperación de la inversión realizada.

Debido a la ley de equidad tarifaria, los consumos residenciales BT1 mayores a 200 kWh/mes tendrán un incentivo adicional para disminuir su consumo o incorporar una alternativa de suministro energético como el mostrado en esta tesina de manera de no sufrir un recargo en la tarifa.

Los beneficios obtenidos por el usuario dependerá de la curva de consumo que tenga. Como se mostró en la tabla 8.2, en la medida que la curva de consumo se ajuste de mayor manera a la curva de generación los beneficios serán mayores.

Uno de los pilares de la política energética de Chile es la Eficiencia Energética. El modelo de negocios presentado va en línea con los incentivos estatales.

Chile, en particular zona norte tiene un enorme potencial no solo para el desarrollo de grandes centrales sino que la evolución de la tecnología permite pensar que los usuarios finales también pueden desarrollar soluciones individuales y rentables.

Actualmente se han superado las 1000 instalaciones pero aun es un número muy pequeño para provocar distorsiones en la red. Es por este motivo que debiese realizarse un estudio del impacto técnico en las redes de distribución.

Como desafío futuro se espera tener una red energética integrada en ambos sentidos por lo que la incorporación de tecnología en los clientes residenciales BT1 es un factor fundamental. Así lo muestra la siguiente Figura:

## Red enmallada desde/hacia el consumo

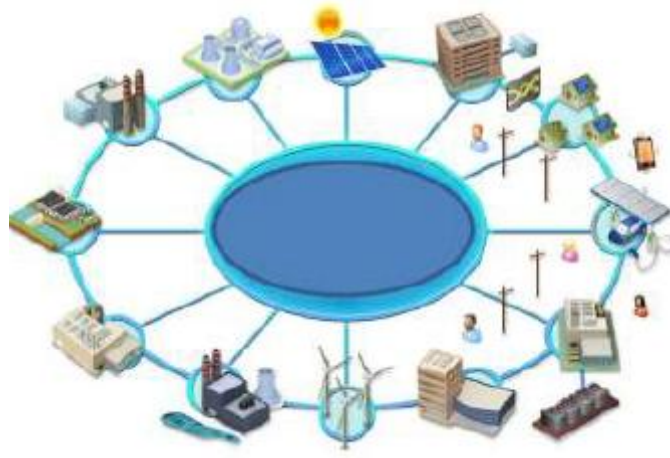


Figura 10-2 Red enmallada futura<sup>[25]</sup>

## 11 BIBLIOGRAFIA

- [1] QUIMICA III [en línea] <<http://quimisitiquitita.blogspot.cl/2012/09/proceso-de-generacion-de-energia.html>> [consulta: 17 mayo 2017]
- [2] Energía Limpia [en línea] <<https://energialimpiaparatodos.com/2016/06/10/8-preguntas-claves-para-hacer-tu-casa-solar/>> [consulta: 30 mayo 2017]
- [3] "Ya son más de 1.000 las conexiones de energía para autoconsumo en el sistema eléctrico". El Mercurio, Santiago, Chile, 26 Abril. 2017.
- [4] Ley N° 20.751. MINISTERIO DE ENERGÍA, "Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadores residenciales ", Febrero 2012
- [5] Panel Solar Chile [en línea] <<http://panelsolarchile.cl/>> [consulta: 12 mayo 2017]
- [6] SEC "Norma Técnica e Instructivos SEC" [en línea] <[http://www.sec.cl/portal/page?\\_pageid=33,5819722&\\_dad=portal&\\_schema=PORTAL](http://www.sec.cl/portal/page?_pageid=33,5819722&_dad=portal&_schema=PORTAL)> [consulta: 20 abril 2017]
- [7] ENEL "Personas y PYMES" [en línea] <[http://www.tiendaenel.cl/63-energia-solar?utm\\_source=eneldistribucion&utm\\_source=eneldistribucion.cl&utm\\_campaign=destacado-home&utm\\_medium=link-home](http://www.tiendaenel.cl/63-energia-solar?utm_source=eneldistribucion&utm_source=eneldistribucion.cl&utm_campaign=destacado-home&utm_medium=link-home)> [consulta: 25 abril 2017]
- [8] SUNPLICITY "Hogar" [en línea] <<http://www.sunplicity.cl/>> [consulta: 11 mayo 2017]
- [9] Agüero Vargas, Francisco "Regulación de la distribución eléctrica en Chile" MEE – UTFSM, Mayo 2016, pág. 3
- [10] SII "IMPUESTOS MENSUALES (F29, F50, F3600 y F3560)" [en línea] <<https://www.sii.cl/IVA2000/index.html>> [consulta: 07 junio 2017]
- [11] Global Mean Solar Irradiance [en línea] <[https://www.reddit.com/r/MapPorn/comments/162chz/global\\_mean\\_solar\\_irradiance\\_map\\_1125x733/](https://www.reddit.com/r/MapPorn/comments/162chz/global_mean_solar_irradiance_map_1125x733/)> [consulta: 07 junio 2017]
- [12] Atmospheric Science Data Center "NASA Surface meteorology and Solar Energy" [en línea] <<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets@nrcan.gc.ca>> [consulta: 26 mayo 2017]
- [13] Celedón Correa, Cristóbal - Cortez Farrán, Israel "" ¿Es suficiente la actual legislación sobre Net Metering para incentivar la generación distribuida en Chile?" Proyecto de Investigación PUC de Chile Diciembre 2014, Figura 8
- [14] Naturaltech "Catálogo" [en línea] <<http://www.naturaltech.cl/kit-on-grid-180-kwh-mes-certificado-sec.html>> [consulta: 22 junio 2017]

- [15] Bioenergy “Eficiencia Energética” [en línea]  
<<http://www.grupobioenergy.com/tienda/es/kits-fotovoltaicos/511-kit-sistema-fotovoltaico-aislado-2500-10000w.html>> [consulta: 29 junio 2017]
- [16] Antusol “Sistema Fotovoltaico” [en línea]  
<<http://antusol.webcindario.com/sistemafotovoltaico.html>> [consulta: 29 junio 2017]
- [17] SPV Market Reserch (2014) “Photovoltaic manufacturer Shipments: Capacity, Price & Revenues 2013” Report [en línea]  
<<http://www.spvmarketresearch.com/>> [consulta: 12 junio 2017]
- [18] Bloomberg new energy finance Report [en línea] < <https://about.bnef.com/> >  
[consulta: 15 junio 2017]
- [19] Gomez Sagner, Daniel “ Análisis de la estacionalidad de la curva de demanda para clientes BT1” Tesis de investigación PUC de Chile - Octubre 2007
- [20] Ministerio de Energía Presentación Seminario “Generación distribuida en Chile” - [en línea] < <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/11/PPT-Ministro-seminario-Gx-Dx-25oct2016.pdf> > Octubre 2016, pág. 23
- [21] Empresa Eléctricas AG “Reporte eléctrico de transmisión y distribución”, - [en línea] <[http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2016/03/reporte-electrico-marzo\\_2016.pdf](http://www.electricas.cl/wp-content/uploads/2016/03/reporte-electrico-marzo_2016.pdf)> Marzo 2016.
- [22] Systepl, “Reporte Mensual del Sector Eléctrico”,.- Agosto 2016. Pág. 2
- [23] SII “Impuestos Directos” [en línea]  
<[http://www.sii.cl/aprenda\\_sobre\\_impuestos/impuestos/imp\\_directos.htm](http://www.sii.cl/aprenda_sobre_impuestos/impuestos/imp_directos.htm)>  
[consulta: 07 junio 2017]
- [24] El rincón tributario “Depreciación instantánea y súper acelerada: Reforma Tributaria 2014” [en línea] <  
<http://elrincontributario.blogspot.cl/2014/11/depreciacion-instantanea-y-super.html> > [consulta: 17 junio 2017]
- [25] Imagina Energía 2016 – Energía y generación distribuida “Sesión 4: implementando mejores mercados y nuevos modelos de negocio” Watts, David Diciembre 2016, pág. 9

## 12 ANEXO 1 – Ley 20.571

### REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES

Teniendo presente que el H. Congreso Nacional ha dado su aprobación al siguiente proyecto de ley que tuvo su origen en una Moción del Honorable Senador señor Antonio Horvath Kiss.

