

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

CAMPUS LOS ÁNGELES

ESCUELA DE CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

DEPARTAMENTO DE GESTIÓN EMPRESARIAL

CARRERA DE AUDITORÍA



LEY DE FACTURACIÓN NETA (LEY N° 20.571)

**Evaluación económico, medioambiental y beneficio país
de una microempresa chilena en la comuna de Tucapel**

*Seminario presentado como parte de los requisitos para la obtención del grado de
Licenciado en Contabilidad y Auditoría de la Universidad de Concepción*

Autores:

Oswaldo Igor Díaz

Juan Iturra Vásquez

Profesor Guía:

Sr. Carlos Silva Medina

Julio de 2018

LEY DE FACTURACIÓN NETA (LEY N° 20.571):

**Evaluación económico, medioambiental y beneficio país
de una microempresa chilena en la comuna de Tucapel**

Por

Oswaldo Igor Díaz

Juan Iturra Vásquez

Sr. Carlos Silva Medina

Profesor Guía

Departamento de Gestión Empresarial

Universidad de Concepción, Los Ángeles, Chile

Sr. Jorge Sandoval Reyes

Profesor Informante

Universidad de Concepción, Los Ángeles, Chile

Sr. Fernán Vásquez González

Profesor Coordinador

Universidad de Concepción, Los Ángeles, Chile

LEY DE FACTURACIÓN NETA (LEY N° 20.571):
Evaluación económico, medioambiental y beneficio país
de una microempresa chilena en la comuna de Tucapel

Oswaldo Igor Díaz

Juan Iturra Vásquez

Universidad de Concepción, Los Ángeles, Chile



Dedicatoria

Dedico este seminario de título a Dios, por su gran apoyo espiritual, siempre.

A mis padres, en especial a mi madre por su apoyo moral, cariño y contención.

A mis abuelos por su preocupación y apoyo.

Oswaldo A. Igor Díaz

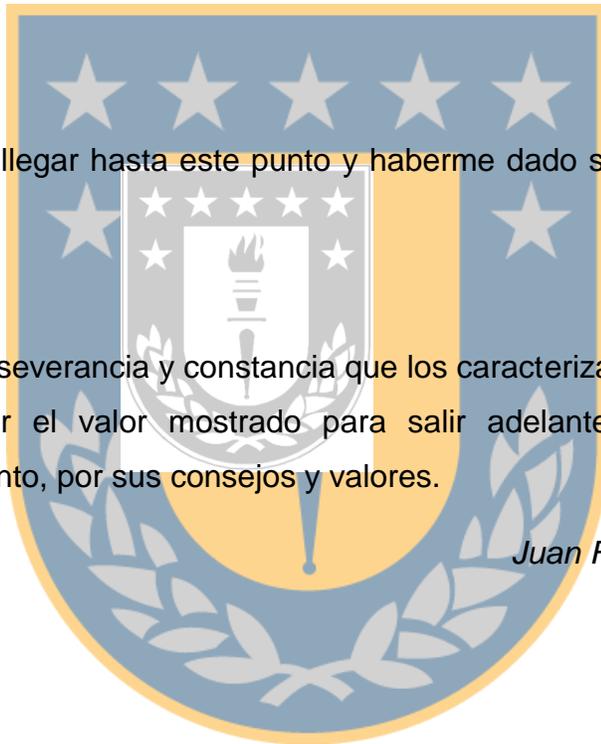
A Dios

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos.

A mis padres

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que los caracterizan y que me han infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante, por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos y valores.

Juan F. Iturra Vásquez



Agradecimientos

Agradecer a mi compañero de seminario Juan, quien propuso el tema en estudio, el Net Billing, interesante por su gran aporte medioambiental. Y por su paciencia, junto a quien he redactado esta evaluación por más de tres meses y medio.

Agradecer también, al profesor guía sr. Carlos Silva por su ayuda y conocimientos en evaluación de proyectos, y por su tiempo en corregirnos para poder lograr conseguir un buen trabajo.

Además quiero aprovechar de agradecer a todos aquellos compañeros que me facilitaron su ayuda para poder pasar materias que aun considero complejas.

Y por último agradecer a todas aquellas personas que me hicieron pasar buenos momentos durante el desarrollo de esta carrera, a las que recuerdo con cariño.

Oswaldo A. Igor Díaz

Agradecer principalmente aquellas personas que colaboraron en esta investigación, al profesor guía Carlos Silva por las interrogantes que surgían en las reuniones y que nos llevaban a otras que formaron parte de este seminario y agradecer en especial a mi compañero y colega Oswaldo Igor por los momentos de reflexión que surgieron y los debates de puntos que armábamos en la cafetería de la universidad, que en el fondo es lo que hace interesante un análisis.

Juan F. Iturra Vásquez

Resumen

Ley de Facturación Neta (Ley N° 20.571): Evaluación económico, medioambiental y beneficio país de una microempresa chilena en la comuna de Tucapel

El objetivo de esta norma es dar el derecho a los clientes de las empresas distribuidoras de electricidad de poder generar su propia energía, consumirla y si generase excedentes energéticos, venderlos a aquellas empresas que le proveen el servicio.

Con esto en mente, se realizará una evaluación de proyecto para la instalación de un sistema solar fotovoltaico para el autoconsumo con venta de excedentes inyectados a la red, el cual tendrá una vida útil de 20 años.

Para el desarrollo de este proyecto se utilizará información proporcionada por un agricultor de la comuna de Tucapel, VIII Región del Bío Bío, Chile.

Este proyecto requerirá un estudio técnico, por lo cual haremos uso del “Explorador Solar”, herramienta que permitirá estimar la energía solar que el sistema generaría, analizando diversos factores meteorológicos y topográficos que intervengan en la generación fotovoltaica.

En la evaluación de proyecto el empresario será el responsable de la inversión inicial para la adquisición de los paneles solares, los que permitirán la producción de energía eléctrica.

Mediante flujos de caja, indicadores de rentabilidad y análisis de sensibilidad podremos determinar los costos y beneficios económicos que el proyecto tendría para el empresario.

La evaluación no solo determinará beneficios económicos, sino también beneficios medioambientales e imagen país. Junto a lo cual permitirse avanzar hacia la tan anhelada Eficiencia Energética que requiere Chile.

El resultado obtenido con el análisis será objeto de conclusiones al final de este seminario de título.

Índice General

Capítulo 1°: Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Justificación	2
1.3 Objetivos	5
1.3.1 Objetivo General.....	5
1.3.2 Objetivos Específicos.....	5
Capítulo 2°: Marco Teórico	6
2.1 Análisis de la Ley N° 20.571	6
2.1.1 Aspectos generales de la normativa	6
2.1.2 Medios de generación renovables no convencionales.....	7
2.1.3 Instalación de cogeneración eficiente	7
2.1.4 Organismo fiscalizador	8
2.1.5 Valorización de inyección de excedentes	8
2.1.6 Beneficios tributarios de los excedentes de energía.....	9
2.2 Análisis Reglamento Decreto N° 71	10
2.2.1 Aspectos Generales de la Normativa.....	10
2.2.2 Procedimiento de conexión del equipamiento de generación.....	11
2.2.3 Límites a la conexión de un equipamiento de generación que no requiera de obras adicionales y/o adecuaciones	19
2.2.4 Medición y valorización de las inyecciones de excedentes de energía .	20
2.2.5 Del traspaso de excedentes de energía renovable no convencional con ocasión de la inyección de energía mediante un equipamiento de generación	22

2.3 Análisis normativa técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión	24
2.3.1 Especificaciones técnicas	24
2.3.2 Capacidad instalada permitida.....	24
Capítulo 3°: Marco metodológico del sistema solar fotovoltaico	26
3.1 Sistema solar fotovoltaico para el autoconsumo	26
3.1.1 ¿Qué es un sistema solar FV y cómo funciona?.....	26
3.1.2 ¿Cuánta energía genera un sistema solar FV?	27
3.1.3 ¿Qué debo tener en cuenta para instalar un sistema solar FV?	29
3.1.4 Ejemplo de empresas usuarias de Net Billing.....	31
3.2 Tarifas descritas por el Ministerio de Energía	33
3.3 Tarifas del procedimiento de conexión.....	35
3.4 Alternativas de financiamiento para la adquisición de sistemas solares FV	37
Financiamiento convencional.....	37
Modelos ESCO	38
3.5 ¿Cuánto cuesta un sistema solar FV?	40
3.6 Rentabilidad de la inversión	41
3.6.1 Tasa Interna de Retorno	41
3.6.2 Valor Actual Neto	42
3.6.3 Payback descontado.....	42
3.7 Análisis de sensibilidad	43
Capítulo 4°: Estudio técnico del sistema solar FV	44
4.1 Generación solar FV y otros factores naturales	44
4.1.1 Ubicación del sistema solar FV	45
4.1.2 Generación solar FV	47

4.1.3 Sombras topográficas	49
4.1.4 Ciclo diario-anual de radiación.....	52
4.1.5 Nubosidad.....	53
4.1.6 Temperatura	56
4.1.7 Viento.....	59
Capítulo 5°: Evaluación de proyecto del sistema solar FV	63
5.1 Evaluación económica del sistema solar FV	63
5.1.1 Antecedentes de la empresa	63
5.1.2 Inventario de equipos eléctricos	63
5.1.3 Consumo de energía eléctrica mensual.....	65
5.1.4 Resumen técnico del sistema solar FV	66
5.1.5 Presupuesto del sistema solar FV	67
5.1.6 Tarifa de energía eléctrica	68
5.1.7 Generación de energía solar FV anual	68
5.1.8 Distribución del ahorro por autoconsumo	69
5.1.9 Depreciación del sistema solar FV.....	69
5.1.10 Flujo de caja marginal puro a 20 años	70
5.1.11 Indicadores de rentabilidad.....	76
5.1.12 Análisis de sensibilidades	77
5.1.13 Análisis de escenarios	79
5.1.14 Generación de energía solar FV mensual	82
5.1.15 Flujo de caja marginal puro mensual	83
5.2 Evaluación medioambiental del sistema solar FV	85
5.2.1 Matriz energética chilena	85
5.2.2 Ruta energética 2018 – 2022.....	91

5.2.3 Generación Distribuida - Instalaciones Declaradas	94
5.2.4 Emisiones de dióxido de carbono en Chile	97
5.2.5 Emisiones de dióxido de carbono evitadas	98
5.3 Beneficio país del sistema solar FV	99
5.3.1 Imagen del país al exterior.....	99
Capítulo 6°: Conclusiones	101
6.1 Conclusiones.....	101
6.2 Recomendaciones	105
Bibliografía	106
Glosario	109
Anexos	111



Capítulo 1°: Introducción

1.1 Planteamiento del problema

Actualmente las energías limpias o renovables son cada vez más demandadas, debido al ya notorio cambio climático producto de la contaminación y daño medio ambiental que se ha generado a través de los años.

Chile por su parte, no se ha quedado atrás y ha aprovechado el cambio climático en beneficio, generando diversos proyectos para el uso de estas energías. Por ejemplo: energía solar con el proyecto Cielos de Tarapacá (de empresa Valhalla Energía) que iniciaría su construcción a fines de 2018, que aprovecharía la alta radiación que hay en el Norte de Chile y que lo hace competitivo, respecto a otras partes del mundo; creación de parques eólicos tales como, Talinay I (Oriente) puesto en servicio en octubre de 2012, y Talinay II (Poniente) puesto en servicio en marzo de 2015, o Negrete-Cuel que comenzó sus inyecciones de energía a la red en marcha blanca en diciembre de 2013 y operaciones comerciales en febrero de 2014.

En cuanto a la legislación, en el último tiempo se han impulsado y patrocinado leyes en el marco de la investigación y uso de Energías Renovables No Convencionales.

Debido a esto, hemos tomado para su estudio e investigación la Ley N° 20.571, también llamada "Ley de Facturación Neta". La oportunidad del problema que se piensa investigar es el impacto que tendrá en las empresas que quieran incorporar estas energías por medio de esta norma, para lograr uno de los objetivos de la Agenda de Energía de Chile de fomentar el uso eficiente de la energía como un recurso energético, para obtener un ahorro energético de 20% al año 2025, considerando el crecimiento esperado en el consumo de energía del país para esa fecha.

1.2 Justificación

Se entenderá por Energías Renovables No Convencionales o ERNC¹, a todas aquellas fuentes de generación energética que provienen de recursos limpios y casi inagotables que nos proporciona la naturaleza.

Distintas son las energías no renovables, cuyas reservas son limitadas y, por tanto, disminuyen a medida que se consumen. A medida que las reservas son menores, es más difícil su extracción y aumenta su coste. Se consideran energías no renovables el petróleo, el carbón, el gas natural o la energía nuclear.

Las ERNC se han tornado relevantes en esto últimos años, junto a lo cual se han desarrollado iniciativas por medio de leyes que permiten su uso seguro y legítimo.

Una de estas leyes es la **“Ley N° 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”**, conocida comúnmente como ley de Net Billing o Net Metering, debido a sus similitudes con las regulaciones extranjeras que usan esta denominación, también llamada como Ley para Generación Distribuida, Generación Ciudadana o Ley de Facturación Neta.

El objetivo de esta ley es otorgar a los Clientes o Usuarios Finales el derecho a generar su propia energía eléctrica, consumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras de electricidad.

El término “Facturación Neta” hace referencia a que en las boletas que las empresas de suministro eléctrico (Empresas Distribuidoras) entregan a sus clientes, se cobra o factura el valor neto resultante de la valorización de los consumos que tenga un cliente, menos la valorización de sus inyecciones de energía a la red pública².

¹ Energías Renovables No Convencionales en adelante ERNC.

² El Net Billing (facturación neta) es equivalente al Net Metering (medición neta), pero este último “netea” las cantidades de energía física.

Revistaei.cl, la revista energética de Chile, año 2014, enlace web:

<http://www.revistaei.cl/2014/12/23/conozca-las-siete-preguntas-frecuentes-en-torno-la-generacion-distribuida/>

Los beneficiados por esta ley son los usuarios, cuyo servicio está sujeto a fijación de precios, tales como, clientes residenciales, comerciales o industriales pequeños, colegios, etc., que tengan una capacidad instalada total de hasta 100 kW³, que hayan optado por el Procedimiento de Conexión según normativa vigente.

Mediante esta ley se permite avanzar hacia la Eficiencia Energética, definida como la reducción del consumo de energía, manteniendo los mismos servicios energéticos, sin disminuir la calidad de vida y protegiendo el medio ambiente, asegurando el abastecimiento y fomentado el uso sostenible de energías limpias o renovables.

Los beneficios de la Eficiencia Energética son:

Ahorro de dinero

- Reduce los costos de producción u operación de las empresas, mejorando la competitividad de las mismas.

Ayuda al medio ambiente

- Reduce el daño ambiental (consumo excesivo de recursos naturales).
- Disminuye la emisión de gases contaminantes (por ejemplo, dióxido de carbono).
- Reduce los daños a la salud (enfermedades respiratorias).
- Disminuye el aporte a los cambios climáticos.

Beneficio País

- Disminuye la vulnerabilidad del país por dependencia de fuentes energéticas externas como: petróleo y gas natural.
- Aumenta la seguridad del abastecimiento de energía.
- Mejora la imagen del país en el exterior.

³ Kilowatt: Unidad de potencia eléctrica que equivale a 1000 vatios o watts.
Spanish Oxford Living Dictionaries, año 2018, enlace web:
<https://es.oxforddictionaries.com/definicion/kilowatt>

La Agenda de Energía de Chile tiene dentro de sus metas, fomentar el uso eficiente de la energía como un recurso energético, estableciendo una meta de ahorro de 20% al año 2025, considerando el crecimiento esperado en el consumo de energía del país para esa fecha. La implementación de distintos planes, campañas y programas, así como la futura Ley de Eficiencia Energética (proyecto de ley en trámite) apunta a lograr al 2025 un ahorro total de 20.000 GWh/año⁴, lo que equivale a una capacidad instalada a carbón de 2.000 MW⁵.

A todo esto, nuestro seminario permitirá comprobar el impacto que tendrá en una microempresa chilena la incorporación de ERNC por medio del Net Billing para avanzar en la Eficiencia Energética.



⁴ Giga Watts hora al año.

⁵ Mega Watts.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Determinar el impacto que tiene la Ley de Facturación Neta (Ley N° 20.571) en una microempresa chilena, a través, del sistema de autogeneración de energía solar fotovoltaica.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Analizar la Ley N° 20.571 y sus características.
2. Analizar e identificar aspectos relativos a la Conexión que establece el Reglamento Decreto N° 71 y normativa técnica asociada.
3. Desarrollar el estudio técnico sobre generación fotovoltaica, sombras topográficas, nubosidad, temperaturas, viento en el área de influencia del proyecto.
4. Evaluar un proyecto de energía solar fotovoltaica de autogeneración para una microempresa con venta de los excedentes energéticos a una empresa distribuidora.
5. Establecer los beneficios económicos, medioambientales y beneficio país, tras el uso de energía solar fotovoltaica mediante esta ley.
6. Establecer conclusiones y recomendaciones.

Capítulo 2°: Marco Teórico

2.1 Análisis de la Ley N° 20.571

2.1.1 Aspectos generales de la normativa

La Ley N° 20.571 es una ley del Ministerio de Energía que tuvo fecha de promulgación el 20 de febrero de 2012 y fecha de publicación el 22 de marzo de 2012. Entró en vigencia el 6 de septiembre de 2014.

Esta ley regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, la cual introduce modificaciones en el decreto con fuerza de ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007. Este último 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 Eléctricos⁶, en materia de energía eléctrica.

Su objetivo es otorgar a los Usuarios o Clientes Finales⁷ que estén sujetos a la fijación de precios de las Empresas Distribuidoras⁸ el derecho de generar su propia energía, autoconsumirla y vender sus excedentes energéticos a las mismas. Para lo cual los clientes finales deben disponer de Equipamiento de Generación⁹ de energía eléctrica por medios de generación renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente. (Ver anexo 1)

⁶ En adelante e indistintamente la “LGSE”.

⁷ Usuario o Cliente Final: Aquella persona, natural o jurídica, que se encuentre sujeta a fijación de precios, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos, y que acredite dominio sobre el inmueble que recibe el suministro.

Letra h), Artículo 2°, Título I Disposiciones Generales, Reglamento Decreto N° 71, año 2017.

⁸ Empresa(s) Distribuidora(s): Concesionario(s) de servicio público de distribución de electricidad. Según letra d), Artículo 2°, Título I Disposiciones Generales, Reglamento Decreto N° 71, año 2017.

⁹ Equipamiento(s) de Generación: Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, conectados a la red de distribución a través del empalme del Usuario o Cliente Final. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.

Letra e), Artículo 2°, Título I Disposiciones Generales, Reglamento Decreto N° 71, año 2017.

2.1.2 Medios de generación renovables no convencionales

Se entenderá por medios de generación renovables no convencionales a aquellos definidos en la letra aa) del Artículo 225 de la LGSE, los que presentan cualquiera de estas características:

- 1) “Su fuente primaria sea la energía de la biomasa, obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos;
- 2) Su fuente primaria de energía sea hidráulica y cuya potencia sea inferior a 20.000 kilowatts;
- 3) Su fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra;
- 4) Su fuente primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar;
- 5) Su fuente de energía primaria sea la energía eólica, que se describe como aquella energía cinética del viento;
- 6) Su fuente primaria de energía sea el mar, es decir toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, olas y corrientes, así como también la obtenida del gradiente térmico de los mares;
- 7) Otros medios de generación de electricidad que utilicen energías renovables, que contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y que causen bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento¹⁰”.

2.1.3 Instalación de cogeneración eficiente

Asimismo, se entenderá por instalación de cogeneración eficiente a aquella definida como tal en la letra ac) del Artículo 225 de la LGSE: “Instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento¹¹”. (LGSE, 2017)

¹⁰ Reglamento Decreto N° 20, del Ministerio de Energía, que entró en vigencia el 1 de noviembre de 2015.

¹¹ Reglamento Decreto N° 6, del Ministerio de Energía, que entró en vigencia el 25 de mayo de 2015.

Esta ley posee una restricción en cuanto a la Capacidad Instalada¹² del usuario, dice que no podrá superar los 100 kilowatts. Esto además será determinado tomando en cuenta la configuración de la red de distribución y la seguridad de las operaciones de ciertos sectores o áreas en donde se lleve a cabo el proyecto o se desee implementar.

2.1.4 Organismo fiscalizador

Su organismo fiscalizador es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles¹³, que además se encarga de resolver los reclamos y las controversias suscitadas entre la concesionaria de servicio público de distribución y los usuarios que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de los excedentes.

2.1.5 Valorización de inyección de excedentes

Las inyecciones que generen excedentes serán valorizadas al precio que las empresas distribuidoras o los concesionarios de servicio público de distribución traspasen a sus clientes finales. Estos excedentes se valorizarán y serán descontados de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones, en caso de existir un remanente a favor del cliente final, se imputará y se descontará en la o las facturas subsiguientes. Ese remanente deberá ser reajustado según el Índice de Precios del Consumidor (IPC) o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones que imparta la Superintendencia. O bien, transcurrido el plazo que se señalara en el contrato, aquellos excedentes que no se pudiesen descontar de las facturas correspondientes deberán ser pagados al cliente final por la concesionaria de servicio público de distribución respectiva, para este efecto la empresa distribuidora deberá remitir al titular un documento nominativo representativo de las emisiones de dinero por las inyecciones no descontadas.

¹² Capacidad Instalada Permitida: Cálculo estimado de la capacidad del Equipamiento de Generación máxima que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, sin requerir para ello de Obras Adicionales y/o Adecuaciones, expresada en kilowatts. Letra b), Artículo 2°, Título I Disposiciones Generales, Reglamento Decreto N° 71, año 2017.

¹³ En adelante e indistintamente la "Superintendencia".

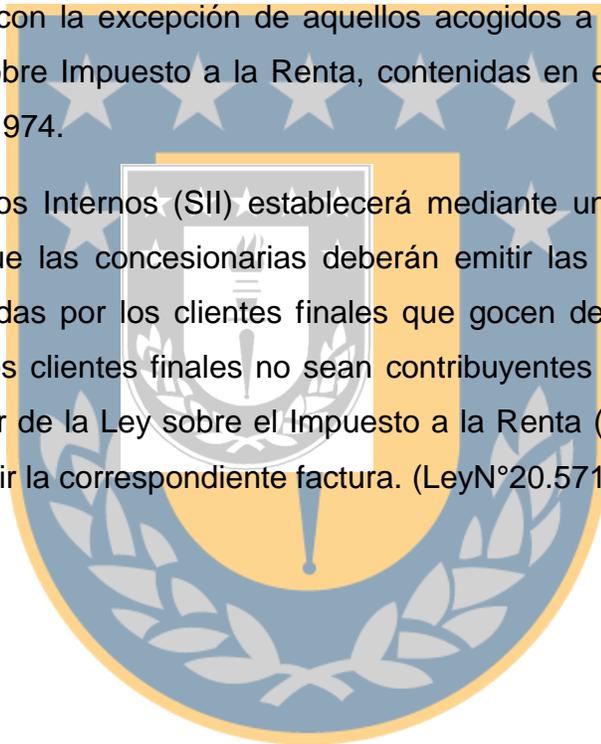
Salvo que el cliente final opte por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.

2.1.6 Beneficios tributarios de los excedentes de energía

Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por la venta de excedentes por parte de los clientes finales de las distribuidoras de electricidad no constituirán renta para todos los efectos legales y por sus disposiciones no se encontrarán afectas a Impuestos al Valor Agregado (IVA).

Pero no podrán acogerse a lo dispuesto anteriormente los contribuyentes del impuesto de Primera Categoría obligados declarar su renta efectiva según contabilidad completa, con la excepción de aquellos acogidos a los Artículos 14 bis, 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta, contenidas en el Artículo 1° del decreto ley N° 824, de 1974.

El Servicio de Impuestos Internos (SII) establecerá mediante una resolución, la forma y el plazo en que las concesionarias deberán emitir las facturas por las inyecciones materializadas por los clientes finales que gocen de la exención de IVA, siempre que dichos clientes finales no sean contribuyentes acogidos en los Artículos 14 bis o 14 ter de la Ley sobre el Impuesto a la Renta (LIR), caso en el cual estos deberán emitir la correspondiente factura. (LeyN°20.571, 2014)



2.2 Análisis Reglamento Decreto N° 71

2.2.1 Aspectos Generales de la Normativa

La Ley N° 20.571 entró en vigencia junto a su Reglamento Decreto N° 71, del Ministerio de Energía, publicado el 06 de septiembre de 2014, según como dispuso el legislador. Este último modificado por Decreto N° 103, del Ministerio de Energía, publicado el 20 de enero de 2017.

Este reglamento determina los requisitos que deben cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a estas, además las especificaciones que entrega son para tomar las medidas de seguridad protegiendo a las personas y a los bienes asegurando la continuidad del suministro de la empresa distribuidora.

Las disposiciones de este reglamento se aplicarán a:

- a) “Usuarios o clientes 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, que hagan uso de su derecho a inyectar los excedentes de energía a la red de distribución a través de los respectivos empalmes¹⁴, y
- b) Las empresas distribuidoras de electricidad”.

El **Equipamiento de Generación** deberá encontrarse comprendido en alguna de las categorías indicadas a continuación:

- a) Instalaciones de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales.
- b) Instalaciones de cogeneración eficiente.

Las empresas distribuidoras deberán permitir la conexión del equipamiento de generación, para que el cliente final inyecte los excedentes de energía a estas.

¹⁴ Empalme: Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor del sistema del cliente a la red de suministro de energía eléctrica.

Norma técnica de conexión y operación del equipamiento de generación de baja tensión, página 5, año 2014, enlace web: https://www.cne.cl/archivos_bajar/Norma-Tecnica.pdf

La instalación de un equipamiento de generación por parte de un cliente final no afectará la calidad de usuario o consumidor de este, y por tanto le seguirán siendo aplicables todos los derechos y obligaciones que este posea.

A pesar de las disposiciones contenidas en este reglamento, la instalación, operación, mantención, reparación y certificación de las unidades de generación tendrán que estar de acuerdo a la LGSE y demás normativa vigente.

En caso de desenergización del alimentador de distribución, donde se encuentre conectado el equipamiento de generación, este quedará impedido de realizar inyecciones de excedentes de energía a la red de distribución eléctrica.

