PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

POTENCIAL DESARROLLO FOTOVOLTAICO EN CHILE: DESDE LA GRAN ESCALA HASTA LA MEDICIÓN NETA

MARCELO FABRIZIO VALDÉS STEFANO

Tesis para optar al grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Profesor Supervisor:
DAVID WATTS CASIMIS

Santiago de Chile, (Enero, 2014)

© 2014, Marcelo Fabrizio Valdés Stefano

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE
ESCUELA DE INGENIERIA

POTENCIAL DESARROLLO FOTOVOLTAICO EN CHILE: DESDE LA GRAN ESCALA HASTA LA MEDICIÓN NETA

MARCELO FABRIZIO VALDÉS STEFANO

Tesis presentada a la Comisión integrada por los profesores:

DAVID WATTS CASIMIS

HUGH RUDNICK VAN DE WYNGARD

CRISTIAN YÁÑEZ OTÁROLA

DIEGO CELENTANO

Para completar las exigencias del grado de
Magister en Ciencias de la Ingeniería

Santiago de Chile, (Enero, 2014)

(A mi familia, que amo)

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer en primer lugar a mis padres, por todo su amor, esfuerzo y dedicación incondicional durante toda mi vida, que ha sido fundamental para desarrollarme íntegramente y desplegar mis propias alas.

A David Watts por su apoyo, confianza y disposición para llevar a cabo esta investigación, que ha significado para mí un gran aprendizaje.

Quisiera agradecer también a Rodrigo, Danilo y Joaquín por toda la ayuda que me han prestado para el desarrollo de esta tesis en diversos momentos, así como también su compañía y alegría en la oficina donde trabajamos.

A todos mis amigos, especialmente a Julio, Felipe, Gianfranco, Christopher, Juan Guillermo, Diego, Guillermo y Vicente por estar siempre conmigo y ofrecerme constantemente momentos de alegría y risas.

Finalmente a mi novia Alejandra, por todo su amor, comprensión y por entregarme día a día lo mejor de sí para hacerme feliz y darme las mejores alegrías y energías para terminar este trabajo.

INDICE GENERAL

Pág.

DEDICATORIA ii

AGRADECIMIENTOS iii

INDICE DE TABLAS vii

INDICE DE FIGURAS viii

RESUMEN x

ABSTRACT xii

1. Introducción 1
   - 1.1 Motivación 1
   - 1.2 Hipótesis y objetivos de la Tesis 2
   - 1.3 Estructura de la Tesis 3

2. Proyectos en gran escala con información pública 4
   - 2.1 Proyectos en operación y en construcción 4
   - 2.2 Proyectos en proceso administrativo 7
     - 2.2.1 Resumen de inversión y capacidad 7
     - 2.2.2 Especificaciones técnicas de los proyectos 10

3. Generación en pequeña escala en 10 ciudades 13
   - 3.1 Características de las ciudades estudiadas 13
   - 3.2 Análisis de la inclinación y la orientación de instalaciones fotovoltaicas 16
     - 3.2.1 Radiación directa y difusa 16
     - 3.2.2 Modelo de radiación anisotrópica HDKR 19
     - 3.2.3 Aplicación del modelo para las 10 ciudades 20
   - 3.3 Sistema fotovoltaico y fuentes de pérdidas 22
     - 3.3.1 Dimensionamiento del sistema 22
     - 3.3.2 Módulo e inversor utilizados 24
     - 3.3.3 Fuente de pérdidas 26
     - 3.3.4 Resultados 30

4. Auditoría del consumo eléctrico de un hogar 36
4.1 Tipo de auditoría realizada 36
4.2 Obtención de información 38
4.2.1 Descripción del hogar y la rutina de la familia 38
4.2.2 Equipos de mayor consumo 39
4.3 Análisis del consumo con días representativos 41
4.3.1 Elección de días representativos 41
4.3.2 Modelación del consumo por día representativo 43
4.3.3 Resultados 44
4.3.4 Validación y ajuste 48

5. Modelación de Net-Metering y Net-Billing 52
5.1 Explicación del modelo 53
5.2 Tarifas de suministro eléctrico 54
5.3 Instalaciones fotovoltaicas 55
5.4 Resultados medición neta 56
5.5 Valor de la energía fotovoltaica 60

6. Costos nivelados de la energía fotovoltaica 62
6.1 Formulación 62
6.1.1 Valor presente de los costos 62
6.1.2 Energía generada durante todo el período 63
6.2 Costos de un sistema fotovoltaico 64
6.3 Escenarios de costo nivelado 65
6.4 Resultados 65
6.5 Análisis de costo nivelado, tarifas y valor de la energía 67

7. Conclusiones 69

BIBLIOGRAFIA 74

A N E X O S 77

Anexo A: diferencia entre horario solar y de referencia (GMT – 4) 78

Anexo B: Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (GHI) para 28 orientaciones e inclinaciones por ciudad 79

Anexo C: Eficiencia de los módulos 82

Anexo D: definiciones de performance ratio 83

Anexo E: espacios y equipos disponibles en el hogar estudiado 84

Anexo F: confeccion de entrevista 88

Anexo G: aparatos con funcionamiento especial o cíclico 92

Anexo H: definición y estimación del consumo *standby* 93

Anexo I: Consumo neto, Generación local consumida, excedentes y cálculos económicos por ciudad y tamaño de instalaciones 96

Anexo J: análisis del costo de sistemas fotovoltaicos disponibles actualmente en el mercado chileno 111

INDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 2-1: Proyectos en operación instalados SIC y SING 5

Tabla 2-2: Proyectos en construcción SIC y SING..... 6

Tabla 2-3: Resumen proyectos, inversión y capacidad por año..... 8

Tabla 2-4: Inversión, capacidad, radiación y calificación ambiental por región 8

Tabla 3-1: Información ciudades estudiadas..... 14

Tabla 3-2: Ganancia con orientación e inclinación óptimas 21

Tabla 3-3: Inverter ratio utilizados por ciudad..... 24

Tabla 3.4: Resumen fuentes de pérdida 30

Tabla 3-5: Performance ratio por ciudad y año..... 34

Tabla 4-1: Agrupación de consumos del hogar..... 40

Tabla 4-2: Desglose de días representativos 42

Tabla 4-3: Horarios de salida y puesta de sol 43

Tabla 4-4: Consumo real y estimado y ajuste propuesto 51

Tabla 5-1: Empresas distribuidoras y tarifas de suministro 55

INDICE DE FIGURAS

Pág.

Figura 2-1: Capacidad fotovoltaica en operación y su relación con ERNC total 5

Figura 2-2: Mapa proyectos en operación y construcción 6

Figura 2-3: Inversión por capacidad por año, por capacidad 9

Figura 2-4: Inversión por capacidad por año, por capacidad hasta 30 MW..... 10

Figura 2-5: Inversión por capacidad por año, por capacidad hasta 30 MW..... 11

Figura 3-1: GHI anual por ciudad 15

Figura 3-2: Estacionalidad de la GHI por ciudad..... 15

Figura 3-3: Radiación difusa y directa por ciudad 18

Figura 3-4: Ganancia de radiación en función de la inclinación..... 22

Figura 3-5: Promedio horario de la GHI por ciudad 23

Figura 3-6: Curva de eficiencia del módulo..... 25

Figura 3-7: Curva de eficiencia del inversor..... 26

Figura 3-8: Pérdidas por temperatura durante el día..... 29

Figura 3-9: Producción anual para tres orientaciones 31

Figura 3-10: Producción mensual para tres orientaciones 32

Figura 3-11: Producción anual con orientación óptima 32

Figura 3-12: Producción mensual con orientación óptima..... 33

Figura 4-1: Equipos de mayor capacidad y consumo 40

Figura 4-2: Días típicos y total de representados 41

Figura 4-3: Días típicos y total de representados 42

Figura 4-4: Días representativos más relevantes 45

Figura 4-5: Consumo anual por grupo 45

Figura 4-6: Consumo por estación del año por grupo 46

Figura 4-7: Potencia promedio consumida durante el día 47

Figura 4-8: Potencia promedio consumida durante el día 47

Figura 4-9: Consumo medido y estimado 49

Figura 4-10: Información disponible en las boletas 50

Figura 4-11: Consumo real, estimado y ajustado 51

Figura 5-1: Potencia promedio producida, consumo y excedentes para 1 kW, 3 kW y 10 kW en Santiago 56

Figura 5-2: Generación consumida, consumo neto y excedentes para dos intervalos de integración y tres tamaños de instalaciones 57

Figura 5-3: Generación local, consumo neto y excedentes con una instalación de 3 kW en Santiago 58

Figura 5-4: Generación local, consumo neto y excedentes con instalaciones con todos los intervalos de integración y capacidades de 1 kW y 3 kW 59

Figura 5-5: Valor de la energía fotovoltaica para todos los intervalos de integración, tamaños y ciudades 61

Figura 6-1: Costo nivelado con inversiones de 2.000 y 3.000 US$/kW, deudas y tasas de descuento para todas las ciudades 66

Figura 6-2: Costo nivelado con inversiones de 2.500 y 3.200 US$/kW, deudas y tasas de descuento para todas las ciudades 67

Figura 6-3: Comparación de costos nivelados con tarifas y valor de la energía 68

RESUMEN

El mercado de sistemas fotovoltaicos en todas las escalas ha enfrentado un acelerado desarrollo en los últimos años, debido a la abrupta caída en sus precios, lo que es atribuido principalmente a la irrupción de China como un nuevo actor relevante en esta industria.

El objetivo de esta tesis es evaluar la viabilidad económica de la instalación de sistemas de generación fotovoltaicos de pequeña y gran escala (algunos kW hasta cientos de MW), pero realizando un diseño detallado y modelando la tecnología, para lograr un preciso análisis de los costos de instalación y de producción de energía.

Los sistemas fotovoltaicos de pequeña escala conectados a la red residencial son evaluados en escenarios de *Net Metering* y *Net Billing* en 10 ciudades a lo largo de Chile. Para el análisis se utiliza un consumo que es estudiado y estimado en base a una auditoría energética - eléctrica, y tres tamaños de instalaciones fotovoltaicas (pequeño, medio y grande con respecto al consumo). Para determinar la generación se implementa una formulación que considera orientaciones e inclinaciones que son sensibilizadas, así como también las fuentes de pérdida más importantes del proceso.

Con las valorizaciones de la energía consumida localmente e inyectada a la red se obtienen los precios medios de la energía generada, que posteriormente se comparan con los costos nivelados de un sistema fotovoltaico y las tarifas de consumo de electricidad por ciudad.

Los resultados muestran que naturalmente el *Net Metering* es una mejor opción para el consumidor con un sistema de generación fotovoltaico y que en el caso de estar bajo un esquema de *Net Billing*, largos intervalos de integración son más convenientes para el consumidor. Bajo este esquema además se observa que es más conveniente que la capacidad del sistema fotovoltaico sea pequeña en relación al consumo de electricidad del hogar, evitando excedentes de generación, pues éstos son remunerados a menores precios.

Por otra parte, los proyectos de gran escala se analizaron a partir de información pública del sistema SEA, desde el año 2009 hasta noviembre de 2013, mostrando una significativa disminución de los costos de instalación por año, con una ligera economía de

escala y un creciente número de proyectos en los últimos dos años. Ambos estudios presentan un promisorio desarrollo solar fotovoltaico en Chile.

Palabras Claves: Energía fotovoltaica en Chile, *Net Metering*, *Net Billing*, Auditoría de consumo eléctrico.

ABSTRACT

The photovoltaic systems market has faced a fast development at all scales in recent years due to the sharp decline in prices, mainly because of the emergence of China as a new player in this industry.

The aim of this thesis is to evaluate the economic feasibility of installation of photovoltaic generation systems in small and large scale (from a few kW to hundreds of MW). Also a detailed design and modeling of this technology is done, to achieve an accurate analysis of installation costs and energy production.

Small-scale photovoltaic systems connected to the grid are evaluated on Net Metering and Net Billing schemes in 10 cities throughout Chile. This analysis takes into account an estimated residential consumption, based on energy - electricity audit, and three sizes of photovoltaic systems (small, medium and large related to consumption). To determine the energy production, a formulation is implemented regarding orientations and inclinations which are sensitized, as well as the major sources of power losses.

With the total amount of energy that is consumed and returned to the grid for both scenarios, average values of photovoltaic energy prices are obtained, which are compared with the levelized costs of a photovoltaic system and the electricity consumption tariffs by city.

The results show that naturally the Net Metering scheme is a better choice for the consumer who owns a photovoltaic generation system, and in the case of being under a Net Billing scheme, long integration intervals and a small system capacity related to household electricity consumption are more convenient for the consumer, avoiding excess generation, as this is paid at lower prices.

Moreover, large-scale projects were analyzed based on the SEA system public information, since 2009 until November 2013, showing a significant reduction in installation costs per year, with slight economies of scale and increasing number of projects in the past two years. Both studies show a promising photovoltaic solar development in Chile.

Keywords: Photovoltaics in Chile, Net Metering, Net Billing, Electrical Audit.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

Desde hace algunos años se está insistiendo en la urgencia de instalar mayor capacidad de generación eléctrica en Chile, por considerarse esencial para alimentar el crecimiento económico que se proyecta en el futuro. Además está la necesidad de diversificar la matriz de generación eléctrica, ofrecer mayor seguridad en el servicio, estabilidad en los precios, y producir energía limpia. Las ERNC (Energías Renovables no Convencionales) prometen aportar en todas estas dimensiones, pero actualmente su aporte es muy bajo, cercano sólo al 3% (Min.Energía, 2012).

En el caso de la generación fotovoltaica, en los últimos años el desarrollo y el uso de esta tecnología a nivel mundial ha crecido enormemente, a tasas anuales de 35% a 40% (Tyagi, Rahim, Rahim, & Selvaraj, 2013) y Chile, dado que posee uno de los mayores niveles de radiación solar del mundo, así como también uno de los más altos precios de la energía en Latinoamérica, ofrece condiciones óptimas para el desarrollo fotovoltaico (Watts & Valdés, 2012).

La progresiva disminución de los costos de los sistemas fotovoltaicos, con módulos provenientes de China comercializados a sólo 1 $US/W a nivel mundial (Bazilian et al., 2013; Candelise, Winskel, & Gross, 2013), ha ocasionado un aumento explosivo de proyectos a gran escala que buscan instalarse especialmente en el sector norte del país, y también ha permitido el desarrollo de pequeños sistemas, que a pesar de las economías de escala, tienen la posibilidad de conectarse a la red para abastecer consumos propios e inyectar sus excedentes, siendo rentables.

Al realizar una instalación fotovoltaica, se debe estudiar el impacto de la orientación, inclinación y el dimensionamiento de la capacidad de módulos e inversores, que se relacionan a su vez con los costos de instalación, el perfil de carga, las tarificaciones del consumo y el excedente de electricidad, según el tipo de uso que se le otorgue a la generación (Mondol, Yohanis, & Norton, 2009).

El *Net Metering* (o Medición Neta) es una política que permite a un cliente que posee un sistema de generación de electricidad conectado a la red, cubrir una parte o la totalidad de su consumo con este sistema, independientemente del horario de generación

o consumo. Para esto es necesario contar con un medidor (o eventualmente dos) que sea capaz de girar y medir el flujo de energía en las dos direcciones de manera que al final del período de facturación se considere el flujo neto de energía el cual posteriormente es valorizado (Poullikkas, 2013).

El *Net Billing*, por su parte, es una variante del *Net Metering* que considera también la utilización de uno o más medidores, pero que miden el consumo y los excedentes de forma separada para ser valorizados posteriormente a un precio diferente, donde finalmente se factura al consumidor la diferencia entre ambas.

En Chile, se impulsó una tarificación de tipo *Net Billing* para pequeños generadores de hasta 100 kW de capacidad a través de la Ley 20.571, promulgada el 20 de febrero del 2013. Sin embargo, últimamente se han discutido cambios a la Ley 20.571, entre los cuales se destaca modificar la tarificación a una del tipo *Net Metering* para los consumidores con capacidades de hasta 10 kW (Senado, 2013).

En *Net Billing* la definición del intervalo de integración que utilizan los medidores es fundamental para establecer la costo-efectividad de las instalaciones, porque establece qué porción de la energía se valoriza a una tarifa alta (de consumo) y cuánta a una tarifa baja (de excedente).

1.2 Hipótesis y objetivos de la Tesis

En este trabajo se realiza un barrido de las características más relevantes de las instalaciones fotovoltaicas de gran escala (sobre 1 MW), mostrando que esta tecnología está presentado un crecimiento explosivo en Chile, debido fundamentalmente a la baja importante en sus costos en los últimos años.

Luego se aborda en mayor profundidad el potencial en pequeña escala (entre 1 y 10 kW) y se busca demostrar que, a diferencia de una tarificación de *Net Metering*, en *Net Billing* el valor medio de la energía fotovoltaica se ve afectado por los intervalos de integración y por la capacidad del sistema en relación al perfil de consumo en un hogar, donde finalmente bajo ciertas condiciones de tarificación y dependiendo de la ubicación (donde influye el nivel de radiación y las tarifas de distribución del lugar), es conveniente instalar sistemas fotovoltaicos, calculado en función de sus costos nivelados para diferentes escenarios de costo y deuda.

1.3 Estructura de la Tesis

La tesis se estructura en seis capítulos con sus correspondientes secciones y subsecciones. En el primer capítulo se estudian los proyectos a gran escala que se encuentran operativos y en construcción y los que han presentado declaración o estudio de impacto ambiental entre el año 2009 y noviembre de 2013, que actualmente se encuentran aprobados o en calificación, rescatando su información técnica y económica que posteriormente es analizada.

A continuación se desarrolla un estudio en profundidad para sistemas de generación en pequeña escala en 10 ciudades del país, sensibilizando orientaciones e inclinaciones y determinando la radiación incidente anual óptima, para luego, a través de un análisis de las principales fuentes de pérdida y considerando una eficiencia de módulos e inversor particulares, determinar la generación anual óptima por ciudad.

En el tercer capítulo se expone una auditoría eléctrica realizada a un hogar, con el objetivo de obtener un consumo cada 10 minutos durante un año, que sea representativo del consumo real del hogar estudiado, que es validado con mediciones reales y ajustadas con las facturaciones mensuales durante un año.

En el cuarto capítulo se plantean y desarrollan los cálculos de Medición Neta (*Net Metering* y *Net Billing*) para distintos intervalos de integración y tamaños de instalaciones fotovoltaicas, para finalmente obtener el valor medio de la energía por escenario y ciudad.

En el quinto capítulo se calcula el costo nivelado de las instalaciones fotovoltaicas considerando el costo de inversión actual, que fue resultado de un promedio de cotizaciones realizadas en el mercado chileno, y considerando también el escenario futuro que se espera cuando el mercado se estabilice y sea más competitivo. Los costos nivelados resultantes son comparados con los valores medios de la energía fotovoltaica y las tarifas de consumo por ciudad.

Finalmente en el último capítulo se resumen las principales conclusiones de los análisis realizados en todos los capítulos, discutiendo especialmente los resultados del potencial de generación fotovoltaica en gran y pequeña escala en Chile.

2. PROYECTOS EN GRAN ESCALA CON INFORMACIÓN PÚBLICA

Se realiza una revisión de los proyectos que se encuentran actualmente en operación y construcción de gran escala (por sobre 1 MW), y también de los que se encuentran en procesos administrativos de calificación ambiental para instalarse en el país.

La información sobre los proyectos en operación y construcción se obtuvo de los informes de operación de los Sistemas Interconectados Central y Norte Grande (SIC y SING), así como también de los informes técnicos de fijación de precios de nudo del SIC y SING, de los reportes mensuales del Centro de Energía Renovable (CER) y de artículos disponibles en los medios de comunicación.

De los proyectos que se encuentran en procesos de calificación ambiental, se analiza su información pública disponible en sus estudios de impacto ambiental.

2.1 Proyectos en operación y en construcción

Hasta fines de octubre de 2013 existen 5 plantas fotovoltaicas en operación, donde una de ellas está en proceso de ampliación y además se encuentran 9 más en construcción. Las 5 plantas en operación, cuyas descripciones se encuentran en la Tabla 2-1, totalizan 6.9 MW, lo que representa un 0.6% de la capacidad operativa total de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) del país (CER, 2013). 4.4 MW se encuentran en el sector del SING (3.4 MW conectados) y 2.5 MW en el sector del SIC (conectados). La primera planta comenzó sus operaciones en mayo de 2012, con 1 MW de capacidad y la evolución de la capacidad operativa se muestra en la Figura 2-1.

Tabla 2-1: Proyectos en operación instalados en los sectores del SING y SIC

Sector SING	Sector SIC
La Huayca, 1.4 MW (conectado) El Águila, 2 MW (conectado) Calama Solar 3, 1 MW (no conectado)	Tambo Real, 1.2 MW (conectado) SDGx1 Andacollo, 1.28 MW (conectado)

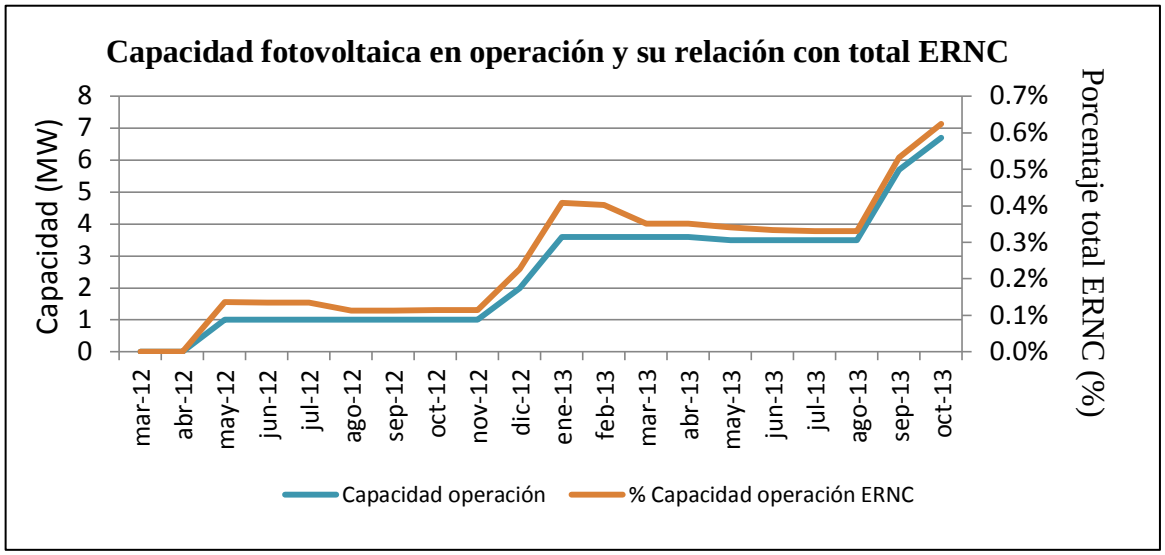


Figura 2-1: Capacidad fotovoltaica en operación y su relación con total ERNC operativo en Chile

En construcción se encuentran 274 MW, de los cuales en el sector del SING se instalarán 121 MW (6 proyectos nuevos y la ampliación de uno existente) y 153 MW (3 proyectos nuevos) en el sector del SIC. La descripción de estos proyectos se encuentra en la Tabla 2-2.

Tabla 2-2: Proyectos en construcción en los sectores SING y SIC

Sector SING	Sector SIC
Pozo Almonte 2, 7.5 MW	Llano de Llampos, 100 MW
Pozo Almonte 3, 16 MW	San Andrés, 50 MW
Arica Solar etapa I, 18 MW	Pajonales, 2.96 MW
Arica Solar etapa II, 22 MW	
Ampliación La Huayca, 9 MW (7.6 adicionales)	
Quillagua I, 20 MW	
Quillagua II, 30 MW	

La ubicación aproximada de todos los proyectos mencionados se muestra en la Figura 2-2, donde se aprecian dos bloques de proyectos. El primer bloque está concentrado entre Arica y Calama y el segundo grupo entre Copiapó y Andacollo, lo que está relacionado con la cercanía a empresas mineras con las cuales se están realizando contratos para compras de energía renovable o instalación de proyectos propios, o en el segundo bloque específicamente para vender su energía al mercado spot del SIC y de esta forma aprovechar sus altos costos marginales.

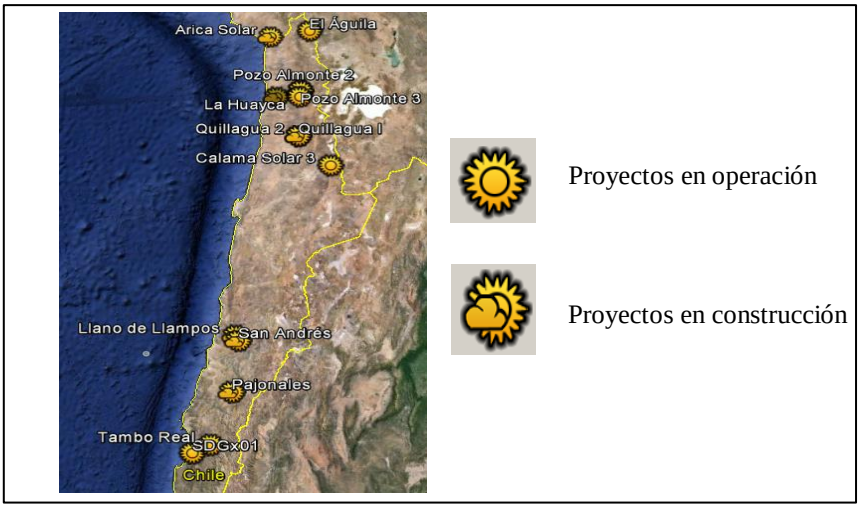


Figura 2-2: Proyectos en operación y en construcción en Chile

2.2 Proyectos en proceso administrativo

Se analizan 93 proyectos fotovoltaicos con capacidad por sobre 3 MW, que han realizado declaraciones o estudios de impacto ambiental para instalarse en Chile, encontrándose actualmente en calidad de Aprobados o En Calificación y cuyos estudios se encuentran públicos en la página web del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)[1].