Proyecto de ley:

"Artículo único.- Introdúcense las siguientes modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, del Ministerio de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos, en materia de energía eléctrica:

1) Agrégase, en el inciso final del artículo 149, la siguiente oración final:

"No se aplicarán las disposiciones del presente inciso a aquellas instalaciones de generación que cumplan con las condiciones y características indicadas en el artículo 149 bis, en cuyo caso deberán regirse por las disposiciones establecidas en él."

2) Incorpóranse, como artículos 149 bis, 149 ter, 149 quáter y 149 quinquies, los siguientes:

"Artículo 149 bis.- Los usuarios finales sujetos a fijación de precios, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tendrán derecho a inyectar la energía que de esta forma generen a la red de distribución a través de los respectivos empalmes.

Se entenderá por energías renovables no convencionales aquellas definidas como tales en la letra aa) del artículo 225 de la presente ley. Asimismo, se entenderá por instalaciones de cogeneración eficiente a aquellas definidas como tales en la letra ac) del mismo artículo.

Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red; y la

capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.

La capacidad instalada a que se refiere el inciso anterior se determinará tomando en cuenta la seguridad operacional y la configuración de la red de distribución o de ciertos sectores de ésta, entre otros criterios que determine el reglamento. La capacidad instalada por cliente o usuario final no podrá superar los 100 kilowatts.

La concesionaria de servicio público de distribución deberá velar por que la habilitación de las instalaciones para inyectar los excedentes a la respectiva red de distribución, así como cualquier modificación realizada a las mismas que implique un cambio relevante en las magnitudes esperadas de inyección o en otras condiciones técnicas, cumpla con las exigencias establecidas por el reglamento. En caso alguno podrá la concesionaria de servicio público de distribución sujetar la habilitación o modificación de las instalaciones a exigencias distintas de las dispuestas por el reglamento o por la normativa vigente. Corresponderá a la Superintendencia fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el presente artículo y resolver fundadamente los reclamos y las controversias suscitadas entre la concesionaria de servicio público de distribución y los usuarios finales que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de excedentes.

Las inyecciones de energía que se realicen en conformidad a lo dispuesto en el presente artículo serán valorizadas al precio que los concesionarios de servicio público de distribución traspasan a sus clientes regulados, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 158. Dicha valorización deberá incorporar, además, las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de servicio público de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas, las cuales deberán valorizarse del mismo modo que las pérdidas medias a que se refiere el numeral 2 del artículo 182 y ser reconocidas junto a la valorización de estas inyecciones. El reglamento fijará los procedimientos para la valorización de las inyecciones realizadas por los medios de generación a que se refiere este artículo, cuando ellos se conecten en los sistemas señalados en el artículo 173.

Las inyecciones de energía valorizadas conforme al inciso precedente deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes. Los remanentes a que se refiere este artículo, deberán ser reajustados de acuerdo al Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones que imparta la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Para efectos de la aplicación de lo establecido en este artículo las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer un contrato con las menciones mínimas establecidas por el reglamento, entre las que se deberán considerar, al menos, el equipamiento de generación del usuario final y sus características técnicas esenciales, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, la propiedad del

equipo medidor, el mecanismo de pago de los remanentes no descontados a que se refiere el artículo siguiente y su periodicidad, y demás conceptos básicos que establezca el reglamento.