Las empresas distribuidoras no pueden imponer a los clientes finales condiciones técnicas u operacionales diferentes a las dispuestas en la LGSE, en este reglamento y en las normativas técnicas aplicables.

Las empresas distribuidoras deberán velar por que la conexión del equipamiento de generación cumpla con las exigencias de la normativa vigente.

2.2.2 Procedimiento de conexión del equipamiento de generación

2.2.2.1 Solicitud y notificación de conexión e instalación del equipamiento de generación

2.2.2.1.1 Solicitud de Conexión de los Equipamientos de Generación

El Proceso de Conexión da inicio con una **Solicitud de Conexión**¹⁵ a la empresa distribuidora respectiva, con la cual se encuentre asociado, a esta solicitud se debe adjuntar los siguientes documentos:

- a) “Nombre completo o razón social con su respectivo Rol Único Nacional o Rol Único Tributario. En caso de que un tercero presente la solicitud a nombre del Usuario o Cliente Final, se debe acompañar con un poder simple y la fotocopia de cédula nacional de identidad o Rol Único Tributario del Usuario o Cliente Final, según corresponda;
- b) Dirección donde se instalará el equipamiento de generación;

¹⁵ En adelante e indistintamente la “SC”.

- c) Número de identificación del servicio que corresponde al Usuario o Cliente Final;
- d) Teléfono, correo electrónico u otro medio de contacto;
- e) Capacidad instalada del equipamiento de generación a conectar y sus principales características, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente;
- f) Cualquier otro antecedente que el usuario o cliente final considere relevante”.

2.2.2.1.1.1 Medidas protección seguridad de personas, bienes, continuidad suministro.

Con el objeto de proteger la seguridad de las personas y de los bienes, y la seguridad y continuidad del suministro eléctrico, **las empresas distribuidoras deberán mantener** a disposición de sus clientes finales la **información técnica de sus instalaciones**, para entregarla cuando la requieran estos.

La información relativa a la Capacidad Instalada Permitida¹⁶, deberá encontrarse a disposición de los clientes finales a medida que la empresa distribuidora responda cada SC, indicando la tecnología de generación y el sector o zona sobre la cual opera dicha limitación, así como los antecedentes que respaldan las respuestas a las SC.

Los clientes finales que soliciten información a la empresa distribuidora, deberá ser entregada en un plazo no mayor a 10 días hábiles contado desde la recepción del requerimiento por parte de esta última.

2.2.2.1.1.2 Solicitud de conexión incompleta o errónea.

Cuando la SC presente información incompleta o errónea:

Si la empresa distribuidora encuentra información incompleta o con errores, podrá pedir al cliente final, por escrito que corrija su solicitud. La empresa distribuidora cuenta con 5 días hábiles desde la fecha de recepción para solicitar al cliente final una corrección, por otro lado, este último, también cuenta con 5 días hábiles

¹⁶ Capacidad Instalada Permitida: Cálculo estimado de la capacidad del Equipamiento de Generación máxima que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, sin requerir para ello de Obras Adicionales y/o Adecuaciones, expresada en kilowatts. Letra c), Artículo 2°, Título I Disposiciones Generales, Reglamento Decreto N° 71, año 2017.

contados desde la fecha de recepción del requerimiento. Por ende, el plazo para responder a la SC deberá ser a partir de la fecha de ingreso de la misma corregida.

La empresa distribuidora deberá responder la SC, dentro de los plazos que a continuación se indican:

En el caso que la capacidad instalada del equipamiento de generación a conectar sea menor a la capacidad del empalme y menor a la capacidad instalada permitida, el plazo será de 5 días hábiles, en el caso de que esta situación no haya sido precedida por una solicitud de información, este plazo será de 10 días hábiles.

En otro caso en el que si la capacidad instalada del equipo de generación a conectar supere la capacidad instalada permitida o que se requiera un cambio en la capacidad del empalme el plazo será de 20 días hábiles, este plazo se amplía en 10 días hábiles en caso que el proyecto sea emplazado en zonas rurales.

Los plazos se contarán desde la fecha de ingreso de la SC.

2.2.2.1.1.3 Respuesta de solicitud de conexión.

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, salvo que no se requiera debido a que la Capacidad Instalada del Equipamiento de Generación informada en la SC sea menor o igual a la capacidad del empalme y cumpliendo criterios de seguridad.
- d) Las Obras Adicionales y/o Adecuaciones necesarias para la conexión del Equipamiento de Generación, si se requiriesen, junto a su valoración, plazo de ejecución y modalidad de pago.

- e) El modelo de contrato de conexión, sin perjuicio que este pueda ser posteriormente modificado por mutuo acuerdo de las partes. Este deberá estar disponible públicamente, en el formato digital y editable que disponga la empresa distribuidora, para su entrega junto a la NC.
- f) El costo de las actividades necesarias para efectuar la conexión del equipamiento de generación.

La valorización de las actividades necesarias para efectuar la conexión del equipamiento de generación deberá ser calculada por la empresa distribuidora.

Cuando la Empresa Distribuidora presente información incompleta respecto a la exigida en los literales anteriores, el cliente final podrá requerir a la empresa distribuidora que corrija su respuesta en el plazo de 5 días hábiles contados desde el requerimiento.

2.2.2.1.1.4 Obras Adicionales y/o Adecuaciones.

Las Obras Adicionales¹⁷ y/o Adecuaciones¹⁸ necesarias para la conexión del Equipamiento de Generación **sólo podrán fundarse en alguna de las siguientes causas:**

- a) Que la Capacidad Instalada del Equipamiento de Generación exceda la capacidad del empalme del Usuario o Cliente Final.
- b) Que la Capacidad Instalada del Equipamiento de Generación exceda la Capacidad Instalada Permitida donde se ubicará dicho equipamiento.

El cliente final, en un plazo no superior a 20 días hábiles contado desde la fecha de recepción de la respuesta a su SC, deberá manifestar su conformidad a la empresa distribuidora.

¹⁷ Obras Adicionales: Obras físicas mayores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarias para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventadas por el propietario del Equipamiento de Generación, tales como expansiones, transformadores, subestaciones y recambio de conductores, requeridos para la conexión del Equipamiento de Generación. Según letra f), artículo 2º, Título I Disposiciones Generales, Reglamento Decreto N° 71, año 2017.

¹⁸ Adecuaciones: Obras físicas menores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarios para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventados por el propietario del Equipamiento de Generación, tales como el cambio en la capacidad del empalme. Según letra a), artículo 2º, Título I Disposiciones Generales, Reglamento Decreto N° 71, año 2017.

El cliente final podrá aumentar o disminuir la capacidad instalada del equipamiento de generación hasta un valor menor o igual a la capacidad instalada permitida informada por la empresa distribuidora, en cuyo caso no será necesario ejecutar las obras adicionales y/o adecuaciones que hubiesen sido informadas por la empresa distribuidora en su respuesta a la SC, si corresponde.

Las SC deberán ser resueltas en función de la hora y fecha de presentación de las mismas.

La manifestación de conformidad del usuario tendrá una vigencia de 6 meses a contar de la recepción de la misma, a efectos que el usuario presente la NC señalada en el Artículo 18 de este reglamento, prorrogable por una sola vez y hasta por 6 meses, siempre que el cliente final antes del vencimiento del plazo presente a la empresa distribuidora los antecedentes que justifican su solicitud. Sin perjuicio de lo anterior, la vigencia de la manifestación de conformidad será prorrogable hasta por 24 meses, en los siguientes casos:

- a) Cuando el equipamiento de generación no sea del tipo fotovoltaico o eólico.
- b) Cuando el equipamiento de generación sea adquirido con fondos públicos.

En caso que se contemplen obras adicionales y/o adecuaciones, el cliente final deberá acordar con la empresa distribuidora un plazo para la presentación de la NC, el que en ningún caso podrá exceder de 5 días hábiles contados desde el vencimiento del plazo de ejecución.

2.2.2.1.2 Instalación y declaración a la Superintendencia del Equipamiento de Generación.

La instalación de un equipamiento de generación para evitar peligro para las personas o daño en las cosas deberá realizarse por:

- Instaladores eléctricos debidamente autorizados por la Superintendencia o
- Profesionales señalados en el Decreto N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

El cliente final deberá realizar respecto del equipamiento de generación, la correspondiente comunicación de energización ante la Superintendencia, de acuerdo a los procedimientos que esta establezca. Al mismo trámite deberán someterse las eventuales modificaciones que experimenten dichas instalaciones.

Esta comunicación deberá realizarse una vez concluidas las obras.

La comunicación de energización deberá realizarse a través de:

- Instaladores eléctricos debidamente autorizados por la Superintendencia o
- Profesionales señalados en el Decreto N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Estos acreditarán que la instalación del equipamiento de generación ha sido proyectada y ejecutada cumpliendo con las disposiciones establecidas en este reglamento y normativa técnica.

2.2.2.1.3 **Notificación de conexión y firma de contrato.**

El cliente final deberá presentar una NC la cual debe contener los siguientes antecedentes:

- a) “Contrato de conexión firmado por el Usuario o Cliente Final;
- b) Certificado de dominio vigente del inmueble, donde se emplazará el equipo de generación, este certificado lo emite el Conservador de Bienes Raíces correspondiente a la zona;
- c) Identificación y clase del instalador eléctrico o la identificación del profesional; y
- d) Copia de la comunicación de energización del equipo de generación realizado por el Usuario o Cliente Final ante la Superintendencia”.

Las empresas distribuidoras deberán disponer de un modelo de contrato de conexión que deberá contener lo siguiente:

- a) Identificación de las partes, esto es, el Usuario o Cliente Final y Empresa Distribuidora.
- b) Número de identificación del servicio que corresponda al Usuario o Cliente Final.

- c) Opción tarifaria establecida en conformidad a la normativa vigente.
- d) Capacidad Instalada del Equipamiento de Generación.
- e) Propiedad del equipo medidor y modalidad de lectura.
- f) Características técnicas esenciales del equipo de generación que debe ser consistente con las de dicho equipo consignada en la notificación de conexión, según las instrucciones que dicte la Superintendencia.
- g) Ubicación del empalme.
- h) Fecha de Conexión del Equipamiento de Generación.
- i) Causales de término o resolución del contrato de conexión.
- j) El mecanismo optado por el Usuario o Cliente Final para el pago de los remanentes no descontados y su periodicidad.
- k) Vigencia del contrato.
- l) Medio de comunicación acordado.

2.2.2.1.4 **Conexión del Equipamiento de Generación y sus modificaciones.**

Una vez entregada la NC a la empresa distribuidora, esta supervisará la conexión del equipo de generación y si se detectase algo fuera de lo establecido en la acreditación deberá informar al cliente final por el medio acordado en el contrato de conexión, con copia a la Superintendencia en un plazo no mayor a 5 días hábiles desde la fecha en que debió efectuarse la conexión, las razones que justifiquen con fundamentos la divergencia que encontraron e impiden la conexión.

En el caso de que el cliente final no esté de acuerdo con la observación de la empresa distribuidora este podrá resolver directamente su diferencia con la empresa o recurrir a la Superintendencia la cual lo resolverá según los procedimientos establecidos en su normativa.

En el caso de que el cliente final modificara su equipo de generación corrigiendo las anomalías planteadas por la empresa distribuidora, deberá efectuar una nueva NC. Si persisten las anomalías o aparecen nuevas condiciones impuestas por la empresa de generación, el cliente final podrá formular su reclamo a la Superintendencia.

Toda modificación técnica que se le haga al equipo de generación debe ser informada a la empresa distribuidora, la cual deberá comunicar al cliente final su conformidad o su negativa.

En el caso o evento que la empresa distribuidora no acepte la modificación, el cliente final podrá reclamar a la Superintendencia.

2.2.2.2 Costos de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones.

Las obras adicionales y/o adecuaciones necesarias para la conexión y la inyección de excedentes deberán ser solventadas por el propietario de la instalación y en ningún caso significará costos adicionales a los demás clientes finales de la empresa distribuidora.

Las modificaciones a las redes de distribución existentes o las nuevas redes de distribución que deban ejecutarse para efectos de otorgar suministro al proyecto inmobiliario respectivo, no serán consideradas como Obras Adicionales y/o Adecuaciones, si corresponde.

La valorización de las mismas deberá calcularse considerando los requerimientos necesarios para mantener los estándares de seguridad y calidad de suministro establecidos por la normativa vigente. Dicho cálculo deberá considerar los valores de cada uno de **los componentes de las obras adicionales y/o adecuaciones, los costos de montaje asociados, y los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo¹⁹** de las instalaciones de distribución, fijados por la Superintendencia.

En caso que los componentes considerados no se encuentren fijados en el VNR, la empresa distribuidora deberá indicar el valor de los mismos según su última cotización, sin perjuicio de mantener el resto de los costos de montaje y recargos ya mencionados.

¹⁹ En adelante e indistintamente el "VNR".

Las Obras Adicionales y/o Adecuaciones que se realizaren en la red de distribución eléctrica de la Empresa Distribuidora con arreglo a las disposiciones precedentes, **no se considerarán parte del VNR** de las instalaciones de distribución de la misma.

De requerir la conexión de un equipamiento de generación la **adecuación del empalme** respectivo, los **costos asociados a su ampliación y recambio serán de cargo del propietario** del equipamiento de generación.

Dichos empalmes deberán ser construidos o ampliados en conformidad con la normativa vigente y su ejecución podrá ser llevada a cabo indistintamente por la empresa distribuidora o por el propietario del equipamiento de generación respectivo.

Sin perjuicio de lo anterior, la conexión del equipamiento de generación a la red de distribución eléctrica sólo podrá ser efectuada o supervisada por la empresa distribuidora.

2.2.3 Límites a la conexión de un equipamiento de generación que no requiera de obras adicionales y/o adecuaciones

En caso de que la **capacidad instalada del equipamiento de generación informada en la SC sea menor o igual a la capacidad del empalme** y se cumplan los criterios de seguridad operacional y de configuración de la red de distribución, conforme a lo establecido en la norma técnica, **no se requerirá establecer la capacidad instalada permitida**, de acuerdo a lo dispuesto a continuación.

Los **parámetros de la red de distribución eléctrica** que se utilizarán para establecer la capacidad instalada permitida, corresponderán a los siguientes:

- a) Potencia de cortocircuito asociada al transformador de distribución correspondiente a la red de distribución eléctrica, expresada en kilovolt-amperes.

- b) Capacidad del transformador de distribución o del alimentador de media tensión, expresada en kilovolt-amperes, según corresponda.
- c) Capacidad de apertura en cortocircuito de la protección asociada a la red de distribución eléctrica, expresada en amperes, y la coordinación de protecciones.
- d) Capacidad de los conductores que se verán influidos por la conexión del Equipamiento de Generación del Usuario o Cliente Final, expresada en amperes.
- e) Perfil de demanda del transformador de distribución o del alimentador asociado, según corresponda.
- f) Instalaciones de generación conectadas a la red de distribución o en proceso de conexión a la misma, asociadas al transformador o alimentador de media tensión correspondiente.

Los **parámetros del equipamiento de generación** que se utilizarán para establecer la capacidad instalada permitida, serán:

- a) La Capacidad Instalada.
- b) La tecnología de generación.
- c) El perfil de inyección diario previsto.

Para establecer la Capacidad Instalada Permitida, deberá considerarse el impacto que la conexión del Equipamiento de Generación produzca en:

- a) La corriente que circule por la red de distribución eléctrica.
- b) La regulación y fluctuación del voltaje.
- c) La corriente de cortocircuito.

2.2.4 Medición y valorización de las inyecciones de excedentes de energía

La **empresa distribuidora será responsable de realizar la lectura de las inyecciones** de energía eléctrica efectuadas por el equipamiento de generación. Para ello será necesario que el **cliente final disponga de un equipo medidor**.

En el caso de clientes finales que dispongan en conjunto de un equipamiento de generación conectado a instalaciones de una empresa distribuidora, **en donde el**

consumo y la inyección se registren en equipos de medición generales en la alimentación principal y en remarcadores para los consumos individuales interiores, estos podrán acordar con la empresa distribuidora las condiciones en que la generación e inyección del equipamiento de generación **sea prorrateada entre cada uno de ellos.**

Las inyecciones de energía eléctrica que realicen los clientes finales que dispongan de un equipamiento de generación, **serán valorizadas al precio de nudo de energía que las empresas distribuidoras deban traspasar mensualmente a sus clientes finales sometidos a regulación de precios, incorporando las menores pérdidas eléctricas de la empresa distribuidora asociadas a estas inyecciones de energía.**

En aquellos sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, el precio de nudo de energía corresponderá al precio de nudo de energía en nivel de distribución que la empresa distribuidora debe traspasar al cliente final.

En aquellos sistemas eléctricos de capacidad instalada de generación inferior a 200 megawatts, y superior a 1.500 kilowatts, el precio de nudo de energía corresponderá al precio de nudo de energía que la empresa distribuidora debe traspasar al cliente final.

La valorización de las inyecciones incorporará además las menores pérdidas eléctricas de la empresa distribuidora asociadas a las inyecciones de energía efectuadas por el equipamiento de generación. Para ello, **el precio de nudo de la energía deberá ser multiplicado por los factores de pérdidas medias de energía asociados a la opción tarifaria del cliente final**, al que hace referencia el segundo numeral del Artículo 182 de la LGSE.

Las inyecciones de energía valorizadas deberán ser descontadas del valor correspondiente al cargo por energía de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron.

Los remanentes que de acuerdo a la periodicidad señalada en el contrato no hayan podido ser descontados de las facturaciones correspondientes, deberán ser pagados al cliente final por la empresa distribuidora. Para tales efectos, la empresa distribuidora deberá remitir al cliente final un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de los remanentes no descontados, salvo que el cliente final haya optado por otro mecanismo de pago en el contrato respectivo.

2.2.5 Del traspaso de excedentes de energía renovable no convencional con ocasión de la inyección de energía mediante un equipamiento de generación

La energía que los clientes finales inyecten por medios de generación renovables no convencionales de acuerdo al Artículo 149 bis de la LGSE, 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 de la ley antes citada.

El Artículo 150 bis de la LGSE dispone:

“Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, estén o no sujetos a regulación de precios, deberá acreditar ante el Coordinador, que una cantidad de energía equivalente al 20% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados”.

Anualmente y cada vez que sea solicitado, la empresa distribuidora que corresponda remitirá al cliente final un certificado que dé cuenta de las inyecciones realizadas por este último.

Asimismo, la empresa distribuidora remitirá una copia de dichos certificados al Coordinador para efectos de su incorporación al registro a que se refiere el inciso

sexto del Artículo 150 bis de la LGSE, la que deberá enviarse 10 días corridos antes de la fecha de cierre del balance preliminar de inyecciones mediante medios de generación renovables no convencionales, de conformidad a lo dispuesto en la normativa vigente.

Conjuntamente con cada facturación, **la empresa distribuidora deberá informar al cliente final el monto agregado de sus inyecciones realizadas desde la última emisión del certificado.**

El cliente final podrá convenir, directamente, a través de la empresa distribuidora o por otro tercero, el traspaso de las inyecciones consideradas en los certificados señalados en el Artículo anterior a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en ese u otro sistema eléctrico. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse al coordinador para que se imputen tales inyecciones, en la acreditación que corresponda, como si se tratase de excedentes de cumplimiento de la obligación establecida en el Artículo 150 bis de la LGSE.

En el contrato de conexión a que se refiere este reglamento, el cliente final podrá convenir con la empresa distribuidora, que esta última sea la encargada de traspasar estos excedentes a las empresas eléctricas obligadas al cumplimiento de la obligación establecida en el Artículo 150 bis de la LGSE.

Las comunicaciones que se efectúen entre la empresa distribuidora y el solicitante usuario, según corresponda, se realizarán mediante carta certificada o una carta ingresada en la oficina comercial de la empresa distribuidora o mediante técnicas y medios electrónicos.

En caso que el **solicitante o el usuario**, según corresponda, **no cumpla los plazos establecidos en este reglamento deberá presentar una nueva SC.** (ReglamentoDecretoN°71, 2017)

2.3 Análisis normativa técnica de conexión y operación de equipamiento de generación en baja tensión

2.3.1 Especificaciones técnicas

Según la norma técnica de la Comisión Nacional de Energía (CNE), hay todo un procedimiento que técnico de conexión y de puesta en servicio en donde se verifica la capacidad instalada la cual como se mencionó en el reglamento anterior, debe ser menor a la capacidad del empalme. Si el empalme del cliente final es monofásico la capacidad instalada de la empresa distribuidora debe ser menor a 10 kW y se revisa que las exigencias técnicas concuerden con las solicitadas por la Superintendencia.

Los medidores para la facturación deben contar con un registro bidireccional el cual registre el consumo y las inyecciones de energía de forma independiente, con su respectivo certificado de comercialización y verificación primaria en la cual se mencione la exactitud de su medición en los dos sentidos.

Además, se deberá contar un interruptor de acoplamiento para la protección de la red de distribución pública y la instalación del cliente final.

Todo esto como generalidades de la norma técnica debido a que sus componentes son variados y van a depender de varios factores como lo es la capacidad instalada y de producción de la empresa distribuidora como la del cliente final.

2.3.2 Capacidad instalada permitida

Esta corresponderá a aquel valor que resultase de la aplicación de criterios:

- a) Del impacto sobre la corriente que circula por el sistema de distribución. Para asegurar que el sentido del flujo de potencia del transformador de distribución, al cual el interesado se desea conectar, sea siempre desde la red de distribución hacia los consumos conectados a dicho transformador, la capacidad instalada permitida deberá obtenerse en conformidad con procedimiento que se detalla en este artículo.

- b) Impacto sobre la regulación y fluctuación de voltaje. Para asegurar que la capacidad instalada permitida respete la normativa vigente de la regulación y fluctuación de voltaje, se deben cumplir las siguientes exigencias.
- c) Impacto sobre la corriente de cortocircuito. Para asegurar que la capacidad instalada permitida respete la corriente de cortocircuito máxima permitida en la red de distribución. (CNE, 2014)



Capítulo 3º: Marco metodológico del sistema solar fotovoltaico

3.1 Sistema solar fotovoltaico para el autoconsumo

Los sistemas solares fotovoltaicos²⁰ son la forma más versátil, simple y confiable de implementar proyectos de autoconsumo eléctrico. Debido a que los costos de estos sistemas han presentado una persistente tendencia a la baja, la energía solar se ha convertido en una de las opciones más atractivas para implementar sistemas de generación distribuida.

Al instalar sistemas solar FV, es posible lograr disminuir la cuenta de electricidad, generar ingresos por venta de energía a la red, protegerse contra aumento de precios y ser una empresa más sustentable.

3.1.1 ¿Qué es un sistema solar FV y cómo funciona?

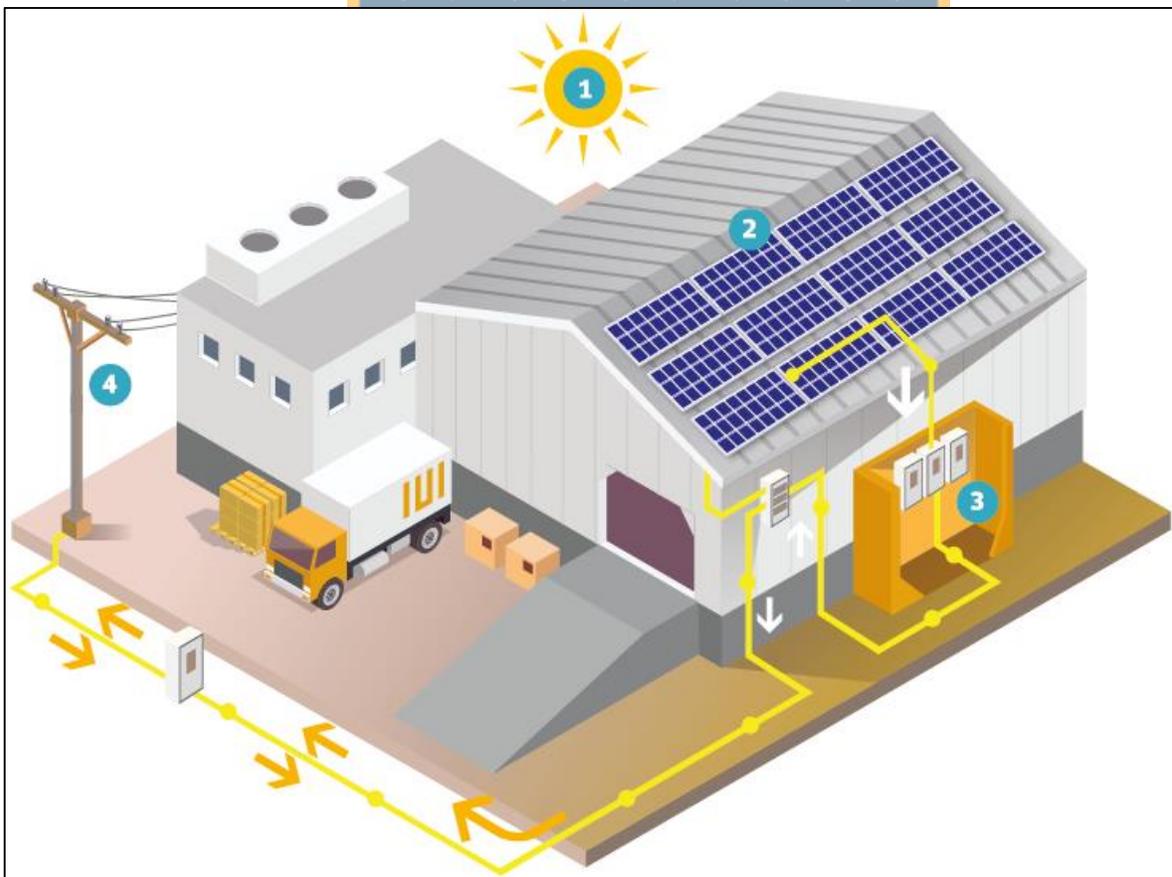


Figura 1: Funcionamiento de un sistema solar FV.

²⁰ En adelante e indistintamente "FV".