Las declaraciones de impacto ambiental, muchas veces son realizadas por empresas diferentes a las que constituyen los proyectos, razón por la cual la calidad de la descripción técnica que se entrega en las declaraciones es bastante baja, debido o a desconocimiento por parte de estas empresas, o porque sencillamente no está dentro de su trabajo realizar una descripción exhaustiva de los aspectos técnicos del proyecto. Sin embargo de la gran mayoría de los proyectos se ha logrado obtener sus coordenadas representativas (luego también región y sistema), inversión, capacidad, configuración, sistema de soporte de módulos (fijo, o seguimiento de 1 o 2 ejes) y tensión interna y de salida del proyecto.

2.2.1 Resumen de inversión y capacidad

Se ha estudiado la inversión y la capacidad de cada uno de los proyectos, en función del año de presentación de sus estudios, como también de la región en la cual se proyecta su instalación.

De los 93 proyectos, 78 han sido presentados entre los años 2012 y comienzos de noviembre de 2013, presentando además una disminución progresiva en sus costos de inversión como se muestra en la Tabla 2-3, de 4.444 US$/kW (un proyecto en 2009) a 2.287 US$/kW (39 proyectos durante 2013). El promedio de inversión de todos los proyectos alcanza los 2.542 US$/kW.

[1] Web Servicio de Evaluación Ambiental: http://www.sea.gob.cl/

Tabla 2-3: Resumen de proyectos, inversión y capacidad total por año

Año	Nº proyectos	Inversión MMUS$	Capacidad MW	US$/kW
2009	1	40	9	4.444
2010	7	665	192	3.473
2011	7	1.523	504	3.022
2012	39	8.606	3.259	2.641
2013	39	6.823	2.983	2.287
Total	93	17.657	6.946	2.542

La región donde más proyectos buscan instalarse es Antofagasta (37), seguido de lejos por las regiones de Atacama (23) e Iquique (20), más atrás Arica y Parinacota (11) y finalmente Coquimbo (2). Para todos los proyectos (salvo para los de la XV región), también se ha obtenido la radiación global horizontal (GHI) durante un año (siendo Antofagasta la región con el promedio más alto, de 2.565 kWh/m^2año), disponible en el Explorador Solar de la Universidad de Chile en conjunto con el Ministerio de Energía[2]. En la Tabla 2-4 se muestra el detalle por región, considerando además la cantidad de proyectos en calidad de Aprobados y En Calificación, en lo que respecta a su calificación ambiental.

Tabla 2-4: Detalle inversión, capacidad, radiación y estado de calificación ambiental de proyectos por región

Región	Nº proyectos	Inversión MMUS$	Capacidad MW	US$/kW	Irradiación promedio UChile (kWh/m2 año)	Calificación ambiental aprobada	En calificación ambiental
I	20	2.835	1.030	2.753	2.503	13	7
II	37	8.847	3.379	2.618	2.565	27	10
III	23	3.867	1.581	2.445	2.425	11	12
IV	2	200	108	1.852	2.287	0	2
XV	11	1.908	848	2.251	Sin información	9	2
Total SING	64	12.149	4.651	2.612	2.546	48	16
Total SIC	29	5.508	2.295	2.400	2.426	12	17
Total	93	17.657	6.946	2.542	2.504	60	33

[2] Web Explorador Solar: http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/

Al analizar la inversión en función de la capacidad de los proyectos se puede determinar la existencia de una economía de escala, donde para los proyectos más grandes (100 MW hacia arriba) la inversión se acerca a los 2.000 US$/kW, como se aprecia en la Figura 2-3, mientras que para proyectos de pequeña capacidad (hasta 30 MW), la inversión se encuentra en torno a los 3.000 US$/kW (Figura 2-4).

Sin embargo, al analizar por año, especialmente en 2013, la economía de escala prácticamente desaparece, con costos de inversión cercanos a los 2.300 US$/kW con capacidades menores a 100 MW y cercanos a los 2.100 US$/kW para capacidades superiores.

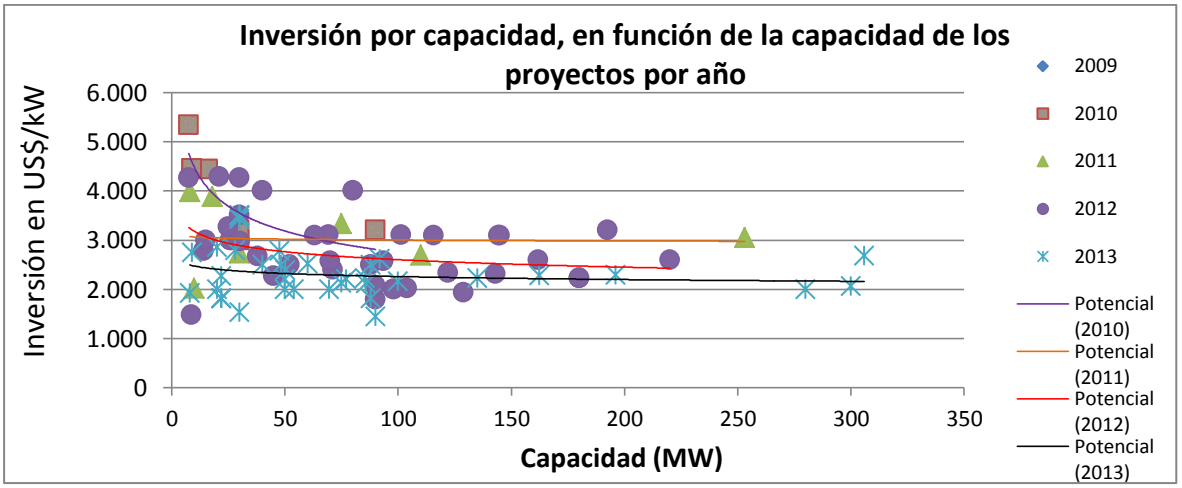


Figura 2-3: Inversión por capacidad por año, en función de la capacidad de los proyectos

En particular para proyectos de hasta 30 MW, la inversión disminuye considerablemente durante los años, con inversiones el año 2010 cercanas a los 5.000 US$/kW, mientras que en el año 2012 se encuentra levemente por sobre los 3.000 US$/kW y en 2013 está en torno a los 2.500 US$/kW.

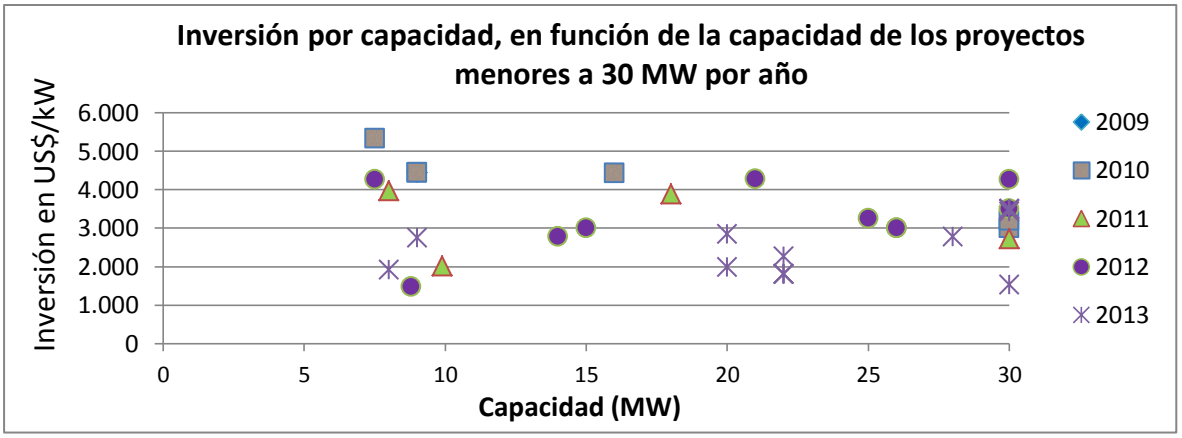


Figura 2-4: Inversión por capacidad por año, en función de la capacidad de los proyectos de hasta 30 MW

2.2.2 Especificaciones técnicas de los proyectos

La capacidad de los proyectos se mide en función de la capacidad del conjunto de inversores, que definen la potencia máxima de salida del proyecto. Sin embargo, debido a una serie de fuentes de pérdida, generalmente se instala una mayor capacidad de módulos que de inversores, cuya razón entre ambos tiene por nombre Inverter Ratio (estudiado más en detalle en conjunto con las pérdidas en el Capítulo 3), que en promedio para todos los proyectos es de 1.06, y 1.1 para sólo los que presentan un Inverter Ratio mayor a 1.

Los proyectos se conforman en unidades independientes llamadas arreglos, que se definen generalmente en función de la capacidad de los inversores utilizados en el proyecto (1 o 2 inversores por arreglo), donde cada arreglo presenta una capacidad conjunta típicamente de entre 1 a 1.5 MW (con inversores en su mayoría de capacidades de 500 kW, 750 kW y 1 MW).

Cada arreglo se encuentra dividido generalmente en grupos, donde en cada uno de éstos se contempla un cierto número de estructuras de soporte, que pueden ser fijas o con seguimiento de uno o dos ejes, donde se montan los módulos fotovoltaicos. Dependiendo del tamaño de estas estructuras, se alberga una cierta cantidad de módulos, que generalmente se encuentra en el orden de los 24 a 96, o puede llegar incluso a más de 1.000 módulos. La conexión de módulos es primeramente en serie (generalmente entre 12

a 24) y luego en paralelo, en la medida que se alcanza el voltaje de entrada necesario para la operación de o los inversores. La configuración típica de un arreglo fotovoltaico se muestra en la Figura 2-5.

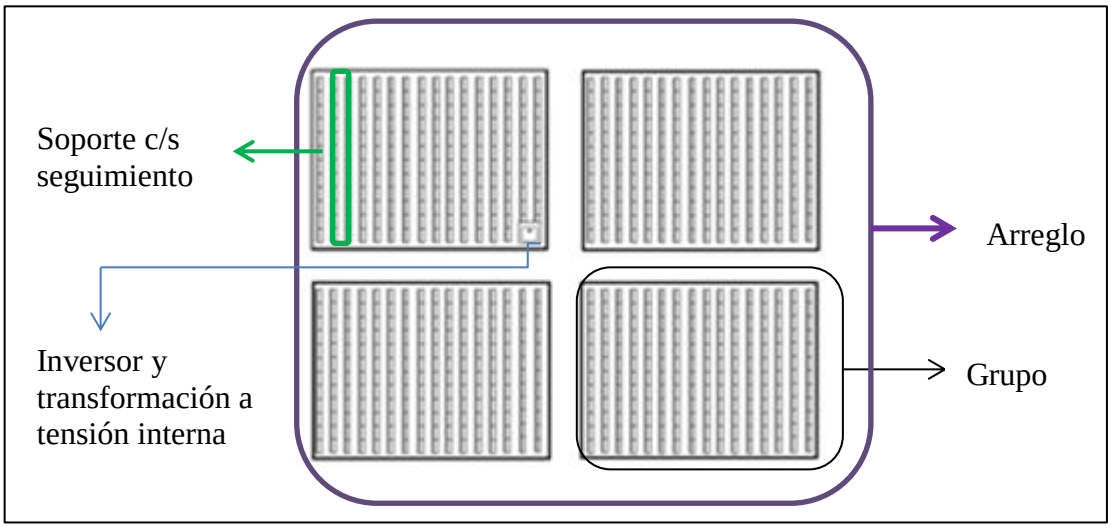


Figura 2-5: Configuración típica de un arreglo fotovoltaico

La tecnología de los módulos utilizada en su mayoría, cuando ha sido mencionada, es la de silicio cristalino (57), predominando especialmente la tecnología policristalina (49) y en menor orden la monocristalina (8). Algunos proyectos también utilizan tecnologías de capa fina (8), con silicio amorfo y teluluro de cadmio.

Del total de proyectos de los que se logró obtener información sobre sus estructuras de soporte, 23 utilizan sistemas fijos inclinados, 45 utilizan sistemas de seguimiento con un eje (con orientación este-oeste) y 6 con dos ejes (orientación este-oeste e inclinación con respecto a la horizontal en función de la altura solar). Estos sistemas pueden aumentar la radiación incidente en los módulos en el orden de un 5% a 10% para sistemas fijos (lo que es analizado exhaustivamente para proyectos de pequeña escala en el Capítulo 3), y entre un 20% hasta incluso un 40% para sistemas con uno o dos ejes, según varios estudios disponibles sobre localidades particulares. Estas ganancias

permiten un aumento de producción de energía con respecto a sistemas planos fijos aproximadamente en la misma magnitud.

La salida de los inversores por arreglo es conectada a unidades de transformación, que típicamente elevan la tensión hasta los 13.8 kV o 23 kV, que viene siendo la tensión interna del proyecto. Dependiendo del tipo de conexión a la red, generalmente se construye una subestación propia para el proyecto que eleva la tensión a 110 kV o 220 kV, o bien se conectan a las subestaciones existentes en los sistemas del SIC y SING, instándose para este efecto los proyectos muy cerca de ellas. Otros proyectos (de capacidades del orden de los 20 MW o menos) por su parte, se conectan directamente a alimentadores de la red de distribución a 23 kV.

3. GENERACIÓN EN PEQUEÑA ESCALA EN 10 CIUDADES

Se estudia la generación de energía en 10 ciudades a lo largo de Chile, en instalaciones fotovoltaicas a nivel residencial. Para ello primero se describen las características de las ciudades estudiadas, luego se realiza un análisis del impacto orientación y la inclinación en la radiación total incidente con respecto a la GHI para luego determinar la generación por kW instalado, considerando las fuentes de pérdidas en el proceso.

3.1 Características de las ciudades estudiadas

El análisis se realiza en 10 ciudades a lo largo de Chile considerando sus propias condiciones de radiación global horizontal (en inglés *Global Horizontal Irradiance*, GHI, término utilizado típicamente) del año 2010, promedio 2003-2011 y la temperatura (2010). De las ciudades estudiadas, Iquique es la que se encuentra más hacia el norte y Puerto Montt la que se encuentra más hacia el sur.

Los perfiles de radiación y temperatura fueron obtenidos a través del procesamiento de mediciones satelitales y mediciones reales, a cargo del Explorador Solar de la Universidad de Chile en conjunto con el Ministerio de Energía (fuente utilizada también para obtener radiaciones de proyectos de gran escala, Capítulo 2). La información resumen sobre temperatura y radiaciones promedio diarias se encuentra en la Tabla 3-1.

Tabla 3-1: Coordenadas, temperatura promedio 2010, promedio diario GHI 2010 y promedio diario GHI promedio 2003-2011, para las 10 ciudades estudiadas

Ciudad	Coordenadas	Temperatura promedio 2010 (°C)	GHI 2010 (kWh/m^2día)	GHI 2003-2011 promedio (kWh/m^2día)
Iquique	Lat: -20.22° Long: -70.14°	17.5°	6.06	6.19
Calama	Lat: -22.45° Long: -68.93°	11.8°	7.22	7.21
Antofagasta	Lat: -23.65° Long: -70.4°	16.1°	6.06	6.13
Copiapó	Lat: -27.37° Long: -70.33°	16.8°	6.25	6.31
Coquimbo	Lat: -29.96° Long: -71.34°	14.9°	4.66	4.9
Ovalle	Lat: -30.6° Long: -71.2°	15.3°	5.81	5.87
Valparaíso	Lat: -33.05° Long: -71.62°	14.8°	4.64	4.74
Santiago	Lat: -33.41° Long: -70.55°	13.5°	5.73	5.65
Concepción	Lat: -36.82° Long: -73.05°	12.4°	4.89	5.01
Puerto Montt	Lat: -41.47° Long: -72.94°	10.4°	3.54	3.69

La GHI de las ciudades estudiadas se encuentra disponible cada 30 minutos y representa las condiciones registradas en momentos exactos, referenciados al horario GTM/UTC -4 en todo momento (UChile, 2012). La ciudad que presenta un mayor nivel de GHI durante el año 2010 es Calama (2.632 kWh/m^2año) y la que presenta el menor GHI es Puerto Montt (1.292 kWh/m^2año). La radiación anual por ciudad se presenta en la Figura 3-1.

La radiación mensual en las ciudades se encuentra entre los 9 kWh/m^2 día (Calama) y los 5 kWh/m^2 día (Coquimbo) en los meses de verano y entre los 5 kWh/m^2 (Calama) y los 1 kWh/m^2día (Puerto Montt) en los meses de invierno. El perfil mensual por ciudad se encuentra graficado en la Figura 3-2.

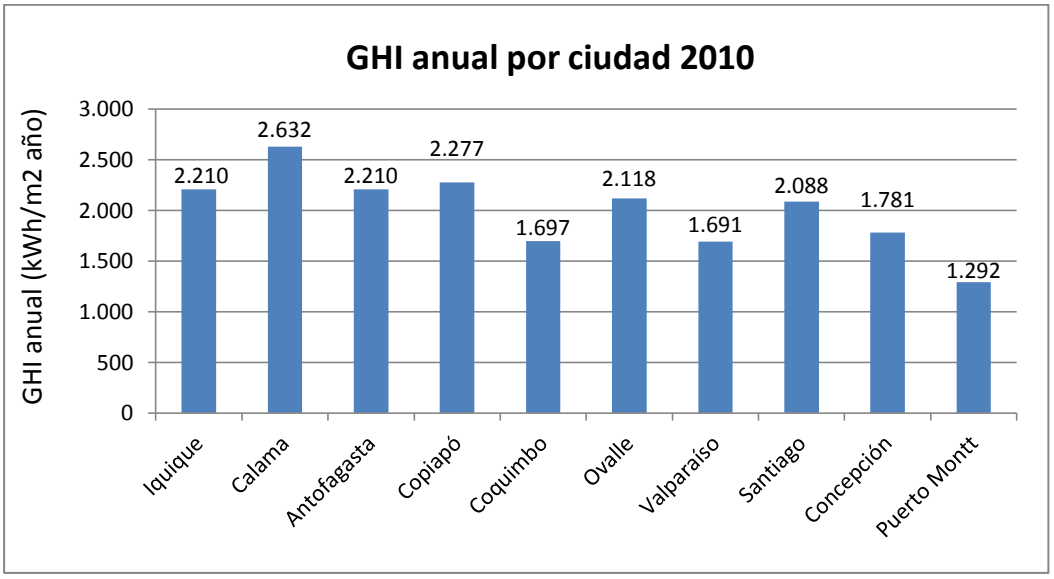


Figura 3-1: Radiación global horizontal (GHI) anual del año 2010 para las 10 ciudades estudiadas

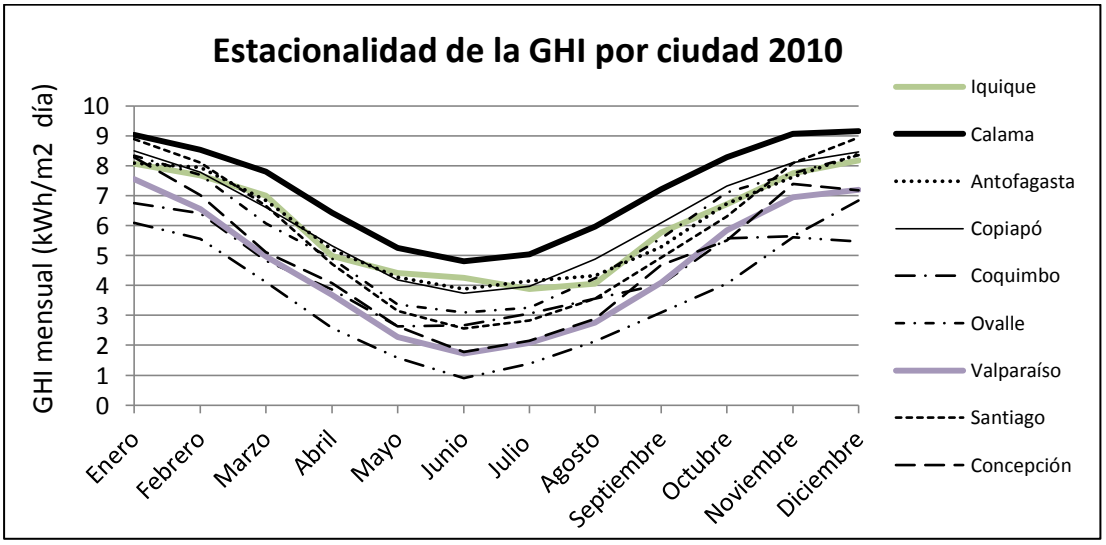


Figura 3-2: Promedio diario de la GHI por mes en el año 2010 para las 10 ciudades estudiadas

3.2 Análisis de la inclinación y la orientación de instalaciones fotovoltaicas

Las mediciones de radiación generalmente presentan la radiación global horizontal (GHI), sin embargo no dan cuenta de la radiación directa y difusa, ni tampoco de la radiación total que incide sobre un plano inclinado y orientado (David, Lauret, & Boland, 2013).

Generalmente se determina una orientación e inclinación óptima para maximizar la generación durante el año, compensar de mejor forma un consumo (Hwang, Kang, & Kim, 2012) o maximizar los ingresos (Sadineni, Atallah, & Boehm, 2012), aprovechando cambios de tarificación durante el tiempo. Como en Chile las tarifas de distribución presentan leves variaciones durante el año, se opta por encontrar orientaciones e inclinaciones óptimas por ciudad que maximicen la generación durante el año.

Existen dos familias de modelos que estiman la radiación total incidente en una superficie inclinada: los de radiación difusa isotrópica y anisotrópica. Ambos modelos definen tres componentes: directa, difusa y reflejada (Duffie & Beckman, 1991; Yadav & Chandel, 2013). En el primer modelo la radiación difusa es idéntica en todas las direcciones, mientras que el segundo se clasifica en función de su dirección, siendo esto especialmente necesario cuando representa un porcentaje alto de la radiación global total. Por el contrario, algunos estudios indican que la diferencia en la estimación del desempeño total utilizando un modelo isotrópico y otro anisotrópico podría ser pequeña en algunos lugares, presumiblemente de baja radiación difusa, situándose entre un 1% y un 2% (Mondol, Yohanis, & Norton, 2007).

3.2.1 Radiación directa y difusa

Las radiaciones directa y difusa se obtienen a partir de la correlación de Erbs. Esta correlación indica la existencia de una relación entre la razón de la radiación difusa horizontal horaria (I_d) y la GHI horaria (I), y la razón entre I y la radiación global horaria fuera de la atmósfera (I_o).

La radiación horaria fuera de la atmósfera (I_o) se define en función de la constante solar G_{sc} equivalente a 1367 $\frac{W}{m^2}$, del día "n" del año y de los ángulos de latitud (ϕ), declinación (δ) y horarios solares (ω_1 y ω_2), lo que se representa en la ecuación (3.1).

$$I_0 = \frac{12G_{sc}}{\pi}\left[1 + 0.033\cos\frac{360n}{365}\right]\left[\cos(\phi)\cos(\delta)\left(\sin(\omega_2) - \sin(\omega_1)\right) + \left(\frac{\pi(\omega_2 - \omega_1)}{180}\right)\sin(\phi)\sin(\delta)\right] \quad (3.1)$$

Al horario que es referenciada la radiación (GMT/UTC -4) se le realiza una corrección para trasladarlo al horario solar. La corrección (en minutos) se realiza utilizando la expresión (3.2), donde L_{st} es el meridiano utilizado para definir el tiempo de referencia, L_{loc} es la longitud del lugar específico a modelar (ambos de 0º a 360º) y E proviene de la ecuación del tiempo de Spencer (Duffie & Beckman, 1991). En el Anexo A se muestra la evolución del tiempo solar con respecto al tiempo de referencia para todas las ciudades.

$$Tiempo_{solar} = Tiempo_{referencia} + 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (3.2)$$

. La razón entre la GHI horaria y la global horaria fuera de la atmósfera, $\frac{I}{I_o}$, también es llamada índice de claridad horaria (k_T) que es utilizada por diversos autores quienes han determinado sus propias correlaciones, llegando a resultados similares (Duffie & Beckman, 1991). La correlación de Erbs forma parte de este grupo y viene dada por las ecuaciones (3.3) a (3.6):

Si $k_T \leq 0.22$ $\quad \frac{I_d}{I} = 1 - 0.09k_T$ (3.3)

Si $k_T \leq 0.22$ $\quad \frac{I_d}{I} = 1 - 0.09k_T$ (3.4)

Si $0.22 < k_T \leq 0.8$ $\quad \frac{I_d}{I} = 0.9511 - 0.1604k_T + 4.388{k_T}^2 - 16.638{k_T}^3 + 12.336{k_T}^4$ (3.5)

Si $k_T > 0.8$ $\quad \frac{I_d}{I} = 0.165$ (3.6)

Finalmente la radiación directa horizontal horaria (I_b) se obtiene de la diferencia entre la global horizontal horaria (I) y la difusa horizontal horaria (I_d) a partir de la ecuación (3.7), ambas calculadas en los pasos anteriores:

$$I_b = I - I_d \tag{3.7}$$

Las expresiones (3.1) a (3.7) son también válidas para menores intervalos de tiempo, por lo que fueron utilizadas para intervalos de 30 minutos, debido a que las mediciones obtenidas a partir del Explorador Solar se encuentran en esta resolución.