Las obras adicionales y adecuaciones que sean necesarias para permitir la conexión y la inyección de excedentes de los medios de generación a que se refiere este artículo, deberán ser solventadas por cada propietario de tales instalaciones y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes.

**Artículo 149 ter.-** Los remanentes de inyecciones de energía valorizados conforme a lo indicado en el artículo precedente que, transcurrido el plazo señalado en el contrato, no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva. Para tales efectos, la concesionaria deberá remitir al titular un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de las inyecciones no descontadas, salvo que el cliente haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.

**Artículo 149 quáter.-** Sin perjuicio de lo establecido en los artículos anteriores, la energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al artículo 149 bis, podrá ser considerada por las empresas eléctricas que efectúen retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, a objeto del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 150 bis.

Con dicho fin, anualmente, y cada vez que sea solicitado, la respectiva concesionaria de servicio público de distribución remitirá al cliente un certificado que dé cuenta de las inyecciones realizadas por el cliente a través de medios de generación renovables no convencionales. Copia de dicho certificado será remitida a las Direcciones de Peajes de los CDEC para efectos de su incorporación al registro a que se refiere el inciso sexto del artículo 150 bis. Mensualmente, y conjuntamente con cada facturación, la concesionaria deberá informar al cliente el monto agregado de inyecciones realizadas desde la última emisión del certificado a que se refiere este inciso.

El certificado de inyecciones leídas constituirá título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis, por los valores absolutos de las inyecciones indicadas en él. Para tales efectos, el cliente podrá convenir, directamente, a través de la distribuidora o por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en ese u otro sistema eléctrico. El reglamento establecerá los procedimientos que deberán seguirse para el traspaso de los certificados y la imputación de inyecciones pertinente.

**Artículo 149 quinquies.-** Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales en ejercicio de los derechos que les confieren los artículos 149 bis y 149 ter, no constituirán renta para todos los efectos legales y, por su parte, las

operaciones que tengan lugar conforme a lo señalado en tales disposiciones no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado.

No podrán acogerse a lo dispuesto en el inciso precedente, aquellos contribuyentes del impuesto de Primera Categoría obligados a declarar su renta efectiva según contabilidad completa, con excepción de aquellos acogidos a los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, contenida en el artículo 1° del decreto ley N° 824, de 1974.

Las concesionarias de servicio público de distribución deberán emitir las facturas que den cuenta de las inyecciones materializadas por aquellos clientes finales que gocen de la exención de Impuesto al Valor Agregado señalada en el inciso precedente, siempre que dichos clientes finales no sean contribuyentes acogidos a lo dispuesto en los artículos 14 bis y 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, caso en el cual éstos deberán emitir la correspondiente factura.

El Servicio de Impuestos Internos establecerá mediante resolución, la forma y plazo en que las concesionarias deberán emitir las facturas a que se refiere el inciso precedente."

**Artículo transitorio.**- Esta ley entrará en vigencia una vez publicado el reglamento a que se refiere el artículo 149 bis.

Durante el período comprendido entre la fecha de publicación del reglamento del artículo 149 bis y hasta la entrada en vigencia de la fijación de tarifas del valor agregado de distribución correspondiente al cuatrienio 2012-2015, los clientes que deseen inyectar sus excedentes de energía a la red, de acuerdo a lo señalado en el artículo 149 bis, y para efectos del pago de sus retiros de energía y potencia, podrán seguir adscritos a la opción tarifaria contratada a esa fecha."

Y por cuanto he tenido a bien aprobarlo y sancionarlo; por tanto promúlguese y llévese a efecto como Ley de la República.

Santiago, 20 de febrero de 2012.- SEBASTIÁN PIÑERA ECHENIQUE, Presidente de la República.- Rodrigo Álvarez Zenteno, Ministro de Energía.- Felipe Larraín Bascuñán, Ministro de Hacienda.

Lo que transcribo a Ud. para su conocimiento.- Saluda Atte. a Ud., Sergio del Campo F., Subsecretario de Energía.