1. La radiación solar disponible en un lugar dependiente de varios factores como la hora del día, la época del año y las condiciones climáticas locales. Durante un día despejado, la radiación solar aumenta durante la mañana hasta llegar a su máximo entre 12 y 14 horas y disminuye nuevamente durante la tarde.
2. Los paneles solares FV convierten la energía solar en electricidad en corriente continua.
3. Luego un inversor transforma la electricidad de corriente continua a corriente alterna, de modo que pueda ser utilizada en el inmueble.
4. Muchas veces la generación no coincide con el consumo, produciendo excedentes de electricidad, los cuales pueden ser inyectados a la red de distribución y comercializados con la empresa distribuidora, según el marco regulatorio antes analizado.

3.1.2 ¿Cuánta energía genera un sistema solar FV?

La generación de energía de un sistema solar FV depende de su eficiencia, tamaño y ubicación. En general cada panel tiene una potencia²¹ nominal entre 250 y 310 W_p²². La cantidad de paneles que se instalen determinará el tamaño del sistema FV, los que pueden ir desde kilowatts (kW_p) hasta megawatts (MW_p).

La principal herramienta (pública) que permite la estimación de la energía solar FV es el “Explorador Solar”²³. Este presenta la información más detallada que existe actualmente sobre el recurso solar en Chile, el cual fue elaborado mediante un trabajo colaborativo entre el Ministerio de Energía y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Las estimaciones entregadas por el explorador solar

²¹ Watt, kilowatt y megawatt: Watt es la unidad de potencia del sistema internacional de unidades, su símbolo es W. La potencia eléctrica de los aparatos eléctricos se expresa en Watts (W), si son de mediana o gran potencia se expresa en kilowatts (kW) o megawatts (MW). 1000 W equivalen a 1 kW y 1000 kW equivalen a 1 MW.

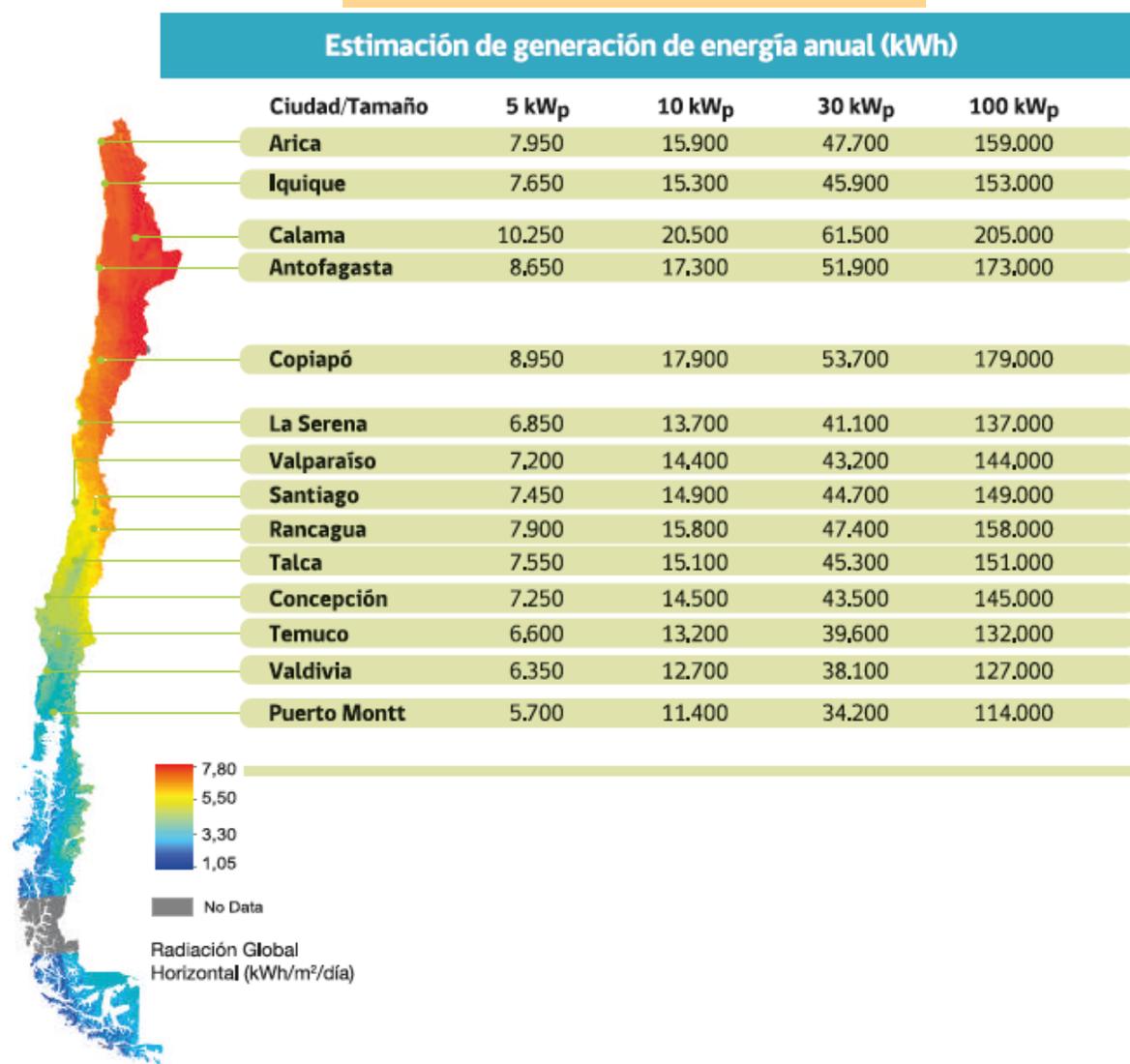
²² Watt peak: Es una medida de potencia nominal de un panel fotovoltaico en condiciones de laboratorio o de prueba estándar (a 1000 W/m², 25°C, etc.). Dado que las condiciones reales son distintas a las de laboratorio, en la práctica producirá una potencia de un 15 a 20% menos, debido principalmente al calentamiento de las celdas solares.

²³ Explorador de Energía Solar, Ministerio de Energía, noviembre de 2017, enlace web: www.minenergia.cl/exploradorsolar/

han mostrado ser más precisas que otras alternativas disponibles hoy para el caso de Chile.

Esta herramienta permite obtener de manera rápida, información aproximada y resumida de la radiación solar de un lugar y simular la producción de electricidad de un sistema solar FV, en cualquier parte del país.

Tabla 1: Esta tabla se ha construido en base a los resultados entregados por el Explorador Solar, de acuerdo a la ciudad y capacidad de generación establecida. Para obtener un resultado con mayor exactitud se deben utilizar los parámetros específicos del proyecto y lugar de emplazamiento.



En general, la generación de energía se calcula considerando lo siguiente:

- La radiación solar potencial.
- La orientación e inclinación del sistema solar FV.
- La eficiencia de los componentes principales (paneles, inversor/es), cableado.
- La sombra que puede recibir el sistema: topográfica o directa.
- Otras pérdidas debido a acumulación de suciedad (polvo) sobre el panel y tiempo apagado por mantenciones.

3.1.3 ¿Qué debo tener en cuenta para instalar un sistema solar FV?

El principal requisito para instalar un sistema solar FV es disponer de un área idealmente libre de sombras, la cual comúnmente puede ser un techo, estacionamiento o algún terreno sin uso.

El área y la distribución de los paneles determinarán el tamaño del sistema.

A continuación, se presentan diferentes ejemplos de sistemas solares FV instalados en diversos espacios, que de acuerdo a sus características (techos planos, inclinados y otros) determinan el ordenamiento de estos. (Ministerio de Energía, 2018)

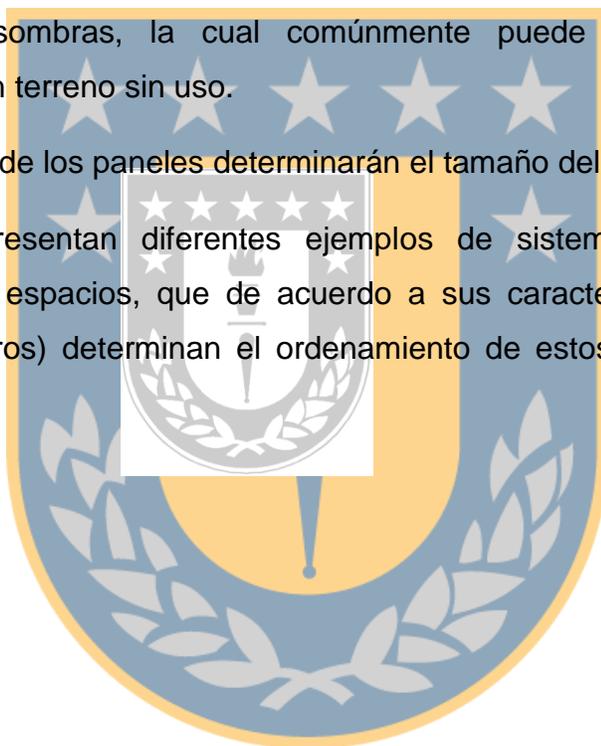


Figura 2



Figura 3



Fuente: Agrícola Nueces del Choapa,
IV Región de Coquimbo.

Fuente: Neumatrix Arica, XV Región de
Arica y Parinacota.

Figura 4



Fuente: Zofri S.A., I Región de
Tarapacá.

Figura 5



Fuente: Viña Balduzzi, VII Región del
del Maule.

3.1.4 Ejemplo de empresas usuarias de Net Billing

3.1.4.1 Sistema solar FV en Neumatrix S.A.



Figura 6: El primer sistema solar FV aprobado para la inyección de excedentes de energía eléctrica a la red de distribución mediante la Ley N° 20.571 de Chile, fue instalado en Neumatrix S.A. Este sistema alimenta a 3.000 m² de instalaciones.

Información general:

- Ubicación: Arica, XV Región de Arica y Parinacota.
- Rubro: Reparación de vehículos automotores.
- Sub-rubro: Mantenimiento y reparación de vehículos automotores.
- Año de implementación: 2015.

Características técnicas del proyecto:

- Aplicaciones: Electricidad.
- Potencia: 15 kW.
- Proveedor: Solar Trust. (Ministerio de Energía, 2015)

3.1.4.2 Sistema solar FV en Orgánicos Brita



Figura 7: Sistema solar FV que inyecta excedentes de energía eléctrica a la red de distribución. Este abastece de electricidad a Orgánicos Brita, que se dedica a la elaboración de mermeladas artesanales. Este proyecto fue cofinanciando por el Ministerio de Energía a través de una convocatoria de la Fundación de Innovación Agraria del Ministerio de Energía.

Información general:

- Ubicación: Pinto, VIII Región del Bío Bío.
- Rubro: Producción, procesamiento y conservación de alimentos.
- Año de implementación: 2015.

Características técnicas del proyecto:

- Aplicaciones: Electricidad.
- Potencia: 9,8 kW.
- Proveedor: Comercializadora Antü Power EIRL (Empresa Individual de Responsabilidad Limitada). (Ministerio de Energía, 2015)

3.2 Tarifas descritas por el Ministerio de Energía

En el mercado de la electricidad existen varias categorías para dar valor a esta, cada una con ciertas características.

El Ministerio de Energía en su enlace de programas especiales de energización, presenta las características de las tarifas eléctricas de las cuales nosotros explicaremos sus particularidades. Ya que cabe como interrogante, ¿cómo se valoriza la energía?, a continuación dichas tarifas:

BT1: Medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10 kW (residencial)

Esta tiene un cargo fijo que se factura todos los meses del año, independiente del consumo. Posee además un cargo por arriendo del equipo (medidor). El cargo base se obtiene multiplicando la energía mensual consumida la que se mide en kWh²⁴ por el precio unitario del kilowatt. Esta tarifa posee un cargo adicional entre los meses de abril a septiembre cuando su consumo es superior a 430 kWh (supera el límite de invierno). Si no supera el límite no estará afecto a ese cargo.

BT2 - AT2: Medición de energía y contratación de potencia (comercial y alumbrado público) a BT2 < 400 Volts > AT2.

Esta tarifa al igual que la anterior posee un cargo fijo, un cargo por arriendo de medidor, y un cargo por la energía variable consumida mensualmente. La diferencia que encontramos fue, que esta posee un cargo por potencia contratada la cual se calcula multiplicando la potencia contratada por el precio del kW en baja o alta tensión, según la tarifa que corresponda. En esta tarifa se presentan dos precios y ambos son posibles para el kW en baja o alta tensión:

Precio 1: se usa para los consumos Presentes en Punta (PP).

Precio 2: se usa para los consumos Parcialmente Presentes en Punta (PPP).

Su diferencia está en el horario en el cual tiene mayor demanda la potencia.

²⁴ Kilowatt por hora: Unidad de energía utilizada principalmente para medir energía eléctrica.

kWh= 1.000 Wh (Watts por hora).

“Aprende con energía”, junio de 2018, enlace web: <http://www.aprendeconenergia.cl/glossary/kilowatt-hora/>

BT3 – AT2: Medición de energía y medición de demanda máxima.

BT2 < 400 Volts > AT2.

En esta tarifa se separan tanto la energía como la potencia demandada, ya que son medidas a través de un medidor con registrador de demanda máxima. Presenta las mismas características que las dos tarifas anteriores, salvo que aquí tiene cargo por demanda máxima y no por energía adicional o potencia contratada, este cargo por demanda máxima se calcula multiplicando la energía máxima de facturación del mes, la más alta que resulte de comparar la demanda máxima leída del mes, con el promedio de las dos más altas demandas que se registraron en aquellos meses que tengan horas punta, dentro de los últimos 12 meses incluyendo el mes que se factura.

BT4 – AT4: Medición de energía y alguna de las siguientes modalidades:

BT2 < 400 Volts > AT2.

En esta tarifa se separan los cobros por energía y potencia. Además, se distingue el uso de la potencia en horas de punta (entre 18:00 hrs. y 23:00 hrs. de los meses de abril a septiembre) y fuera de las horas de punta (el resto del año).

Se cobra todos los meses del año, posee un cargo por arriendo del equipo, también un cargo por la energía consumida y un cargo por potencia que va depender de la elección que se haya hecho (BT4.2 o BT4.3).

BT4.1: Contratación de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.

BT4.2: Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y contratación de la demanda máxima de potencia.

BT4.3: Medición de demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

3.3 Tarifas del procedimiento de conexión

Tabla 2: A continuación, se presentará una comparación de tarifas de conexión de equipamiento de generación por Net Billing que establecen las empresas distribuidoras.

(En pesos chilenos)

<u>Documento de cobro</u>	FRONTEL S.A.	Edelaysén S.A.	CGE Distribución S.A.
Respuesta a Solicitud de Información Formulario 1	\$ 14.001	\$ 13.235	\$ 18.905
Respuesta a Solicitud de Conexión Formulario 3 con presentación de Formulario 1 Previamente			
Cuando el Equipo de Generación <= Capacidad Instalada permitida	916	916	1.620
Respuesta a Solicitud de Conexión Formulario 3 sin presentación de Formulario 1 Previamente			
Cuando el Equipo de Generación <= Capacidad Instalada permitida	14.917	14.151	23.226
Supervisión puesta en servicio Equipo de Generación	13.085	12.319	24.576
SUMATORIA	\$ 42.919	\$ 40.621	\$ 68.327

Fuente: Tarifas de (GrupoSaesa, Grupo Saesa, 2018), (CGE, CGE Distribución, 2018) y elaboración propia.

Los valores presentados en la tabla tanto de las empresas del Grupo Saesa, FRONTEL S.A. y Edelaysén S.A. como los de CGE Distribución S.A. se encuentran vigentes al 01 de mayo de 2018. Originalmente las tarifas de CGE Distribución S.A., se presentan en Unidad de Fomento (UF), por lo cual para su comparación fueron convertidas a pesos chilenos, con fecha 01/05/2018 a un valor de \$27.006,43 la UF, como sus datos indican.

Es así como Edelaysén S.A. cuenta con los precios más bajos y convenientes.

Según la lista tarifaria de FRONTEL S.A., el precio promedio al que ellos compran la energía que se inyecta a su red de distribución es de \$66/kWh; eso es para aquellos clientes que hayan elegido Baja Tensión (BT) mientras que para aquellos con Alta Tensión (AT) la compran a \$61/kWh.

Edelaysén S.A., también muestra un precio promedio de compra de las inyecciones de energía de \$68/kWh en Baja Tensión (BT) y de \$63/kWh en Alta Tensión (AT).



3.4 Alternativas de financiamiento para la adquisición de sistemas solares FV

Existen distintas formas de financiamiento disponibles que pueden hacer más fácil el acceso a los beneficios de la energía solar para las empresas o industrias. Es importante elegir el que más se adapte a las necesidades de cada empresa. A continuación se presentarán estos.

Financiamiento convencional

Con inversión inicial

Consiste en comprar el sistema solar FV, ya sea con un financiamiento propio o crédito (o leasing²⁵) de alguna entidad financiera. La principal desventaja de este modelo de financiamiento es que requiere de capital para el pago total de la inversión o un pie para suplementar el préstamo.

Actualmente los créditos (o leasing) dispuestos por el mercado son créditos comerciales, para la adquisición de insumos, maquinarias o capital de trabajo. Sin embargo, a partir del 2017, Banco Estado puso a disposición del mercado un crédito especializado para proyectos de autoconsumo de Energías Renovables y Eficiencia Energética para micro y pequeñas empresas. Así mismo, es importante considerar que existen garantías de CORFO²⁶ que pueden ayudar a conseguir si no se cuentan con las garantías suficientes.

²⁵ El Leasing es un moderno sistema de financiamiento de activos, destinado tanto a empresas como a personas naturales. Este consiste en un contrato de arriendo, a un plazo previamente pactado, en el cual el arrendatario cancela cuotas mensuales que en su totalidad amortizan el valor total de los bienes.

Al finalizar el contrato, el arrendatario tiene la alternativa de adquirir el bien, cancelando la cuota de opción de compra, la cual, en la generalidad de los casos equivale a una cuota más del contrato.

Banco de Chile, Banca PYME, Financiamiento PYME, Mediano y largo plazo, Leasing, junio de 2018, enlace web: <http://ww3.bancochile.cl/wps/wcm/connect/Banca-Pyme/Portal/Financiamiento+Pyme/Capital+Mediano+y+Largo+Plazo/Leasing/>

²⁶ CORFO es la Corporación de Fomento de la Producción, agencia del Gobierno de Chile dependiente del Ministerio de Economía, Fomento y Turismo a cargo de apoyar el emprendimiento, la innovación y la competitividad en el país junto con fortalecer el capital humano y las capacidades tecnológicas.

Tiene como principal objetivo, promover una sociedad de más y mejores oportunidades para todos y contribuir al desarrollo económico de Chile.

CORFO, Sobre nosotros, junio de 2018, enlace web: <https://www.corfo.cl/sites/cpp/movil/sobrecorfo>

En este modelo de financiamiento, el dueño de la instalación es responsable del mantenimiento. Sin embargo, algunas empresas instaladoras pueden también ofrecer contratos de mantenimiento para asegurar que el sistema solar FV funcione de manera eficiente y confiable.

Modelos ESCO²⁷

Sin inversión inicial

Mediante este modelo, una empresa (ESCO) diseña, financia, instala, opera y mantiene el sistema solar FV sin costo de inversión inicial para el cliente. Este modelo puede operar con una cuota fija (tipo leasing) o mediante un contrato de suministro de energía. En el caso de que el cliente opte por cancelar una cuota fija, sea mensual o anual, la ESCO debe asegurar un adecuado rendimiento del sistema, es decir, que el sistema producirá un cierto valor mínimo de electricidad. En este escenario se toman en cuenta las variaciones del clima, el rendimiento de los paneles solares en el tiempo, y si la generación solar no alcanza el mínimo establecido indicado en el contrato, la empresa instaladora puede obligarse a compensar al cliente.

En el caso de un contrato de suministro de energía solar (PPA²⁸ solar) el cliente paga por unidad de energía generada por el sistema (\$/kWh), es decir, se compromete a comprar toda la energía generada por el sistema a un precio acordado, el cual es usualmente menor que el precio de la energía de la distribuidora.

En este modelo, los contratos pueden tener una duración de entre 15 a 20 años, plazo tras el cual el sistema pasa a ser propiedad del cliente. El plazo generalmente, tiene relación con la rebaja en el precio de la energía suministrada.

²⁷ ESCO, por sus siglas en inglés, Energy Service Company, es una Empresa de Servicio Eléctrico.

²⁸ PPA, por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement, es un Contrato de Compra de Energía.

Comparación de modelos de financiamiento para sistemas FV

Ítem	Financiamiento convencional	Modelo ESCO
Formas de pago	Precio al contado (capital propio o préstamo de un banco).	Precio por unidad de energía generada (\$/kWh) o pagos periódicos fijos.
Ventajas (beneficios)	No hay obligaciones contractuales con la empresa instaladora continuas en el tiempo, y puede permitir reducción de impuestos tras la depreciación de los equipos.	No hay costos al contado (o son mínimos), la empresa instaladora es responsable del mantenimiento y del desempeño de la planta.
Desventajas	El dueño es usualmente responsable del mantenimiento.	Requiere compromisos (contractuales) de largo plazo.

Tabla 3: Diferencias entre financiamiento convencional y modelo ESCO.

3.5 ¿Cuánto cuesta un sistema solar FV?

Los sistemas solares FV pueden variar en precio, tecnología, empresa instaladora, garantía y costo de conexión según la empresa distribuidora, para conseguir lo más apropiado basado en las necesidades.

El precio de un sistema solar FV puede verse afectado principalmente por los siguientes factores:

- Características técnicas y garantía de los componentes (paneles, inversores, etc.).
- Ubicación y acceso, por eventuales costos de logística.
- Eventuales mejoras a la infraestructura actual, por ejemplo, cambio de tableros eléctricos, mejoras al techo u otros.
- Costos de instalación por instalador autorizado por la Superintendencia.
- Costos del proceso de conexión de equipamiento de generación por Net Billing. (Ministerio de Energía, 2018)

PRECIO NETO ESTIMADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED			
Tamaño del sistema	Rango de precios [Min-Max]	Precio promedio	Precio Mínimo por cada kW _p
5 kW _p	\$5.000.000 - \$12.890.000	\$7.480.000	\$1.000.000
10 kW _p	\$7.920.000 - \$23.040.000	\$12.920.000	\$792.000
30 kW _p	\$20.900.000 - \$68.400.000	\$34.630.000	\$696.000
100 kW _p	\$ 66.370.000 - \$208.300.000	\$97.140.000	\$663.000

Tabla 4: La información es a noviembre de 2017, debido a lo dinámico que se ha mostrado ser el mercado, se recomienda cotizar ya que puede existir precios menores.

Fuente: Índice de precios de sistema solar FV conectados a la red en Chile, GIZ, Ministerio de Energía, noviembre de 2017.

3.6 Rentabilidad de la inversión

Para conocer el impacto económico que tendrá el sistema solar FV en la empresa, se deben utilizar indicadores de rentabilidad que podrán medir la rentabilidad que ofrece esta inversión.

3.6.1 Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el Valor Actual Neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.



El criterio de selección será el siguiente donde “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo del VAN:

- **Si $TIR > k$** , el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- **Si $TIR = k$** , estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- **Si $TIR < k$** , el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión. (Economipedia, 2018)

3.6.2 Valor Actual Neto

El Valor Actual Neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en n° de unidades monetarias, en este caso pesos chilenos.

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si la inversión es realizable. Los criterios de decisión son los siguientes:

VAN > 0, el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.

VAN = 0, el proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.

VAN < 0, el proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado. (Economipedia, 2018)

3.6.3 Payback descontado

El plazo de recuperación descontado o payback descontado es un método de evaluación de inversiones dinámico que determina el momento en que se recupera el dinero de una inversión, teniendo en cuenta los efectos del paso del tiempo en el dinero.

Es un criterio de liquidez, que equivale al plazo de recuperación simple o payback, pero descontando los flujos de caja. Se trata de ir restando a la inversión inicial los flujos de caja descontados hasta que se recupera la inversión y ese año será el payback descontado.

Representa el tiempo que tarda en recuperarse la inversión, teniendo en cuenta el momento en el que se producen los flujos de caja.

Por tanto, se configura como un método adecuado para evaluar inversiones arriesgadas que permite completar el análisis realizado con criterios de rentabilidad VAN o TIR. (Economipedia, 2018)

3.7 Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad es un término financiero, muy utilizado en las empresas para tomar decisiones de inversión, que consiste en calcular los nuevos flujos de caja y el VAN (en un proyecto, en un negocio, etc.), al cambiar una variable (la inversión inicial, la duración, los ingresos, la tasa de crecimiento de los ingresos, los costos, etc.) De este modo teniendo los nuevos flujos de caja y el nuevo VAN podremos calcular y mejorar nuestras estimaciones sobre el proyecto que vamos a comenzar en el caso de que esas variables cambiasen o existiesen errores de apreciación por nuestra parte en los datos iniciales.

Para hacer el análisis de sensibilidad tenemos que comparar el VAN antiguo con el VAN nuevo y nos dará un valor que al multiplicarlo por cien nos da el porcentaje de cambio.

La base para aplicar este método es identificar los posibles escenarios del proyecto de inversión, los cuales se clasifican en los siguientes:

- **Pesimista:** Es el peor panorama de la inversión, es decir, es el resultado en caso de ocurrir riesgos inesperados en el proyecto (aun en un escenario desfavorable un proyecto puede resultar exitoso).
- **Probable:** Este sería el resultado más probable que supondríamos en el análisis de la inversión, debe ser objetivo y basado en la mayor información posible.
- **Optimista:** Siempre existe la posibilidad de lograr más de lo que proyectamos, el escenario optimista normalmente es el que se presenta para motivar a los inversionistas a correr el riesgo.

Capítulo 4°: Estudio técnico del sistema solar FV

4.1 Generación solar FV y otros factores naturales

Para desarrollar la evaluación del sistema solar FV se tiene que realizar un estudio técnico que permita estimar la energía solar que el sistema generaría de acuerdo a diversos factores naturales.

Es por esto, que realizaremos las estimaciones a través de “El Explorador Solar”. Esta es una herramienta pública elaborada mediante un trabajo colaborativo entre el Ministerio de Energía y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. El Explorador Solar presenta información sobre el recurso solar basada en la modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmósfera y en datos satelitales de alta resolución. El producto obtenido es validado con observaciones, sin embargo, no debe ser considerado como definitivo antes de ser corroborado con mediciones *in situ*.