Estas mediciones, sin embargo, presentan valores de irradiancia (instantáneos), por lo tanto se realiza la estimación de que en magnitud son aproximadamente iguales a la radiación incidente entre 15 minutos antes y 15 minutos después del tiempo de registro multiplicado por 2 (con unidades de kWh), con un error mínimo esperado durante un año completo. Manteniendo la coherencia, la radiación extraterrestre es calculada también entre estos intervalos de tiempo de 30 minutos.

Finalmente, los resultados totales durante el año, resumidos en la Figura 3-3, indican que las ciudades costeras presentan una mayor proporción de radiación difusa con respecto a la radiación GHI, siendo Puerto Montt la ciudad con mayor proporción (48%), mientras que Calama, que es una ciudad interior, es la que tiene una menor proporción de radiación difusa (19%).

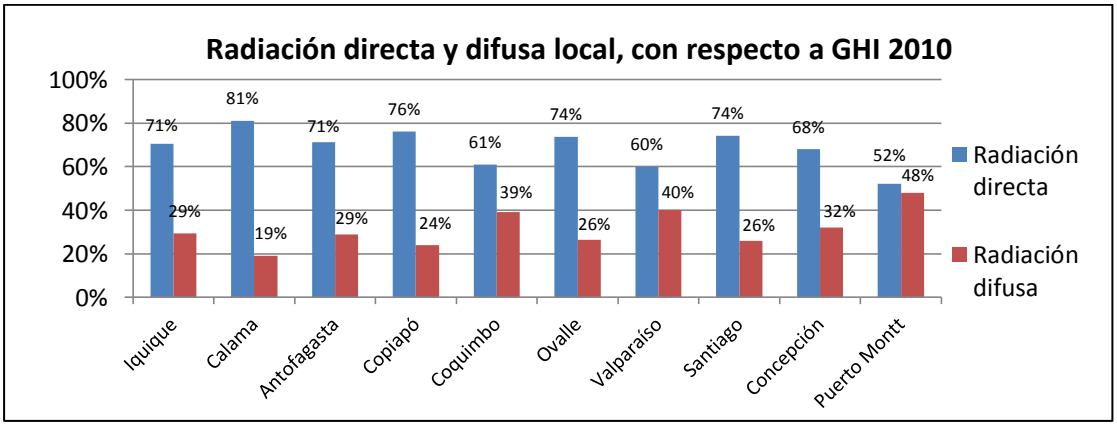


Figura 3-3: Proporción de radiación directa y difusa con respecto a la GHI del año 2010 por ciudad

3.2.2 Modelo de radiación anisotrópica HDKR

Existen varios modelos para determinar la radiación incidente en un plano inclinado y orientado, siendo los de Hay, Skartveit, Gueymard y Perez los de mayor utilización en la literatura y que han entregado los mejores resultados al ser comparados con al menos otros 10 modelos similares (David, et al., 2013). El modelo utilizado en este estudio es el HDKR, que es utilizado actualmente para análisis de inclinación y orientación de sistemas fotovoltaicos (Liu, Rasul, Amanullah, & Khan, 2012) y que fue resultado de los cálculos efectuados por Hay y Davies, Temps & Coulson, Klucher y Reindl (Duffie & Beckman, 1991).

El modelo de radiación anisotrópica HDKR considera que la radiación difusa queda representada por una parte isotrópica corregida con un factor de brillantez del horizonte y otra parte circunsolar, donde se considera que la inclinación del sistema fotovoltaico también permite un aumento de incidencia de una parte de la radiación difusa. La radiación horaria total incidente I_T queda definida por la ecuación (3.8):

$$I_T = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left(\frac{1+\cos(\beta)}{2}\right) \left(1 + f sin^3 \left(\frac{\beta}{2}\right)\right) + I\rho \left(\frac{1-\cos(\beta)}{2}\right) \qquad (3.8)$$

Donde I_b e I_d son las radiaciones directa y difusa horizontales horarias, I es la GHI horaria, A_i es un índice anisotrópico, R_b la ganancia de radiación directa producto de la inclinación (ecuación 3.9), β es inclinación del plano con respecto a la horizontal, f un factor de nubosidad y ρ el factor de albedo de la superficie.

$$R_b = \frac{Cos(\theta)}{Cos(\theta_z)} \qquad (3.9)$$

Siendo θ el ángulo de incidencia y θ_z el ángulo de cenit, los que para un sistema fijo quedan representados en función de los ángulos de declinación (δ), latitud (ϕ), inclinación de la superficie con respecto a la horizontal (β), acimut de la superficie (γ) (definido como 180º al mirar hacia el norte) y ángulo horario del sol (ω) y se calculan a partir de las ecuaciones (3.10) y (3.11):

$$\cos(\theta) = sin(\delta)sin(\phi)\cos(\beta) - sin(\delta)cos(\phi)\sin(\beta)\cos(\gamma) + cos(\delta)cos(\phi)\cos(\beta)\cos(\omega) + cos(\delta)sin(\phi)\sin(\beta)\cos(\gamma)\cos(\omega) + cos(\delta)\sin(\beta)\sin(\gamma)\sin(\omega) \quad (3.10)$$

$$\cos(\theta_z) = cos(\delta)cos(\phi)\cos(\omega) + sin(\delta)sin(\phi) \quad (3.11)$$

El índice anisotrópico A_i (ecuación 3.12) que fue incorporado por Hay & Davies considera la relación entre la radiación directa y la radiación global extraterrestre (I_0) y determina la porción de la radiación difusa horizontal que también se suma a la ganancia de radiación directa. Por su parte, el factor de nubosidad f (ecuación 3.13) fue incorporado por Klucher al factor de brillantez del horizonte, considerado por Temps & Coulson y que se obtiene de una relación entre la radiación directa y global horizontal horaria (Duffie & Beckman, 1991).

$$A_i = \frac{I_b}{I_0} \quad (3.12)$$

$$f = \sqrt{\frac{I_b}{I}} \quad (3.13)$$

Finalmente el factor de albedo ρ, se considera con un valor de 0.2 para todas las ciudades, siendo éste un valor aproximado utilizado típicamente (Mondol, et al., 2007), obteniendo resultados confiables.

3.2.3 Aplicación del modelo para las 10 ciudades

Se determina la ganancia óptima de la radiación incidente (R) con respecto a la GHI del año 2010 y con respecto a la GHI promedio entre los años 2003 y 2011. R queda definido como la razón entre la suma de la radiación incidente horaria y la suma de la GHI horaria durante el año (ecuación 3.14).

$$R = \frac{\sum I_T}{\sum I} \quad (3.14)$$

Las ganancias óptimas durante el año 2010 oscilan entre un 3% (Iquique) y un 11% (Concepción). El detalle de las ganancias, así como también sus orientaciones (acimut, γ) y sus inclinaciones (β) óptimas para las radiaciones 2010 y promedio 2003-2011, se encuentran en la Tabla 3-2.

La orientación óptima es aproximadamente hacia el norte, en especial para las ciudades de Iquique, Calama, Santiago y Concepción, mientras que Coquimbo presenta el caso más extremo con una orientación óptima de 32º en dirección nor-oeste (promedio 2003-2011). Esto se debe a que en Coquimbo la GHI durante la mañana es menor con respecto a la tarde, debido a la presencia de una mayor nubosidad en las primeras horas del día.

A medida que se avanza hacia el sur, la inclinación óptima, así como también la ganancia tienden a aumentar debido a que la altura solar disminuye (especialmente en los meses de invierno), siendo Iquique la ciudad donde se necesita una menor inclinación (16º) y Concepción donde se necesita una mayor inclinación (29º). Sin embargo, la diferencia con inclinaciones ligeramente mayores o menores (hasta ± 3º) es mínima, como se muestra en la Figura 3-4.

En el Anexo B se muestra para cada ciudad la ganancia resultante considerando 28 combinaciones de orientaciones (oeste, 40º noroeste, 20º noroeste, norte, 20º noreste, 40º noreste y este) e inclinaciones (10º, 20º, 30º y 40º).

Tabla 3-2: Ganancia, acimut e inclinaciones óptimas por ciudad, considerando la GHI 2010 y GHI promedio 2003 – 2011.

Radiación 2010	Iquique	Calama	Antofagasta	Copiapó	Coquimbo	Ovalle	Valparaíso	Santiago	Concepción	Puerto Montt
Ganancia R	3.00%	6.11%	5.06%	8.91%	9.02%	9.71%	5.73%	9.92%	11.16%	9.17%
Acimut (γ)	182º	180º	192º	166º	152º	168º	164º	180º	178º	175º
Inclinación (β)	16º	21º	20º	25º	26º	27º	22º	27º	29º	28º
Radiación 2003 – 2011	**Iquique**	**Calama**	**Antofagasta**	**Copiapó**	**Coquimbo**	**Ovalle**	**Valparaíso**	**Santiago**	**Concepción**	**Puerto Montt**
Ganancia R	3.37%	6.43%	5.18%	9.02%	8.24%	8.87%	4.74%	8.38%	9.00%	6.15%
Acimut (γ)	182º	181º	192º	164º	148º	164º	154º	180º	174º	176º
Inclinación (β)	17º	22º	20º	26º	26º	26º	21º	25º	27º	25º

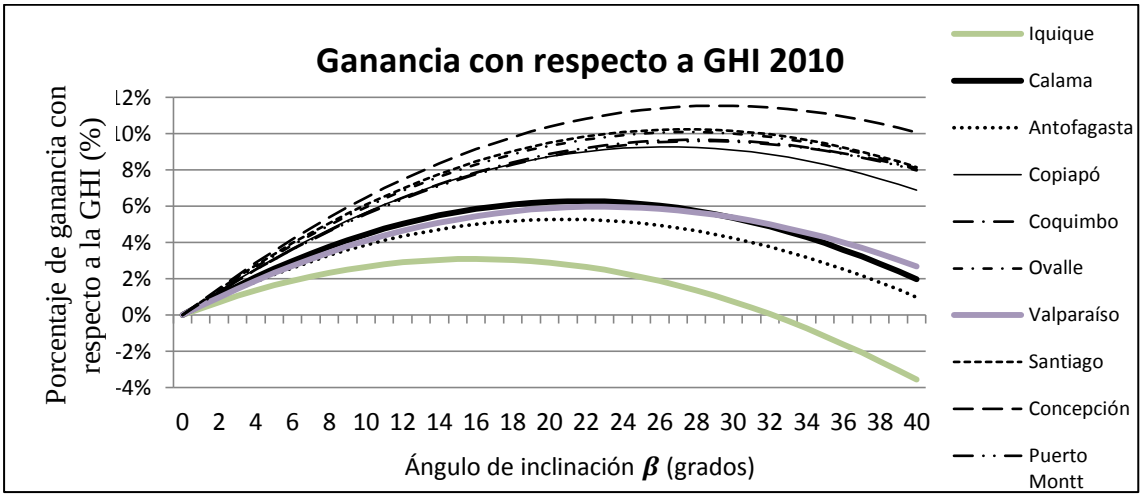


Figura 3-4: Ganancia con respecto a la GHI 2010 en función del ángulo de inclinación, considerando una orientación óptima por ciudad

3.3 Sistema fotovoltaico y fuentes de pérdidas

En este estudio se analizan sistemas fotovoltaicos conectados a la red, por lo que se considera sólo la utilización de módulos fotovoltaicos y un inversor, sin requerir de almacenamiento. Se utiliza para cada ciudad un Inverter Ratio (IR) acorde a los niveles de radiación anual que se encuentran en ellas. Posteriormente se revisan y aplican las fuentes de pérdidas y eficiencias más importantes en el proceso de conversión fotovoltaica y conexión a la red, para finalmente determinar la generación total. La radiación y temperatura utilizadas corresponden al año 2010, considerando orientaciones e inclinaciones óptimas.

3.3.1 Dimensionamiento del sistema

La capacidad nominal de los módulos usualmente debe ser mayor que la capacidad del inversor, debido a que la irradiancia global horizontal promedio durante el día es menor a 1000 W/m^2 (Figura 3-5) y existen fuentes de pérdidas en el proceso de generación.

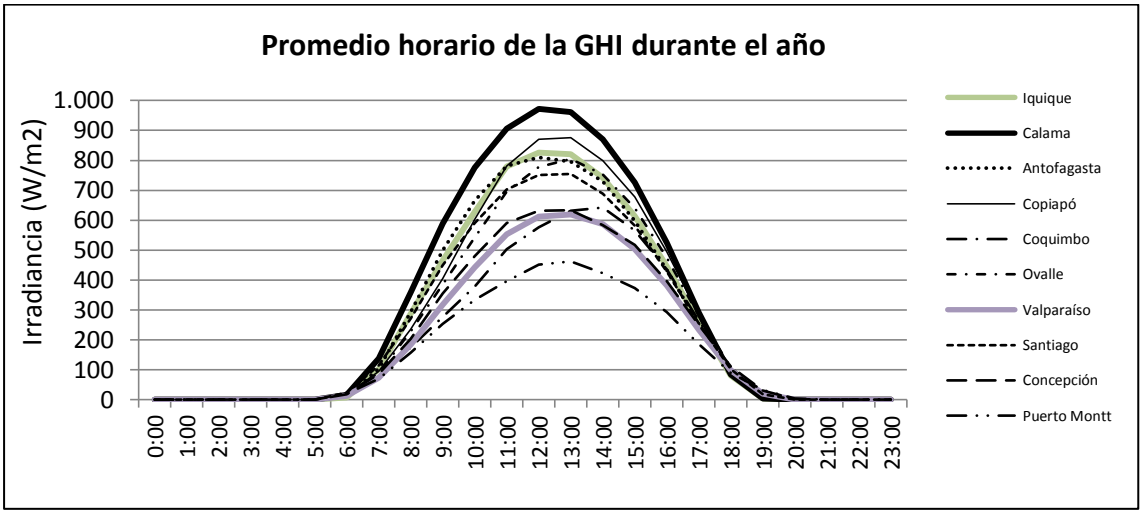


Figura 3-5: Promedio horario durante el día de la GHI a lo largo del año

Un método propuesto para determinar un IR adecuado, lo relaciona con todas las fuentes de pérdida que disminuyen la potencia producida por un sistema fotovoltaico, similar al Performance Ratio (PR) (Omar & Shaari, 2009), se indica en la ecuación (3.15). Sin embargo, al aumentar la capacidad de los módulos, también aumenta el costo del proyecto, y también se ha determinado que para un IR alto, generalmente se subestiman las pérdidas y se sobreestiman las eficiencias al utilizar radiaciones con baja resolución. (Burger & Rüther, 2006).

Por lo tanto el criterio utilizado en este trabajo para escoger un IR apropiado sigue la relación propuesta, evitando la posibilidad de sobrecargas excesivas (con excepción de Puerto Montt, debido a que su GHI promedio es muy bajo).

$$IR = \frac{P_{array_stc}}{P_{Nom_inv}} \approx \frac{1}{PR} \tag{3.15}$$

Los IR escogidos por ciudad están detallados en la Tabla 3-3 y se encuentran entre 1.05 (Calama) y 1.25 (Puerto Montt), encontrándose en el orden establecido en la literatura (Mondol, Yohanis, & Norton, 2006) donde para sistemas con inversores de alta eficiencia (como será el caso de estudio), el IR óptimo para localidades europeas (con menor radiación que en Chile) se encuentra entre 1.1 y 1.3.

Tabla 3-3: Inverter ratios utilizados por ciudad para el dimensionamiento del sistema fotovoltaico

Ciudad	IR
Iquique	1.15
Calama	1.05
Antofagasta	1.15
Copiapó	1.1
Coquimbo	1.15
Ovalle	1.15
Valparaíso	1.1
Santiago	1.1
Concepción	1.15
Puerto Montt	1.25

3.3.2 Módulo e inversor utilizados

El módulo utilizado en la modelación es de marca Kyocera, modelo LA361K51, de tecnología de silicio policristalina de 12.7% de eficiencia, del cual se dispone de un modelo semi-empírico para determinar su curva de eficiencia (Durisch et al., 2007).

La eficiencia de los módulos depende en gran medida de la irradiancia incidente y también, de la temperatura y la masa de aire. Sin embargo, debido a que las pérdidas por temperatura se estudian por separado y el efecto masa de aire se encuentra ya considerado en las mediciones, se utiliza un modelo simplificado que considera sólo la eficiencia en función de la irradiancia (Durisch, et al., 2007), dado por la ecuación (3.16).

$$n_{25°,1.5AM} = p \cdot [q \cdot \frac{G}{G_0} + \left(\frac{G}{G_0}\right)^m] \cdot (2 + r + s) \tag{3.16}$$

Donde G es la irradiancia incidente en el módulo, G_0 es 1000W/m^2 y los factores p, q, r y s dependen en particular del módulo utilizado y cuyo detalle se encuentra en el Anexo C.

La eficiencia en todas las tecnologías presenta una característica no lineal y en casos de irradiancia muy baja (menor a 200 W/m^2) cae de forma más pronunciada, lo

cual en otros estudios se agrega como pérdidas por un bajo nivel de irradiancia (Norton et al., 2011). La curva de eficiencia finalmente considerada se muestra en la Figura 3-6.

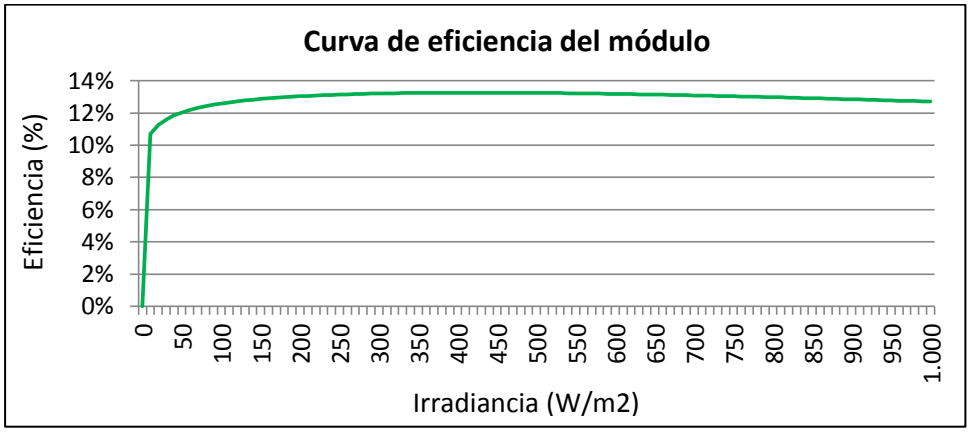


Figura 3-6: Curva de eficiencia del módulo utilizado en la modelación

El inversor utilizado proviene de un modelo implementado que considera también diversos tipos de inversores agrupados en 3 familias típicas (Notton, Lazarov, & Stoyanov, 2010), de las cuales en este estudio se utiliza la que presenta mayor eficiencia. El modelo representado por las ecuaciones (3.17) – (3.20) reproduce la curva de eficiencia de un inversor, tomando sólo los datos de eficiencia a un 10% y 100% de su capacidad, que para la familia estudiada, considera una eficiencia de 93% a un 10% de capacidad y 96% a un 100% de capacidad.

$$n_{inv} = \frac{p}{p+p_0+kp^2} \tag{3.17}$$

Con:

$$p_0 = \frac{1}{99}\left(\frac{10}{n_{10}} - \frac{1}{n_{100}} - 9\right) \tag{3.18}$$

$$k = \left(\frac{1}{n_{100}}\right) - p_0 - 1 \tag{3.19}$$

$$p = \frac{P_{out}}{P_{inv,rated}} \tag{3.20}$$

La eficiencia utilizada es mayor a la considerada en general por diversos autores, la que alcanza en promedio sólo un 90% (Ayompe, Duffy, McCormack, & Conlon, 2011; Norton, et al., 2011). Sin embargo la mayoría de estos estudios datan de hace más de 10 años, presentando eficiencias obsoletas. Actualmente se encuentran disponibles inversores de baja potencia que presentan eficiencias de un 97%, lo cual debiera ser común en todo el mundo en los próximos años (Norton, et al., 2011). Finalmente la curva de eficiencia del inversor se muestra en la Figura 3-7.

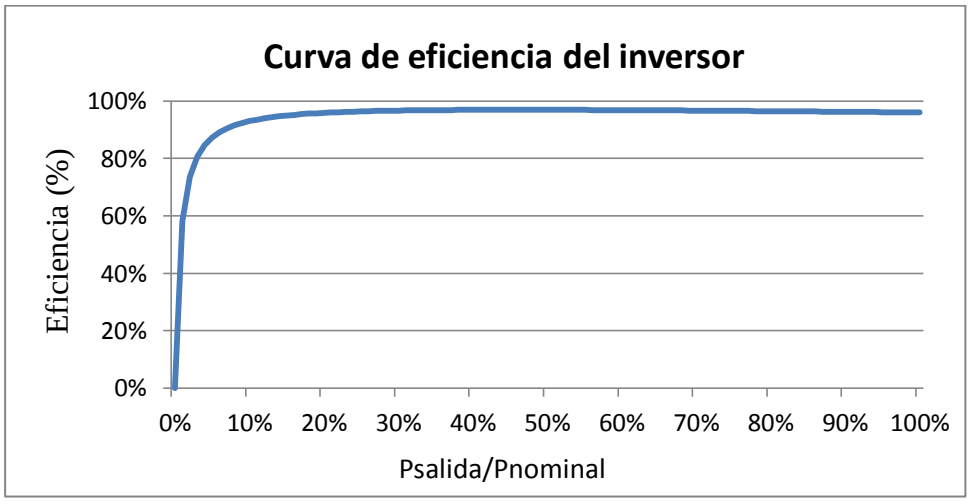


Figura 3-7: Curva de eficiencia del inversor, en función de la potencia de salida y su potencia nominal

3.3.3 Fuente de pérdidas

Las principales pérdidas en un sistema fotovoltaico se originan por sombras cercanas, modificador de ángulo de incidencia (IAM), degradación de los módulos, temperatura, suciedad, efecto *mismatch*, cables, diferencias en el punto MPP, y finalmente por las pérdidas que se encuentran en el inversor en el proceso de conversión DC/AC (que son modeladas considerando la curva de eficiencia del inversor determinada anteriormente). En particular se estudia con mayor profundidad las pérdidas por temperatura, mientras que para las otras se determinan valores promedio a partir de la

recopilación de información disponible en la literatura (Norton, et al., 2011) en base a proyectos operativos en diversas partes del mundo. El resumen de las pérdidas consideradas en el estudio se indica en la Tabla 3-4.

a) Sombras cercanas

Las pérdidas por sombras surgen por diferencias en la radiación incidente debido a sectores que se encuentran con y sin sombra al mismo tiempo, o también por la obstrucción del sistema completo (Norton, et al., 2011). Para los sitios modelados se estima un nivel muy bajo de sombras, las que se estiman en un 2%.

b) Modificador de ángulo de incidencia

La pérdida por modificador de ángulo de incidencia (en inglés *incident angle modifier*, IAM) considera la pérdida por reflexión (Mondol, et al., 2007), lo cual también depende de la inclinación en la que se encuentren los módulos . En varios modelos de módulos se encuentra incluido un revestimiento anti reflectante que disminuye esta pérdida (Norton, et al., 2011). Se estima un nivel de pérdida de un 2%.

c) Degradación de los módulos

Los módulos van presentando un desgaste progresivo que se ve reflejado en una menor generación a medida que transcurre el tiempo. Los desgastes típicamente ocurren en las soldaduras de las junturas, producto de la corrosión, la suciedad o por golpes. Actualmente varios modelos de módulos disponibles en el mercado presentan asociada una garantía que asegura una operación de al menos un 80% a los 20 o 25 años, lo que también es considerado en la literatura (Norton, et al., 2011). Esto en promedio implica una degradación anual aproximada de un 1%.

d) Temperatura

La expresión utilizada para determinar las pérdidas por temperatura representa una relación tradicional utilizada para determinar la eficiencia eléctrica de los módulos

fotovoltaicos con la metodología de aproximación NOCT (Ayompe, Duffy, McCormack, & Conlon, 2010; Skoplaki, Boudouvis, & Palyvos, 2008).

$$n_c = n_{Tref} \cdot \left[1 - \beta_{ref} \cdot \left(T_c - T_{ref}\right)\right] \tag{3.21}$$

Donde n_c es la eficiencia eléctrica del módulo, n_{Tref} es la eficiencia eléctrica a una temperatura de referencia (STC), β_{ref} es el coeficiente de corrección de eficiencia por temperatura ($^{o}C^{-1}$), T_c es la temperatura de la celda y T_{ref} es la temperatura de referencia (en condiciones STC). Las variables de referencia son usualmente entregadas por los fabricantes.

La temperatura de la celda T_c se define de forma aproximada considerando que el coeficiente de pérdidas por temperatura se mantiene constante (Skoplaki, et al., 2008).

$$T_c = T_a + \left(\frac{G}{G_{NOCT}}\right) \cdot \left(T_{NOCT} - T_{a,NOCT}\right) \cdot \left(1 - \frac{n_{Tref}}{\tau\alpha}\right) \tag{3.22}$$

Donde T_a es la temperatura ambiente, G es la irradiancia incidente en el módulo, τα es el coeficiente de absorción y G_{NOCT}, T_{NOCT} y $T_{a,NOCT}$ son respectivamente la irradiancia, la temperatura del módulo cuando se encuentra en operación y la temperatura ambiente en condiciones NOCT (800W/m^2 y 20°C y velocidad del viento de 1 m/s). Los valores utilizados en la modelación, considerados por Skoplaki (2008) se encuentran definidos en el Anexo C.

Las pérdidas promedio por todas las ciudades, considerando la radiación incidente en condiciones óptimas, están entre un 2% y un 6.5% en promedio durante el día como se indica en la Figura 3-8.

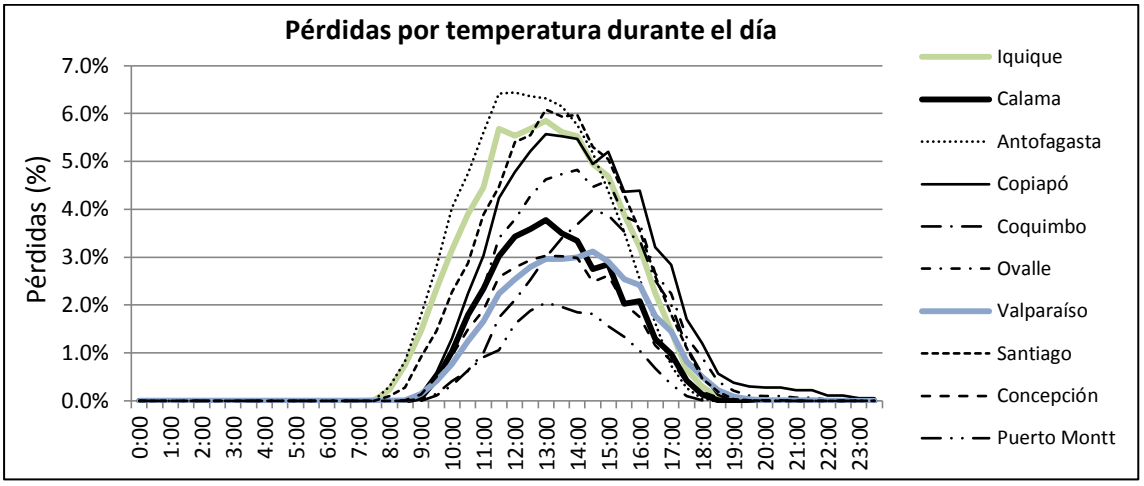


Figura 3-8: Pérdidas promedio por temperatura durante el día por ciudad

e) Suciedad

Sobre los módulos se va depositando suciedad generalmente en forma de polvo, la que impide una absorción completa de la radiación incidente. Las pérdidas por este concepto varían entre un 2% a un 8%, pudiendo llegar a ser incluso hasta de un 20% en lugares secos y arenosos (Norton, et al., 2011). Sin embargo esta pérdida también depende de la frecuencia de limpieza de los módulos, ya sea manualmente o por lluvias. En promedio en la literatura se han reportado pérdidas de un 4.5%.

f) Efecto mismatch

A pesar de que los módulos poseen teóricamente las mismas características técnicas, en la realidad cada uno presenta un desempeño particular, operando a un voltaje y corriente específico bajo las mismas condiciones ambientales, por lo que al conectarse podría haber desajustes que se transforman en pérdidas. Por ejemplo, al conectar varios módulos en serie se limita la corriente que es capaz de circular por todos los módulos al que presente la menor capacidad de conducción. En promedio se han reportado pérdidas de un 3%.

g) Cables

Las pérdidas en los cables se originan especialmente en el lado DC del sistema, debido a que la corriente es más alta que en el lado AC. En promedio se han reportado pérdidas de un 1%.

h) Diferencias con punto MPP

Idealmente los módulos fotovoltaicos deberían operar al voltaje que produce la máxima potencia (en inglés *maximum power point*, MPP). Esta operación es posible de forma aproximada con un seguidor del punto de máxima potencia (en inglés *maximum power point tracker*, MPPT). Las pérdidas por MPP suelen ser de dos tipos: una estática determinada por un MPP bajo condiciones estables de irradiancia y otra dinámica que ocurre frente a fluctuaciones de esta (Norton, et al., 2011). Varios inversores que se encuentran disponibles actualmente en el mercado para sistemas conectados a la red poseen incorporada esta función logrando eficiencias de hasta un 99%.

Tabla 3-4: Pérdidas consideradas en la literatura y utilizadas en el modelo

Pérdidas	Valores mínimos y máximos reportados	Valor típico o promedio Reportado	Valor utilizado
Sombras cercanas	0.3% – 35%	4%	2%
Modificador ángulo incidencia (IAM)	2% - 3.1%	2.6%	2%
Degradación módulos (acumulativo anual)	0.5% – 1%	0.7%	1%
Temperatura	2.2% – 17%	4.7%	2.2% - 4.9%
Suciedad	1.5% – 10%	4.5%	4.5%
Efecto mismatch	0.2% – 9.8%	4%	3%
Cables	0.24% – 2.5%	1%	1%
MPP	0.6% – 15%	1%	1%
Inversor	4% – 17.5%	10.1%	3.5 – 4%

3.3.4 Resultados

Se indican los resultados de la generación mensual en kWh por kW nominal instalado para las orientaciones óptima y norte con sus respectivas inclinaciones óptimas y este con inclinación de 30°. Luego considerando sólo la generación para orientaciones e

inclinaciones óptimas se determina la evolución del performance ratio en el transcurso del tiempo (hasta el año 20 de operación), considerando la degradación de los módulos.

a) Generación anual y mensual para tres orientaciones

La orientación este permite una mayor generación en los meses de verano, en desmedro de los meses de invierno donde es mucho menor con respecto a la orientación norte. La generación en las orientaciones óptimas y norte es similar puesto que en general son cercanas entre sí, como se aprecia en las Figuras 3-9 y 3-10.

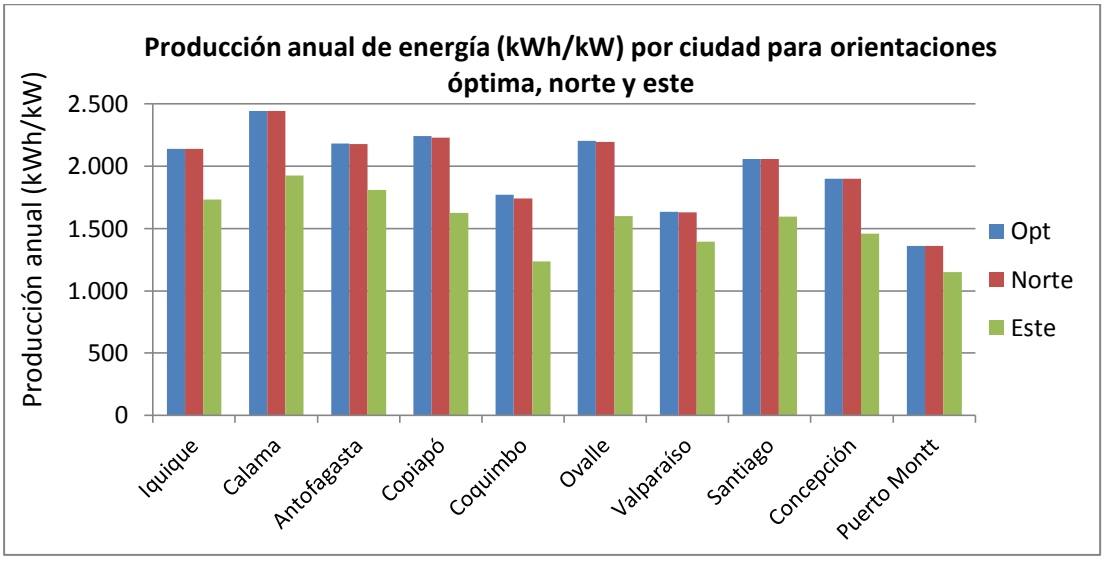


Figura 3-9: Producción anual de energía por ciudad para orientaciones óptima, norte y este

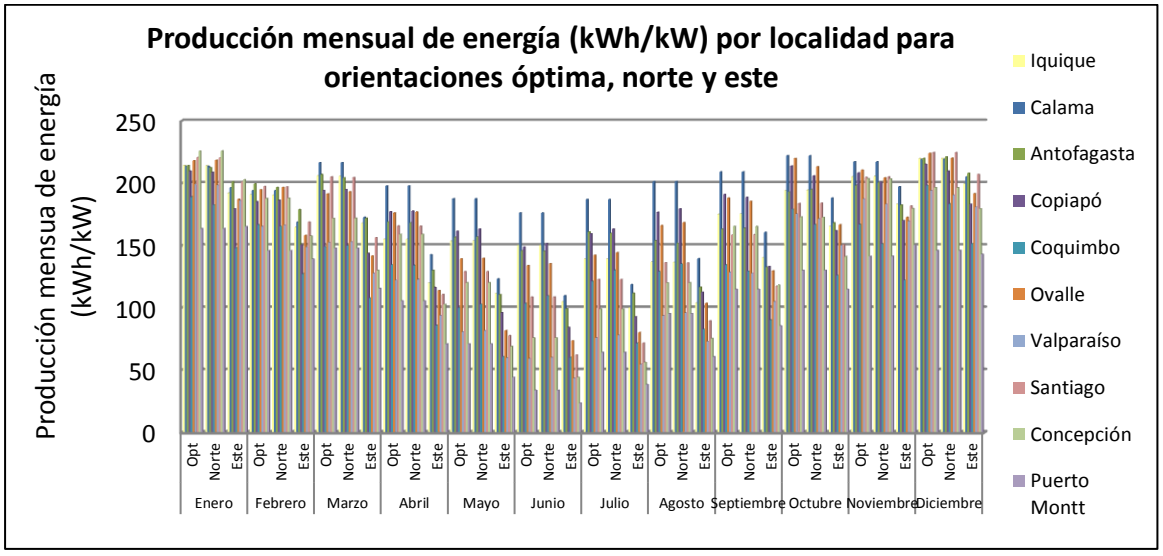


Figura 3-10: Producción mensual de energía por ciudad para orientaciones óptima, norte y este

b) Generación anual y mensual con orientación óptima

La producción de energía anual, así como también la estacionalidad mensual está determinada básicamente por la radiación y por el Inverter Ratio utilizado. Los resultados por ciudad se muestran en la Figura 3-11.

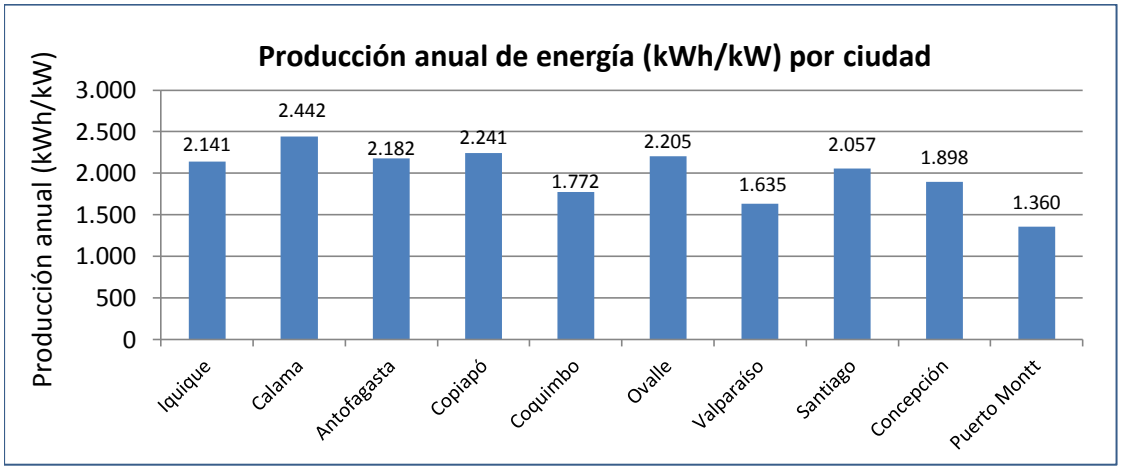


Figura 3-11: Producción anual de energía por ciudad con orientación óptima

La estacionalidad de la producción mensual por ciudad se encuentra en la Figura 3-12 y muestra que la generación en invierno en algunas ciudades, como por ejemplo Calama, no es significativamente menor a la generación en verano, mientras que en otras ciudades como Puerto Montt la diferencia entre ambas estaciones es de hasta 3 veces.

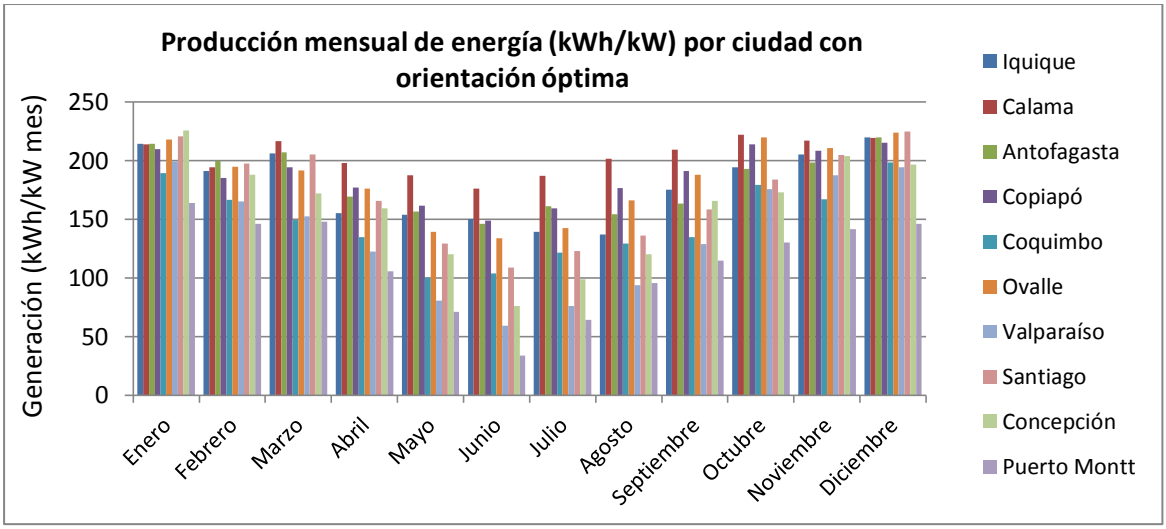


Figura 3-12: Producción mensual de energía por ciudad con orientación óptima

c) Performance ratio con generación óptima

El performance ratio (PR) es actualmente el índice más utilizado para determinar la calidad del sistema fotovoltaico y es un parámetro importante para realizar análisis económicos porque permite obtener rápidamente la producción anual, siendo la diferencia entre el valor 1 y el PR el porcentaje total de pérdidas del sistema fotovoltaico y que incluyen además momentos de falla (por ejemplo con sobrecargas) o de indisponibilidad con respecto a un sistema que funcionaría óptimamente bajo condiciones estándar (STC) a capacidad nominal (Kymakis, Kalykakis, & Papazoglou, 2009; J. Leloux, L. Narvarte, & D. Tresboc, 2012; J. Leloux, L. Narvarte, & D. Tresboc, 2012) . La expresión utilizada considerando todas las pérdidas del análisis queda definida en la ecuación (3.23). Una definición alternativa se muestra en el anexo D.

$$PR = n_{sh} \cdot n_{IAM} \cdot n_{deg} \cdot n_{tem} \cdot n_{soil} \cdot n_{mis} \cdot n_{net} \cdot n_{mppt} \cdot n_{inv} \qquad (3.23)$$

Donde cada elemento corresponde a la eficiencia considerando pérdidas por sombras (n_{sh}), ángulo de incidencia (n_{IAM}), degradación de los módulos (n_{deg}), temperatura (n_{tem}), suciedad (n_{soil}), mismatch (n_{mis}), cables (n_{net}), operación cercana al punto MPP (n_{mpp}) e inversor (n_{inv}).

Utilizando la definición de PR se ha determinado su valor por ciudad en el primer año de generación, despreciando la degradación de los módulos. Sin embargo es conveniente estudiar también la evolución del performance ratio en el transcurso de la vida útil de los módulos, porque la pérdida por degradación es acumulativa. El Performance Ratio luego para los años 1, 5, 10, 15 y 20 de operación se muestran en la Tabla 3-5, presentando valores que se encuentran entre un 83% en el año 1 y un 64% al año 20.

Tabla 3-5: Performance ratio por ciudad para los años 1, 5, 10, 15 y 20 de operación

PR	Iquique	Calama	Antofagasta	Copiapó	Coquimbo	Ovalle	Valparaíso	Santiago	Concepción	Puerto Montt
Año 1	82%	83%	82%	82%	83%	82%	83%	81%	83%	77%
Año 5	79%	80%	78%	79%	80%	79%	80%	78%	80%	74%
Año 10	75%	76%	75%	75%	76%	75%	76%	74%	76%	70%
Año 15	71%	72%	71%	71%	72%	72%	72%	71%	72%	67%
Año 20	68%	69%	68%	68%	68%	68%	68%	67%	69%	64%

Estudios realizados últimamente en instalaciones fotovoltaicas operativas en Francia (6.868) (J. Leloux, et al., 2012) y Bélgica (993) (J. Leloux, et al., 2012) indican que este valor se encuentra generalmente en el rango de entre un 82% y un 74%, mientras otro estudio ha reportado Performances ratios de entre un 72% y un 62% en varios países de Europa (Ayompe, et al., 2011), lo que está en concordancia con los resultados obtenidos.

Se ha estimado la generación fotovoltaica anual y en alta resolución para las 10 ciudades estudiadas anteriormente, donde se concluye también que la generación es

aproximadamente proporcional al nivel de radiación incidente en cada localidad, influyendo en menor medida la elección de un Inverter Ratio adecuado y las pérdidas del proceso.

Una vez terminado el estudio de generación fotovoltaica, obteniendo series en alta resolución, se procede a realizar en el próximo capítulo un análisis exhaustivo del consumo eléctrico de un hogar, en base a una metodología propuesta para este propósito tomando en cuenta auditorías eléctricas. Luego con series de generación fotovoltaica y consumo se realizan análisis de medición neta en el capítulo 5.

4. AUDITORÍA DEL CONSUMO ELÉCTRICO DE UN HOGAR

El consumo eléctrico residencial depende del país donde se encuentre, considerando sus condiciones de desarrollo económico, regulatorio y características climáticas, y por otro lado, también depende de las costumbres de la población. Para determinar el consumo particular de un hogar es necesario además conocer la disponibilidad y uso de artefactos, así como también las actividades individuales que realizan sus integrantes (Desmedt, Vekemans, & Maes, 2009; Pino, Bustamante, Escobar, & Encinas, 2012).

Se realiza una auditoría del consumo eléctrico de un hogar a partir de la disponibilidad y uso de artefactos y del estilo de vida que presentan sus integrantes. Esta información es obtenida a través de una breve entrevista que es diseñada y aplicada a uno de los integrantes. Con los resultados se determinan los grupos de consumo más importantes y se modelan 29 perfiles diarios para representar del consumo anual en espacios de 10 minutos. Finalmente estos días representativos son validados con mediciones de consumo y se ajustan mensualmente a la facturación durante un año.

El objetivo de esta modelación es la obtención de una serie de consumo en alta resolución durante un año, que pueda ser utilizada en análisis de medición neta con sistemas de generación.

4.1 Tipo de auditoría realizada

Una auditoría energética puede ser conducida en tres diferentes niveles dependiendo del tiempo, presupuesto, complejidad y requerimientos de los habitantes. El primer nivel considera sólo la inspección del lugar y de los artefactos disponibles. En el segundo nivel se efectúan entrevistas a los habitantes para luego hacer un análisis de la utilización de equipos, mientras tanto se realizan de mediciones de consumo. En el tercer nivel se estudia el impacto económico de realizar modificaciones intensivas para mejorar la eficiencia energética del lugar (Alajmi, 2012).

En este trabajo se realiza solamente una auditoría del consumo eléctrico en un hogar, en base al tipo de estudios realizados en las auditorías energéticas, considerando los dos primeros niveles descritos, los que se dividen en las siguientes actividades por nivel, también consideradas por Alajmi (2012).

- Nivel 1: Inspección del lugar
  - Inspección interior y exterior del hogar
  - Definición de los espacios presentes y sus equipos disponibles por espacio
  - Situación de los equipos (operación continua, enchufado, sin enchufar)

- Nivel 2: Estudio y análisis de datos
  - Hábitos de la familia y uso de artefactos eléctricos
  - Análisis y representación por días típicos
  - Validación de días típicos con mediciones
  - Estudio de la facturación del consumo y ajuste de la estimación

Para realizar el segundo nivel de la auditoría se ha confeccionado una entrevista, basada en encuestas aplicadas en Chile y EE.UU y en estructuras típicas de auditorías energéticas disponibles en la literatura (Desmedt, et al., 2009; Ndiaye & Gabriel, 2011).

Esta entrevista es aplicada a uno de los integrantes del hogar, quien relata los hábitos de la familia y describe los equipos y espacios que generalmente son utilizados durante los días de la semana, festivos y días especiales en cada una de las estaciones del año, que complementa la información obtenida luego de haber realizado una inspección al hogar (primer nivel de la auditoría).

El procedimiento para la confección de la entrevista se encuentra en detalle en el Anexo F.

4.2 Obtención de información

Se aplica la entrevista a uno de los habitantes del hogar para conocer la composición familiar, los hábitos en días de semana típicos, festivos, especiales (definidos como los días de la semana que se encuentran entre feriados y fin de semana) y vacaciones. Mientras tanto se realizan mediciones del consumo durante tres semanas en el mes de julio (invierno) y también se hace una inspección de los aparatos de mayor consumo, que también son relatados por el entrevistado. Adicionalmente se obtiene la facturación mensual para el hogar estudiado, lo que será estudiado más adelante.

4.2.1 Descripción del hogar y la rutina de la familia

El hogar estudiado se encuentra en la comuna de Las Condes, en la ciudad de Santiago. Posee alrededor de 250 metros cuadrados construidos, tiene tres pisos y en él viven 5 personas (una familia compuesta por los padres y tres hijos) y adicionalmente algunos días de la semana también trabaja allí una asesora del hogar.

Ambos padres trabajan de lunes a viernes. El padre trabaja tiempo completo, mientras que la madre lo hace sólo durante medio tiempo. Los dos hijos mayores son estudiantes universitarios, ambos se dedican tiempo completo a sus estudios y la hija menor es escolar y en las tardes se encuentra en el hogar. Finalmente la asesora del hogar trabaja de lunes a jueves en un horario fijo de 09:00 a 17:00.

La familia presenta una rutina similar durante los días lunes a jueves, siendo diferente los días viernes, sábado y domingo, existiendo también cambios según las estaciones del año, las salidas y puestas de sol y también en los días festivos, especiales y vacaciones (siendo más significativo el cambio en este último caso en verano).

4.2.2 Equipos de mayor consumo

Para el estudio sólo se incluyen aquellos aparatos disponibles en el hogar y que son utilizados al menos por alguno de los habitantes en al menos un período del año. Se estima que estos equipos se encuentran operando a su capacidad nominal cuando son utilizados, salvo en el caso de aparatos que presentan ciclos de trabajo o cuando se encuentran en condición *standby*. Los equipos de mayor capacidad y consumo utilizados por los habitantes se muestran en la Figura 4-1. Un mayor análisis del consumo de aparatos con ciclos de trabajo y los consumos *standby* se encuentran en el Anexos G y H.

Motor Vulcano Capacidad 1.12 kW	Freezer Whirlpool Modelo AFG 527/G Consumo diario 1.28 kWh	Refrigerador General Electric Modelo PSP29NHTCCWW Consumo mensual25 kWh	Horno grande Fagor Modelo Pyro System F class A Capacidad 3.54 kW
Horno pequeño Somela Modelo TO1600 Capacidad 1.2 kW	Hervidor Black&Decker Modelo JKC651KT-CL Capacidad 2.2 kW	Microondas Samsung Modelo RE 725 tc Capacidad 1.15 kW	Lavavajilla Bosch Modelo SMS40E32EU Capacidad 3.1 kW
Lavadora Whirlpool, Modelo 3LDR8233DQ0 Capacidad 600 W	Secadora Whirlpool, Modelo WSR24BB0CH Capacidad 2 kW	Plancha Electron Modelo BA-390 Capacidad 1.4 kW	Aspiradora Black&Decker, Modelo VCBD801-CL Capacidad 1.6 kW
Estufa Black&Decker, Modelo BDHF70 Capacidad 1.8 kW	Secador de pelo Elchim Modelo VIP-HP Capacidad 2.15 kW	Escaldasono Enaxxion Capacidad típica 55 W	Computador Nvidia (armado manualmente) Capacidad típica 200 W

Pantalla LCD Sony Modelo KDL-32EX605 Capacidad 80 W	Notebook Dell Modelo: PP39L Capacidad 75 W	Impresora láser Brother Modelo HL-22 Capacidad 495 W	Trotadora Bianchi Modelo: BFT-2510 Capacidad 1.3 kW
Luminarias halógenas Capacidad 50 W	Luminarias incandescentes Capacidad unitaria: 75 W	Luminarias de bajo consumo Capacidad 20 W	Tubos fluorescentes Capacidad 36 W

Figura 4-1: Equipos de mayor capacidad y consumo del hogar

Los aparatos y sus consumos se han clasificado en nueve grupos detallados en la Tabla 4-1., donde los ocho primeros están relacionados con el tipo de actividad o ubicación dentro del hogar y el último corresponde al consumo *standby*. Las capacidades de los artefactos fueron obtenidas en general de la información disponible en sus placas técnicas o bien de la información disponible sobre estos en internet. Los grupos que presentan mayor capacidad total corresponden a los de cocina (9.4 kW) y limpieza y aseo (8.7 kW).