El modelo utilizado para la transferencia radiativa en cielo despejado es el modelo CLIRAD-SW²⁹, el cual considera las interacciones de la radiación con la atmósfera por bandas espectrales de manera independiente. El modelo utiliza datos de temperatura, humedad y aerosoles de re-análisis meteorológicos y datos climatológicos de CO₂ (dióxido de carbono), CH₄ (metano) y O₃ (ozono).

La información para la nubosidad que se ha utilizado proviene de los satélites GOES-EAST³⁰ para los años 2004 a 2016. Con esta base de datos se ha identificado la nubosidad y sus características radiativas, y a través de un modelo

²⁹ El modelo CLIRAD-SW es código de transferencia radiativa que se caracteriza por su eficiencia computacional y fue diseñado originalmente para modelos de circulación general de la atmósfera, que requieren realizar muchos cálculos radiativos a bajo costo computacional. El modelo separa la radiación del sol en 11 bandas espectrales y considera las interacciones de cada banda de forma independiente.

Documentación y Manual de Uso de Explorador Solar, año 2012, enlace web:

http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/info/Documentacion_Explorador_Solar.pdf

³⁰GOES por sus siglas en inglés, Geostationary Operational Environmental Satellite, es el sistema Satelital Geoestacionario Operacional del Medio Ambiente, operado por los Estados Unidos, es compatible con la predicción del tiempo, el seguimiento de tormentas severas, y la investigación meteorológica. Las aeronaves y los elementos del sistema basados en tierra trabajan en conjunto para proporcionar un flujo continuo de datos ambientales.

Wikipedia.org, julio de 2018, enlace web:

https://en.wikipedia.org/wiki/Geostationary_Operational_Environmental_Satellite

empírico se ha modificado el resultado obtenido para una atmósfera con cielo despejado y así adaptarlo a una condición de cielo nublado.

A continuación, encontraremos los resultados del cálculo de la generación del sistema FV evaluado, de acuerdo a los parámetros utilizados, el impacto de la radiación incidente y las condiciones meteorológicas en el lugar en que se emplazará el sistema FV.

4.1.1 Ubicación del sistema solar FV

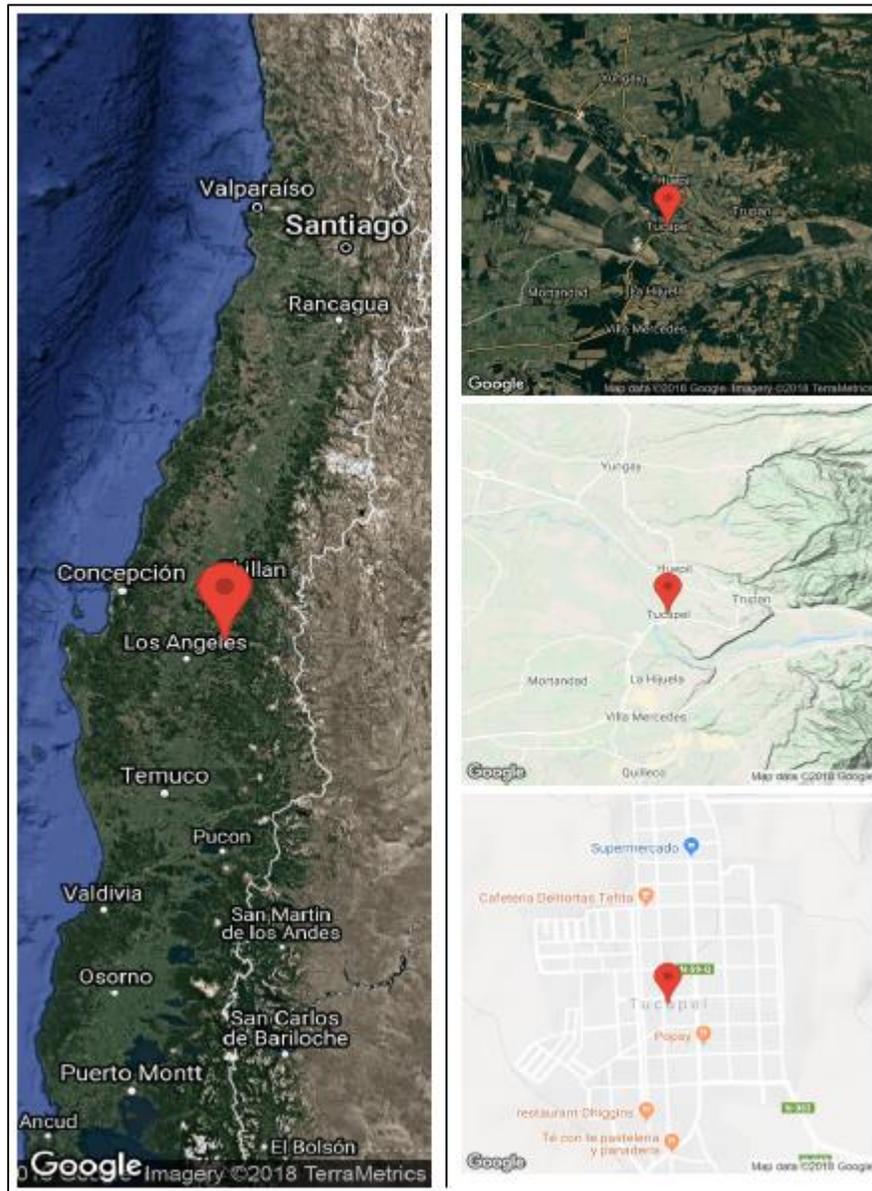
Tabla 5: Ubicación geográfica del sitio en el cual se emplazará el sistema.

Comuna	Tucapel, VIII Región del Bío Bío, Chile
Latitud	37,2923 °S
Longitud	71,9512 °O
Elevación	342 (m.s.n.m. ³¹)

³¹ m.s.n.m. por sus siglas en español, metros sobre el nivel del mar, son una unidad de medida estándar del sistema métrico decimal para describir la elevación de un lugar del planeta Tierra respecto del nivel medio del mar.

Wikipedia.org, julio 2018, enlace web: https://es.wikipedia.org/wiki/Metros_sobre_el_nivel_del_mar

Figura 8: Mapas del sitio seleccionado.



4.1.2 Generación solar FV

Tabla 6: Características del sistema solar FV.

Configuración	Fijo inclinado
Montaje	Paralelo al techo
Inclinación	31°
Azimut³²	-1°
Coef. temperatura	-0,45% / °C
Eficiencia	96%
Pérdidas	14%

Tabla 7: Resultados de la generación eléctrica FV.

Capacidad instalada	5 kW
Total diario	20,0 kWh
Total anual	7,22 MWh
Factor de planta	16%

³² El Azimut es el ángulo que se mide desde el Norte a favor de las manecillas del reloj, con la excepción de la realización de observaciones astronómicas donde el azimut se refiere siempre desde el Sur. Su valor varía desde 0° a cuatro ángulos rectos, en los diferentes sistemas de graduación angular. Esto también permite ubicar el valor del azimut en cuatro cuadrantes definidos desde el Norte hacia la derecha.
 Slideshare.net, JEJG, Concepto de rumbo y azimut (topografía), año 2014, enlace web:
<https://es.slideshare.net/JEJG/concepto-de-rumbo-y-azimut>

Tabla 8: Ciclo anual de la generación FV.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
kWh	822,24	715,29	714,87	554,41	437,48	374,34

Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
kWh	383,54	451,17	584,29	657,39	739,31	786,68

a) Promedio de la generación total en cada mes.

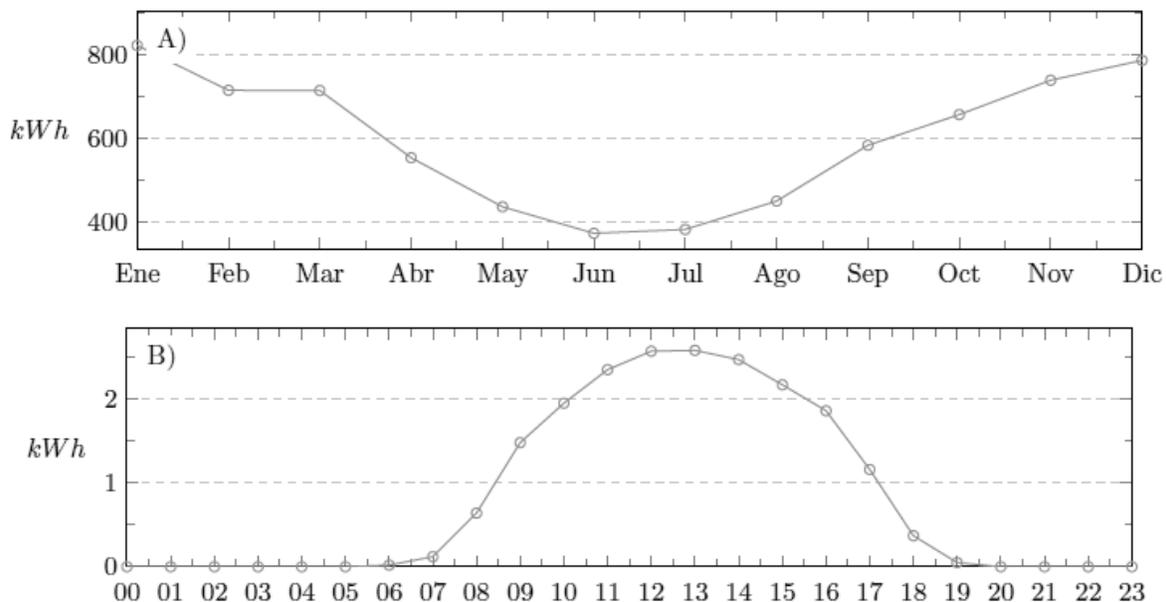
Tabla 9: Ciclo diario de la generación FV.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
kWh	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,02	0,12	0,64	1,48	1,95	2,35

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
kWh	2,57	2,58	2,47	1,86	1,16	0,37	0,05	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

b) Promedio de la generación para cada hora.

Figura 9: A) Ciclo anual de generación, B) Ciclo diario de generación.



4.1.3 Sombras topográficas

Se ha utilizado una base de datos de altura del terreno de 90 m. de resolución y se ha considerado la topografía dentro de un radio de 180 km. desde el sitio seleccionado para obtener las sombras proyectadas por los obstáculos topográficos en el entorno del lugar. Este análisis no considera el impacto de otro tipo de obstáculos como por ejemplo edificios, árboles, cables, etc.

Tabla 10: Frecuencia de sombras mensual.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
%	42,03	45,83	50,64	55,11	59,9	62,5

Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	62,5	55,89	52,18	48,06	41,67	41,19

a) Porcentaje de tiempo con sombras cada mes en horario diurno.

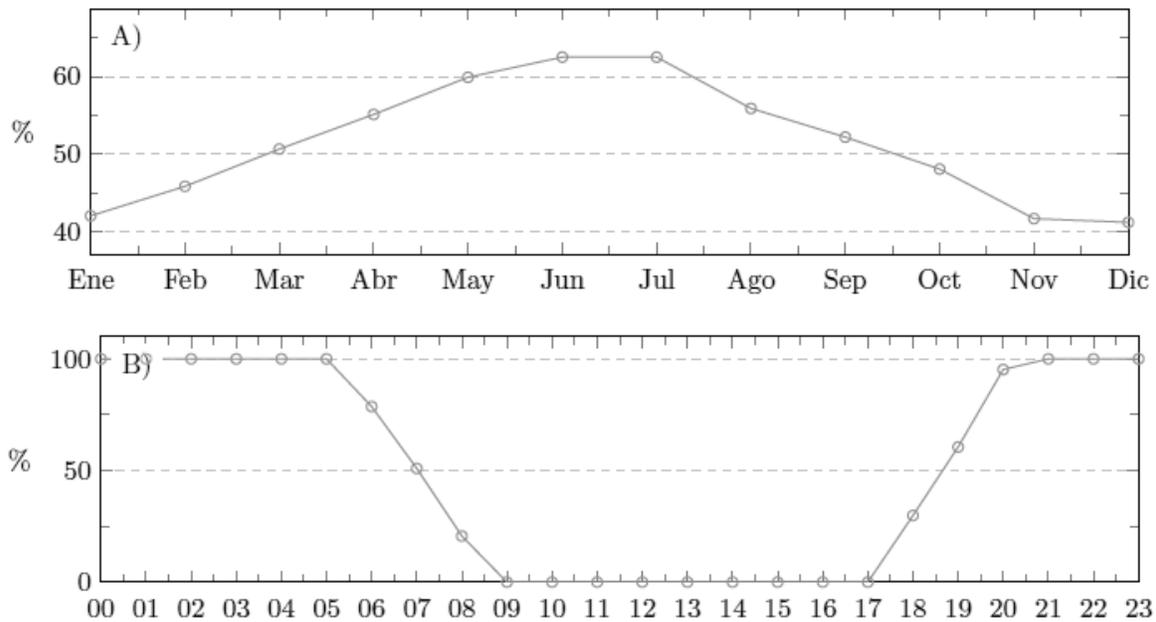
Tabla 11: Frecuencia de sombras para cada hora.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	100	100	100	100	100	100	78,65	50,95	20,64	0	0	0

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	0	0	0	0	0	0	29,85	60,52	95,22	100	100	100

b) Porcentaje del año con sombras en cada hora.

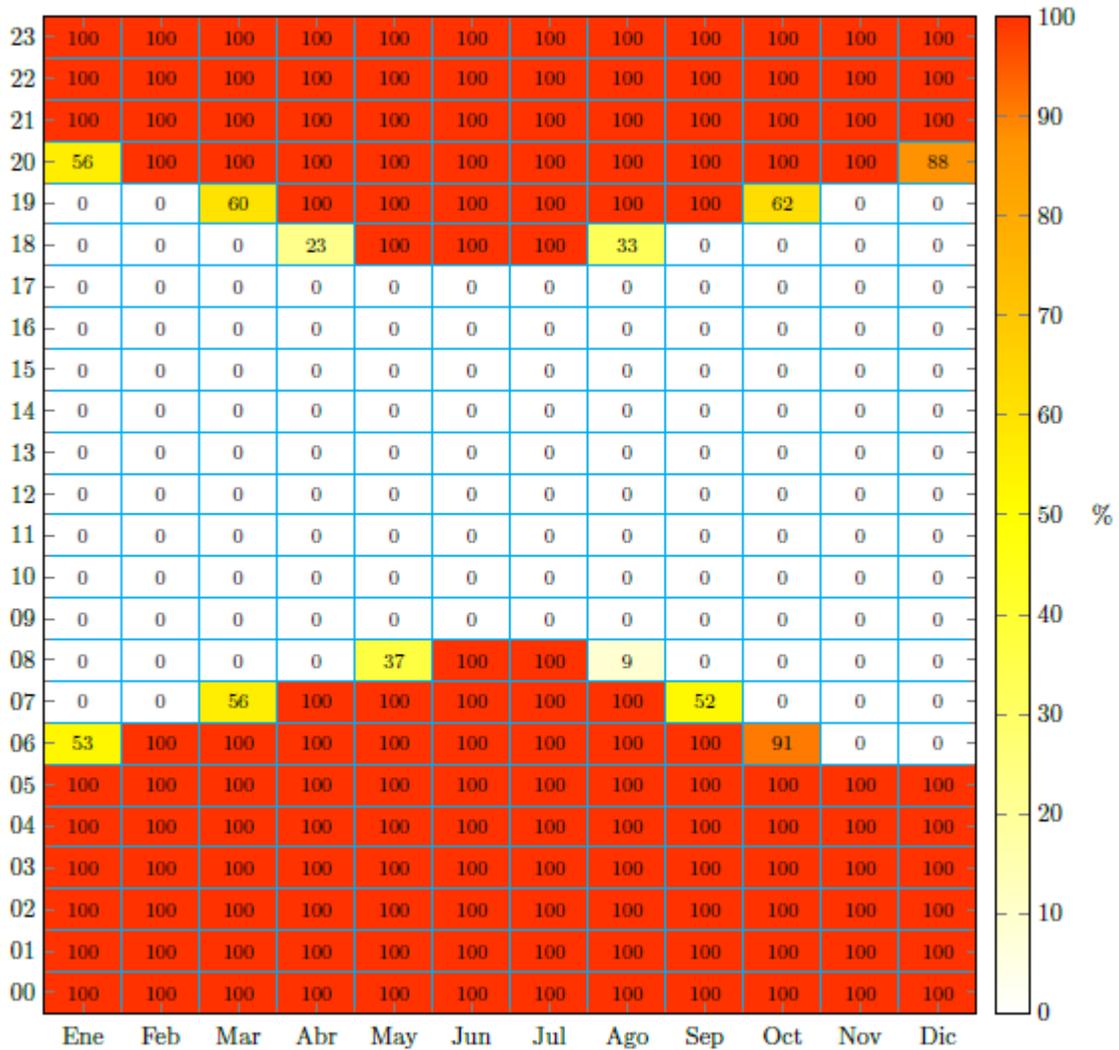
Figura 10: A) Ciclo anual de frecuencia de sombras, B) Ciclo diario de frecuencia de sombras de sombras.



Estos datos nos conducen a la siguiente tabla de sombras por hora y mes.



Figura 11: Porcentaje de la hora con sombras durante cada mes.



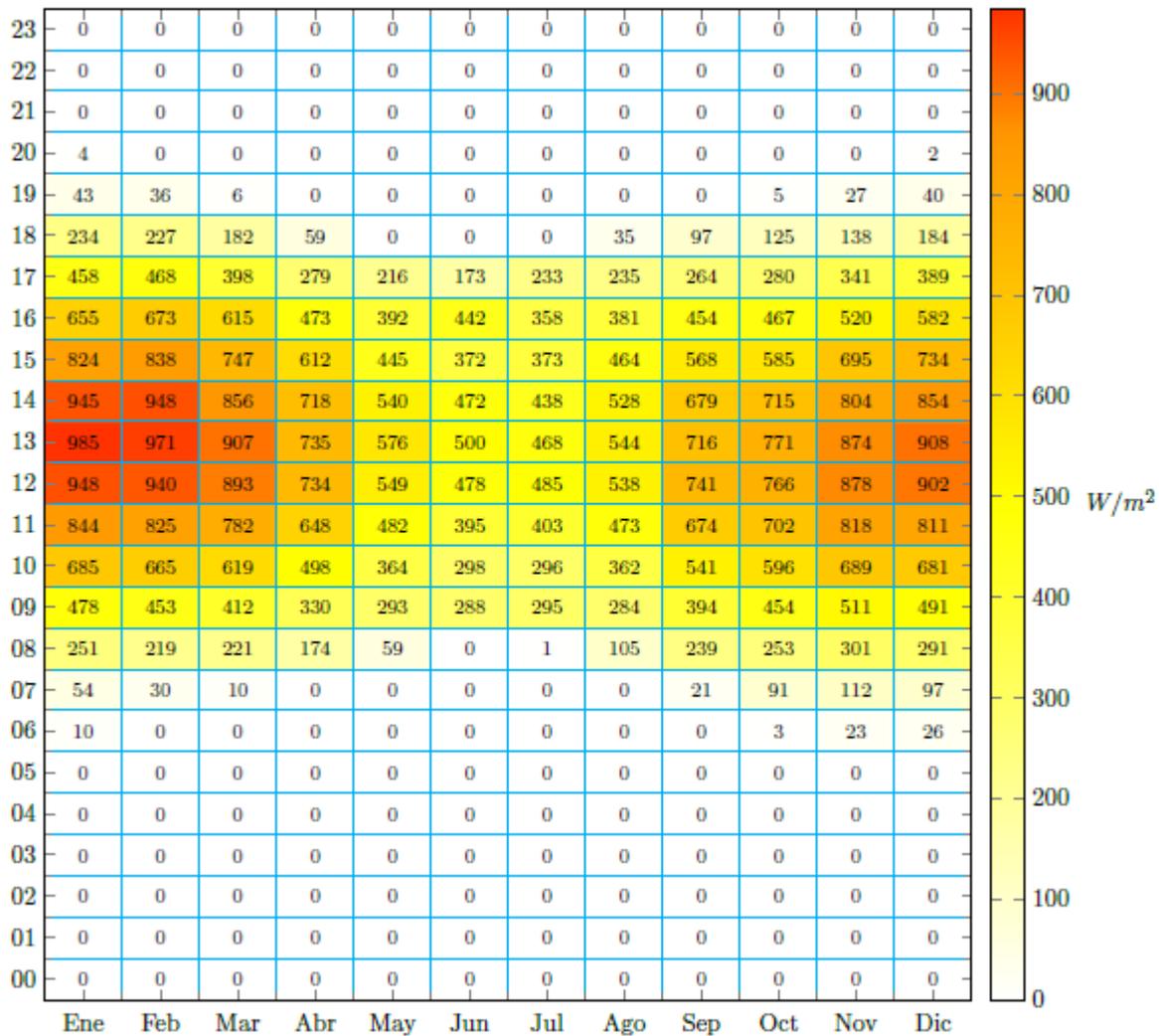
: Horas con sombras. : Horas con sombras intermedias.

: Horas con sombras semi-bajas. : Horas con sombras bajas.

: Horas sin sombras.

4.1.4 Ciclo diario-anual de radiación

El siguiente gráfico muestra el ciclo diario y el ciclo anual de la radiación solar incidente. El eje vertical indica la hora del día (UTC-4) y el eje horizontal indica el mes del año. La escala de colores indica el valor medio de la radiación instantánea incidente en el panel en W/m^2 (Watts por metro cuadrado) para cada hora y mes.



: Alta radiación. : Radiación semi-alta. : Radiación intermedia.

: Baja radiación. 0: Sin radiación.

Figura 12: Promedio de la radiación global incidente en un plano con inclinación igual a la latitud de Tucapel, para cada hora y mes.

4.1.5 Nubosidad

La nubosidad es la componente atmosférica que remueve mayor cantidad de radiación incidente. A partir de imágenes del satélite geostacionado GOES, se ha calculado la frecuencia de nubosidad para cada hora y mes. Debido a que para la mayor parte del país se utilizan las imágenes del canal visible en la detección de nubosidad, el dato solo está disponible para las horas diurnas.

Tabla 12: Frecuencia de la nubosidad diurna mensual.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
%	8,25	7,97	8,67	12,68	14,13	13,39

Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
%	16,04	18,8	15,88	18,74	15,89	12,48

a) Porcentaje del mes con nubosidad diurna.

Tabla 13: Frecuencia de la nubosidad para cada hora.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
%	0	0	0	0	0	0	0,23	8,71	12,25	22,45	36,32	36,76

Hora	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
%	37,23	39,1	37,98	37,69	27,07	20	10,84	0,02	0	0	0	0

b) Promedio de la hora con nubosidad. Los ceros corresponden a horas donde no hay datos de nubosidad.

Figura 13: A) Ciclo anual de frecuencia de nubosidad diurna, B) Ciclo diario de frecuencia de nubosidad.

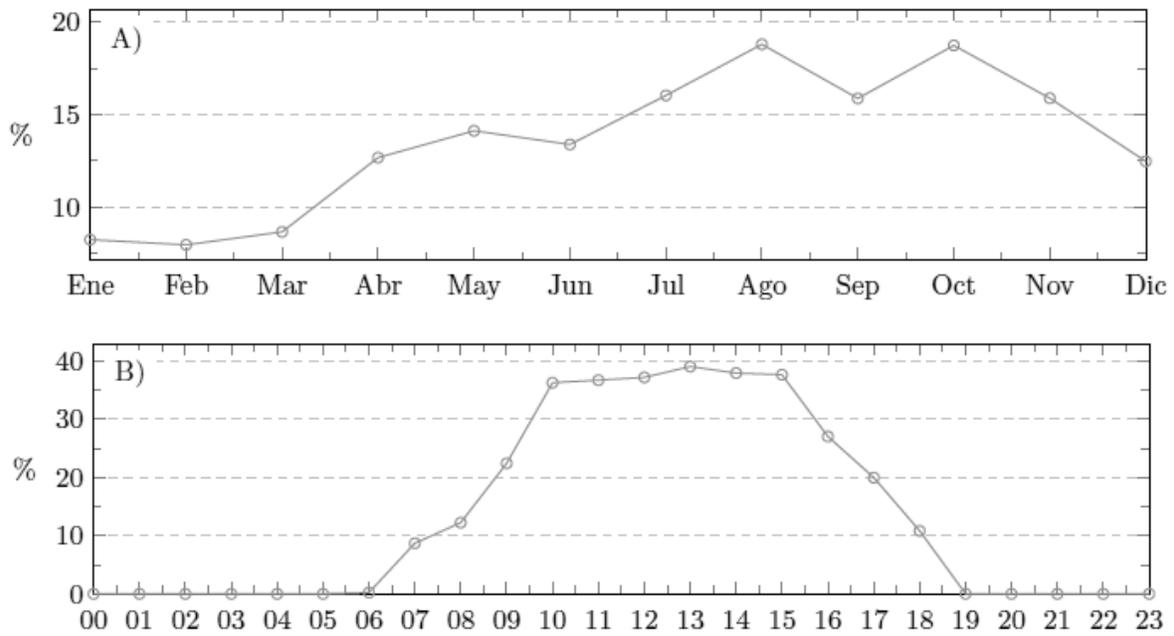
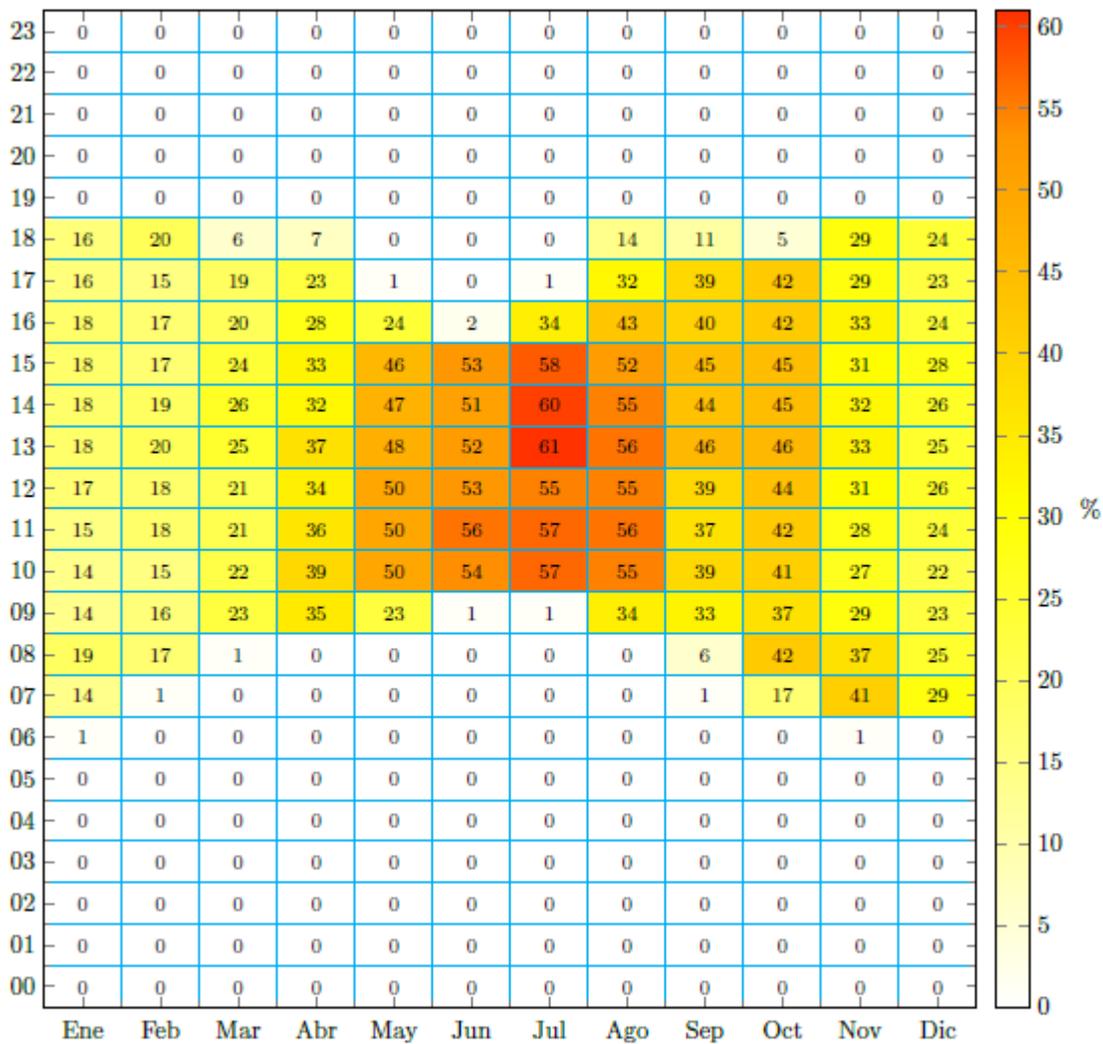


Figura 14: Porcentaje de tiempo con nubes para cada hora y mes.