Tabla 4-1: Agrupación de los consumos del hogar

Categoría	Capacidad (W)
Iluminación	1.783
Computación, telefonía y entretenimiento	3.440
Limpieza y aseo	8.700
Piscina y regadores	1.123
Cuidados personales	2.197
Seguridad	218
Cocina	9.385
Calefacción	2.111
Standby	88

4.3 Análisis del consumo con días representativos

Considerando los hábitos de la familia en cada estación del año y los períodos en los que se realizan cambios de horario, se han definido 29 días típicos o representativos de consumo para los 365 días del año, los que posteriormente son validados y ajustados para ser utilizados en la modelación de medición neta.

4.3.1 Elección de días representativos

Dentro de los 29 días típicos se definen 4 estaciones, donde se realiza una división adicional para los cambios de horario: verano, otoño (antes del cambio horario), otoño (después del cambio horario), invierno (antes del cambio horario), invierno (después del cambio horario) y primavera. En cada una de estas estaciones se consideran días típicos de lunes a jueves, viernes, sábado, domingo o festivo, especiales (entre feriados y fines de semana, también llamados días "sándwich") y vacaciones cuando corresponda. Además para cada estación se consideran horas de salida y puesta de sol, debido a que afectan el consumo por iluminación. El número de días escogidos por estación y el detalle por días representados se indican respectivamente en la Figura 4-2 y Tabla 4-2.

Figura 4-2: Días típicos y total de representados por estación del año con y sin cambio horario

Tabla 4-2: Desglose de días representativos por estación del año

Días típicos	Verano	Otoño (1)	Otoño (2)	Invierno (1)	Invierno (2)	Primavera
Lunes a jueves	39	20	32	35	8	48
Viernes	10	4	7	8	1	12
Sábado	9	4	7	11	1	13
Domingo	11	7	11	12	6	16
Vacaciones toda la semana	21	0	0	0	0	0
Vacaciones lunes a jueves	0	0	0	8	0	0
Vacaciones viernes	0	0	0	2	0	0
Jueves especial	0	0	0	0	0	1
Viernes especial	0	0	0	0	0	1
Total	**90**	**35**	**57**	**76**	**16**	**91**

(1) **Antes del cambio de horario**
(2) **Después del cambio de horario**

a) Cambios de horario

Los cambios de horario se realizan actualmente en los meses de abril y septiembre en el último y primer día sábado de cada mes respectivamente[3]. Como la modelación utiliza el calendario del año 2010, se considera que el cambio de hora se realiza en los días 24 de abril y 4 de septiembre respectivamente como se muestra en la Figura 4-3.

Figura 4-3: Cambios horarios durante el año 2010

b) Salidas y puestas de sol

[3] Fuente: http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/gobierno-anuncia-fechas-de-cambio-de-953.html

La hora a la cual se encienden y se apagan las luminarias está en función de las horas de salida y puesta de sol, y su estudio es relevante debido a que en la literatura se muestra que el consumo por iluminación representa un porcentaje no despreciable del consumo total y que en este estudio particular representa un 16%. Las horas de salidas y puestas de sol para Santiago los 365 días del año, se obtuvieron de la página web de *The Weather Channel*[4], cuyos horarios promedios son recogidos por los días representativos para cada estación del año. En la Tabla 4-3 se indican los horarios promedio y los de salida y puesta mínimos y máximos.

Tabla 4-3: Horarios de salida y puesta de sol por estación del año

Estación	Salida mínima	Salida máxima	Salida promedio	Puesta mínima	Puesta máxima	Puesta promedio
Verano	6:29	7:46	7:07	19:53	20:56	20:36
Otoño (antes del cambio horario)	7:47	8:12	7:59	19:09	19:52	19:29
Otoño (después del cambio horario)	7:13	7:46	7:31	17:41	18:08	17:49
Invierno (antes del cambio horario)	6:56	7:48	7:31	17:43	18:27	18:02
Invierno (después del cambio horario)	7:34	7:55	7:44	19:28	19:38	19:32
Primavera	6:25	7:33	6:46	19:38	20:52	20:14

4.3.2 Modelación del consumo por día representativo

Cada uno de los 29 días típicos es dividido individualmente en intervalos de 10 minutos, considerando el consumo que presenta cada uno de los artefactos que se encuentren en cada uno de los espacios del hogar entrevistado.

En cada uno de estos intervalos por cada artefacto se completa de forma independiente un porcentaje que considera su operación con respecto a su capacidad nominal (0 a 1) y el tiempo que es utilizado el equipo en cada intervalo de 10 minutos (0 a 1), para todo artefacto "i" por intervalo de tiempo "j" por día representativo "k".

$$Valor_Intervalo_{i,j,k} = Nivel_utilización_{i,j,k} \cdot Tiempo_utilización_{i,j,k} \quad (4.1)$$

[4] Fuente: http://espanol.weather.com/climate/sunRiseSunSet-Santiago-CIXX0020:1:CI

La potencia promedio para cada artefacto, intervalo de tiempo y día representativo se obtiene como la multiplicación de la capacidad nominal por el valor de cada intervalo:

$$Pot_promedio_{i,j,k}(W) = Capacidad_i\ (W) \cdot Valor_Intervalo_{i,j,k} \quad (4.2)$$

El consumo total del día (en kWh) por artefacto, se obtiene de la suma de la potencia promedio durante el día para todos los intervalos y dividida por 6.000 (6 mediciones por hora).

$$Consumo_{i,k}(kWh) = \frac{\sum_j Pot_promedio_{i,j,k}}{6.000} \quad (4.3)$$

4.3.3 Resultados

Se presentan las principales características de los días representativos, del consumo anual y el perfil de consumo promedio para cada una de las familias de consumo, así como también para las estaciones del año.

a) Perfil días representativos

Entre los 29 días representativos, los días que más frecuentemente son utilizados son Lunes a Jueves, Viernes, Sábado, Domingo y Vacaciones que están graficados en la Figura 4-4.

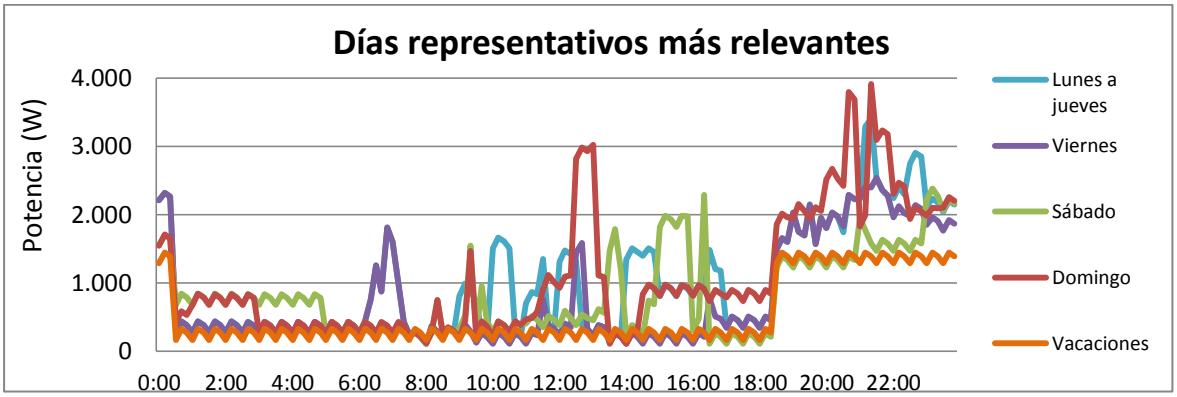
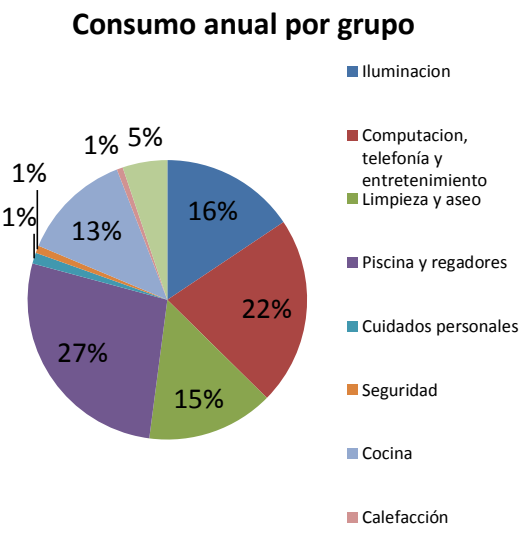


Figura 4-4: Perfil de los días representativos más relevantes

b) Consumo anual

El consumo anual estimado sin ajustar, considerando los días representativos es de 9.139 kWh. Los grupos que presentan un mayor nivel consumo son Piscina y regadores (27%), Computación, telefonía y entretenimiento (22%), Iluminación (16%), Limpieza y aseo (15%) y Cocina (13%). El detalle completo en energía total anual estimada y los porcentajes de participación por grupo se indican en la Figura 4-5.



Grupo	Consumo total (kWh año)
Iluminación	1.427
Computación telefonía y entretenimiento	1.990
Limpieza y aseo	1.342
Piscina y regadores	2.479
Cuidados personales	116
Seguridad	79
Cocina	1.169
Calefacción	64
Standby	473
Total	9.139

Figura 4-5: Consumo total por grupo y su porcentaje con respecto al consumo anual

Además por estación del año, agrupando las que se encuentran divididas por cambios de horario como se muestra en la Figura 4-6. No se encuentran grandes diferencias en los grupos por estación, salvo en los consumos de Computación telefonía y entretenimiento, Iluminación y Limpieza y aseo, donde en el caso de los dos primeros existe un mayor consumo en invierno que en las demás estaciones.

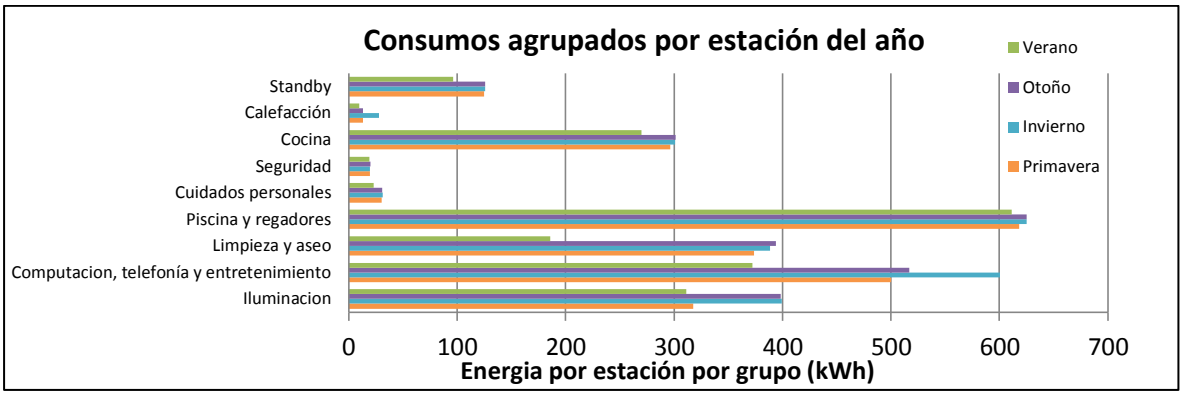


Figura 4-6: Consumo por estación del año por grupo

c) Perfil de consumo promedio

El perfil de consumo promedio de potencia presenta 3 *peaks* durante el día, que se muestran en la Figura 4-7. El *peak* más pronunciado es durante la noche, el segundo *peak* se registra en diversas ocasiones durante el mediodía y finalmente el tercer *peak* se encuentra en la mañana, siendo este último bastante menor a los dos anteriores.

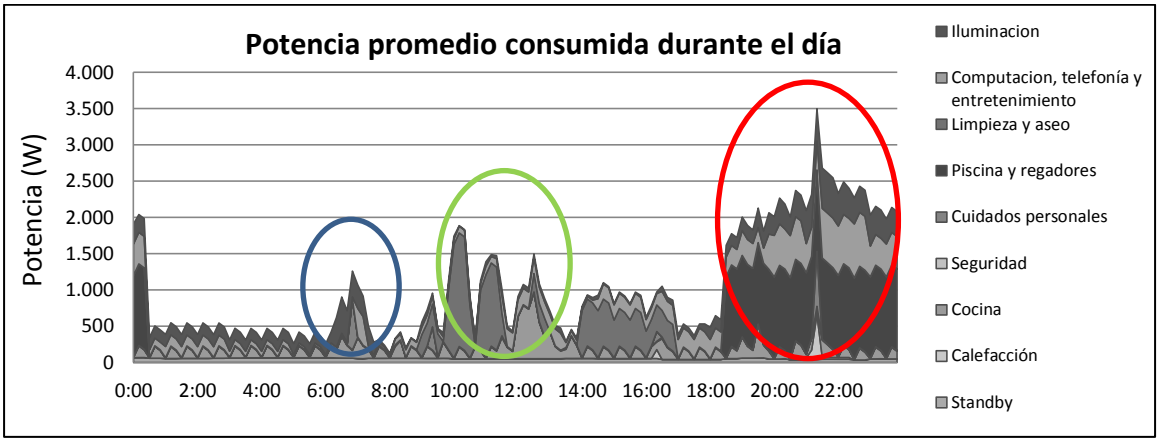


Figura 4-7: Potencia promedio consumida durante el día de forma anual

Se estudia el consumo de energía en intervalos de tiempo que agrupan a los *peaks* de potencia durante el día: 06:30 a 07:30, 08:00 a 16:00 y 20:00 a 23:00 horas, cuyos gráficos se encuentran en la Figura 4-8. En el primer intervalo los mayores consumos son de iluminación (38%) y computación y entretenimiento (19%). En el segundo intervalo los mayores consumos son de limpieza y aseo (57%) y cocina (24%). Finalmente en el intervalo de la noche, los mayores consumos corresponden a piscina y regadores (46%), computación y entretenimiento (26%) e iluminación (16%).

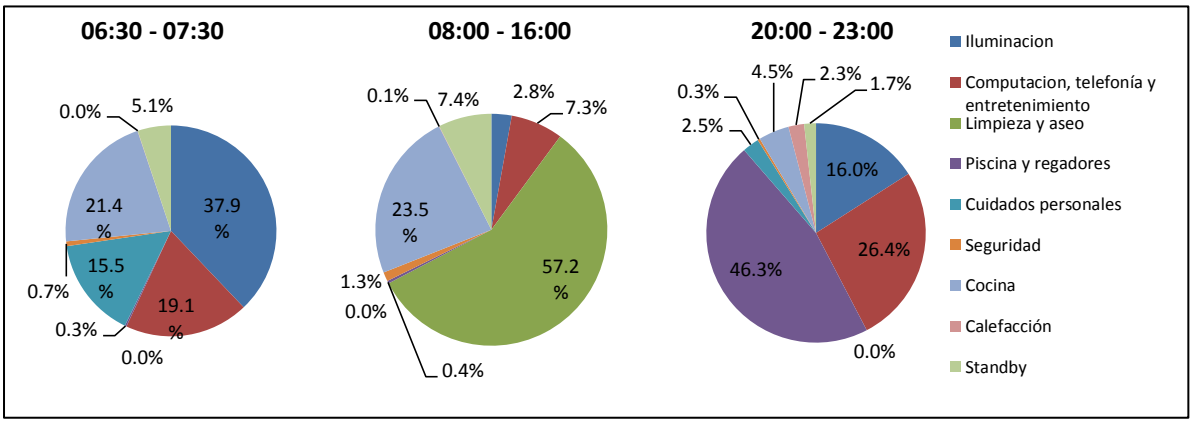


Figura 4-8: Consumo de energía promedio en el día en intervalos de tiempo

4.3.4 Validación y ajuste

Los perfiles obtenidos son comparados con los que fueron medidos empíricamente en el hogar estudiado durante tres semanas, y a nivel mensual se realiza un ajuste del consumo estimado con el facturado durante un año.

a) Validación con mediciones reales

Idealmente una auditoría eléctrica considera la medición del consumo de todos los equipos por separado durante un largo período de tiempo como por ejemplo un año, que además pueda ser seguida por los integrantes del hogar (Desmedt, et al., 2009; Korjenic & Bednar, 2012; Ndiaye & Gabriel, 2011). Sin embargo este procedimiento no está alineado con el precio que estarían dispuestos a pagar los habitantes por una auditoría profunda (Desmedt, et al., 2009).

Para este estudio, se midió el consumo total de potencia del hogar durante un período aproximado de tres semanas. Las mediciones fueron realizadas con un aparato marca eKeeper[5] durante el mes de julio (invierno) que registra aproximadamente cuatro mediciones de potencia por segundo. Se comparan las mediciones con los días representativos seleccionados, encontrando que la estimación recoge la forma del consumo. Un ejemplo se indica en la Figura 4-9, donde se comparan las mediciones efectuadas para un lunes individual y lunes promedio y la estimación de un día típico de lunes a jueves en invierno.

[5] Fuente: http://www.happyvolt.com/ekeeper.php

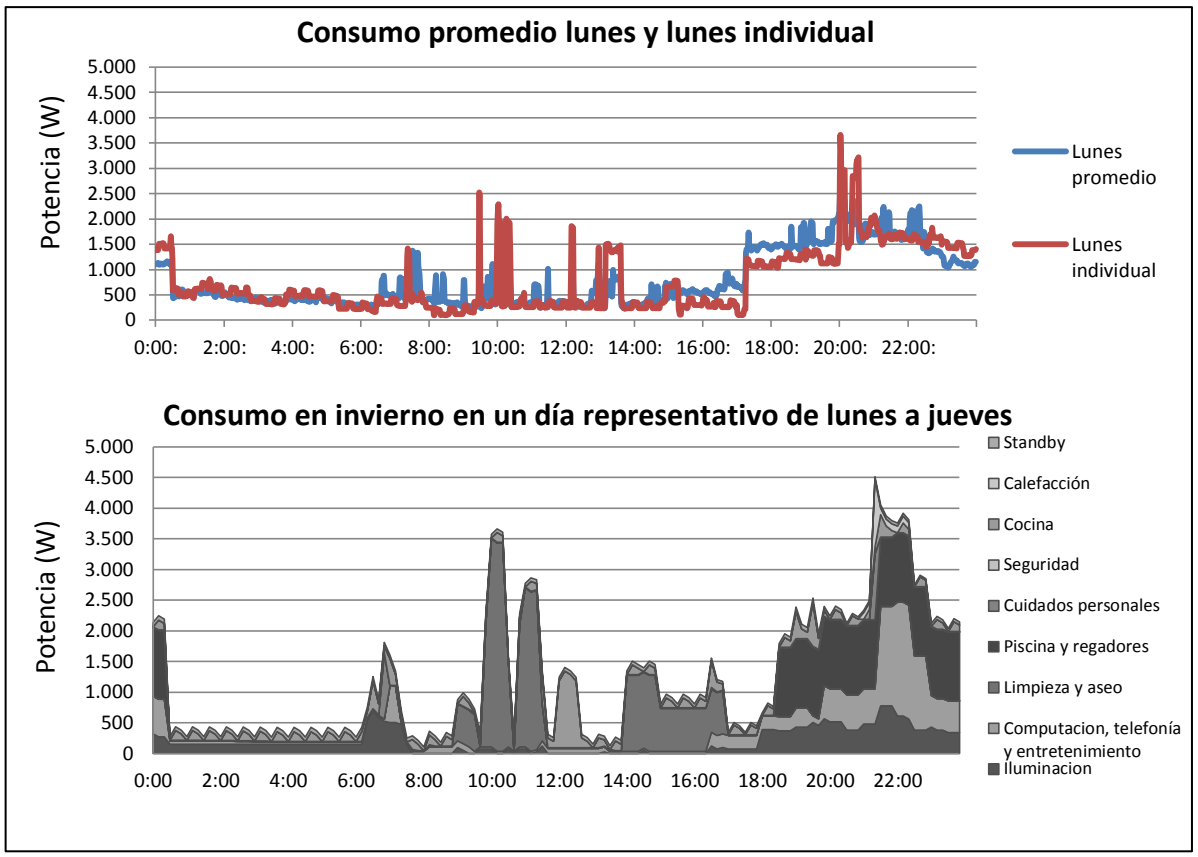


Figura 4-9: Consumo medido (arriba) para un lunes promedio e individual y consumo estimado para un día representativo de lunes a jueves en invierno

b) Ajuste considerando la facturación mensual durante un año

A los resultados iniciales de la modelación del consumo, se les realiza un ajuste de manera que el consumo mensual y anual estimado sea el mismo que el que se ha registrado en las boletas del hogar estudiado. Para lograr esto, se han escalado los días representativos de cada mes en particular con su porcentaje de error con respecto al consumo facturado.

Las boletas presentan información sobre el consumo medido, el período que abarca, la próxima fecha de medición, y los cargos totales y promedio, como se muestra en la Figura 4-10. Como el consumo agrupa aproximadamente la mitad de dos meses contiguos, se obtiene el consumo por mes cronológico “n”, prorrateando el mensual

facturado en función del número de días que agrupa la medición y del promedio diario registrado en las boletas en cada mes “n” y “n+1” (consumo facturado dividido por el total de días considerado), como está representado en la ecuación (4.4).

$$Cons_mes_n = Días_mes_n_bol_{\mathrm{n}} \cdot \frac{Cons_bol_n}{Días_bol_{\mathrm{n}}} + Días_mes_n_bol_{\mathrm{n+1}} \cdot \frac{Cons_bol_{n+1}}{Días_bol_{\mathrm{n+1}}} \qquad (4.4)$$

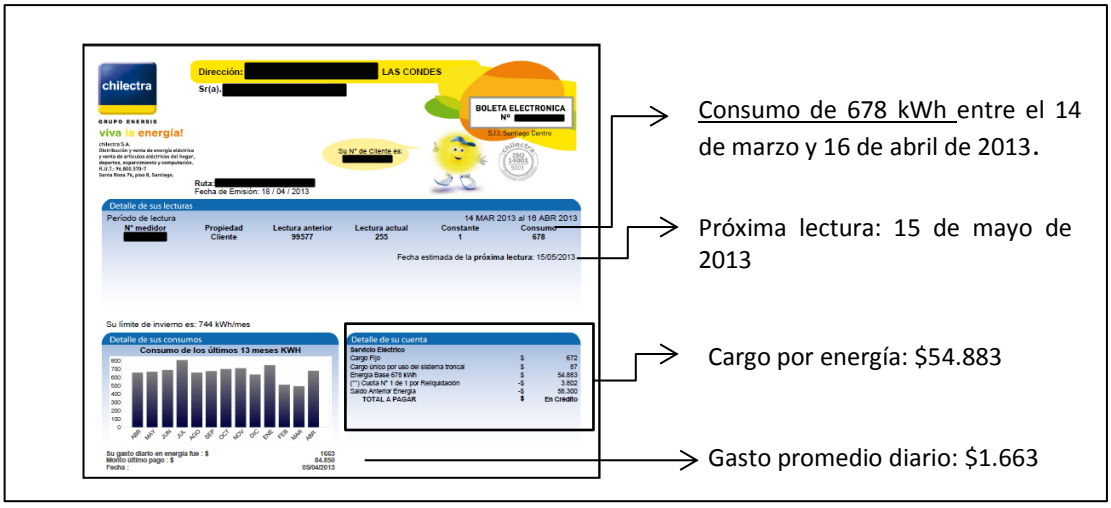


Figura 4-10: Información disponible en las boletas

Luego de haber determinado el consumo real por mes cronológico, se calcula el error de estimación con respecto al consumo real y se propone un ajuste mensual al consumo estimado, que en promedio durante el año corresponde a una disminución de un 13.9%, como se muestra en la Tabla 4-4. Finalmente en la Figura 4-11 se muestra el consumo real, estimado inicial y ajustado, que ha sido escalado al consumo mensual real facturado.

Tabla 4-4: Consumo real y estimado y ajuste propuesto

Mes	Consumo real (kWh)	Consumo estimado (kWh)	Error de estimación con respecto al consumo real (%)	Ajuste propuesto del consumo estimado
Enero	541	732	35.4%	**-26.2%**
Febrero	490	434	-11.4%	**12.9%**
Marzo	631	762	20.7%	**-17.2%**
Abril	690	787	14.1%	**-12.4%**
Mayo	725	824	13.7%	**-12.0%**
Junio	694	800	15.2%	**-13.2%**
Julio	669	846	26.4%	**-20.9%**
Agosto	662	851	28.5%	**-22.2%**
Septiembre	698	804	15.2%	**-13.2%**
Octubre	686	772	12.5%	**-11.1%**
Noviembre	672	761	13.2%	**-11.6%**
Diciembre	707	767	8.5%	**-7.8%**
Total	7865	9140	16.2%	**-13.9%**

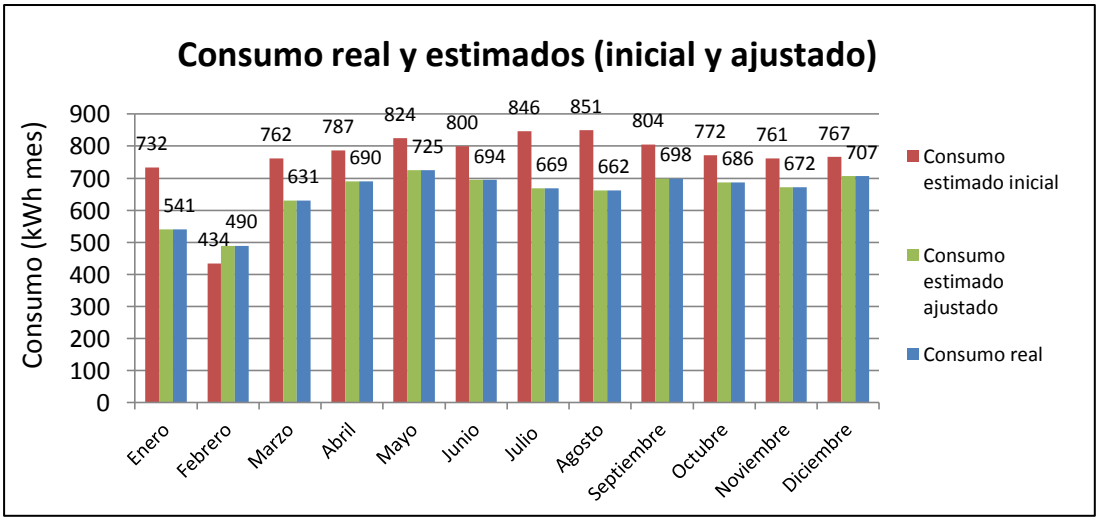


Figura 4-11: Consumo real, estimado inicial y ajustado

5. MODELACIÓN DE NET-METERING Y NET-BILLING

El *Net Metering* es una política que permite a un cliente que posee un sistema de generación de electricidad conectado a la red, cubrir una parte o la totalidad de su consumo con este sistema. Para esto es necesario contar con un medidor (o eventualmente dos) que sea capaz de girar y medir el flujo de energía en las dos direcciones de manera que al final del período de facturación se considere el flujo neto de energía el cual posteriormente es valorizado (Poullikkas, 2013).

El *Net Billing*, por su parte es una variante del *Net Metering* que considera también la utilización de uno o más medidores, pero que miden el consumo y los excedentes de forma separada para ser valorizados a un precio diferente, donde finalmente se factura al consumidor la diferencia de ambas valorizaciones. La definición del intervalo de integración que utilizan los medidores es fundamental para establecer la costo-efectividad de las instalaciones, porque establece qué porción de la energía se valoriza a una tarifa alta (de consumo, BT1) y cuanta a una tarifa baja (de excedente, aproximadamente BT2), que corresponde al precio de la energía que traspasa la empresa distribuidora al cliente regulado.

En Chile, se impulsó una tarificación de tipo *Net Billing* para pequeños generadores de hasta 100kW a través de La Ley 20.571, promulgada el 20 de febrero del 2013. Sin embargo hasta finales del mes de agosto se discutieron cambios a la Ley 20.571, entre los cuales se destaca modificar la tarificación a una del tipo *Net Metering* para los consumidores con capacidades de hasta 10 kW (Senado, 2013).

A continuación se presenta el modelo utilizado y los resultados considerando escenarios de *Net Metering* y *Net Billing* con intervalos de integración de 1 minuto (que simula el balance neto instantáneo) y también de 5, 15, 30, 60 minutos, un día y un mes. Para el análisis se consideran tres tamaños de instalaciones fotovoltaicas (1 kW, 3 kW y 10 kW) cuya producción por kW instalado fue determinada en el capítulo 3, el consumo modelado ajustado del Capítulo 4 y las tarifas BT1 y BT2 para cada una de las ciudades estudiadas.

5.1 Explicación del modelo

Las variables calculadas en la modelación son la generación local consumida, el excedente, el consumo neto, los ingresos por venta de energía y autoconsumo y el valor de la energía fotovoltaica. Para los balances de energía se considera la formulación indicada en la literatura (Poullikkas, 2013; Yamamoto, 2012), la que es inicialmente idéntica para los casos de *Net Metering* y *Net Billing*, diferenciándose finalmente en la valorización de los excedentes resultantes. El cálculo de estas variables viene dado por las ecuaciones (5.1) a (5.6):

$$Gcons_{i,j,k} = Gen_{i,j,k} \quad \text{si} \quad Cbase_{i,j,k} \geq Gen_{i,j,k} \tag{5.1}$$

$$Gcons_{i,j,k} = Cbase_{i,j,k} \quad \text{si} \quad Cbase_{i,j,k} < Gen_{i,j,k} \tag{5.2}$$

$$Exc_{i,j,k} = Gen_{i,j,k} - Cbase_{i,j,k} \quad \text{si} \quad Cbase_{i,j,k} \leq Gen_{i,j,k} \tag{5.3}$$

$$Exc_{i,j,k} = 0 \quad \text{si} \quad Cbase_{i,j,k} > Gen_{i,j,k} \tag{5.4}$$

$$Cneto_{i,j,k} = Cbase_{i,j,k} - Gen_{i,j,k} \quad \text{si} \quad Cbase_{i,j,k} \geq Gen_{i,j,k} \tag{5.5}$$

$$Cneto_{i,j,k} = 0 \quad \text{si} \quad Gen_{i,j,k} \geq Cbase_{i,j,k} \tag{5.6}$$

Donde $Gcons, Cbase, Gen, Exc, Cneto$ corresponden a la generación local consumida, consumo base, generación total, excedente y consumo neto respectivamente para cada día i = 1, 2 … 365, instante del día j, que por ejemplo para un intervalo de modelación de 30 minutos va de 1 a 48, y el intervalo de modelación k (1 minuto, 5 minutos, 15 minutos … 1 mes).

Luego de haber calculado el consumo neto y excedentes, se obtienen para cada uno de los distintos intervalos de integración, los ingresos en función de la tarifa utilizada para la compensación de consumos y excedentes obtenidos a partir de las ecuaciones (5.7) y (5.8), que en el caso del *Net Billing* es diferente (BT1 y aproximadamente BT2 respectivamente). En el caso de *Net Metering*, basta considerar el total de la energía generada, que es equivalente a sumar los excedentes y las generaciones consumidas durante el año.

$$IngNM_k = \sum_i^n \sum_j^{m_k} (Gcons_{i,j,k} + Exc_{i,j,k}) \cdot P_{BT1} = \sum_i^n \sum_j^{m_k} Gen_{i,j,k} \cdot P_{BT1} \quad \forall\, k \quad (5.7)$$

$$IngNB_k = \sum_i^n \sum_j^{m_k} (Gcons_{i,j,k} \cdot P_{BT1} + Exc_{i,j,k} \cdot P_{BT2}) \quad \forall\, k \quad (5.8)$$

Donde $IngNM$ e $IngNB$ corresponden a los ingresos totales anuales considerando esquemas de *Net Metering* y *Net Billing* respectivamente para cada intervalo de integración estudiado y P_{BT1} y P_{BT2} las tarifas BT1 y BT2.

Finalmente con los ingresos totales estimados se obtiene el valor de la energía fotovoltaica generada durante el año ($PVvalue\ NM\ y\ NB$), que corresponde a la razón entre los ingresos totales generados por el sistema fotovoltaico y la energía total generada, como se muestra en las ecuaciones (5.9) y (5.10).

$$PVvalueNM_k = \frac{IngNM_k}{Gen_{i,j,k}} = P_{BT1} \quad (5.9)$$

$$PVvalueNB_k = \frac{IngNB_k}{Gen_{i,j,k}} \quad (5.10)$$

5.2 Tarifas de suministro eléctrico

Las tarifas de suministro eléctrico de empresas distribuidoras escogidas por ciudad y consideradas en el análisis, corresponden a las que estuvieron vigentes (incluyendo IVA) durante el mes de junio del año 2013 y se encuentran en la Tabla 5-1.

Tabla 5-1: Empresas distribuidoras y tarifas de suministro consideradas

Ciudad	Empresa distribuidora	Tarifa BT1 ($kWh) ($US/kWh)*	Tarifa BT2 ($kWh) ($US/kWh)*
Iquique	Eliqsa	99.8 0.201	53.72 0.108
Calama	Elecda	91.3 0.184	53.71 0.108
Antofagasta	Elecda	91.3 0.184	53.71 0.108
Copiapó	Emelat	103.76 0.209	62.94 0.127
Coquimbo	Conafe	120.77 0.243	67.7 0.136
Ovalle	Enelsa	133.85 0.270	73.01 0.147
Valparaíso	Conafe	107.75 0.217	59.07 0.119
Santiago	Chilectra	83.51 0.168	49.87 0.101
Concepción	CGE Distribución	94.12 0.190	56.41 0.114
Puerto Montt	Saesa	121.14 0.244	56.75 0.114

*$US = 496 $CL

5.3 Instalaciones fotovoltaicas

Se estudian tres escenarios de tamaños de instalaciones fotovoltaicas en función de la cantidad de energía generada que podría ser auto-consumida por el hogar estudiado: Una instalación pequeña (1 kW), mediana (3 kW) y grande (10 kW). La producción de energía de estos tres sistemas está basada en los cálculos realizados con instalaciones que se encuentran con orientaciones e inclinaciones óptimas, con lo cual se muestra el escenario más optimista.

Para orientaciones e inclinaciones subóptimas, como por ejemplo una orientación noreste e inclinación de 40º en el caso de una casa con techo A, la diferencia en la radiación total incidente con respecto una instalación óptima podría llegar como máximo a órdenes de aproximadamente un 10% (ver Anexo B) y a 30% con una orientación este u oeste, lo que podría incidir en una producción total de energía equivalente a la pérdida de radiación, considerando las fuentes de pérdidas constante.

5.4 Resultados medición neta

Las variables de generación consumida y excedentes dependen del tamaño de la instalación y del intervalo de integración utilizado. A medida que se incrementa el tamaño de las instalaciones, existe una mayor posibilidad de que la energía generada sea mayor que la consumida para diferentes intervalos de tiempo, lo que se transforma en una mayor cantidad de excedentes que son inyectados (Darghouth, Barbose, & Wiser, 2011). Esto es relevante en el caso de tarificación de *Net Billing*, donde el valor final de la energía generada disminuye mientras más grande sea la instalación fotovoltaica.

Se muestran algunos de los resultados para todas las ciudades estudiadas, tamaños de instalaciones e intervalos de integración y otros específicamente para Santiago, con capacidades o intervalos específicos, que son representativos de los obtenidos para todas las ciudades.

En la Figura 5-1, se muestra un ejemplo para la potencia promedio generada, consumida (neto y consumo local) y los excedentes para un intervalo de integración instantáneo, cuando se consideran instalaciones fotovoltaicas de 1, 3 y 10 kW en Santiago.

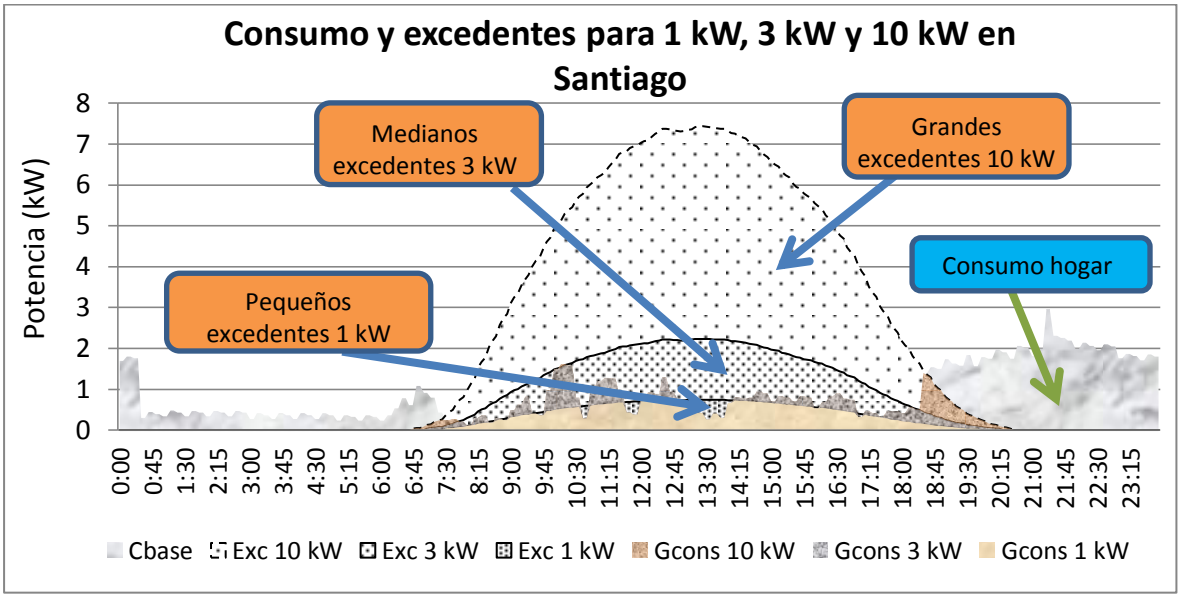


Figura 5-1: Potencia promedio producida, consumo y excedentes con instalaciones fotovoltaicas de 1kW, 3 kW y 10 kW en Santiago

Anualmente también se verifica que los excedentes, si bien son menores cuando aumenta el intervalo de integración, dependen mayoritariamente de la capacidad del sistema instalado, como se aprecia en la Figura 5-2. En el caso de *Net Metering*, una mayor generación podría permitir mayores ingresos, sin embargo se debe acordar con la empresa distribuidora si los excedentes obtenidos en una cierta cantidad de tiempo (por ejemplo seis meses o un año) pueden ser rembolsados al cliente (Poullikkas, 2013).

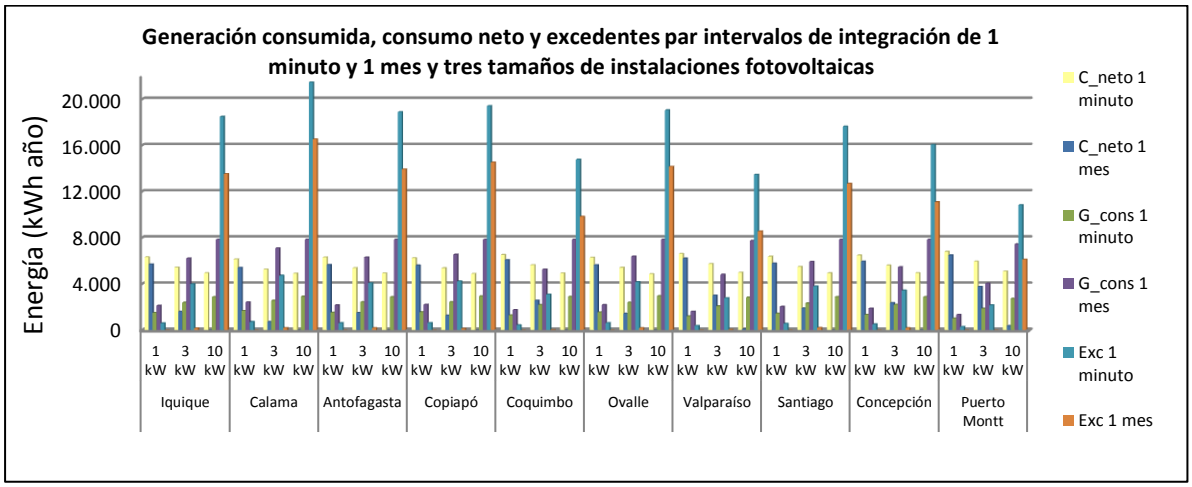


Figura 5-2: Generación consumida, consumo neto y excedentes para intervalos de integración de 1 minuto y 1 mes, y tres tamaños de instalaciones fotovoltaicas modeladas

Para instalaciones con una capacidad semejante a la demandada, el intervalo de integración presenta una gran relevancia, especialmente en intervalos de un día y un mes, tal como se muestra en la Figura 5-3 para una instalación mediana con respecto al consumo (3 kW) en Santiago, donde la generación consumida aumenta explosivamente, mientras que los excedentes disminuyen en la misma medida. Esto ocurre debido a que al incrementar el intervalo de integración, existe una mayor posibilidad de que la energía que haya sido generada en estos intervalos de tiempo, compensen a la energía demandada, lo que es beneficioso en el escenario de *Net Billing*. En un escenario de *Net Metering* es

indiferente el intervalo de integración porque la energía generada que es inyectada o auto-consumida se valoriza al mismo precio siempre.

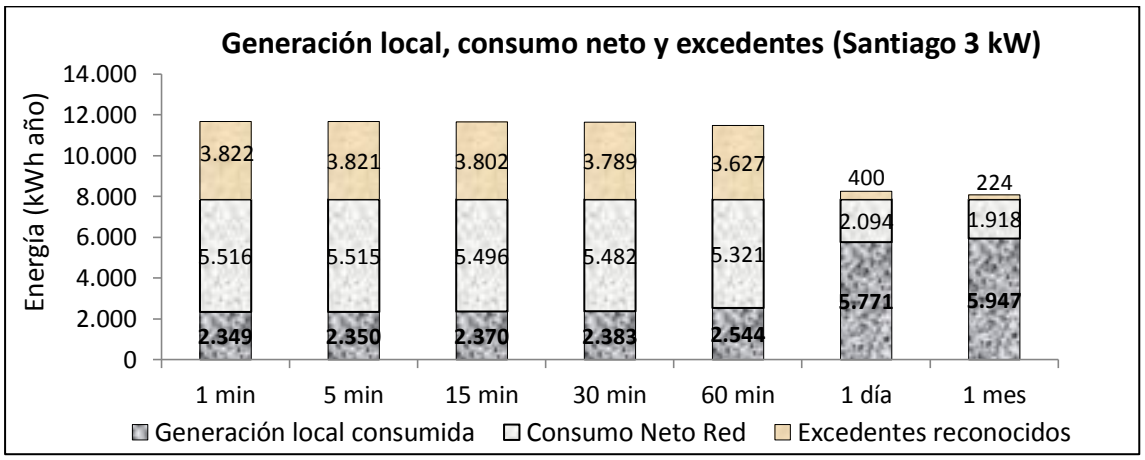


Figura 5-3: Generación local, consumo neto y excedentes para una instalación de 3 kW en Santiago

Al analizar la generación local consumida, el consumo neto y los excedentes, pero ahora comparando los resultados cuando se instalan capacidades de 1 kW y 3 kW como se encuentra en la Figura 5-4, se aprecia que el intervalo de integración para el caso de 1 kW vuelve a perder preponderancia, debido fundamentalmente a que la mayoría de la producción es consumida localmente en cualquier caso, mientras que para capacidades de 3 kW, tanto el consumo neto como los excedentes disminuyen abruptamente, mientras que la generación local consumida aumenta en la misma proporción.

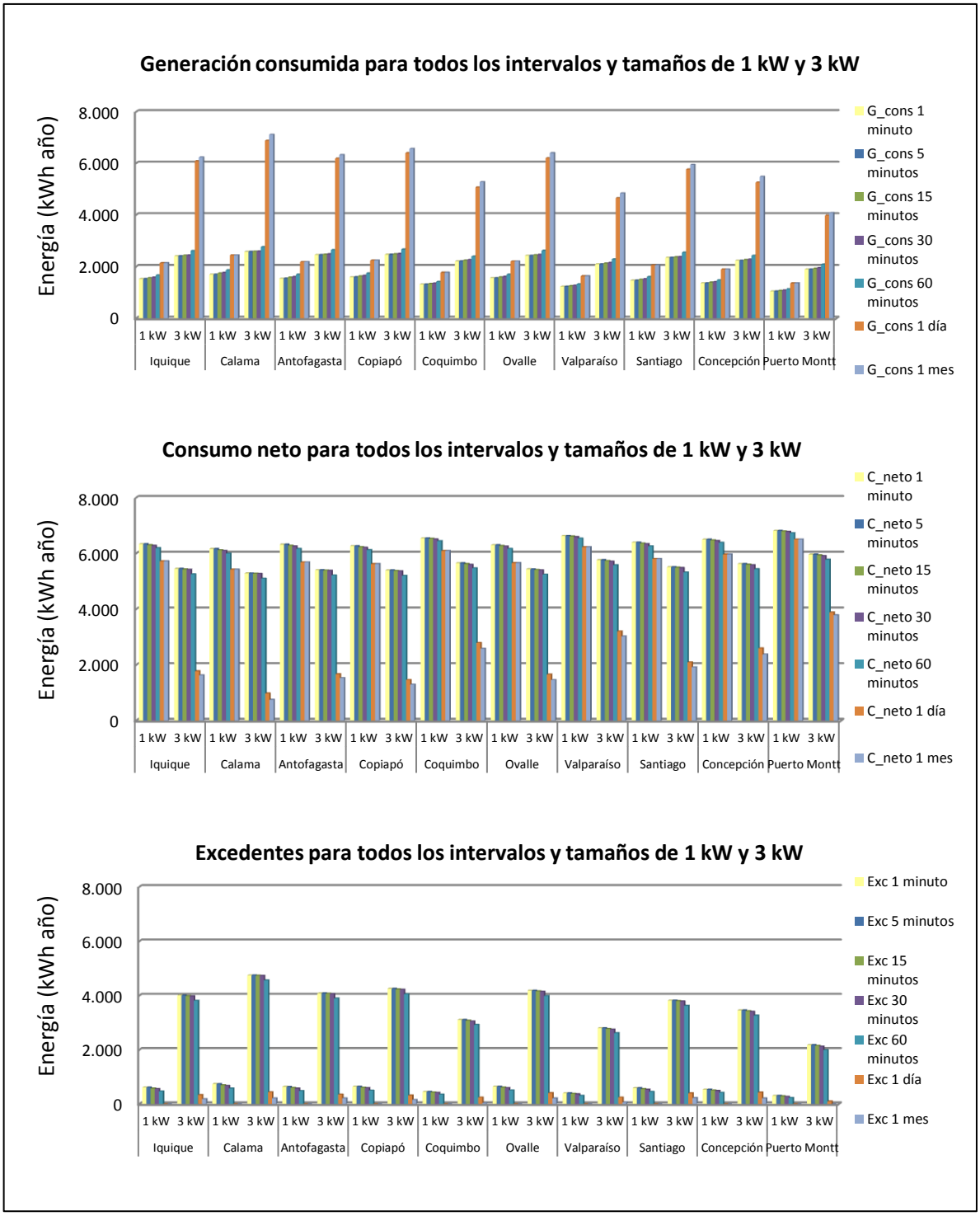


Figura 5-4: Generación consumida, consumo neto y excedentes para todas las ciudades, todos los intervalos de integración y capacidades de instalaciones de 1 kW y 3 kW

5.5 Valor de la energía fotovoltaica

Con los ingresos totales obtenidos para los escenarios de *Net Metering* y *Net Billing*, se calcula el valor medio de la energía fotovoltaica, donde se obtiene rápidamente que para el caso de *Net Metering* el valor de la energía es igual a la tarifa BT1, mientras que en el caso de *Net Billing* el valor depende de la generación consumida y los excedentes, debido a que ambos se valorizan de forma diferente.

Considerando todos los tamaños de instalaciones e intervalos de integración, el valor de la energía fotovoltaica en *Net Billing* es mayor para instalaciones de menor tamaño con respecto al consumo y para mayores intervalos de integración, con límites propios para cada ciudad según las tarifas BT1 (límite superior) y BT2 (límite inferior) que poseen las empresas distribuidoras respectivas.

Este valor considera la producción de energía del primer año, la que al ir disminuyendo, aumenta las posibilidades de que la generación sea consumida localmente y no inyectada a la red, lo que a su vez aumenta el valor promedio de la energía producida. Por esta razón, los valores que se muestran en la Figura 5-5 corresponden a las cotas mínimas del valor, y que tiene nuevamente como valor máximo las tarifas BT1 por ciudad.

La disminución de la generación tiene un impacto en los ingresos totales percibidos, lo que es considerado en el siguiente capítulo en el cálculo de costos nivelados.

En el Anexo I, se encuentra un resumen con los cálculos de energía consumida neto, consumida a través de la generación e inyectada a la red, así como también el precio promedio de la energía y los pagos con la empresa distribuidora, considerando todos los intervalos de integración y tamaños de instalación en todas las ciudades estudiadas.