■: Alta nubosidad. ■: Nubosidad semi-alta. ■: Nubosidad intermedia.

■: Baja nubosidad. 0: Sin nubosidad.

4.1.6 Temperatura

La temperatura ambiental afecta la eficiencia de las celdas fotovoltaicas. Las estimaciones de temperatura que se muestran aquí, están basadas en los resultados del Explorador Eólico, los cuales se basan en las simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF³³ a 1 km. de resolución (tomando como referencia el año 2010 para la estimación).

Tabla 14: Temperatura media mensual.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
°C ³⁴	16,98	17,26	15,82	13,53	10,73	10,03

Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
°C	8,67	8,84	10,24	11,45	13,62	15,14

a) Temperatura promedio mensual.

³³ El modelo Weather Research and Forecasting (WRF) es un sistema de cálculo numérico para simulación atmosférica (NWP) diseñado para satisfacer las necesidades tanto de investigación como de predicción atmosféricas.

Wikipedia.org, junio de 2018, enlace web: https://es.wikipedia.org/wiki/Modelo_WRF

³⁴ Grados Celsius, cuyo símbolo es °C.

Tabla 15: Temperatura media para cada hora.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09
°C	10,65	10,17	9,64	9,21	8,73	8,23	7,95	8,29	9,07	10,7

Hora	10	11	12	13	14	15	16	17
°C	12,54	14,51	16,02	17,16	18,13	18,19	17,84	17,21

Hora	18	19	20	21	22	23
°C	16,06	14,73	13,53	12,53	11,74	11,19

b) Temperatura promedio para cada hora.

Figura 15: A) Ciclo diario de la temperatura media, B) Ciclo anual de la temperatura media.

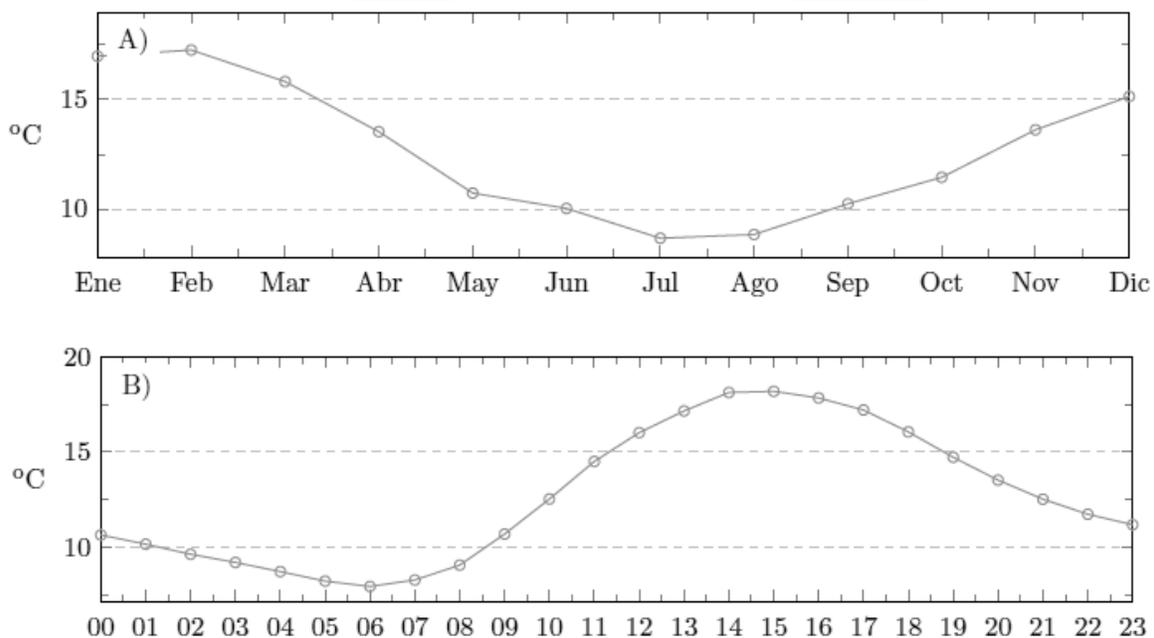
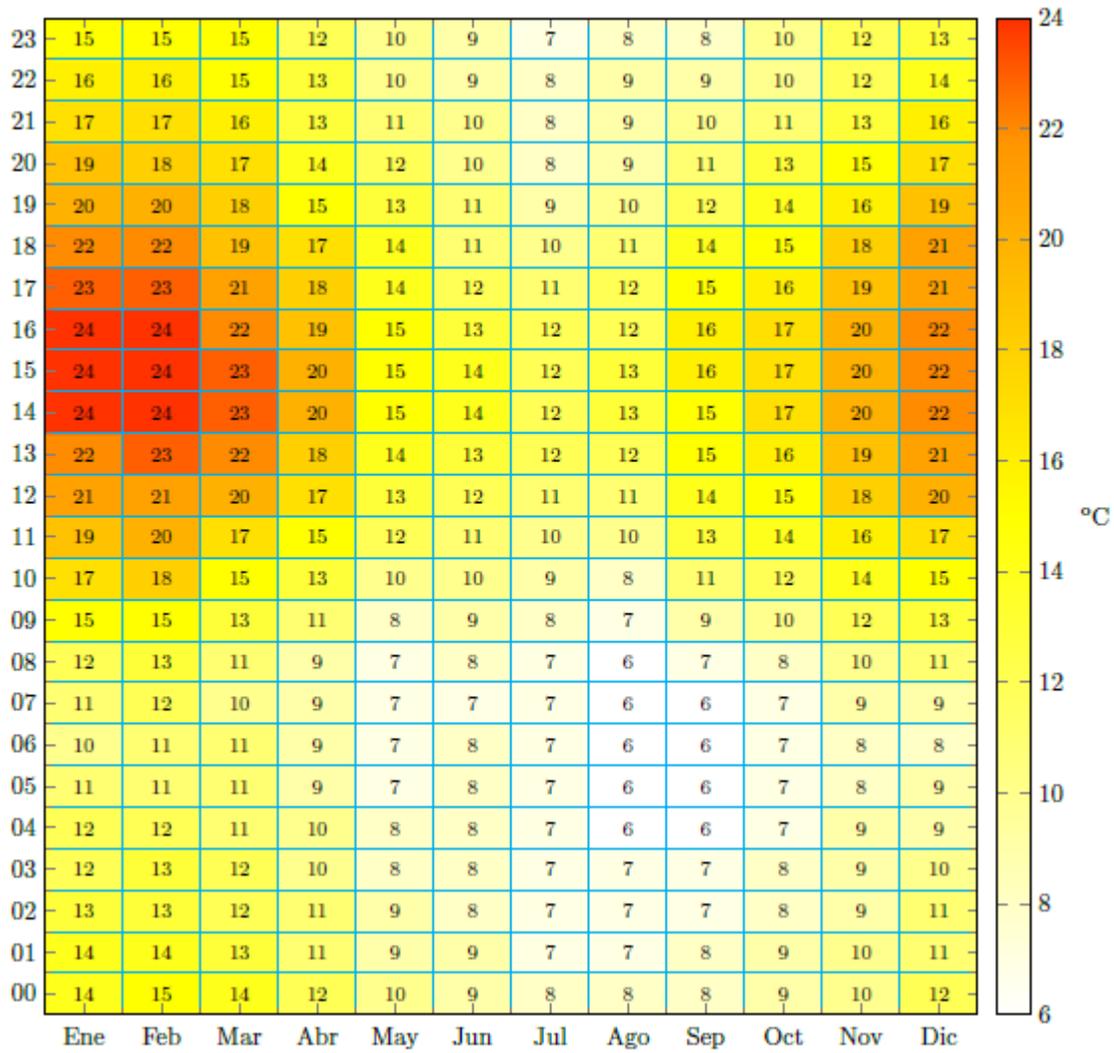


Figura 16: Promedio de la temperatura para cada mes y hora.



- : Temperatura alta.
- : Temperatura semi-alta.
- : Temperatura media.
- : Temperatura media-baja.
- : Temperatura baja.

4.1.7 Viento

La velocidad del viento interviene en el enfriamiento de las celdas fotovoltaicas, y por lo tanto en su eficiencia, además puede afectar la integridad del montaje de los paneles. Las estimaciones de viento aquí presentadas corresponden a los resultados del Explorador Eólico para una altura de 5.5 metros, calculados con el modelo WRF a 1 km. de resolución (tomando como referencia el año 2010 para la estimación).

Tabla 16: Velocidad del viento a 5,5 m. mensual.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
m/s ³⁵	2,82	2,78	2,68	2,73	2,92	4,01

Mes	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
m/s	4,16	4,21	2,7	2,41	2,86	2,62

a) Promedio mensual de la magnitud del viento.

Tabla 17: Velocidad del viento a 5,5 m. para cada hora.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09
m/s	3,07	3,11	3,18	3,11	3,07	3,07	2,97	3,03	3,13	3,06

Hora	10	11	12	13	14	15	16	17
m/s	3,05	3,11	3,23	3,31	3,38	3,36	3,32	3,26

³⁵ El metro por segundo cuyo símbolo es m/s es una unidad derivada del Sistema Internacional de Unidades tanto para rapidez (escalar) como para el módulo de la velocidad (vectorial). Se define por la distancia (en metros) dividida por el tiempo (en segundos).

Wikipedia.org, julio de 2018, enlace web: https://es.wikipedia.org/wiki/Metro_por_segundo

Hora	18	19	20	21	22	23
m/s	2,86	2,84	2,9	2,85	2,83	2,82

b) Promedio de la magnitud del viento para cada hora.

Figura 17: A) Ciclo diario de la magnitud del viento, B) Ciclo anual de la magnitud del viento.

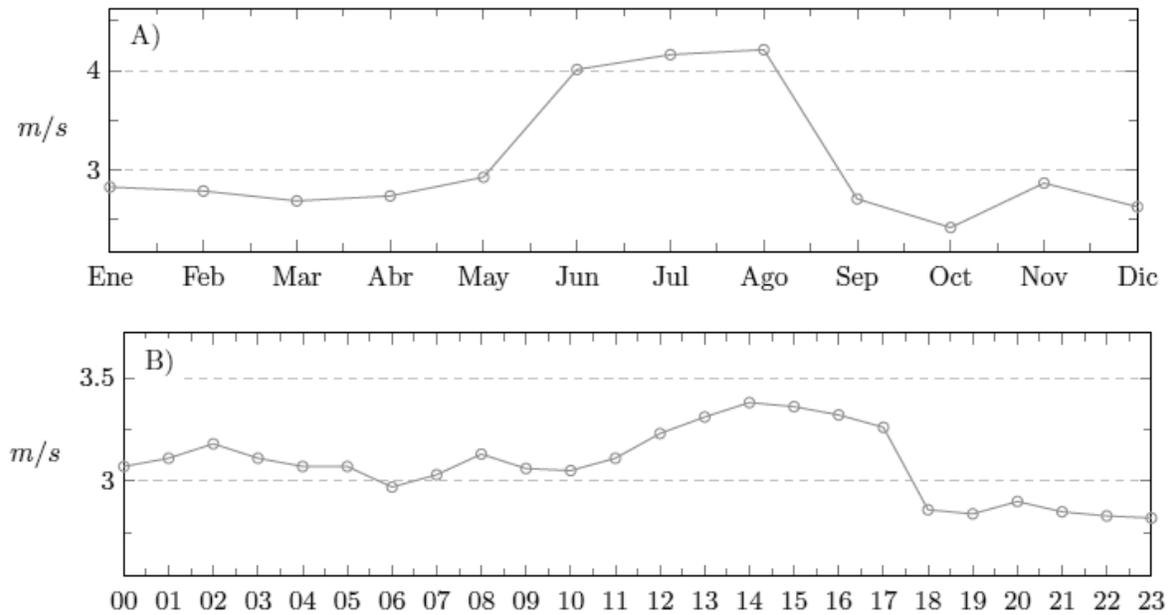
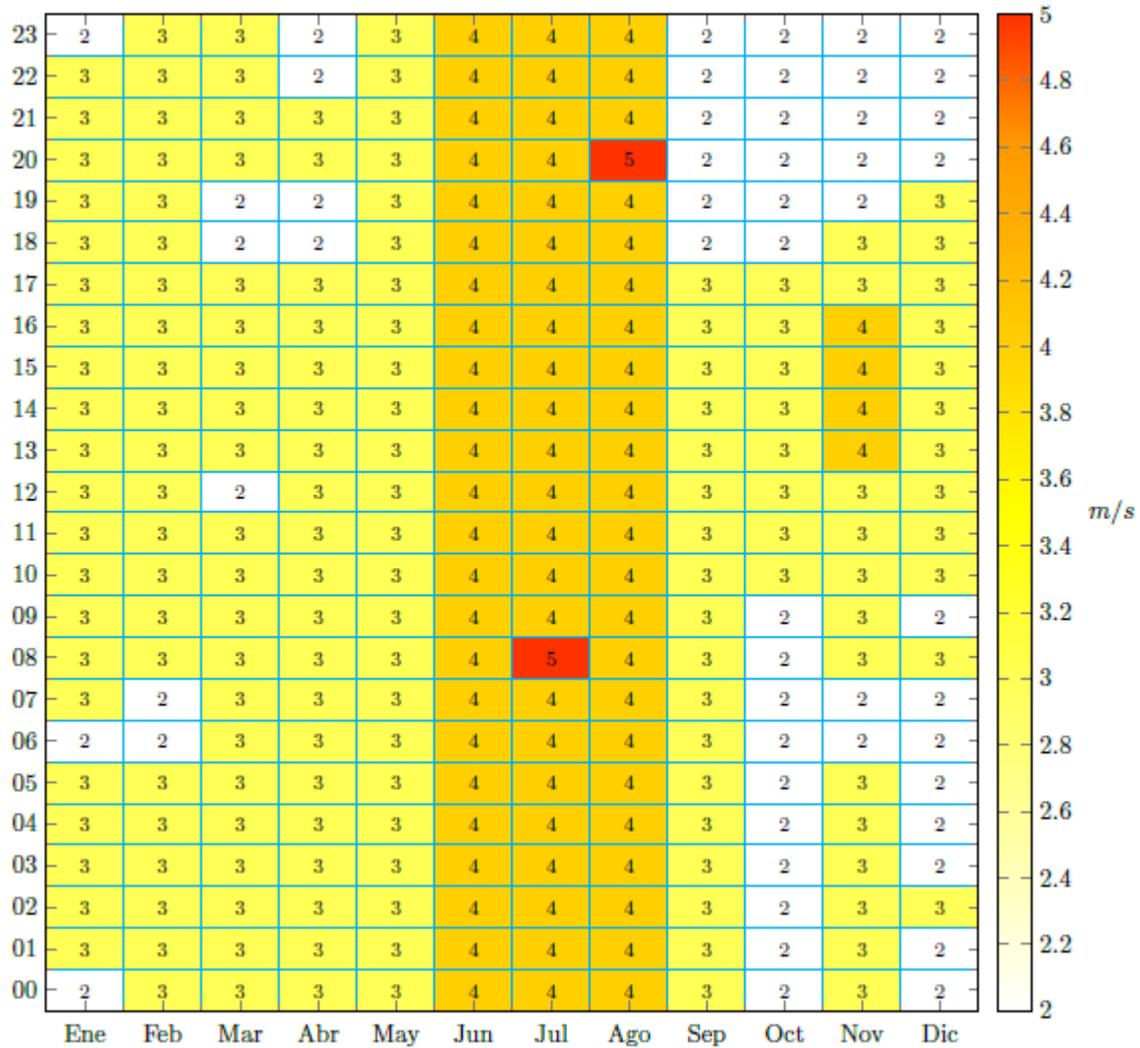


Figura 18: Promedio de la magnitud del viento para cada mes y hora, en metros por segundo (m/s).



: Velocidad de viento alta. : Velocidad de viento semi-alta.

: Velocidad de viento intermedia. : Velocidad de viento baja.

Con la información obtenida por medio del “Explorador Solar” para el estudio técnico del área de influencia del proyecto, fue posible estimar que la cantidad de radiación solar que generaría el sistema solar FV y considerando demás factores meteorológicos y topográficos, es de 7.221 kWh al año. Esto que permite conocer la producción que tendría el sistema si se instalara. Con esto podremos realizar la evaluación económica por medio de un flujo de caja para el proyecto, que viene a continuación.



Capítulo 5°: Evaluación de proyecto del sistema solar FV

5.1 Evaluación económica del sistema solar FV

5.1.1 Antecedentes de la empresa

Se realizará una evaluación de proyecto del sistema solar FV en una empresa agrícola, a la cual llamaremos “*Frutos Don Pancho*” -para proteger el nombre real de la empresa en cuestión-. Este es un empresario individual que se dedica a la producción de berries en la comuna de Tucapel, VIII Región del Bío Bío, Chile. La producción de estos frutos se desarrolla en 3 hectáreas.

5.1.2 Inventario de equipos eléctricos

Para ello fuimos a Tucapel que se encuentra a 50 kilómetros de la ciudad de Los Ángeles, en donde conocimos el lugar de emplazamiento. Conocimos el inventario de artefactos eléctricos que se utilizan en el proceso productivo de los frutos y almacenamiento de los frutos antes mencionados.

El inventario se detallará a continuación con sus respectivas características:

- 2 electrobombas de pozo profundo marca Grundfos.

Tabla 18: Características de una electrobomba.

Caudal máximo	4,5 m ³ /h (4.500 litros/hora)
Potencia nominal	1000 Watts
Modelo	MQ 3-45
Uso	Doméstico/Agrícola
Voltaje	220 V
Altura elevación máxima	30 M.C.A
Profundidad	57 cm
Alimentación	Red eléctrica domiciliaria
Altura máxima	22,9 metros
Potencia	1,3 HP

Fuente: SODIMAC S.A.³⁶

- 1 congelador industrial de 522 litros (horizontal).

Tabla 19: Características del congelador.

Modelo	BD522
Marca	Maigas
Control de temperatura	Manual
Consumo	2,165 kW/ 24 hrs.
Descongelamiento	Manual
T° Máx. congelamiento	-18 a 10 °C
Alto	85 cm
Ancho	154 cm
Profundidad	78 cm
Cantidad de puertas	2
Compartimiento para hielo	Sí
Capacidad total	522 litros
Refrigerante	R600A/R134A
Origen	Importado a pedido por SODIMAC S.A.
Peso	70 kg

Fuente: SODIMAC S.A.³⁷

³⁶ Sodimac.cl, Gasfitería y Electricidad, junio de 2018, enlace web: <http://www.sodimac.cl/sodimac-cl/product/2282925/Electrobomba-1,3-HP/2282925>

³⁷ Sodimac.cl, Línea Blanca y Tecnología, junio de 2018, enlace web: <http://www.sodimac.cl/sodimac-cl/product/340806X/Congelador-industrial-dual-horizontal-522-litros-blanco/340806X>

5.1.3 Consumo de energía eléctrica mensual

Tabla 20: A continuación se presentará el consumo real mensual de energía eléctrica correspondiente al año 2017 como referencia para la evaluación:

Mes	kWh consumidos
Enero 2017	268 kWh
Febrero 2017	290 kWh
Marzo 2017	314 kWh
Abril 2017	304 kWh
Mayo 2017	268 kWh
Junio 2017	259 kWh
Julio 2017	286 kWh
Agosto 2017	257 kWh
Septiembre 2017	259 kWh
Octubre 2017	353 kWh
Noviembre 2017	288 kWh
Diciembre 2017	303 kWh
Total consumo anual	3.449 kWh

Fuente: Boleta de consumo de energía eléctrica FRONTEL S.A.



5.1.4 Resumen técnico del sistema solar FV

- Sistema FV de 5 kWp.
- Sistema On Grid³⁸.
- 20 paneles fotovoltaicos de 250 W marca Starkee³⁹.
- 1 inversor de 5 kW onda pura fuerte de 24v marca Starkee.
- Arreglo panel inclinado.
- Estructura de soporte paralelo al techo.
- Superficie 50 m².
- Sistema genera aproximadamente 7.221 kWh de energía eléctrica al año.



³⁸ On Grid del inglés, Conectado a la Red (eléctrica).

³⁹ Starkee, año 2018, página web: <https://www.starkee.cl/>
Starkee es un proveedor autorizado por la Superintendencia.

5.1.5 Presupuesto del sistema solar FV

Tabla 21: Presupuesto de la inversión en el sistema solar FV (sin IVA).

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario neto (\$)	Total neto (\$)
1	Paneles FV	UN	20	\$ 135.000	\$ 2.700.000
2	Estructura de montaje inversor	GL	1	\$ 53.490	\$ 53.490
3	Inversor	UN	1	\$ 780.000	\$ 780.000
4	Materiales eléctricos CC	GL	2	\$ 18.990	\$ 37.980
5	Materiales eléctricos CA	GL	1	\$ 3.108	\$ 3.108
6	Costo de procedimiento de conexión (FRONTEL S.A.)	GL	1	\$ 42.919	\$ 42.919
7	Sistema de monitoreo	GL	1	\$ 61.880	\$ 61.880
8	Diseño, instalación y comisionamiento	GL	1	\$ 1.606.500	\$ 1.606.500
Total inversión inicial					\$ 5.285.877

Fuente: Starkee.cl y elaboración propia.

Nota:

- CC es corriente continua⁴⁰ y CA es corriente alterna⁴¹.
- UN es unidad y GL es general (conjunto de costos).

⁴⁰ La corriente continua (CC) es la corriente eléctrica que fluye de forma constante en una dirección, como la que fluye en una linterna o en cualquier otro aparato con baterías.

Glosario, ABC, Corriente alterna y corriente continua, junio de 2018, enlace web: <https://www.greenfacts.org/es/glosario/abc/corriente-alterna.htm>

⁴¹ La corriente alterna (CA) es un tipo de corriente eléctrica, en la que la dirección del flujo de electrones va y viene a intervalos regulares o en ciclos. La corriente que fluye por las líneas eléctricas y la electricidad disponible normalmente en las casas procedente de los enchufes de la pared.

Glosario, ABC, Corriente alterna y corriente continua, junio de 2018, enlace web: <https://www.greenfacts.org/es/glosario/abc/corriente-alterna.htm>

5.1.6 Tarifa de energía eléctrica

Tabla 22: Precio por kWh de referencia a mayo de 2018 (sin IVA).

Precio unitario neto (\$)	
Precio de kWh consumido BT 1	\$ 129,93
Precio de venta kW inyección BT 1	\$ 66,44

Fuente: FRONTEL S.A⁴².

Nota: Estas tarifas corresponden a BT 1, medición de energía cuya potencia conectada es inferior a 10 kW o la demanda es limitada a 10 kW (residencial).

La tarifa por autoconsumo de energía será la misma que la empresa distribuidora cobra por el consumo de energía. En cambio establece una tarifa distinta por la venta de las inyecciones de excedentes a la red de distribución.

5.1.7 Generación de energía solar FV anual

Tabla 23: Generación de energía solar FV al año.

Ítem	kWh	Precio unitario neto (\$)	Total neto (\$)
kWh producidos promedio	7.221	-	-
kWh autoconsumidos	3.449	\$ 129,93	\$ 448.129
kWh inyectados a la red	3.772	\$ 66,44	\$ 250.619

Fuente: Explorador Solar y FRONTEL S.A.

⁴² Grupo Saesa, Frontel, Tarifas vigentes, Tarifas de Suministros Eléctricos, mayo 2018, página web: <http://www.gruposaes.cl/frontel/tarifas-vigentes/>

Nota: Los kWh producidos promedio anual no se valoran; solo se valorarán los kWh correspondientes al autoconsumo e inyección de acuerdo a las tarifas antes descritas.

La cantidad de kWh inyectados a la red de distribución se obtienen de la diferencia entre la producción de energía eléctrica y autoconsumo de la misma.

5.1.8 Distribución del ahorro por autoconsumo

Tabla 24: Distribución del ahorro por autoconsumo de energía eléctrica.

Ítem	kWh	Horas anuales	kWh al año	% distribución
Riego	2,00	1.100	2.200	64%
Refrigeración	0,09	7.680	693	20%
Consumo hogar	0,06	8.760	556	16%
Total			3.449	100%

Fuente: Elaboración propia.

Estimación de la distribución en función del consumo nominal en kWh de los equipos eléctricos del agricultor más el consumo en el hogar de este.

5.1.9 Depreciación del sistema solar FV

Tabla 25: Depreciación lineal anual de los equipos del sistema solar FV.

Equipo	Costo de adquisición	Vida útil (años)	Depreciación lineal anual
Paneles FV	\$ 2.700.000	20	\$ 135.000
Inversor	\$ 780.000	10	\$ 78.000
Total			\$ 213.000

Fuente: Elaboración propia.

Nota: La depreciación lineal o en línea recta supone una depreciación constante, una alícuota periódica de depreciación invariable en función de la vida útil del activo objeto de depreciación. En este método de depreciación se supone que el activo sufre un desgaste constante con el paso del tiempo, lo que no siempre se ajusta a la realidad, toda vez que hay activos que en la medida en que se utilizan, el nivel de desgaste se incrementa, es creciente.⁴³

5.1.10 Flujo de caja marginal puro a 20 años⁴⁴



⁴³ Gerencie.com, Impuestos, Depreciación de activos, abril de 2018, enlace web: <https://www.gerencie.com/depreciacion-en-linea-recta.html>

⁴⁴ Los flujos de caja marginales representan los flujos de caja adicionales (salidas o entradas) que se espera resulten de un desembolso presupuesto de capital. Por otra parte, los flujos de caja puro son aquellos sin financiamiento, en donde se asume que la inversión inicial que se requiere para el desarrollo del proyecto proviene de fuentes de financiamiento internas o propias.

Tabla 26: Flujo de caja proyectado a 20 años para empresa "Frutos Don Pancho".

(En pesos chilenos)	año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5
Ingresos marginales						
Ahorro por riego 64%	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863
Ahorro por refrigeración 20%	90.021	90.021	90.021	90.021	90.021	90.021
Ahorro consumo hogar 16%	72.245	72.245	72.245	72.245	72.245	72.245
Ingreso por inyección de energía	250.619	250.619	250.619	250.619	250.619	250.619
Sub-total ingresos marginales	\$ 698.748					
Egresos marginales						
Mantenimiento paneles FV	69.500	69.500	69.500	69.500	69.500	69.500
Depreciación equipos	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000
Sub-total egresos marginales	\$ 282.500					
Flujo neto antes de impuesto	\$ 416.248					
Impuesto a la Renta	0	0	0	0	0	0
Flujo neto después de impuesto	\$ 416.248					
Ajustes						
Depreciación equipos	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000
Recuperación capital de trabajo						
Valor residual						
Inversión						
Vida útil (años)	20					
Inversión total	-5.285.877					
Reinversión inversor	-361.291					
Capital de trabajo	-300.000					
	0	1	2	3	4	5
Flujo neto de caja	\$ -5.947.168	\$ 629.248				
Flujo neto de caja descontado	\$ -5.947.168	\$ 582.637	\$ 539.479	\$ 499.517	\$ 462.516	\$ 428.255
Flujo descontado acumulado	\$ -5.947.168	\$ -5.364.531	\$ -4.825.053	\$ -4.325.535	\$ -3.863.019	\$ -3.434.764

(En pesos chilenos)

	<u>año 6</u>	<u>año 7</u>	<u>año 8</u>	<u>año 9</u>	<u>año 10</u>	<u>año 11</u>
Ingresos marginales						
Ahorro por riego 64%	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863
Ahorro por refrigeración 20%	90.021	90.021	90.021	90.021	90.021	90.021
Ahorro consumo hogar 16%	72.245	72.245	72.245	72.245	72.245	72.245
Ingreso por inyección de energía	250.619	250.619	250.619	250.619	250.619	250.619
Sub-total ingresos marginales	\$ 698.748					
Egresos marginales						
Mantenimiento paneles FV	69.500	69.500	69.500	69.500	69.500	69.500
Depreciación equipos	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000
Sub-total egresos marginales	\$ 282.500					
Flujo neto antes de impuesto	\$ 416.248					
Impuesto a la Renta	0	0	0	0	0	0
Flujo neto después de impuesto	\$ 416.248					
Ajustes						
Depreciación equipos	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000
Recuperación capital de trabajo						
Valor residual					0	
Inversión						
Vida útil (años)						
Inversión total						
Reinversión inversor						
Capital de trabajo						
	<u>6</u>	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>9</u>	<u>10</u>	<u>11</u>
Flujo neto de caja	\$ 629.248					
Flujo neto de caja descontado	\$ 396.533	\$ 367.160	\$ 339.963	\$ 314.781	\$ 291.463	\$ 269.874
Flujo descontado acumulado	\$ -3.038.231	\$ -2.671.071	\$ -2.331.108	\$ -2.016.327	\$ -1.724.864	\$ -1.454.990

(En pesos chilenos)	año 12	año 13	año 14	año 15	año 16	año 17
Ingresos marginales						
Ahorro por riego 64%	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863
Ahorro por refrigeración 20%	90.021	90.021	90.021	90.021	90.021	90.021
Ahorro consumo hogar 16%	72.245	72.245	72.245	72.245	72.245	72.245
Ingreso por inyección de energía	250.619	250.619	250.619	250.619	250.619	250.619
Sub-total ingresos marginales	\$ 698.748	\$ 698.748	\$ 698.748	\$ 698.748	\$ 698.748	\$ 698.748
Egresos marginales						
Mantenimiento paneles FV	69.500	69.500	69.500	69.500	69.500	69.500
Depreciación equipos	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000
Sub-total egresos marginales	\$ 282.500	\$ 282.500	\$ 282.500	\$ 282.500	\$ 282.500	\$ 282.500
Flujo neto antes de impuesto	\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248
Impuesto a la Renta	0	0	0	0	0	0
Flujo neto después de impuesto	\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248
Ajustes						
Depreciación equipos	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000	213.000
Recuperación capital de trabajo						
Valor residual						
Inversión						
Vida útil (años)						
Inversión total						
Reinversión inversor						
Capital de trabajo						
	12	13	14	15	16	17
Flujo neto de caja	\$ 629.248	\$ 629.248	\$ 629.248	\$ 629.248	\$ 629.248	\$ 629.248
Flujo neto de caja descontado	\$ 249.883	\$ 231.373	\$ 214.234	\$ 198.365	\$ 183.671	\$ 170.066
Flujo descontado acumulado	\$ -1.205.107	\$ -973.734	\$ -759.500	\$ -561.135	\$ -377.463	\$ -207.397

(En pesos chilenos)

		<u>año 18</u>	<u>año 19</u>	<u>año 20</u>
Ingresos marginales				
Ahorro por riego	64%	\$ 285.863	\$ 285.863	\$ 285.863
Ahorro por refrigeración	20%	90.021	90.021	90.021
Ahorro consumo hogar	16%	72.245	72.245	72.245
Ingreso por inyección de energía		250.619	250.619	250.619
Sub-total ingresos marginales		\$ 698.748	\$ 698.748	\$ 698.748
Egresos marginales				
Mantenimiento paneles FV		69.500	69.500	69.500
Depreciación equipos		213.000	213.000	213.000
Sub-total egresos marginales		\$ 282.500	\$ 282.500	\$ 282.500
Flujo neto antes de impuesto		\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248
Impuesto a la Renta		0	0	0
Flujo neto después de impuesto		\$ 416.248	\$ 416.248	\$ 416.248
Ajustes				
Depreciación equipos		213.000	213.000	213.000
Recuperación capital de trabajo				300.000
Valor residual				0
Inversión				
Vida útil (años)				
Inversión total				
Reinversión inversor				
Capital de trabajo				
		<u>18</u>	<u>19</u>	<u>20</u>
Flujo neto de caja		\$ 629.248	\$ 629.248	\$ 929.248
Flujo neto de caja descontado		\$ 157.469	\$ 145.804	\$ 199.368
Flujo descontado acumulado		\$ -49.929	\$ 95.876	\$ 295.244

Fuente: Elaboración propia.

Este Flujo de caja está proyectado a 20 años con información conocida en el presente considerando operaciones y transacciones habituales que correspondan a ingresos o desembolsos de dinero.

Según el Artículo 149 quinquies que agrega la ley N° 20.571 a la LGSE, los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por la venta de excedentes por parte de los clientes finales de las distribuidoras de electricidad no constituirán renta para todos los efectos legales y por sus disposiciones no se encontrarán afectas a Impuestos al Valor Agregado (IVA). Y podrá acogerse a lo dispuesto anteriormente considerando que es un empresario individual, contribuyente acogido a la tributación según el Artículo 14 ter de la Ley sobre Impuesto a la Renta (LIR), contenidas en el Artículo 1° del decreto ley N° 824, de 1974.



5.1.11 Indicadores de rentabilidad

Tabla 27: Indicadores de rentabilidad TIR y VAN para la evaluación del proyecto.

TIR	8,65%
VAN	\$ 295.244

Tasa de costo de capital 8,00%

Fuente: Elaboración propia.

La TIR que arrojó el flujo es de un 8,65%, por que lograría devolver la inversión invertida más una ganancia adicional. El proyecto sería rentable, ya que la tasa de rendimiento interno que obtuvimos es superior a la tasa de costo de capital del 8%. Aunque hay que considerar que el margen de utilidad está cerca al punto de equilibrio.

El VAN calculado es de \$295.244 mayor que \$0 y por tanto, el valor actualizado de los flujos de cobros y pagos futuros de la inversión a la tasa de costo de capital elegida generaría beneficios.

La tasa de costo de capital expresa el costo del dinero. En este caso usamos el costo de oportunidad del inversionista, el que además es un supuesto debido a la falta de información contable.

Tabla 28: Indicadores de rentabilidad TIR y VAN para la evaluación del proyecto, utilizando una tasa de costo de capital equivalente a una tasa de crédito por ERNC de Banco Estado.

TIR	8,75%
VAN	\$ -262.264

Tasa de costo de capital 9,38%

La TIR que calculamos fue del 8,75%, mientras que el VAN fue de \$- 262.264, menor que \$0 y por tanto, el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión a la tasa de crédito por ERNC de Banco Estado no generaría beneficios.

Tabla 29: Indicadores de rentabilidad TIR y VAN para la evaluación del proyecto, utilizando una tasa de costo de capital equivalente a una tasa de crédito obtenido en Banco Estado.

TIR	9,14%
VAN	\$ -2.283.105

Tasa de costo de capital 17,54%

Fuente: Elaboración propia.

La TIR que calculamos fue del 9,14%, mientras que el VAN fue de \$- 2.283.105, menor que \$0 y por tanto, el valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión a la tasa de crédito de Banco Estado no generaría beneficios.

Payback

Tabla 30: Periodo de recuperación de la inversión descontado (actualizado a fecha focal 0).

Periodo anterior al cambio de signo	18
Valor absoluto del flujo acumulado descontado	49.929
Flujo neto de caja descontado en el siguiente periodo	145.804
Periodo de payback (años)	18,3

Fuente: Elaboración propia.

Este indicador nos muestra que el periodo de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de esta inversión es de 18 años y 3 meses aproximadamente.

5.1.12 Análisis de sensibilidades

El análisis de sensibilidades se realizó mediante el software Microsoft Excel con su herramienta Buscar Objetivo. Para esto establecimos valores cambiantes, los cuales fueron reemplazados por valores que calculamos con la herramienta, que

hizo que el VAN llegase a \$0 y que la TIR pasara a tomar el valor de la tasa de costo de capital, obteniendo así el punto de equilibrio de este proyecto, con lo cual el empresario no obtendría pérdidas ni ganancias.

Tabla 31: Análisis de sensibilidad según el precio de venta por kWh vendido.

Ítem	Valores actuales	Punto de equilibrio
Valor cambiante:		
Precio venta por kWh inyectado a la red	\$ 66,44	\$ 58,47
Indicadores resultantes:		
TIR	8,65%	8,00%
VAN	\$295.244	0

Fuente: Elaboración propia

Se calculó el precio de venta de equilibrio de \$58,47 aproximadamente, que es el mínimo teórico que tolera el proyecto. Este hace que el VAN sea igual a \$0 y que la TIR tome el valor de la tasa de costo de capital, que además nos entrega la definición de la TIR.

Tabla 32: Análisis de sensibilidad según el valor de la inversión del proyecto.

Ítem	Valores actuales	Punto de equilibrio
Valor cambiante:		
Inversión total	\$ 5.285.877	\$ 5.581.121
Indicadores resultantes:		
TIR	8,65%	8,00%
VAN	\$295.244	0

Fuente: Elaboración propia.

Se calculó el valor de la inversión total en el punto de equilibrio, devolviendo un valor de \$5.581.121, que hace que el VAN sea igual \$0 y que la TIR tome el valor de la tasa de costo de capital. Es la inversión máxima que tolera el proyecto.

Tabla 33: Análisis de sensibilidad según la cantidad de kWh producidos al cabo de un año.

Ítem	Valores actuales	Punto de equilibrio
Valor cambiante:		
kWh producidos al año	7.221	6.768
Indicadores resultantes:		
TIR	8,65%	8,00%
VAN	\$295.244	0

Fuente: Elaboración propia.

Se calculó la cantidad de kWh producidos anualmente en el punto de equilibrio, obteniendo la cantidad de 6.768 kWh al año, que hace que el proyecto no genere ganancias ni pérdidas, es decir, sería el mínimo de horas que soporta el proyecto. Por lo que para agregar valor al propietario del proyecto debería producir una cantidad mayor que esa.

5.1.13 Análisis de escenarios

El análisis de escenarios se realizó con parámetros hipotéticos. Mediante el software Microsoft Excel, con la herramienta Administrador de Escenarios, por el cual establecimos escenarios optimista y pesimista.

Tabla 34: Escenarios optimista y pesimista según los indicadores de rentabilidad TIR, VAN e IVAN.

Resumen de escenarios	Valores actuales	Optimista	Pesimista
Valores cambiantes:			
Precio de venta por kWh	\$ 66,44	\$ 129,93	\$ 42,48
Inversión total	\$ 5.285.877	\$ 5.040.422	\$ 5.555.877
kWh producidos al año	7.221	7.871	6.427
Indicadores resultantes:			
TIR	8,65%	15,88%	5,35%
VAN	\$ 295.244	\$ 3.721.104	\$ -1.193.469

Fuente: Elaboración propia.

Escenario optimista

1. Precio de venta por kWh: Se estableció para igualarlo al precio del autoconsumo, porque actualmente la empresa distribuidora FRONTEL S.A. vende el kWh a \$129,93 y lo compra a \$66,442.
2. Inversión total: Se consideró un descuento del 10% sobre la compra de los mismos 20 paneles FV, con lo cual disminuyó el valor de la inversión.
3. kWh producidos al año: De acuerdo a la radiación solar y otros factores (sombras, nubosidad, temperatura y viento) la capacidad de producción podría aumentar en un 9% aproximadamente, según los cálculos que realizamos en el Explorador Solar.

Escenario pesimista

1. Precio de venta por kWh: Si el precio de venta fuese menor al que existe en la comuna de Tucapel, su valor más bajo sería igual al que se registra en la comuna de Quilaco (VIII Región del Bío Bío, Chile) que es de \$42,475. Siendo menor al precio de venta en punto de equilibrio, que es de \$58,47.
2. Inversión total: Si no hubiesen precios competitivos en el mercado el valor de los paneles FV podría aumentar. En este caso aumentamos el precio de estos en un 10%, en comparación al escenario optimista en donde estos consiguieron un descuento.
3. kWh producidos al año: Según los cálculos que realizamos en el Explorador Solar, la capacidad actual de 7.221 kWh al año debería disminuir en un 11% para que genere un menor rendimiento.

En los escenarios propuestos se puede apreciar que en el mejor de los casos (optimista), si el precio de venta por kWh fuese igual a la tarifa de kWh autoconsumido (\$129,93), la inversión total fuese de \$ 5.040.422 y que el sistema produjese 7.871 kWh de energía eléctrica al año, su rentabilidad estaría muy por encima de los otros escenarios, mejorando así considerablemente la TIR y el VAN.

Mientras que en el escenario pesimista, si el precio de venta por kWh disminuyese a \$42,48 aproximadamente, la inversión total aumentase a \$5.555.877 y que el sistema generase 6.427 kWh de energía eléctrica al año, su rentabilidad estaría por debajo de los otros dos escenarios. La TIR a pesar de que sería positiva, disminuiría a 5,35%, aunque el VAN se haría negativo de manera alarmante. Con ese valor el proyecto no sería viable ni rentable económicamente, lo que quiere decir que en el peor de los casos el proyecto no se realizaría de acuerdo a los indicadores elegidos para el análisis de sensibilidades.



5.1.14 Generación de energía solar FV mensual

Tabla 35: Generación de energía solar FV mes a mes.

kWh mensual	enero	febrero	marzo	abril	mayo	junio	julio
kWh producidos promedio	822	715	715	554	437	374	384
kWh autoconsumidos	268	290	314	304	268	259	286
kWh inyectados a la red	554	425	401	250	169	115	98

kWh mensual	agosto	septiembre	octubre	noviembre	diciembre	TOTAL
kWh producidos promedio	451	584	657	739	787	7.219
kWh autoconsumidos	257	259	353	288	303	3.449
kWh inyectados a la red	194	325	304	451	484	3.770

Fuente: Elaboración propia.

Esta tabla nos muestra de manera detallada la cantidad estimada de kWh producidos promedio, autoconsumo e inyección a la red, algo que no se podía apreciar anteriormente.



5.1.15 Flujo de caja marginal puro mensual

Tabla 36: Flujo de caja mensual para empresa "Frutos Don Pancho".

(En pesos chilenos)	<u>periodo 0</u>	<u>enero</u>	<u>febrero</u>	<u>marzo</u>	<u>abril</u>	<u>mayo</u>	<u>junio</u>
Ingresos marginales							
Ahorro por riego 64%	\$ 22.213	\$ 24.036	\$ 26.025	\$ 25.196	\$ 22.213	\$ 21.467	
Ahorro por refrigeración 20%	6.995	7.569	8.196	7.935	6.995	6.760	
Ahorro consumo hogar 16%	5.614	6.075	6.577	6.368	5.614	5.425	
Ingreso por inyección de energía	36.809	28.238	26.643	16.611	11.229	7.641	
Sub-total ingresos marginales	\$ 71.630	\$ 65.918	\$ 67.441	\$ 56.109	\$ 46.050	\$ 41.293	
Egresos marginales							
Mantenimiento paneles FV	5.792	5.792	5.792	5.792	5.792	5.792	
Depreciación equipos	17.750	17.750	17.750	17.750	17.750	17.750	
Sub-total egresos marginales	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542
Flujo neto antes de impuesto	\$ 48.088	\$ 42.376	\$ 43.900	\$ 32.568	\$ 22.508	\$ 17.751	
Impuesto a la Renta	0	0	0	0	0	0	
Flujo neto después de impuesto	\$ 48.088	\$ 42.376	\$ 43.900	\$ 32.568	\$ 22.508	\$ 17.751	
Ajustes							
Depreciación equipos	17.750	17.750	17.750	17.750	17.750	17.750	
Recuperación capital de trabajo							
Valor residual							
Inversión							
Vida útil (años)	20						
Inversión total	-5.285.877						
Reinversión inversor	-361.291						
Capital de trabajo	-300.000						
	<u>periodo 0</u>	<u>enero</u>	<u>febrero</u>	<u>marzo</u>	<u>abril</u>	<u>mayo</u>	<u>junio</u>
Flujo neto de caja	\$ -5.947.168	\$ 65.838	\$ 60.126	\$ 61.650	\$ 50.318	\$ 40.258	\$ 35.501

(En pesos chilenos)

	<u>julio</u>	<u>agosto</u>	<u>septiembre</u>	<u>octubre</u>	<u>noviembre</u>	<u>diciembre</u>	TOTAL
Ingresos marginales							
Ahorro por riego 64%	\$ 23.704	\$ 21.301	\$ 21.467	\$ 29.258	\$ 23.870	\$ 25.113	\$ 285.863
Ahorro por refrigeración 20%	7.465	6.708	6.760	9.213	7.517	7.908	\$ 90.021
Ahorro consumo hogar 16%	5.991	5.383	5.425	7.394	6.033	6.347	\$ 72.245
Ingreso por inyección de energía	6.511	12.890	21.594	20.198	29.965	32.158	\$ 250.486
Sub-total ingresos marginales	\$ 43.671	\$ 46.282	\$ 55.246	\$ 66.064	\$ 67.385	\$ 71.527	\$ 698.615
Egresos marginales							
Mantenimiento paneles FV	5.792	5.792	5.792	5.792	5.792	5.792	\$ 69.500
Depreciación equipos	17.750	17.750	17.750	17.750	17.750	17.750	\$ 213.000
Sub-total egresos marginales	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 23.542	\$ 282.500
Flujo neto antes de impuesto	\$ 20.130	\$ 22.740	\$ 31.704	\$ 42.522	\$ 43.844	\$ 47.985	\$ 416.115
Impuesto a la Renta	0	0	0	0	0	0	0
Flujo neto después de impuesto	\$ 20.130	\$ 22.740	\$ 31.704	\$ 42.522	\$ 43.844	\$ 47.985	\$ 416.115
Ajustes							
Depreciación equipos	17.750	17.750	17.750	17.750	17.750	17.750	\$ 213.000
Recuperación capital de trabajo							
Valor residual							
Inversión							
Vida útil (años)							
Inversión total							
Reinversión inversor							
Capital de trabajo							
	<u>julio</u>	<u>agosto</u>	<u>septiembre</u>	<u>octubre</u>	<u>noviembre</u>	<u>diciembre</u>	año 1
Flujo neto de caja	\$ 37.880	\$ 40.490	\$ 49.454	\$ 60.272	\$ 61.594	\$ 65.735	\$ 629.115

Fuente: Elaboración propia.

Este flujo nos muestra de manera más detallada los movimientos que sufrieron los ingresos y egresos del flujo, algo que no se podía apreciar en el flujo de caja anual proyectado a 20 años.

5.2 Evaluación medioambiental del sistema solar FV

5.2.1 Matriz energética chilena

Una matriz energética es una radiografía de cómo está balanceado el consumo de energía entre distintas fuentes en un periodo de tiempo.

Tal como existen dos tipos de fuentes de energía, renovables y no renovables, también las hay de matrices: primarias y secundarias.

Las fuentes de energía primarias aluden a las diversas energías en el estado en que se extraen de la naturaleza, sin mediar procesos que la transformen, como la hidráulica, eólica, solar, gas natural, petróleo, etc.

Las fuentes de energía secundarias, en cambio, incluyen los diversos productos energéticos elaborados a partir del procesamiento de las energías primarias, como electricidad, gas distribuido por redes, derivados de los hidrocarburos, entre otros.

De manera análoga, la matriz energética primaria muestra la participación que tienen energéticos capturados directamente de recursos naturales en el consumo total. A su vez, la matriz secundaria indica la participación de energéticos producidos a partir de la transformación de los primarios en el consumo total.

4.2.1.1 Matriz diversificada chilena

Existen varios tipos de matrices energéticas, algunas con mayor participación de un energético y otras con consumos similares entre ellos. Debido a que un gran número de matrices son fuertemente dependientes del uso del petróleo y de sus derivados, se ha acuñado en las últimas décadas el concepto de matriz diversificada. Estas matrices presentan porcentajes más balanceados en términos de la participación de cada energético en el consumo.

Es importante contar con una matriz diversificada porque aumenta la seguridad del suministro, disminuyendo el riesgo de que existan grandes pérdidas de bienestar producto de interrupciones en el abastecimiento del energético más demandado. En muchos países existe una estructura de consumo totalmente inversa a la

estructura del potencial y se encuentra agravada por el desaprovechamiento de los recursos renovables.

El caso de Chile no es muy distinto, puesto que gran parte del consumo de energía se explica por la importación de petróleo crudo y sus derivados. Sin embargo, en Chile contamos con bajas reservas de combustibles fósiles, por lo que también hay una estructura inversa entre consumo real de energéticos y el potencial de generación.

Por esta razón el suministro de energía debe realizarse con determinados niveles de seguridad para que la población sea abastecida de forma continua y sin riesgos, pues de ella depende la calidad de nuestra vida, trabajo y productividad.

4.2.1.2 **Composición e impacto**

La matriz energética chilena está compuesta en gran parte por combustibles fósiles importados. De acuerdo al balance de energía 2012, Chile importa el 60% de su energía primaria, lo que nos convierte en un país subordinado a la inestabilidad y volatilidad de los precios en los mercados internacionales en términos de costos y suministro.

La crisis del gas argentino, ocurrida en los años 2006 y 2007, grafica los riesgos de la dependencia energética. Los envíos de gas provenientes del país vecino se cortaron casi en su totalidad y de forma arbitraria, lo que trajo como consecuencia un alza en los costos de la energía, porque se le reemplazó por otras alternativas más caras y contaminantes como el diésel y el carbón.

4.2.1.3 Matriz energética primaria chilena

Matriz energética primaria 2000



Figura 19: Matriz energética primaria 2000, Chile.

Matriz energética primaria 2012

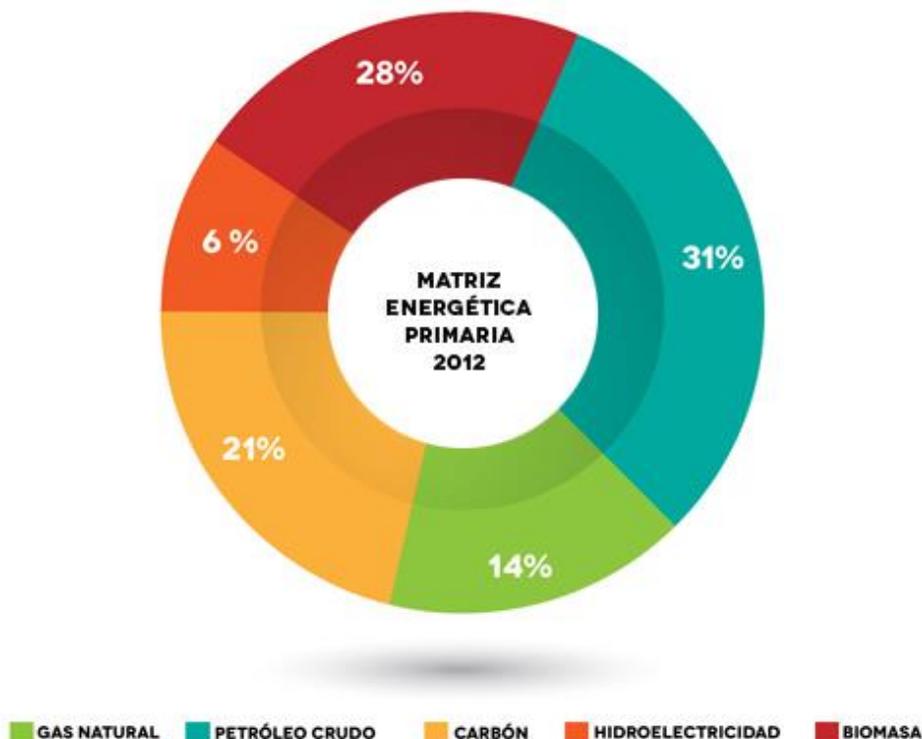


Figura 20: Matriz energética primaria 2012, Chile.