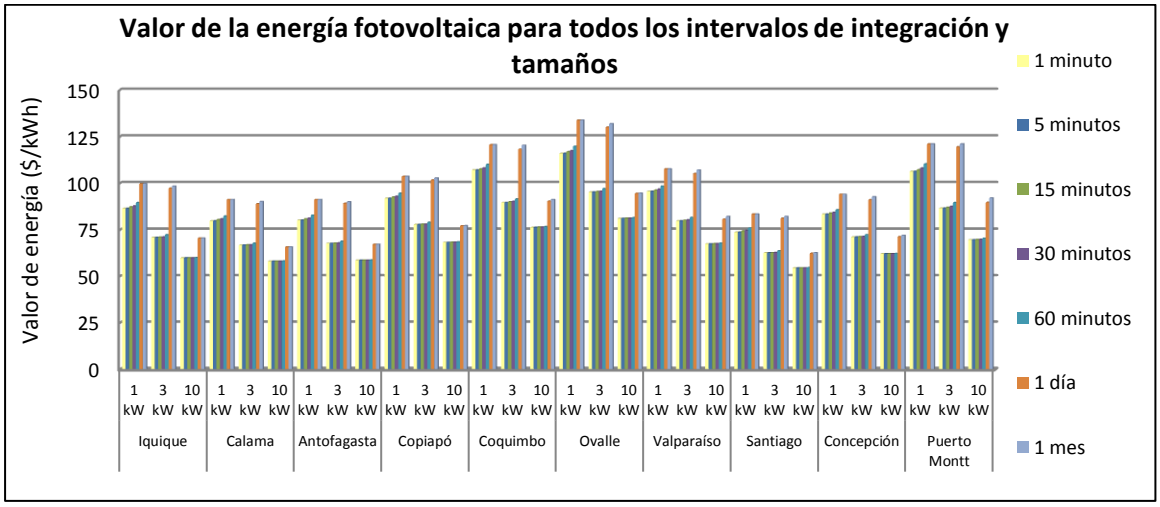


Figura 5-5: Valor de la energía fotovoltaica producida por ciudad, considerando todos los intervalos de integración y tamaños de instalaciones

Con los resultados de valor medio de la energía fotovoltaica se realizan análisis comparativos considerando el costo nivelado, que es aproximadamente el costo medio de la energía y que corresponde al valor mínimo al que debiera ser valorizada la energía para que el sistema sea rentable a una tasa y costos de inversión definidos. El cálculo de costo nivelado y sus resultados se desarrollan en el próximo capítulo.

6. COSTOS NIVELADOS DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Una de las formas más comunes de establecer la factibilidad económica de un sistema fotovoltaico es a través de un estudio del costo nivelado de la energía (en inglés de siglas LCOE), el cual es últimamente utilizado por muchos autores para establecer el valor de la energía mínimo necesario para rentabilizar instalaciones fotovoltaicas (Bazilian, et al., 2013; Branker, Pathak, & Pearce, 2011; Hernández-Moro & Martínez-Duart, 2013; Peng & Lu, 2013).

Se calculan costos nivelados de producción para distintos escenarios de inversión (con y sin deuda) y tasas de descuento, los cuales se comparan con las tarifas de distribución eléctricas de las ciudades estudiadas, así como también con el valor de la energía fotovoltaica luego del análisis de *Net Metering* y *Net Billing*.

6.1 Formulación

El costo nivelado corresponde a la razón entre el valor presente de los costos totales (inversión y los costos de mantenimiento), y el "valor presente" de la energía generada durante todo el período de evaluación, como se indica en la ecuación (6.1).

$$Costo\ nivelado\left[\frac{US\$}{kWh}\right] = \frac{VP(Costos\ Totales)\left[\frac{US\$}{kW}\right]}{Energía_{Total\ período}\left[\frac{kWh}{kW}\right]} \quad (6.1)$$

6.1.1 Valor presente de los costos

El valor presente de los costos totales, como muestra la ecuación (6.2) considera la inversión inicial realizada, la deuda cuando corresponda y los costos de mantenimiento durante todo el período de evaluación.

$$VP(Costos\ Totales)\left[\frac{US\$}{kW}\right] = \left(VP(Capital\ propio)\left[\frac{US\$}{kW}\right] + VP(Deuda)\left[\frac{US\$}{kW}\right] + VP(Mantenimiento)\left[\frac{US\$}{kW}\right]\right) \quad (6.2)$$

El capital propio corresponde al valor total invertido como capital inicial para el proyecto. En caso de que se modele el caso sin deuda, corresponderá al valor total del proyecto, mientras que en el caso con deuda, sólo será un 30% del valor total del proyecto. El caso con deuda (ecuaciones 6.3 y 6.4) contempla la toma de un crédito de consumo a una tasa de 15%. Sin embargo el proyecto podría financiarse con un crédito hipotecario a una tasa menor (5 a 6%), lo que para fines de la modelación se considera como un caso sin deuda, ya que los ingresos serán desconectados a una tasa de a lo menos un 6%.

$$VP(Deuda) = \frac{f}{r}\left(1 - \frac{1}{(1+r)^{n_c}}\right) \tag{6.3}$$

$$f = \frac{V_c \times r_c}{\left(1 - \frac{1}{(1+r_c)^{n_c}}\right)} \tag{6.4}$$

Donde f= Valor anualidad, r = tasa de descuento de estudio, V_c = Valor del crédito ($V_c = 0.7 \times Valor_{proyecto}$), r_c = tasa de descuento del crédito y n_c = plazo para el pago.

Los costos de mantenimiento (ecuaciones 6.5 y 6.6), que se consideran constantes anualmente (luego se modelan como una anualidad), se estiman como un porcentaje del costo de inversión del proyecto.

$$Mantenimiento_{anual} = f_{Mantención} \cdot Valor_{proyecto} \tag{6.5}$$

$$VP(Mantenimiento) = \frac{Mantenimiento_{anual}}{r}\left(1 - \frac{1}{(1+r)^{n}}\right) \tag{6.6}$$

Donde r = tasa de descuento de estudio y n = período de evaluación

6.1.2 Energía generada durante todo el período

La energía generada durante todo el período (ecuación 6.7) considera una pérdida de 1% anual acumulativo, por la degradación de los módulos explicada en el Capítulo 3.

$$Energía_{Total\ período} = \frac{E}{r+p} \times \left(1 - \left(\frac{1-p}{1+r}\right)^{n}\right) \quad (6.7)$$

Donde E = energía generada sin pérdidas por desgaste (año inicial), r = tasa de descuento de estudio, p = factor de pérdida anual y n = período de estudio.

6.2 Costos de un sistema fotovoltaico

Se estudió el costo completo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red y su instalación, disponibles en los sitios web de 7 empresas en Chile que han publicado estos valores o han provisto cotizaciones propias (En el Anexo J se indica el resumen de las cotizaciones realizadas). Como resultado final se determina que el costo promedio del sistema fotovoltaico base (módulos e inversor) es de 2.2 US$/W (70% del total), donde aproximadamente 1.6 US$/W corresponden al valor de los módulos (50%) y 0.6 US$/W al valor del inversor (20%), mientras que las estructuras de montaje y la instalación del sistema tienen un costo de 1 US$/W (30% del total). Así el costo total actual corresponde a 3.2 US$/W, valor que está considerando el impuesto al valor agregado (IVA). Sin IVA el costo total ronda los 2.7 US$/W. Los cálculos de inversión están considerando una conversión de moneda chilena a dólar de 1 US$ = 496 (promedio 2012 – 2013).

Debido a que la industria fotovoltaica está en pleno crecimiento en Chile y lleva sólo algunos años en el país (siendo poco competitiva) y por otra parte, el precio internacional de los componentes (especialmente módulos) han presentado una disminución considerable en los últimos años, se ha optado por considerar escenarios de costos de las instalaciones que varíen entre los 2.000 US$/kW y 3.200 US$/kW, considerando también los costos de inversión definidos por Bazilian (2013), que plantea que el costo actual es de 3.000 US$/kW para pequeños sistemas, pero el 2015 se espera que este costo se encuentre en torno a los 2.000 US$/kW.

6.3 Escenarios de costo nivelado

Los niveles de inversión utilizados en la modelación consideran valores de referencia de 2.000 y 3.000 US$/kW (con un Inverter Ratio = 1) y por otra parte valores de 2.500 US$/kW y 3.200 US$/kW que consideran por una parte los valores promedio actuales de inversión en proyectos de gran escala (visto en el Capítulo 2), y también el costo promedio actual de sistemas cotizados en el mercado Chileno. Todos los valores de inversión son ajustados según los IR utilizados para determinar la producción de energía por kW instalado por ciudad, considerando que los módulos representan un 50% del costo de inversión total.

Las tasas de descuento utilizadas son de 6%, 10% y 14%, donde en cada una de ellas se calcula el costo nivelado con y sin deuda. La deuda considera un 70% del costo de inversión total, pagado en un plazo de 5 años y con una tasa de 15%. El costo de mantenimiento se considera de 1% del costo de inversión, valor utilizado también por Bazilian (2013). La evaluación se realiza para un horizonte de 20 años de operación, considerando que el capital inicial se invierte en el año 0 y el año 1 comienza la generación.

6.4 Resultados

El costo nivelado aumenta a medida que se elevan los costos de inversión y la deuda, siendo en el primer escenario, el caso de una inversión de 2.000 US$/kW sin deuda y tasa del 6%, el que presenta menores costos nivelados, que bordean en promedio los 50 $/kWh, con excepción de Puerto Montt (86 $/kWh). Por su parte, el escenario de 3.000 US$/kW con deuda y tasa del 14% presenta costos cercanos a los 130 $/kWh en promedio con excepción nuevamente de Puerto Montt (por sobre los 200 $/kWh).

Las ciudades que presentan el menor costo nivelado son también las que tienen mayor nivel de GHI, donde para los casos de Iquique, Calama, Antofagasta, Ovalle, Santiago e incluso hasta Concepción, se estarían obteniendo costos cercanos incluso al costo de expansión de largo plazo de los sistemas eléctricos (considerando un valor de 85 US$/kWh, es decir aproximadamente $40/kWh) cuando la inversión es de 2.000 US$/kW

y la tasa es de un 6%, lo que podría representar el caso típico de un hogar que realiza una inversión sin la búsqueda de obtener una rentabilidad mayor a la que sea necesaria para pagar un crédito hipotecario o realizar un depósito a largo plazo.

Como se aprecia en la Figura 6-1, para los casos de Coquimbo y Valparaíso, si bien el costo es mayor, éste podría de todas formas compensar las tarifas BT1 y ser beneficiosas para el consumidor. Finalmente para el caso de Puerto Montt, debido a que su GHI es bastante menor a las de otras ciudades, se presenta como una opción menos atractiva para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

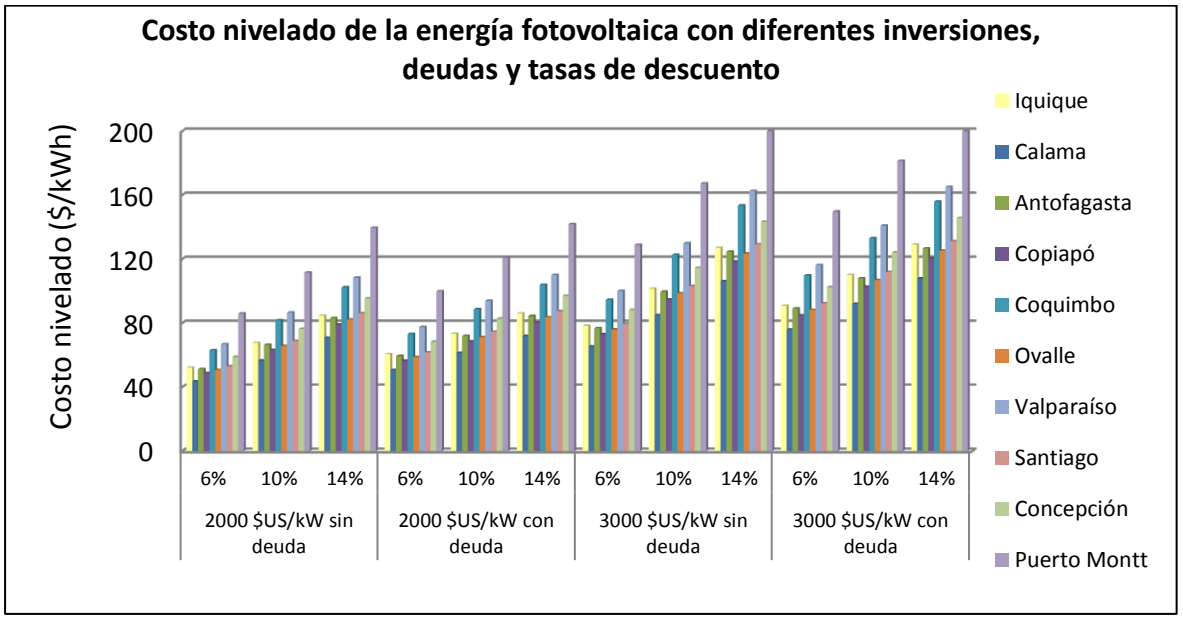


Figura 6-1: Costo nivelado con inversiones de 2.000 y 3.000 US$/kW, niveles de deuda y tasas de descuento para todas las ciudades

Para los segundos escenarios de inversión, que consideran valores actuales promedio de gran escala y cotizados en pequeña escala, se presenta una situación similar a la analizada en el primer escenario, especialmente para los costos de inversión 3.200 US$/kW. En el caso de inversiones de 2.500 US$/kW, se obtienen costos nivelados un 25% más altos a un nivel de inversión de 2.000 US$/kW, sin embargo para tasas bajas y sin deuda se mantiene su conveniencia, especialmente para las ciudades de Iquique,

Calama, Antofagasta, Ovalle, Santiago y Concepción, situándose esta vez con costos nivelados en torno a los 60$/kWh, como se muestra en la Figura 6-2.

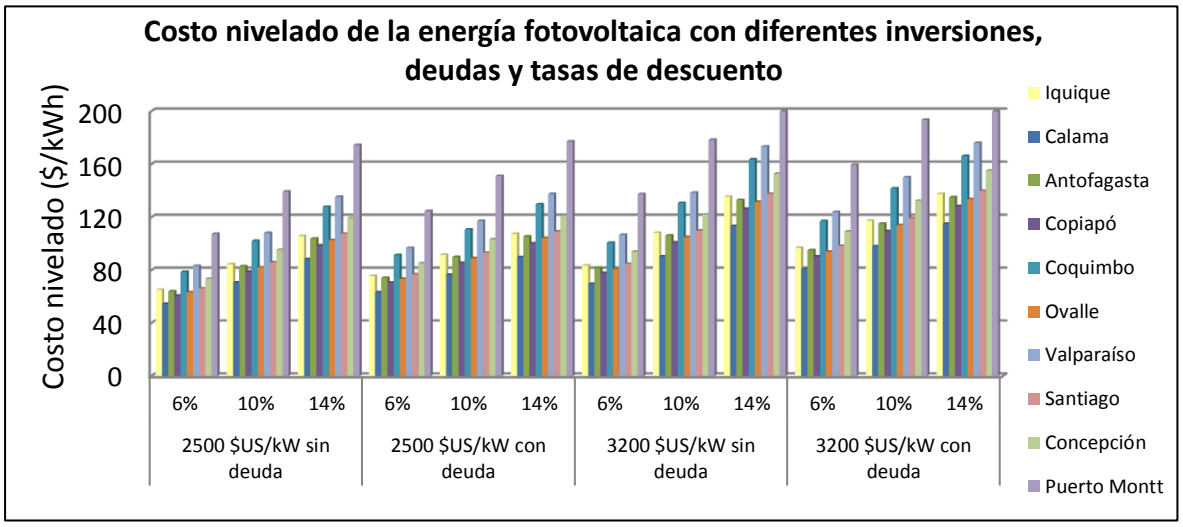


Figura 6-2: Costo nivelado con inversiones de 2.500 y 3.200 US$/kW, niveles de deuda y tasas de descuento para todas las ciudades

6.5 Análisis de costo nivelado, tarifas y valor de la energía

De los costos nivelados calculados se utiliza un escenario sin deuda, con un 10% de tasa de descuento y valores de inversión de 2.000 y 3.000 US$/kW para ser comparados por ciudad con la tarifa BT1 (también valor de la energía con *Net Metering*) y valor de la energía fotovoltaica obtenido con *Net Billing*, con una instalación de 3 kW (que presenta excedentes, pero tampoco se encuentra sobredimensionado con respecto al consumo) e intervalos de integración de 1 minuto y 1 día para reflejar el impacto de considerar ambos intervalos, ya que por las características de la generación fotovoltaica sólo se evidencian cambios significativos cuando el intervalo es mayor a un día. Estos resultados se encuentran graficados en la Figura 6-3.

En *Net Metering*, el valor de la energía es igual a la tarifa BT1, que es mayor al costo nivelado con inversión de 2.000 US$/kW para todas las ciudades y es mayor sólo en

Calama, Copiapó, y Ovalle para una inversión de 3.000 US$/kW (siendo en Ovalle la diferencia todavía bastante alta).

En el caso de *Net Billing*, el costo nivelado con una inversión de 2.000 US$/kW y tasa de 10% es menor en todas las ciudades, al valor de la energía calculada considerando intervalos de integración cada un día y un minuto de Iquique a Ovalle, mientras de Valparaíso hacia el sur sólo con intervalos de un día. Por otro lado, el costo nivelado con una inversión de 3.000 US$/kW y tasa de 10% es menor al valor de la energía con intervalos de un día en Calama, Copiapó y Ovalle, y sólo menor en Ovalle cuando el intervalo es de un minuto.

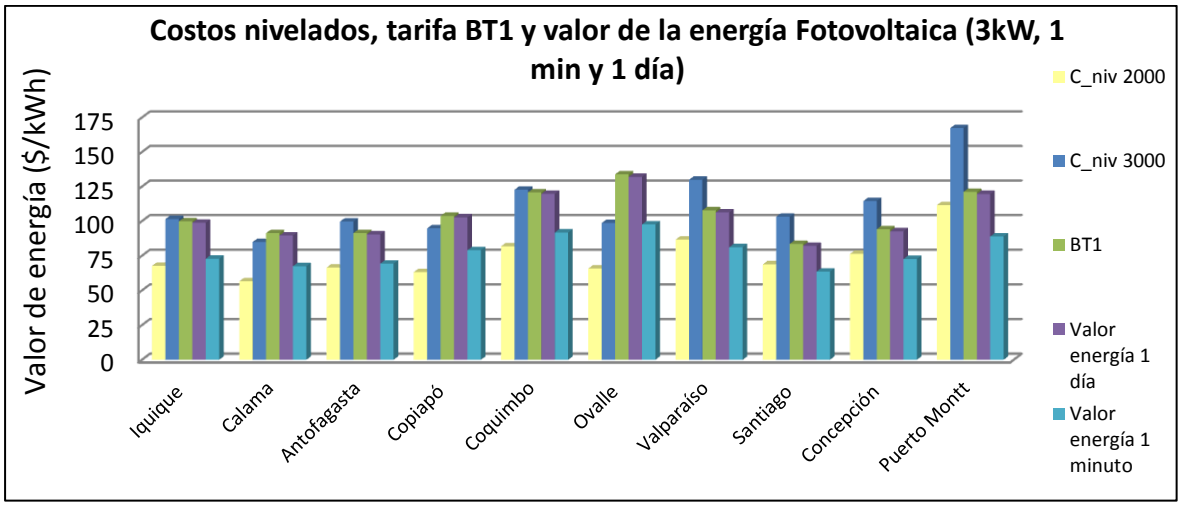


Figura 6-3: Comparación de costos nivelados, tarifas BT1 y valor de la energía fotovoltaica con una capacidad media e intervalos de integración de 1 minuto y 1 día

7. CONCLUSIONES

En este trabajo se comenzó estudiando la evolución de los proyectos a gran escala que se encuentran instalados actualmente y los que están en proceso de desarrollo. Se ha mostrado que la instalación de proyectos en el país está recién comenzando, con el primer proyecto operando sólo en el primer semestre del 2012 y se espera para los próximos años un crecimiento explosivo, tanto en el número de proyectos en procesos administrativos, como en el número y capacidad total en construcción y operación.

A la vez que aumenta el número de proyectos, también ha disminuido prácticamente de forma lineal, a una tasa aproximada de 400 US$/kW por año la inversión promedio reportada en los últimos años para los proyectos en procesos administrativos. Se espera que el costo siga bajando aún más, debido a que todavía existe un gran auge de empresas chinas por competir en el mercado, lo que le entrega un mayor dinamismo.

Los proyectos de gran escala que se encuentran actualmente en operación están concentrados entre Arica y Calama y entre Copiapó y Andacollo, lo que está relacionado con la cercanía a empresas mineras con las cuales se están realizando contratos para compras de energía renovable o instalación de proyectos propios, o en el segundo bloque específicamente para vender su energía al mercado spot del SIC y de esta forma aprovechar sus altos costos marginales. Sin embargo, la región donde más proyectos buscan instalarse es Antofagasta (que tiene el promedio más alto de GHI anual, con 2.565 kWh/m^2año), seguido de lejos por las regiones de Atacama e Iquique y más atrás Arica y Parinacota y finalmente Coquimbo.

Al analizar la inversión en función de la capacidad de los proyectos se puede determinar la existencia de una economía de escala, donde para los proyectos más grandes (100 MW hacia arriba) la inversión se acerca a los 2.000 US$/kW, mientras que para proyectos de pequeña capacidad (hasta 30 MW), la inversión se encuentra en torno a los 3.000 US$/kW. Sin embargo, al analizar por año, especialmente en 2013, la economía de escala prácticamente desaparece, con costos de inversión cercanos a los 2.300 US$/kW con capacidades menores a 100 MW y cercanos a los 2.100 US$/kW para capacidades superiores.

Finalmente con respecto a los proyectos de gran escala, se logró determinar sus principales configuraciones, definiendo arreglos como unidades básicas e independientes de generación, las cuales están constituidas por un número pequeño de inversores y centros de transformación y un grupo de estructuras de soporte, que pueden ser fijas o con seguimiento en las cuales se montan los módulos fotovoltaicos. La tecnología típica de los módulos utilizados es de silicio policristalino, seguido de lejos por silicio monocristalino y capa fina.

Generalmente los proyectos buscan conectarse a los sistemas SIC y SING, lo cual realizan a través de subestaciones propias (también construidas como parte del proyecto) o conectándose directamente en algunas de las ya existentes, donde para esto se instalan en las cercanías a ellas. Finalmente, algunos proyectos se conectan directamente a alimentadores de distribución en media tensión.

Luego con respecto a instalaciones en pequeña escala, se ha estimado la radiación disponible en 10 ciudades de Chile considerando diversas orientaciones e inclinaciones de las instalaciones. Para determinar esta radiación, se ha comenzado por calcular las radiaciones directa y difusa obtenidas a partir de la correlación de Erbs. Luego con ambas radiaciones, se utiliza un modelo de radiación anisotrópica HDKR para estimar la energía total incidente en los módulos, cuando se utilizan estructuras fijas que presentan ciertas inclinaciones y orientaciones. Se ha determinado la orientación e inclinación óptimas por ciudad, donde en general la orientación norte es la óptima, salvo en algunos casos donde existe mayor nubosidad en algunos momentos del día como es el caso de Coquimbo. La inclinación óptima por su parte, es ligeramente mayor a medida que se avanza hacia el sur, debido a que la altura solar disminuye en este sentido, y sus ángulos se encuentran entre los 16° para el caso de Iquique y 29° para el caso de Concepción.

La producción de energía en condiciones óptimas, es determinada además dimensionando en cada ciudad un Inverter Ratio adecuado y utilizando un modelo para obtener la curva de eficiencia de un módulo típico de tecnología policristalina y un inversor típico pertenecientes a una familia de alta eficiencia. Finalmente se aplican las fuentes de pérdidas estudiadas, con énfasis en el estudio de las pérdidas por temperatura, y los resultados luego son utilizados para determinar Performance Ratios para distintos años de operación, lo que es también validado con la literatura.

Posteriormente se ha realizado una auditoría del consumo eléctrico de un hogar, determinando días representativos con los que se modela el consumo anual cada 10 minutos. Algunos de estos días han sido validados con mediciones reales, debido a que las mediciones se realizaron durante sólo tres semanas. La estimación rescata la forma del consumo de los días medidos, que luego son ajustados, considerando la facturación mensual durante un año del consumo. Los días representativos ajustados pueden ser utilizados para la modelación de escenarios de medición neta utilizando sistemas de generación residencial, sin la necesidad de tener que realizar mediciones durante un año para conocer el real impacto de la instalación de estos sistemas de generación.

La auditoría del consumo eléctrico además es una buena forma de dar a conocer a los integrantes del hogar qué artefactos son los que presentan un mayor consumo y qué porcentaje del total de la factura representan, generando una mayor conciencia de sus hábitos, disminuyendo consumos que podrían ahorrarse.

Luego de determinar la generación en diferentes ciudades y contar con un consumo estimado, se ha modelado bajo escenarios de tarificación de *Net Billing* y *Net Metering*, para distintos intervalos de integración y tamaños de instalaciones fotovoltaicas el impacto en el valor de la energía generada, frente a variaciones de la generación local consumida y los excedentes en función de sus valorizaciones, lo que luego es comparado con las tarifas de energía y con el costo nivelado considerando diferentes escenarios de inversión, deuda y tasas de descuento.