Analizar la matriz energética primaria es importante para orientar la política en términos de qué energético se quiere potenciar o reducir. En el caso de Chile, la matriz primaria muestra una alta participación del petróleo crudo (31% el año 2012). Sin embargo, esta tendencia ha ido a la baja si se comparan las cifras del año 2000 con las del año 2012.

Otros energéticos de la matriz primaria son el gas natural, con una participación de un 14%; el carbón, 21%; la hidroelectricidad, 6%; y la biomasa, 28%. En comparación con el año 2000, el consumo de gas natural se redujo, aumentando la participación del carbón.

4.2.1.4 Matriz energética secundaria chilena

Matriz energética secundaria 2000

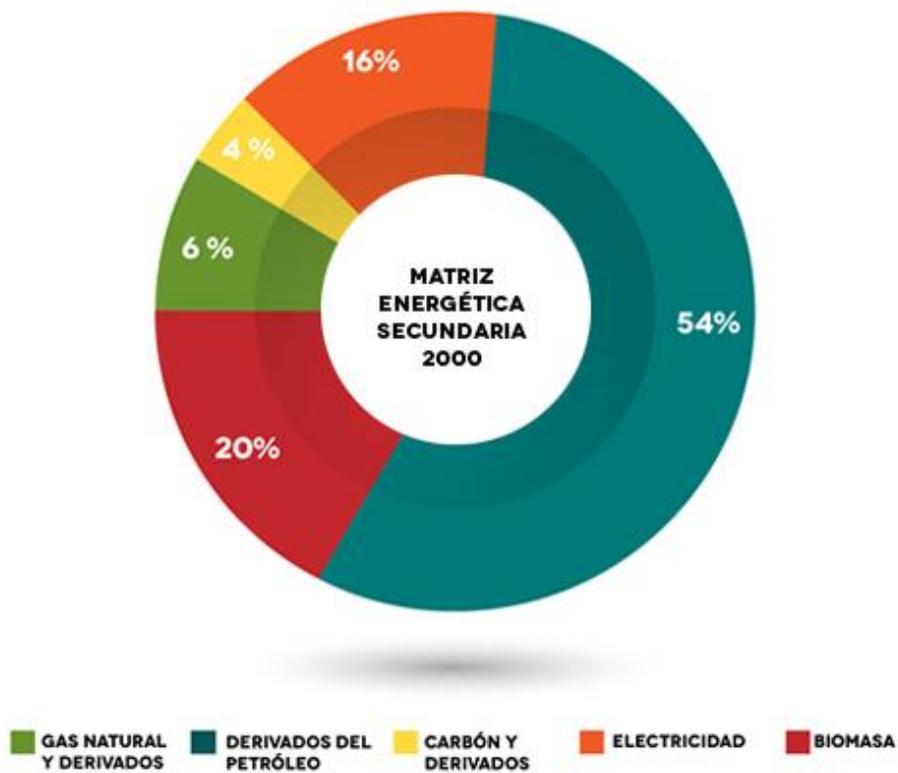


Figura 21: Matriz energética secundaria 2000, Chile.

Matriz energética secundaria 2012

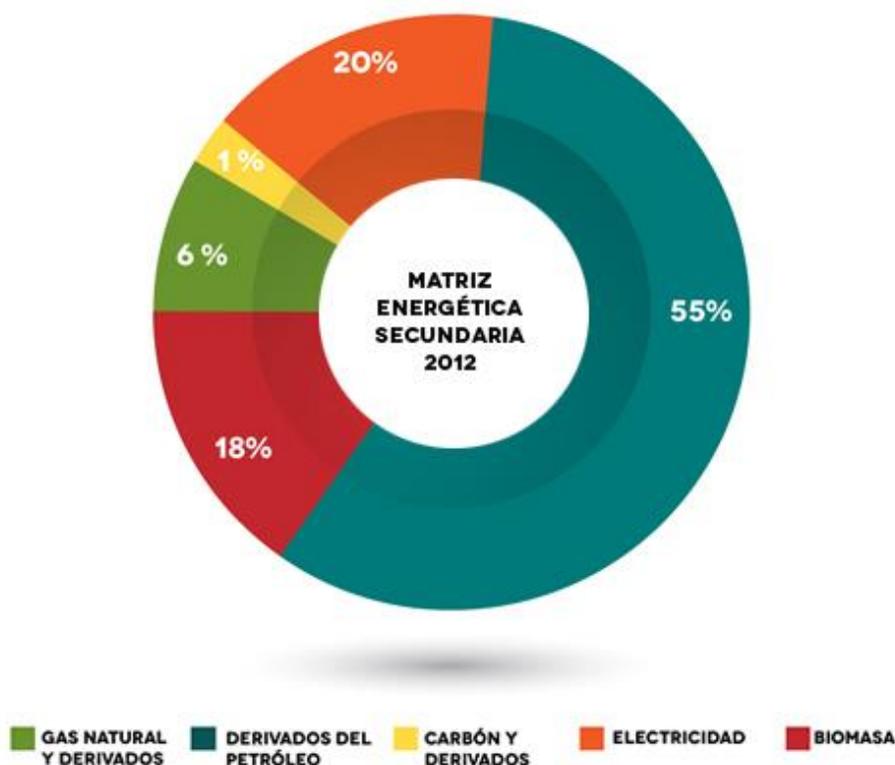


Figura 22: Matriz energética secundaria 2012, Chile.

Considerando la evolución desde el año 2000, los derivados del petróleo han sido la partida más importante del consumo secundario, representando más del 50%.

El consumo de electricidad (a través de centrales hidroeléctricas) y biomasa son los que siguen en importancia. El primero de ellos ha mostrado una trayectoria bastante estable en el periodo, creciendo a un ritmo promedio del 5,1% anual, superior al promedio del consumo total, que lo ha hecho al 3,1%. Dado lo anterior su participación se ha incrementado del 16% en 2000 al 20% en 2012.

La biomasa, por su parte, también se ha comportado de manera estable, creciendo en promedio a una tasa similar a la del consumo agregado, con lo que su participación no ha variado significativamente en el tiempo y se ubica en el 2012 en 18%.

El gas natural se ha mantenido en un 6% de la matriz. En este período ha sido el energético con comportamiento más errático, debido a los cortes de gas desde Argentina. (Aprendeconenergía, 2018)

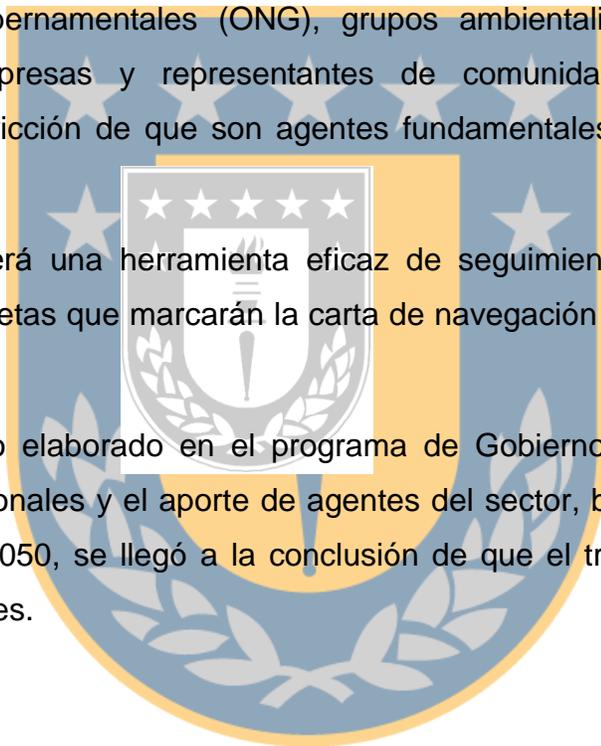
5.2.2 Ruta energética 2018 – 2022

La Ruta Energética busca definir el camino y prioridades en materia energética existentes hoy en día, las cuales son diferentes a las de cuatro u ocho años atrás.

Su elaboración se llevó a cabo con la mayor participación y diálogo ciudadano a lo largo del país, es decir, escuchando a los diferentes actores, provenientes tanto del sector público como de la sociedad civil, incluyendo el mundo académico, organizaciones no gubernamentales (ONG), grupos ambientalistas, juntas de vecinos, gremios, empresas y representantes de comunidades y pueblos indígenas, bajo la convicción de que son agentes fundamentales para lograr un desarrollo sostenible.

A su vez, la “Ruta” será una herramienta eficaz de seguimiento de objetivos, acciones y metas concretas que marcarán la carta de navegación de los próximos años.

A partir del diagnóstico elaborado en el programa de Gobierno del Presidente Piñera, los talleres regionales y el aporte de agentes del sector, bajo el marco de la Política Energética 2050, se llegó a la conclusión de que el trabajo cuatrienal debía incluir distintos ejes.



4.2.2.1 Ejes de la “Ruta Energética”



Figura 23: Ejes de la “Ruta energética” 2018 – 2022.

Fuente: “Ruta Energética” 2018 – 2022, liderando la modernización con sello ciudadano.

En primer lugar se incluyó un eje para avanzar en la modernización del sector energético. En segundo lugar se estableció un eje que incluya las acciones que mejoren la calidad de vida de la ciudadanía en materia de energía, relevando un sello social a la política energética. A éstos se sumaron dos ejes adicionales, uno enfocado en la necesaria infraestructura energética que el país requiere para un desarrollo sostenible y otro en cómo aprovechar el potencial renovable y enfrentar el desafío del cambio climático y de los contaminantes locales en el sector energético.

4.2.2.2 Compromisos de la “Ruta Energética”

1. Levantar un mapa de vulnerabilidad energética del país, identificando a las familias que no cuentan con electricidad y otros servicios energéticos, con miras a acortar las brechas existentes.
2. Modernizar la institucionalidad energética para aumentar la eficacia gubernamental y prestar un mejor servicio a la ciudadanía, en particular de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y de la Comisión Chilena de Energía Nuclear.
3. Reducir en un 25% el tiempo de tramitación ambiental de los proyectos que se acojan al Plan +Energía, respecto a los plazos registrados en los últimos cuatro años.

4. Alcanzar cuatro veces la capacidad actual de generación distribuida renovable de pequeña escala (menor a 300 kW) al 2022.
5. Aumentar en al menos 10 veces el número de vehículos eléctricos que circulan en nuestro país.
6. Modernizar la regulación de la distribución eléctrica mediante un proceso participativo, de manera que se permita recoger las nuevas realidades del sector energético y faciliten su implementación, en forma eficiente y competitiva.
7. Regular los biocombustibles sólidos como la leña y sus derivados, otorgando al Ministerio de Energía las atribuciones necesarias para establecer especificaciones técnicas y el reglamento de aplicación para la comercialización de la leña en zonas urbanas.
8. Establecer un marco regulatorio para la eficiencia energética que genere los incentivos necesarios para promover el uso eficiente de la energía en los sectores de mayor consumo (industria y minería, transporte y edificaciones), y crear una verdadera cultura energética en el país.
9. Iniciar el proceso de descarbonización de la matriz energética a través de la elaboración de un cronograma de retiro o reconversión de centrales a carbón, y la introducción de medidas concretas en electromovilidad.
10. Capacitar a 6.000 operarios, técnicos y profesionales, desarrollando competencias y habilidades en la gestión y uso sostenible de la energía, en el sector eléctrico, de combustibles y de energías renovables, certificando al menos a 3.000. (Ministerio de Energía, 2018)

5.2.3 Generación Distribuida - Instalaciones Declaradas

Según la información que reporta la Superintendencia de Energía y Combustibles a través de Energía Abierta dependiente de la Comisión Nacional de Energía (CNE), desde el año 2014, fecha en la cual entró en vigencia la ley N° 20.571, se han generado 2.763 instalaciones declaradas ante la Superintendencia, mediante el trámite eléctrico (TE4) al 31 de mayo de 2018⁴⁵.

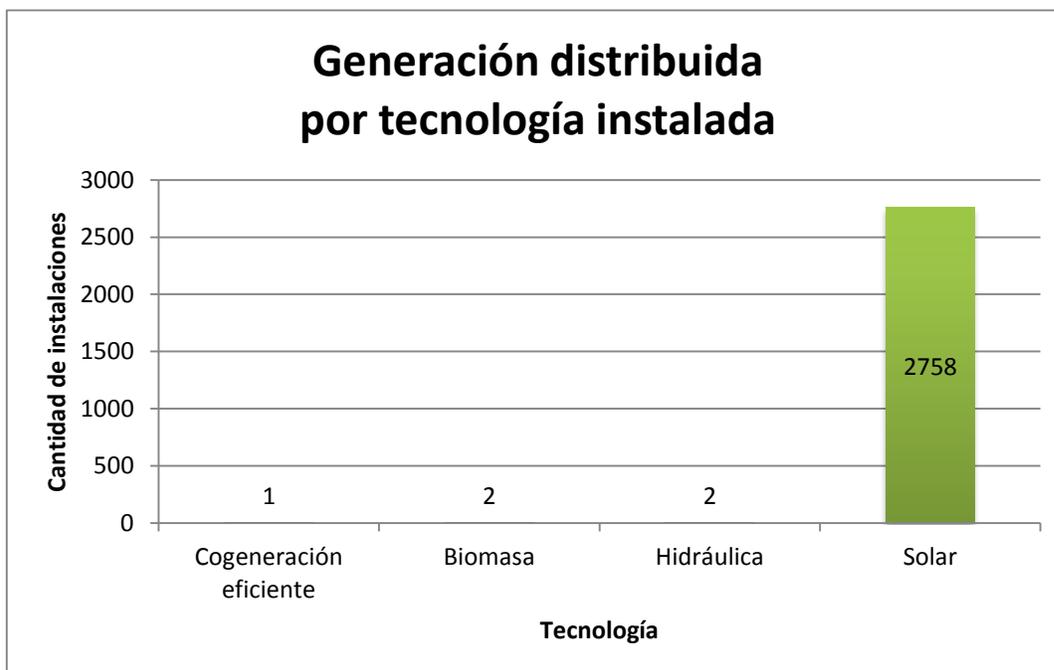


Figura 24: Gráfico de barras sobre generación distribuida según la tecnología instalada del sistema de energía.

Fuente: Agendaabierta.cl y elaboración propia.

Del análisis de la gráfica se puede apreciar que existen 2.758 sistemas de generación distribuida de energía solar, lo cual representa el 99,82% del total de sistemas instalados a la fecha. El resto de instalaciones corresponde a una de cogeneración eficiente, 2 a biomasa y otras 2 hidráulicas, las que aparecen muy lejos frente a las solares. A mayo de 2018, no se han registrado instalaciones de sistemas eólicos.

⁴⁵ Energíaabierta.cl, ERNC, Generación Distribuida – Instalaciones Declaradas, junio de 2018, enlace web: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/generacion-distribuida-instalaciones-declaradas/>

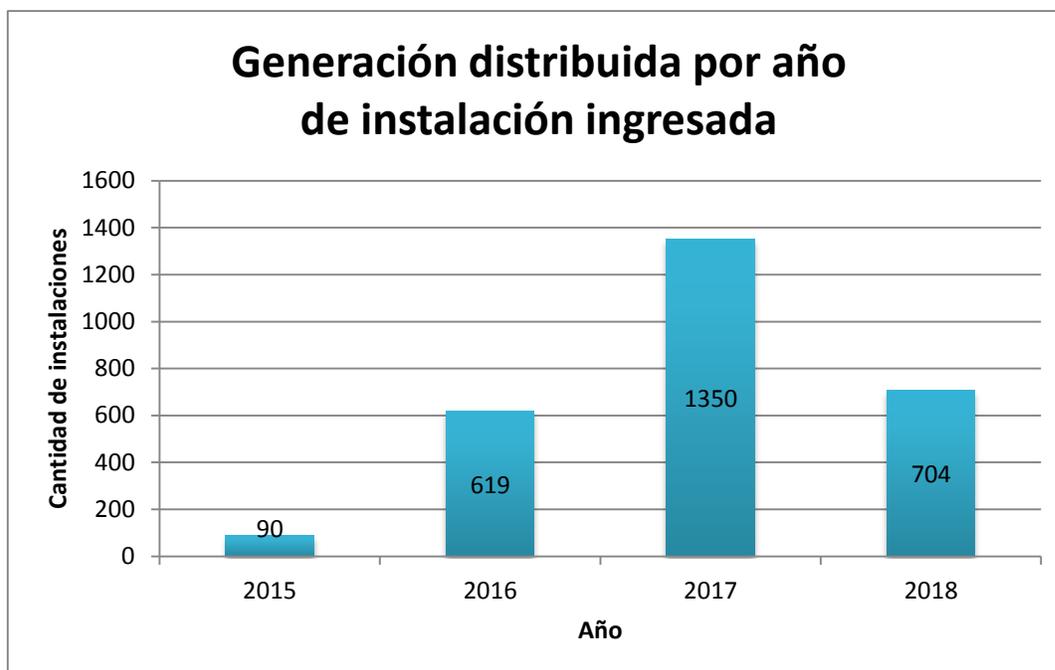


Figura 25: Gráfico de barras sobre generación distribuida por año de instalación del sistemas de energía.

Fuente: Agendaabierta.cl y elaboración propia.

Las instalaciones de sistemas de ERNC a través de la generación distribuida han tenido su apogeo en el año 2015 con 90 sistemas y su mayor registro en 2017 con 1.350 instalaciones, todos solares, debido a que en ese año el Reglamento Decreto N° 71 sufrió modificaciones, que permiten:

- La manifestación de conformidad no sea necesaria en proyectos de bajo impacto a la red.
- Firma del contrato por parte del usuario se fusione con la Notificación de Conformidad.
- La Solicitud de Información no sea obligatoria.

Lo cual disminuyó los plazos de tramitación de proyectos de este tipo de 55 días a 30 días hábiles, motivando a los clientes residenciales a realizar estas innovaciones energéticas para autoconsumo. (Ver anexo 2)

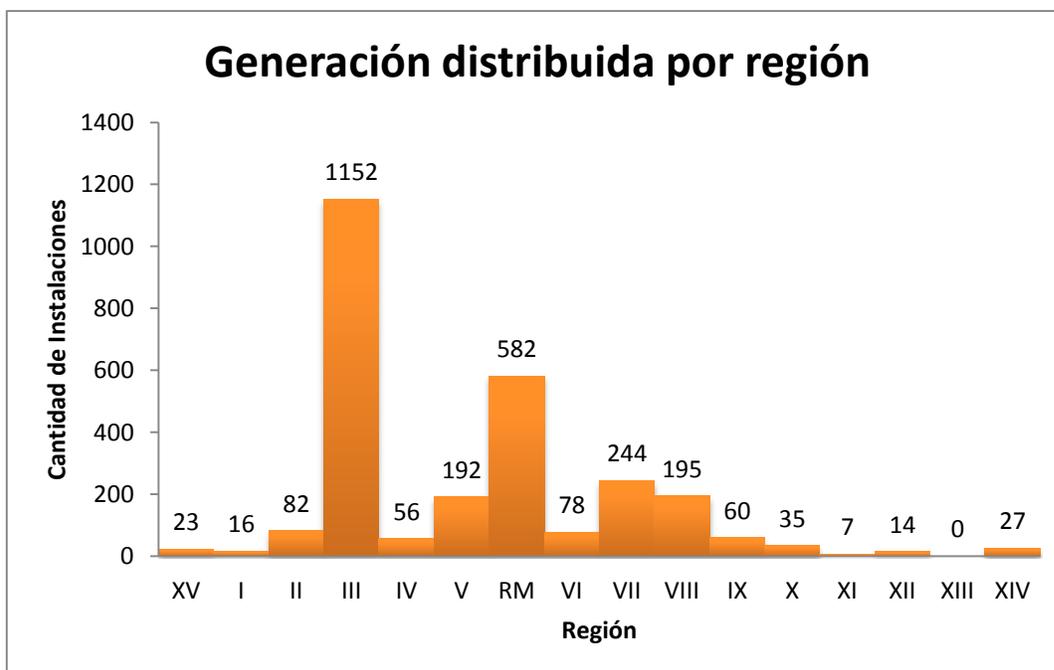


Figura 26: Gráfico de barras sobre generación distribuida según región del país donde se instalan los sistemas de energía.

Fuente: Agendaabierta.cl y elaboración propia.

Los lugares de Chile en donde más se realizan instalaciones de este tipo son en la III Región de Atacama y en la Región Metropolitana, con 1.152 y 582 instalaciones de sistemas, respectivamente. Es relevante que en la III Región del país se hayan instalado gran cantidad de sistemas, todos solares, por la gran exposición solar con la que cuenta el Norte, lo que permite un aprovechamiento mayor de la fuente inagotable del sol.

Al implementar estos sistemas de autoconsumo se permite avanzar hacia una matriz energética renovable y sostenible, diversificándola para potenciar energía limpia a menor costo.

Es importante aprovechar todo el potencial energético solar con la que se cuenta en Chile y así poder lograr la meta de la “Ruta Energética”.

5.2.4 Emisiones de dióxido de carbono en Chile

Las emisiones de dióxido de carbono son las que provienen de la quema de combustibles fósiles y de la fabricación del cemento. Incluyen el dióxido de carbono producido durante el consumo de combustibles sólidos, líquidos, gaseosos y de la quema de gas.

Según los datos que reporta el Centro de Análisis de Información sobre Dióxido de Carbono, División de Ciencias Ambientales del Laboratorio Nacional de Oak Ridge (Tennessee, Estados Unidos), Chile en el año 1960 emitía 1,748 toneladas métricas per cápita de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera. Y al año 2014 emitía 4,687 toneladas métricas per cápita de CO₂. (BancoMundial, 2018)

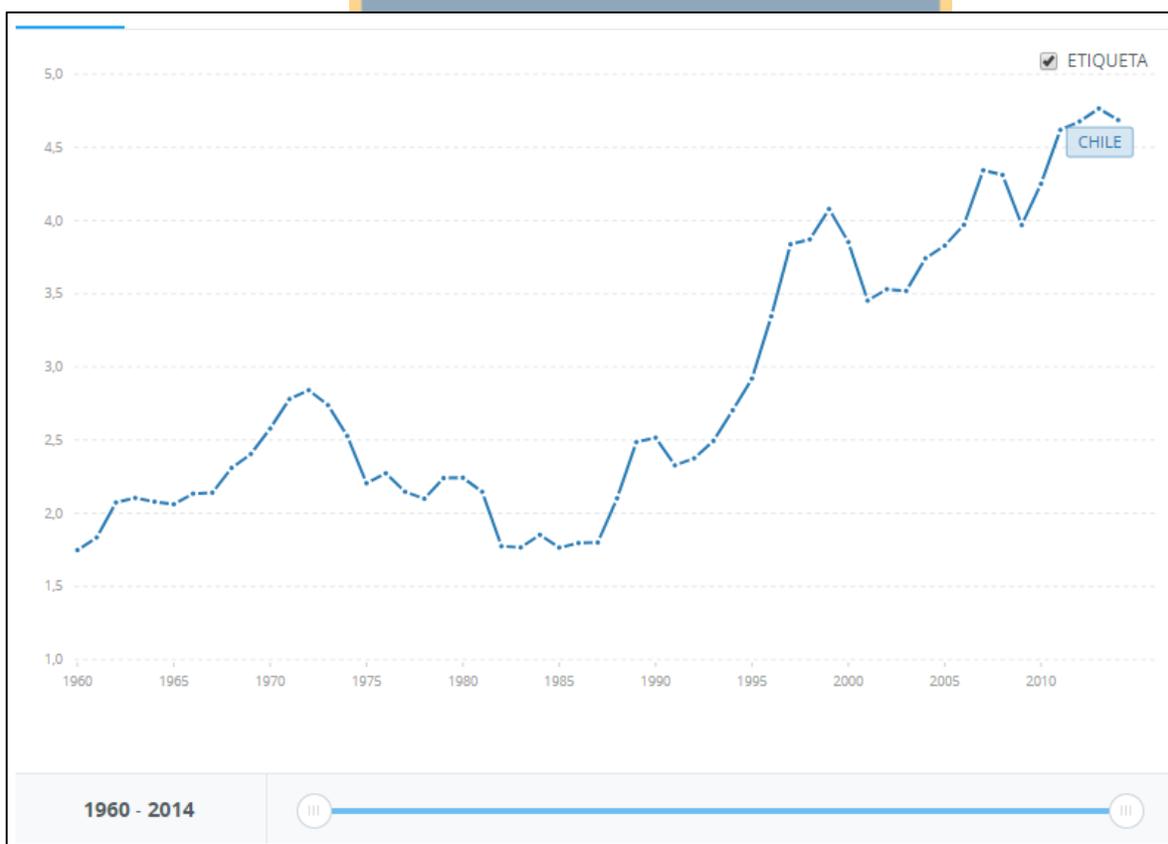


Figura 27: Emisiones de dióxido de carbono (en toneladas métricas per cápita) según el Banco Mundial.

Así podemos ver que a través de los las emisiones de CO₂ per cápita ha ido aumentando progresivamente, alcanzando su punto más alto en 2013 con 4,766

toneladas métricas per cápita. A pesar de esto en 2014 estas disminuyeron en un 0,94%.

Esto permite demostrar que el uso de ERNC es muy necesario para la descontaminación de la atmósfera y con ello la matriz energética actual.

5.2.5 Emisiones de dióxido de carbono evitadas

Las emisiones que se evitarían por la utilización del sistema solar FV, según los parámetros indicados al Explorador Solar, serían de 2,867 toneladas de CO₂ al año. Una cantidad no despreciable considerando que es un sistema de bajo impacto a la red.



5.3 Beneficio país del sistema solar FV

5.3.1 Imagen del país al exterior

La posibilidad de tener un sistema de generación distribuida de energía solar FV, permite la disminución de costos para una empresa, la apertura a nuevos mercados internacionales, generando una “buena imagen” sustentable y los aportes que pueden recibir a cambio, son algunas de las ventajas que los agricultores ven en estas nuevas fuentes de energía.

Las energías renovables son recursos limpios y casi inagotables que nos proporciona la naturaleza. Por su carácter autóctono contribuyen a disminuir la dependencia de nuestro país de los suministros externos, favoreciendo el desarrollo tecnológico.

Los consumos energéticos de las empresas agrícolas van de la mano con las estaciones del año, en que se tiene mayor generación solar a través de la FV. Esto genera que este sector sea uno de los pocos con la posibilidad de adoptar las ERNC como única o principal fuente de energía para la ejecución de sus distintos procesos, siendo así una industria sustentable ambientalmente, lo que es muy valorado por algunos mercados internacionales.

Pero, además, para el sector agrícola suma importancia el tema imagen, lo que va íntimamente ligado a las generaciones de CO₂, que además tiene mucho que ver con las posibilidades que tienen de exportar sus productos a ciertos mercados, sobre todo los europeos, que cada vez cuentan con más regulaciones para la importación de productos que tengan baja emisión de CO₂. Además, es un valor agregado y elemento diferenciador, que permite obtención de mejores beneficios directos en la comercialización del producto.

“Con una planta fotovoltaica tienes todos estos beneficios: disminuyes tus costos energéticos, tienes certeza de la energía que generarás en un horizonte mayor a 25 años y disminuyes tus emisiones de CO₂. El interés ha ido en aumento, dadas las buenas experiencias con estos sistemas, la disminución de costos

operacionales, la independencia de recursos energéticos y el valor de permitir reducir la huella de carbono y apoyar en la producción limpia. Otra principal fortaleza es que los sistemas fotovoltaicos requieren de muy bajo conocimiento para su operación, además de calzar con las curvas de consumo del sector”, explica Alejandra Cervantes de TRITEC-Intervento, empresa comprometida con el cuidado del medioambiente, que se dedica al desarrollo, suministro y construcción de sistemas solares fotovoltaicos. (TRITEC-Intervento, 2017)



Capítulo 6°: Conclusiones

6.1 Conclusiones

La ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales, produce un impacto económico en cuanto al gasto por electricidad que tiene esta microempresa, que se muestra de manera marginal al giro agrícola que esta posee.

Esta ley está dirigida a clientes residenciales, sean estos hogares, microempresas o PYME, ya que su límite de capacidad instalada es hasta el momento de 100 kW, pequeña capacidad si se piensa en que existen empresas de mayor tamaño con un consumo en el que se habla de megawatts de capacidad instalada. Pero para esta evaluación queda satisfactorio por ahora el límite que se impuso, sin olvidar también que si hubiésemos elegido una empresa con una capacidad superior a los 100 kW se estaría invalidando la norma y ya no estaríamos dentro del marco legal que tiene la Ley de Facturación Neta o bien, enmarcada en otra normativa.

Terminado este seminario de título, podemos las siguientes conclusiones:

i) Debido a la evidencia expuesta en el Capítulo 5° sobre la evaluación del proyecto de autoconsumo, nos dimos cuenta que el precio de venta de los excedentes inyectados a la red que podría generar el proyecto es poco competitivo y atractivo, ya que la empresa distribuidora estaría comprando dichos excedentes a un valor cercano a la mitad del valor que ellos comercializan el kWh.

Punto de vista de la empresa distribuidora:

Compra la energía eléctrica al cliente final a \$66,442 por kWh → 51,14%

Vende la energía eléctrica al cliente final a \$129,93 por kWh → 100%

ii) Si el empresario fuese cliente del empresa distribuidora COELCHA LTDA. (Sociedad Cooperativa de Consumo de Energía Eléctrica Charrua Ltda.), que es la otra empresa de la zona que abastece a la comuna de Tucapel, el precio de autoconsumo de energía por kWh sería de \$107,60 mientras que el precio de

venta por excedentes de energía eléctrica sería de \$58,46. Lo que significa que por cada kWh vendido estaría obteniendo un 54,33% del precio de autoconsumo.

iii) Si el empresario individual quisiese dedicarse solo a generar electricidad para vender a las empresas distribuidoras tendrían que existir otros precios a opinión personal o generar más kWh, debido a que el margen de utilidad que genera la producción fotovoltaica es pequeño, su costo de producción es \$55,81 y su precio de venta a la distribuidora es de \$66,44 lo cual genera una utilidad \$10,64 por kWh.

iv) También nos dimos cuenta que en la zona en donde se realizaría este proyecto, la luz del sol es beneficiosa, ya que en promedio con el Explorador Solar calculamos que se producirían 7.221 kWh de energía eléctrica al año, cifra que es mayor al consumo que tiene esta empresa en el mismo lapso de tiempo. Lo cual indicaría que con esa radiación efectivamente siempre se van a generar excedentes, porque la producción es el doble de lo que consume de forma habitual.

kWh anuales producidos → 7.221 → 100% Producción generada.

kWh anuales autoconsumidos → 3.449 → 47,76% Absorción del gasto de energía eléctrica de la empresa. Estos kWh están valorados a \$448.129.

kWh inyectados a la red → 3.772 → 52,24% Ganancia producida. Estos kWh están valorados a \$250.619.

La absorción del gasto de electricidad de la empresa lo consideramos un ahorro, porque el dueño de la empresa deja de pagar a la empresa distribuidora los 3.449 kWh que consumió en el año; por ende, lo asumimos como un ingreso marginal del proyecto.

v) También diremos que el ahorro anual fue distribuido en tres aspectos, ahorro por riego, refrigeración y consumo en el hogar. Mediante una estimación según las horas de trabajo anuales de los equipos eléctricos. El ahorro por riego

corresponde al 64% del total autoconsumido en el año, mientras que en refrigeración a un 20% y por consumo en el hogar el 16%, quedando un excedente de energía eléctrica inyectado a la red SIC⁴⁶ de 3.772 kWh al año.

vi) Otro hallazgo importante resultante del flujo de caja puro mensual es que nos muestra las variaciones que ocurren mes a mes y esto es importante, porque no todos los meses se genera la misma producción de energía eléctrica (en verano es mayor que en invierno), lo cual se puede graficar de mejor manera en los gráficos ciclo diario-anual de radiación del Capítulo 4° de este seminario de título.

Cabe mencionar que los meses de mejor producción son enero, febrero, marzo, noviembre y diciembre, todos estos con kWh promedio entre 715 y 822 al mes, que concuerda con los meses de las estaciones en donde el sol se siente con más fuerza y en el tiempo en que se producen mayores sequías. Pero en el caso de este agricultor, no coincide el aumento de kWh en los meses de enero, febrero, debido a que en esta temporada se cosechan los frutos producidos, el riego se ve disminuido y si se realizara este proyecto, serían estos meses en donde más se inyectaría energía eléctrica a la red.

vii) El proyecto es rentable con una tasa de costo de capital del 8% que asumimos y estimamos de acuerdo al rendimiento que obtiene por su actividad productiva.

En caso que reemplazáramos la tasa de costo de capital por la tasa del crédito por ERNC de Banco Estado de un 9,38% anual efectiva, el proyecto no sería rentable según los indicadores TIR y VAN, antes analizados. Pero si esa tasa fuese

⁴⁶ SIC, por sus siglas en español, Sistema Interconectado Central de Chile.

En Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados que suministran energía al país. Estos son el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre Arica y Antofagasta; el Sistema de Aysén, que atiende el consumo de la Región de Aysén; el Sistema de Magallanes, que abastece la Región de Magallanes y Antártica Chilena; y el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre Taltal y la Isla Grande de Chiloé. El SIC es el mayor de estos sistemas eléctricos, ya que cubre el abastecimiento de aproximadamente el 92,2% de la población nacional.

Sic.coordinador.cl, Novedades, ¿cómo funciona el Sistema Interconectado Central?, año 2018, enlace web: <https://sic.coordinador.cl/novedades/como-funciona-sistema-interconectado-central/>

reemplazada por la tasa de un crédito bancario convencional de alguna institución financiera, tal como la tasa que calculamos en el simulador de Banco Estado para este proyecto sería de 17,54% anual efectiva. Lo que nos permite concluir que si no se tuviese el capital propio para financiar el proyecto, sería más conveniente postular a un Crédito por ERNC de Banco Estado que a uno convencional en la misma institución.

viii) Tanto los años de vida útil de los paneles FV del sistema como los del proyecto de autoconsumo son de 20 años. También el fabricante de los inversores afirma que la vida útil de estos es de 10 años cada uno, los cuales a esta fecha estarían completamente depreciados y sin presentar valor residual, por lo cual no podrían ser vendidos o reutilizados.

ix) Si analizamos el payback descontado podemos visualizar que al año 18 con 3 meses este proyecto recuperaría la inversión. Esto considerando que los flujos netos de caja fueron actualizados a fecha focal 0 utilizando la tasa de costo de capital como tasa de descuento.

x) En el análisis de sensibilidades mostramos escenarios optimistas y pesimistas. Del análisis es preocupante el escenario pesimista, porque aunque la TIR resultó positiva fue menor a la tasa de costo de capital, perdiendo su rentabilidad completamente el proyecto.

xi) Debido a que la producción de energía solar fotovoltaica depende de muchos factores naturales, tales como el clima, nubosidad, temperatura, vientos, lluvias, y otros acontecimientos como las sombras se torna variable la misma. Sin embargo, el proyecto según el escenario actual es rentable y genera ganancias, el dilema es que es un proyecto a largo plazo. Pero eso es una consecuencia de invertir, toda inversión tiene un grado de riesgo e incertidumbre.

xii) Podemos decir también que la energía solar es priorizada por los usuarios finales del Net Billing, debido a lo expedito del trámite de conexión, en tanto el proyecto sea de bajo impacto para la red, según establece la ley N° 20.571.

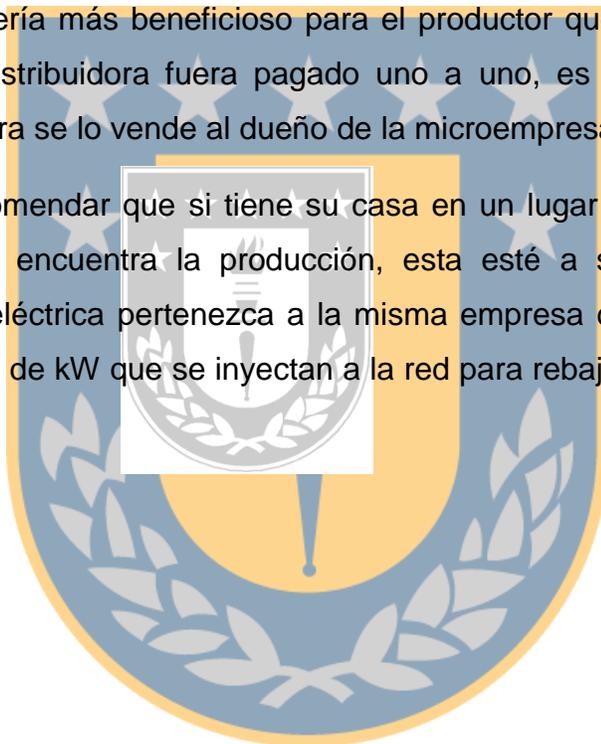
xiii) Además proyectos como estos generan beneficios medioambientales, que permiten concretar la “Ruta Energética”, generando una matriz energética más limpia.

xiv) La posibilidad de tener un sistema de generación distribuida de energía solar FV, permite la disminución de costos para una empresa, la apertura a nuevos mercados internacionales, generando una “buena imagen” sustentable y los aportes que pueden recibir a cambio, son algunas de las ventajas que los agricultores ven en estas nuevas fuentes de energía.

6.2 Recomendaciones

i) En nuestra opinión sería más beneficioso para el productor que el kWh que él venda a la empresa distribuidora fuera pagado uno a uno, es decir, al mismo precio que la distribuidora se lo vende al dueño de la microempresa.

También podemos recomendar que si tiene su casa en un lugar distinto al de la empresa en donde se encuentra la producción, esta esté a su nombre y el suministro de energía eléctrica pertenezca a la misma empresa distribuidora, así pueda ocupar el exceso de kW que se inyectan a la red para rebajar esa boleta de luz también.



Bibliografía

Aprendeconenergía. (2018). *Aprende con Energía*. Recuperado el 5 de julio de 2018, de sitio web de Aprende con Energía:

<http://www.aprendeconenergia.cl/que-es-una-matriz-energetica/>

BancoMundial. (5 de Julio de 2018). *Banco Mundial*. Recuperado el 5 de Julio de 2018, de sitio web del Banco Mundial:

<https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC?end=2014&locations=CL&start=1960&view=chart>

CGE. (01 de Mayo de 2018). *CGE Distribución*. Recuperado el 05 de Mayo de 2018, de sitio web de CGEDistribucion.cl: http://www.cgedistribucion.cl/wp-content/uploads/2015/11/Tarifas-para-Conexion-de-Equipamiento-de-Generacion-Residencial_CGE_Mayo-2018.pdf

CGE. (01 de 05 de 2018). *CGE Distribución*. Recuperado el 05 de mayo de 2018, de sitio web de CGEDistribucion.cl: http://www.cgedistribucion.cl/wp-content/uploads/2015/11/Tarifas-para-Conexion-de-Equipamiento-de-Generacion-Residencial_CGE_Mayo-2018.pdf

CNE. (2014). *Comisión Nacional de Energía*. Recuperado el 05 de mayo de 2018, de sitio web de la Comisión Nacional de Energía: https://www.cne.cl/archivos_bajar/Norma-Tecnica.pdf

Economipedia. (2018). *Economipedia*. Recuperado el 3 de Julio de 2018, de sitio web de Economipedia: <http://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

Economipedia. (2018). *Economipedia*. Recuperado el 3 de Julio de 2018, de sitio web de Economipedia: <http://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

Economipedia. (2018). *Economipedia*. Recuperado el 5 de Julio de 2018, de sitio web de Economipedia: <http://economipedia.com/definiciones/plazo-de-recuperacion-descontado.html>

GrupoSaesa. (01 de Mayo de 2018). *Grupo Saesa*. Recuperado el 05 de Mayo de 2018, de sitio web de Gruposaes.cl:
<http://www.gruposaes.cl/frontel/tarifas-vigentes/>

GrupoSaesa. (01 de 05 de 2018). *Grupo Saesa*. Recuperado el 05 de mayo de 2018, de sitio web de Gruposaes.cl:
<http://www.gruposaes.cl/frontel/tarifas-vigentes/>

LeyN°20.571. (06 de septiembre de 2014). *Ley Chile*. Recuperado el 13 de abril de 2018, de sitio web de leychile.cl:
<https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1038211>

LGSE. (09 de febrero de 2017). *Ley Chile*. Recuperado el 13 de abril de 2018, de sitio web de leychile.cl: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=258171>

Minenergia. (24 de Mayo de 2018). *Ministerio de Energía*. Recuperado el 5 de Julio de 2018, de sitio web de Ministerio de Energía:
<http://www.energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>

Minenergia. (19 de marzo de 2018). *Ministerio de Energía*. Recuperado el 1 de junio de 2018, de sitio web de Ministerio de Energía de Chile:
<http://www.minenergia.cl/autoconsumo/wp-content/uploads/2017/10/Sistemas-Solares-para-el-Autoconsumo.pdf>

Minenergia. (19 de Marzo de 2018). *Ministerio de Energía*. Recuperado el 11 de Junio de 2018, de sitio web de Ministerio de Energía:
<http://www.minenergia.cl/autoconsumo/wp-content/uploads/2017/10/Sistemas-Solares-para-el-Autoconsumo.pdf>

MinisteriodeEnergía. (2015). *Ministerio de Energía*. Recuperado el 07 de mayo de 2018, de sitio web de Ministerio de Energía:

http://www.minenergia.cl/autoconsumo/?proyect_autoconsumo=sistema-fv-en-neumatrix-primer-proyecto-conectado-bajo-netbilling

MinisteriodeEnergía. (2015). *Ministerio de Energía*. Recuperado el 07 de mayo de 2018, de sitio web de Ministerio de Energía:

http://www.minenergia.cl/autoconsumo/?proyect_autoconsumo=sistema-fv-en-organicos-brita

MinisteriodeEnergía. (octubre de 2017). *Ministerio de Energía*. Recuperado el 01 de junio de 2018, de sitio web de Ministerio de Energía de Chile:

<http://www.minenergia.cl/autoconsumo/wp-content/uploads/2017/10/Sistemas-Solares-para-el-Autoconsumo.pdf>

ReglamentoDecretoN°71. (20 de enero de 2017). *Ley Chile*. Recuperado el 13 de abril de 2018, de sitio web de Leychile.cl:

<https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1066257>

TRITEC-Intervento. (29 de Julio de 2017). *TRITEC-Intervento*. Recuperado el 5 de Julio de 2018, de sitio web de TRITEC-Intervento: <http://www.tritec-intervento.cl/productostritec/energia-solar-en-el-mundo-agricola-creando-exportaciones-sustentables-y-rentabilidad-empresarial/>



Glosario

Para la aplicación de este seminario, los siguientes conceptos se entenderán por:

1. Adecuaciones: Obras físicas menores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarios para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventados por el propietario del Equipamiento de Generación, tales como el cambio en la capacidad del empalme.
2. Capacidad Instalada: Suma de la potencia máxima de las Unidades de Generación que conforman el Equipamiento de Generación de un Usuario o Cliente Final, expresada en kilowatts.
3. Capacidad Instalada Permitida: Cálculo estimado de la capacidad del Equipamiento de Generación máxima que puede conectar un Usuario o Cliente Final en un punto de conexión de la red de distribución eléctrica, sin requerir para ello de Obras Adicionales y/o Adecuaciones, expresada en kilowatts.
4. Empresa(s) Distribuidora(s): Concesionario(s) de servicio público de distribución de electricidad.
5. Equipamiento(s) de Generación: Unidad o Conjunto de Unidades de Generación y aquellos componentes necesarios para su funcionamiento, conectados a la red de distribución a través del empalme del Usuario o Cliente Final. Comprende además las protecciones y dispositivos de control necesarios para su operación y control.
6. Obras Adicionales: Obras físicas mayores y trabajos en la red de distribución eléctrica, necesarias para la conexión de un Equipamiento de Generación a la red de distribución eléctrica y que deban ser solventadas por el propietario del Equipamiento de Generación, tales como expansiones, transformadores, subestaciones y recambio de conductores, requeridos para la conexión del Equipamiento de Generación.
7. Unidad de Generación: Equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios.

8. Usuario o Cliente Final: Aquella persona, natural o jurídica, que se encuentre sujeta a fijación de precios, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley General de Servicios Eléctricos, y que acredite dominio sobre el inmueble que recibe el suministro.
9. Empalme: Conjunto de elementos y equipos eléctricos que conectan el medidor del sistema del cliente a la red de suministro de energía eléctrica.



Anexos

Anexo 1

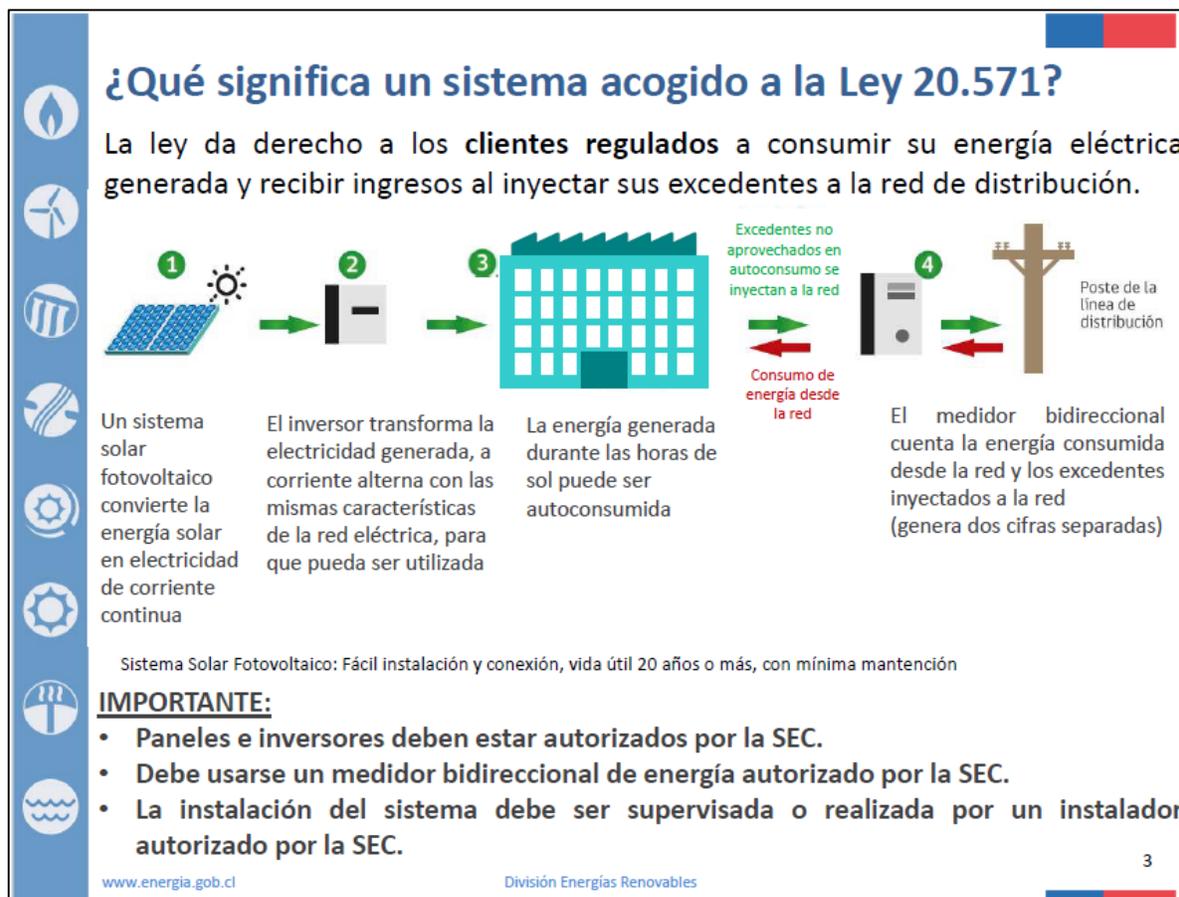


Figura 28: Esquema del sistema solar FV acogido a Net Billing.

Fuente: Ministerio de Energía, División Energías Renovables.

Anexo 2

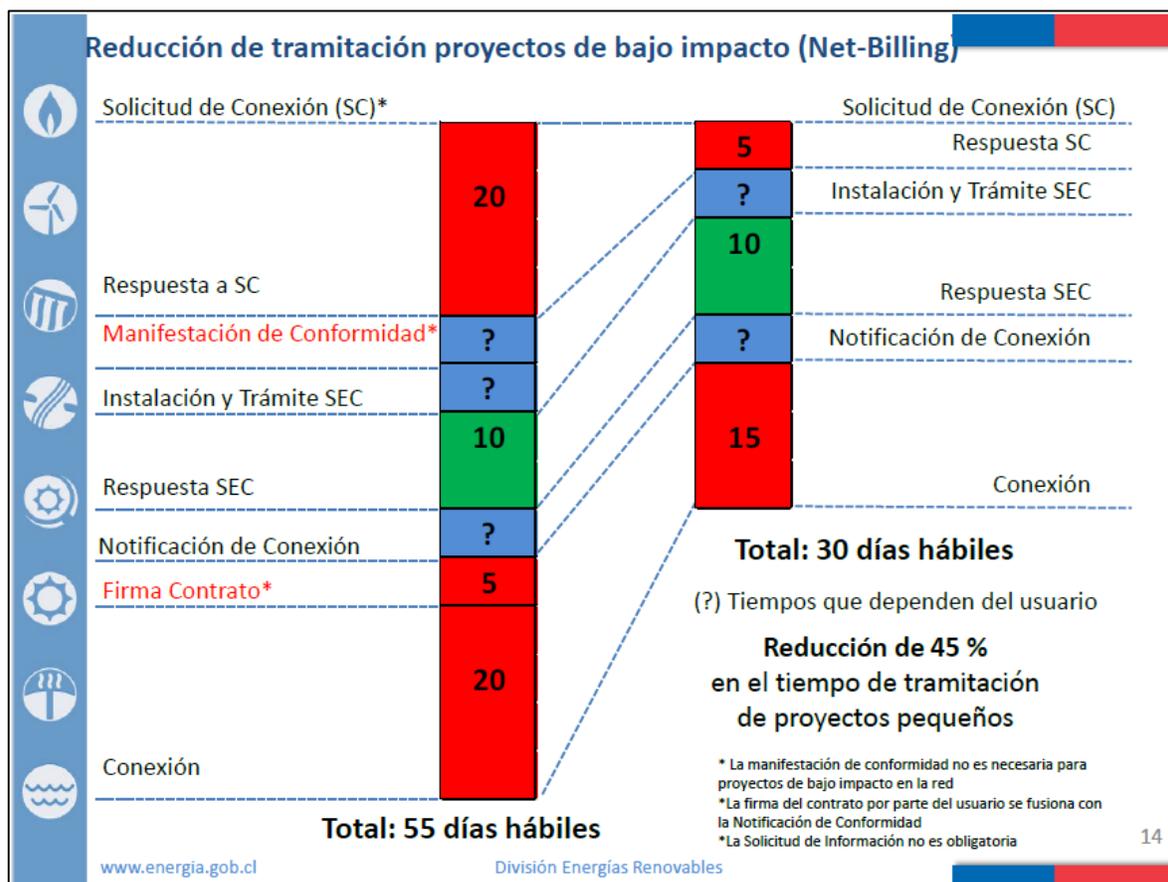


Figura 29: Reducción de tramitación para proyectos de bajo impacto por Net Billing.

Fuente: Ministerio de Energía, División de Energías Renovables.