Las ciudades que se encuentran al norte del país, especialmente Calama en el estudio, presentan las mejores condiciones de radiación para la instalación de proyectos fotovoltaicos, mientras que en Ovalle se encuentran las mayores tarifas de consumo de energía, lo que fácilmente es compensado con un sistema fotovoltaico (con una tarifa BT1 mayor incluso al costo nivelado con una inversión de 3.000 US$/kW). Santiago a pesar de que presenta una radiación cercana a las ciudades del norte, presenta una tarifa de consumo de energía más baja, lo que se traduce en un menor ingreso por la energía que es generada. Coquimbo a pesar de encontrarse en la zona norte, posee una baja radiación, sin embargo presenta altos costos de la energía, cercanos a los de Ovalle lo que podría compensar la menor radiación, al lograr altos valores en el precio de la energía generada por un sistema fotovoltaico.

Los intervalos de integración y los tamaños de las instalaciones producen cambios importantes en la valorización de la energía generada, dependiendo de si el escenario modelado es de *Net Billing* o de *Net Metering*, donde en el segundo caso sólo el tamaño de la instalación podría ser determinante en el caso de que la empresa de distribución no pagase los excedentes inyectados luego de un período de tiempo definido.

En el caso de *Net Billing*, un intervalo de integración de un día permite recoger la generación durante el día para poder ser compensada con el consumo de la noche, donde suele ser mayor y por lo tanto puede toda la energía generada ser valorizada a una tarifa BT1. Por el contrario, un intervalo de integración de un minuto, no permite compensar el consumo en otros horarios diferentes al de la generación solar, y más aún, tampoco compensa a consumos que a ciertos momentos del día y por poco tiempo pueden ser muy altos.

El tamaño de la instalación está directamente relacionado con la energía excedentaria que se inyecta a la red, lo cual a su vez, en una tarificación de *Net Billing* hace disminuir el precio de la energía fotovoltaica en la medida que es mayor el tamaño, al valorizar una mayor cantidad de energía a la tarifa BT2 (baja) en vez de BT1 (alta). El tamaño óptimo bajo este escenario consiste en una instalación de baja capacidad en relación al consumo, que en la gran mayoría del tiempo logre compensarlo sin presentar excedentes.

Con respecto a los costos de los sistemas fotovoltaicos, se espera que se encuentren próximamente en el entorno de los 2.000 US$/kW, el que se proyecta que sea el valor típico en los próximos años cuando el mercado de instalaciones fotovoltaicas en Chile presente una mayor competencia y el precio se estabilice, al igual que en el mundo. Al presentarse este costo es siempre conveniente para los clientes utilizar un sistema fotovoltaico que cubra sus consumos en función del sistema de medición neta al que pueda acogerse, en particular considerando también bajas tasas de descuento para ciudades con baja radiación.

Por el momento, con costos de instalación de 3.200 US$/kW, una tarificación del tipo *Net Metering* para pequeñas capacidades podría ser un incentivo que permita un mayor desarrollo del mercado fotovoltaico en Chile, sin forzar a los consumidores a instalar capacidades demasiado pequeñas y ofreciéndoles la posibilidad de que su

generación pueda ser valorizada a un precio que permita facilidades para instalar sistemas en la gran mayoría de las ciudades del país.

Al incentivar el desarrollo del mercado en Chile, los precios podrían bajar considerablemente al fomentarse una mayor competencia aumentando la oferta y finalmente se estaría beneficiando el incremento de la generación de energía limpia en el sistema, que es una de las necesidades que se presenta actualmente.

BIBLIOGRAFIA

Alajmi, A. (2012). Energy audit of an educational building in a hot summer climate. *Energy and Buildings, 47*, 122-130.

Ayompe, L. M., Duffy, A., McCormack, S. J., & Conlon, M. (2010). Validated real-time energy models for small-scale grid-connected PV-systems. *Energy 35*(10), 4086 4091.

Ayompe, L. M., Duffy, A., McCormack, S. J., & Conlon, M. (2011). Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland. *Energy Conversion and Management, 52* (2), 816-825.

Bazilian, M., Onyeji, I., Liebreich, M., MacGill, I., Chase, J., Shah, J., . . . Zhengrong, S. (2013). Re-considering the economics of photovoltaic power. *Renewable Energy, 53*, 329-338.

Branker, K., Pathak, M. J. M., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15*(9), 4470-4482.

Burger, B., & Rüther, R. (2006). Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. *Solar Energy 80*(1), 32-35.

Candelise, C., Winskel, M., & Gross, R. J. (2013). The dynamics of solar PV costs and prices as a challenge for technology forecasting. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 26*, 96-107.

CER. (2013). Reporte CER, Octubre 2013.

Darghouth, N. R., Barbose, G., & Wiser, R. (2011). The impact of rate design and net metering on the bill savings from distributed PV for residential customers in California. *Energy Policy, 39*(9), 5243-5253.

David, M., Lauret, P., & Boland, J. (2013). Evaluating titled plane models for solar radiation using comprehensive testing procedures, at a southern hemisphere location. *Renewable Energy, 51* 124-131.

Desmedt, J., Vekemans, G., & Maes, D. (2009). Ensuring effectiveness of information to influence household behaviour. *Journal of Cleaner Production, 17*(4), 455-462.

Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1991). Solar Engineering of thermal processes

Durisch, W., Bitnar, B., Mayor, J. C., Kiess, H., Lam, K. H., & Close, J. (2007). Efficiency model for photovoltaic modules and demonstration of its application to energy yield estimation. *Solar Energy Materials and Solar Cells, 91*(1), 79-84.

Hernández-Moro, J., & Martínez-Duart, J. M. (2013). Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 20*, 119-132.

Hwang, T., Kang, S., & Kim, J. T. (2012). Optimization of the building integrated photovoltaic system in office buildings-Focus on the orientation, inclined angle and installed area. *Energy and Buildings, 46*, 92-104.

Korjenic, A., & Bednar, T. (2012). Validation and evaluation of total energy use in office buildings: A case study. *Automation in Construction, 23*, 64-70.

Kymakis, E., Kalykakis, S., & Papazoglou, T. M. (2009). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management, 50* (3), 433-438.

Leloux, J., Narvarte, L., & Tresboc, D. (2012). Review of the performance of residential PV systems in Belgium. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16*(1), 178-184.

Leloux, J., Narvarte, L., & Tresboc, D. (2012). Review of the performance of residential PV systems in France. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16*(2), 1369-1376.

Liu, G., Rasul, M. G., Amanullah, M. T. O., & Khan, M. M. K. (2012). Techno-economic simulation and optimization of residential grid-connected PV system for the Queensland climate. *Renewable Energy, 45* 146-155.

Min.Energía. (2012). Estrategia Nacional de Energía 2012 - 2030.

Mondol, J. D., Yohanis, Y. G., & Norton, B. (2006). Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems. *Solar Energy, 80*(12).

Mondol, J. D., Yohanis, Y. G., & Norton, B. (2007). Comparison of measured and predicted long term performance of grid a connected photovoltaic system. *Energy Conversion & Management, 48*(4), 1065-1080.

Mondol, J. D., Yohanis, Y. G., & Norton, B. (2009). Optimising the economic viability of grid-connected photovoltaic systems. *Applied Energy, 86*(7), 985-999.

Ndiaye, D., & Gabriel, K. (2011). Principal component analysis of the electricity consumption in residential dwellings. *Energy and Buildings, 43*(2), 446-453.

Norton, B., Eames, P. C., Mallick, T. K., Huang, M. J., McCormack, S. J., Mondol, J. D., & Yohanis, Y. G. (2011). Enhancing the performance of building integrated photovoltaics. *Solar Energy, 85* (8), 1629-1664.

Notton, G., Lazarov, V., & Stoyanov, L. (2010). Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations. *Renewable Energy, 35* (2), 541-554.

Omar, A. M., & Shaari, S. (2009). Sizing verification of photovoltaic array and grid-connected inverter ratio for the Malaysian building integrated photovoltaic project. *International Journal of Low-Carbon Technologies, 4*(4), 254-257.

Peng, J., & Lu, L. (2013). Investigation on the development potential of rooftop PV system in Hong Kong and its enviromental benefits. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 27*, 149-162.

Pino, A., Bustamante, W., Escobar, R., & Encinas, F. E. (2012). Thermal and lightning behavior of office buildings in Santiago of Chile. *Energy and Buildings, 47*, 441-449.

Poullikkas, A. (2013). A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments, 3* 1-8.

Sadineni, S. B., Atallah, F., & Boehm, R. F. (2012). Impact of roof integrated PV orientation on the residential electricity peak demand. *Applied Energy, 92*, 204-210.
Senado. (2013). *Boletín 8999-08*.

Skoplaki, E., Boudouvis, A. G., & Palyvos, J. A. (2008). A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting. *Solar Energy Materials & Solar Cells, 92*(11), 1393-1402.

Tyagi, V. V., Rahim, N. A. A., Rahim, N. A., & Selvaraj, J. A. (2013). Progress in solar PV technology: Research and achievement. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 20*, 443-461.

UChile. (2012). Explorador Solar Uchile, Min energía y GIZ: Documentación y manual de uso.

Watts, D., & Valdés, M. F. (2012). *Proyectos Fotovoltaicos en Chile y Generación Distribuida*. Wind & Solar Conference 2012.

Yadav, A. K., & Chandel, S. S. (2013). Tilt angle optimization to maximize incident solar radiation: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 23*, 503-513.

Yamamoto, Y. (2012). Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering and net purchase and sale. *Solar Energy, 86*, 2678-2685.

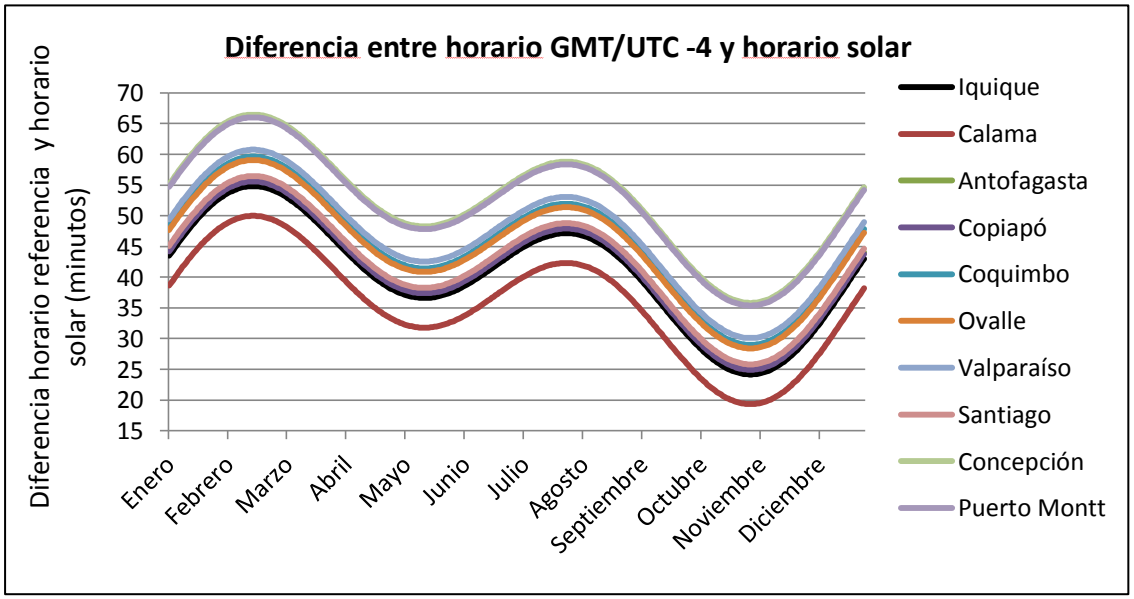
A N E X O S

ANEXO A: DIFERENCIA ENTRE HORARIO SOLAR Y DE REFERENCIA (GMT – 4)

Debido a que la expresión para calcular el horario solar, depende la longitud específica de cada localidad, la diferencia durante el año entre este horario y el horario de referencia (GMT/UTC – 4) difiere por ciudad. Sin embargo la tendencia de cambio es idéntica, puesto que sólo depende de la ecuación del tiempo (E), que sólo depende del número del día.

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868\cos(B) - 0.032077\sin(B) - 0.014615\cos(2B) - 0.04089\sin(2B))$$

Con $B = (n-1)\frac{360}{365}$, siendo n el número del día (1 a 365)



ANEXO B: GANANCIA CON RESPECTO A LA RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (GHI) PARA 28 ORIENTACIONES E INCLINACIONES POR CIUDAD

Se indica la ganancia en porcentaje de radiación incidente con respecto a la radiación global horizontal (GHI), para 7 orientaciones (γ) y 4 inclinaciones (β) diferentes.

Iquique:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	2.63%	-1.13%	-1.28%	2.44%	2.44%	1.79%	1.70%
β = 20°	2.75%	-4.51%	-4.72%	2.38%	2.29%	1.12%	0.96%
β = 30°	0.43%	-9.6%	-9.78%	-0.10%	0.45%	-1.92%	-2.09%
β = 40°	-4.24%	-15.77%	-15.93%	-4.85%	-3.58%	-6.92%	-7.11%

Calama:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	4.40%	-1.30%	-1.26%	4.08%	4.07%	3.09%	3.09%
β = 20°	6.10%	-4.97%	-4.81%	5.40%	5.45%	3.41%	3.50%
β = 30°	5.01%	-10.32%	-10.08%	3.98%	4.06%	1.14%	1.29%
β = 40°	1.25%	-16.65%	-16.39%	0.02%	0.09%	-3.36%	-3.16%

Antofagasta:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	3.73%	-0.35%	-2.06%	3.74%	3.14%	3.15%	2.03%
β = 20°	4.91%	-3.05%	-6.18%	4.92%	3.79%	3.72%	1.63%
β = 30°	3.55%	-7.54%	-11.77%	3.55%	1.93%	1.80%	-1.13%
β = 40°	-0.25%	-13.20%	-18.17%	-0.23%	-2.26%	-2.28%	-5.84%

Copiapó:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	5.36%	-2.97%	-2.97%	4.38%	5.56%	2.74%	4.96%
β = 20°	8.05%	-8.03%	-1.49%	6.12%	8.45%	2.87%	7.18%
β = 30°	7.98%	-14.42%	-5.48%	5.19%	8.52%	0.54%	6.62%
β = 40°	5.23%	-21.46%	-11.02%	1.73%	5.89%	-3.91%	3.54%

Coquimbo:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	4.62%	-4.32%	2.09%	3.18%	5.36%	1.23%	5.34%
β = 20°	6.81%	-10.40%	2.00%	3.95%	8.32%	0.08%	8.18%
β = 30°	6.49%	-17.32%	-0.11%	2.35%	8.69%	-3.14%	8.44%
β = 40°	3.84%	-24.35%	-3.86%	-1.37%	6.59%	-7.98%	6.27%

Ovalle:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	5.71%	-2.79%	0.35%	4.76%	5.83%	3.10%	5.10%
β = 20°	8.75%	-7.71%	-1.60%	6.85%	9.02%	3.55%	7.52%
β = 30°	9.01%	-13.94%	-5.49%	6.26%	9.38%	1.53%	7.21%
β = 40°	6.60%	-20.77%	-10.77%	3.14%	7.05%	-2.61%	4.37%

Valparaíso:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	3.84%	-2.45%	0.23%	3.08%	4.01%	1.83%	3.54%
β = 20°	5.31%	-6.79%	-1.67%	3.79%	5.65%	1.32%	4.72%
β = 30°	4.37%	-12.37%	-5.30%	2.17%	4.89%	-1.30%	3.56%
β = 40°	1.15%	-18.56%	-10.17%	-1.57%	1.85%	-5.70%	0.28%

Santiago:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	6.02%	-1.05%	-1.39%	5.66%	5.52%	4.43%	4.18%
β = 20°	9.31%	-4.41%	-4.87%	8.54%	8.34%	6.09%	5.73%
β = 30°	9.76%	-9.37%	-9.87%	8.60%	8.38%	5.08%	4.69%
β = 40°	7.46%	-15.27%	-15.75%	6.02%	5.82%	1.75%	1.37%

Concepción:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	6.40%	-1.25%	-1.09%	5.93%	5.96%	4.58%	4.69%
β = 20°	10.16%	-4.64%	-4.20%	9.16%	9.32%	6.45%	6.76%
β = 30°	11.12%	-9.53%	-8.78%	9.61%	9.96%	5.68%	6.27%
β = 40°	9.36%	-15.18%	-14.27%	7.47%	7.97%	2.71%	3.48%

Puerto Montt:

Ganancia con respecto a la radiación global horizontal (%)							
	γ = 180° (Norte)	γ = 270° (Este)	γ = 90° (Oeste)	γ = 200° (Noreste)	γ = 160° (Noroeste)	γ = 220° (Noreste)	γ = 140° (Noroeste)
β = 10°	5.44%	-1.47%	-0.58%	4.88%	5.20%	3.60%	4.20%
β = 20°	8.46%	-4.79%	-2.95%	7.36%	8.02%	4.81%	6.05%
β = 30°	9.02%	-9.39%	-6.58%	7.37%	8.46%	3.71%	5.64%
β = 40°	7.12%	-14.64%	-11.08%	5.14%	6.61%	0.71%	3.24%

ANEXO C: EFICIENCIA DE LOS MÓDULOS

Los factores estimados y utilizados en el cálculo de la eficiencia de los módulos en función sólo de la radiación son:

Factores	Valor
P	15.39
Q	-0.177
M	0.0794
R	-0.09736
S	-0.8998

Los coeficientes utilizados para la modelación de la eficiencia considerando la temperatura son:

Eficiencia (n_{Tref})	12.7%
Coeficiente de corrección de eficiencia (β_{ref})	0.4%
Temperatura de referencia STC (T_{ref})	25°C
Coeficiente de absorción ($\tau\alpha$)	0.9
Irradiancia NOCT (G_{NOCT})	800 W/m^2
Temperatura de operación NOCT (T_{NOCT})	45°C
Temperatura ambiente NOCT ($T_{a,NOCT}$)	20°C

Para mayor información sobre los modelos de eficiencia del módulo y pérdidas por temperatura, revisar (Durisch, et al., 2007; Skoplaki, et al., 2008)

ANEXO D: DEFINICIONES DE PERFORMANCE RATIO

El performance ratio (PR) es actualmente el índice más utilizado para determinar la calidad del sistema fotovoltaico y es un parámetro importante para realizar análisis económicos porque permite obtener rápidamente la producción anual, siendo la diferencia entre el valor 1 y el PR el porcentaje total de pérdidas del sistema fotovoltaico y que incluyen además momentos de falla o de indisponibilidad con respecto a un sistema que funcionaría óptimamente bajo condiciones estándar (STC) a capacidad nominal.

El PR está definido como la razón entre la energía real generada por el sistema fotovoltaico, E_{gen} y la energía de referencia, E_{ref} equivalente a la multiplicación de la radiación GHI, por la capacidad nominal del sistema

$$PR = \frac{E_{gen}}{E_{ref}}$$

Con $E_{ref} = \frac{GHI\,[\frac{kWh}{m^2}]}{1\,[\frac{kW}{m^2}]} \cdot P$, con P la potencia nominal del sistema

El PR también se obtiene de forma alternativa a partir de la multiplicación de las eficiencias individuales de cada etapa de la generación. Usualmente también se considera un factor de falla o indisponibilidad, sin embargo este coeficiente usualmente es despreciado (Kymakis, et al., 2009). Luego la expresión utilizada considerando todas las pérdidas del análisis queda definida como:

$$PR = n_{sh} \cdot n_{IAM} \cdot n_{deg} \cdot n_{tem} \cdot n_{soil} \cdot n_{mis} \cdot n_{net} \cdot n_{mppt} \cdot n_{inv}$$

Donde cada elemento corresponde a la eficiencia considerando pérdidas por sombras (n_{sh}), ángulo de incidencia (n_{IAM}), degradación de los módulos (n_{deg}), temperatura (n_{tem}), suciedad (n_{soil}), mismatch (n_{mis}), cables (n_{net}), operación cercana al punto MPP (n_{mpp}) e inversor (n_{inv}).

ANEXO E: ESPACIOS Y EQUIPOS DISPONIBLES EN EL HOGAR ESTUDIADO

Los espacios del segundo piso son: Cuatro dormitorios y dos baños. El tercer piso es una mansarda, que es utilizada como bodega.

Piso 1 y exteriores

Cocina

- Horno eléctrico grande (enchufado)
- Horno eléctrico pequeño (enchufado)
- Lavavajilla (enchufado)
- Microondas (enchufado)
- Refrigerador (operación continua)
- Freezer (operación continua)
- Televisor (enchufado)
- Hervidor (sin enchufar)
- Thermomix (sin enchufar)
- Juguera (sin enchufar)
- Batidora (sin enchufar)
- Tubos fluorescentes (6 tubos conectados a 3 interruptores)
- Luminaria halógena (1 luminaria conectada a un interruptor)

Logia

- Lavadora con carga superior (enchufado)
- Secadora (enchufado)
- Plancha (sin enchufar)
- Tubos fluorescentes (2 tubos conectados a un interruptor)

Living comedor

- Equipo de música (sin enchufar)
- Luminarias eficientes (5 luminarias conectadas a un interruptor)

- Luminarias incandescentes (6 luminarias incandescentes conectadas a dos interruptores)
- Detector de movimiento (operación continua)
- Aspiradora (sin enchufar)
- Teléfono inalámbrico (enchufado)
- Termostato (operación continua)
- Receptor de red local a través de la línea eléctrica (operación continua)

Hall de entrada

- Detector de movimiento (operación continua)

Pieza de servicio

- Luminaria halógena (1 luminaria conectada a un interruptor)

Baño de servicio

- Luminaria halógena (1 luminaria conectada a un interruptor)

Baño de visitas

- Luminaria halógena (1 luminaria conectada a un interruptor)

Patio

- Filtro de agua para piscina (enchufado)
- Luminarias halógenas (8 luminarias conectadas a dos interruptores)
- Timer para regadores (enchufado)

Estacionamiento

- Portón eléctrico (enchufado)
- Luminarias eficientes (2 luminarias)
- Luminarias incandescentes (4 luminarias)
- Cámara ip (operación continua)
- Detector de movimiento (operación continua)

Entrada exterior

- Luminarias incandescentes (2 luminarias conectadas a un interruptor)

Piso 2

Escalera entre piso 1 y 2

- Luminarias halógenas (3 luminarias conectadas a un interruptor)

Pasillo

- Luminarias halógenas (3 luminarias conectadas a un interruptor)

Dormitorio padres

- Pantalla LCD (enchufado)
- Luminarias eficientes (2 luminarias conectadas a dos interruptores)
- Dbox (enchufado)
- Blueray (enchufado)
- Notebook (enchufado)
- Cargadores de celular (sin enchufar)
- Escaldasono (enchufado)
- Teléfono inalámbrico (enchufado)

Baño padres

- Luminarias halógenas (3 luminarias)
- Secador de pelo (sin enchufar)
- Estufa eléctrica (sin enchufar)

Dormitorio hijo 1

- Pantalla LCD (enchufado)
- Computador de escritorio (enchufado)
- Cargador de celular (sin enchufar)
- Notebooks (2 notebooks) (uno enchufado y otro sin enchufar)
- Luminarias halógenas (3 luminarias)
- Impresora láser (enchufado)
- Parlantes de computador (enchufado)

Dormitorio hijo 2

- Pantalla LCD (enchufado)
- Computador de escritorio (enchufado)
- Cargador de celular (sin enchufar)

- Notebook (enchufado)
- Router (operación continua)
- Módem (operación continua)
- Reproductor de DVD (enchufado)
- Luminarias halógenas (3 luminarias conectadas a un interruptor)
- Inyector de red local a través de la línea eléctrica (operación continua)

Dormitorio hija

- Pantalla LCD (enchufado)
- Luminarias halógenas (5 luminarias conectadas a dos interruptores)
- Notebook (enchufado)
- Cargador de celular (sin enchufar)
- Alisador de pelo (sin enchufar)
- Escaldasono (sin enchufar)

Baño hijos

- Luminarias halógenas (2 luminarias conectadas a un interruptor)
- Afeitadora (sin enchufar)

Piso 3

Escalera entre piso 1 y 2

- Luminarias halógenas (3 luminarias conectadas a un interruptor)

Mansarda

- Luminarias halógenas (6 luminarias conectadas a 3 interruptores)
- Impresora (enchufado)
- Televisor CRT (enchufado)
- Trotadora (enchufado)

ANEXO F: CONFECCION DE ENTREVISTA

El diseño de las preguntas de la entrevista se basó en encuestas realizadas a nivel nacional e internacional (EE.UU) y en entrevistas realizadas por Desmedt (2009) y Ndiaye (2011), que recogen información sobre las características de los integrantes del hogar, hábitos de consumo por cada día de la semana y vacaciones, y la disponibilidad y uso de artefactos disponibles. Para mayor información ver (Desmedt, et al., 2009; Ndiaye & Gabriel, 2011)

Referencias nacionales e internacionales

A nivel nacional, los informes "Estudio de usos finales y curva de oferta de la conservación de la energía en el sector residencial"[6] y "Comportamiento del Consumidor Residencial y su Disposición a Incorporar Aspectos de Eficiencia Energética en sus Decisiones y Hábitos" [7] de los años 2010 y 2005, realizados por la Corporación de Desarrollo Tecnológico (CDT) y la Comisión Nacional de Energía (CNE) respectivamente, entregan resultados sobre encuestas realizadas a nivel residencial, donde se ha determinado el consumo de energía (incluyendo entre otras a la energía eléctrica) y se han propuesto medidas de eficiencia.

Ambas encuestas, de las cuales no fue posible obtener directamente las preguntas que se realizaron, presentan resultados que consideran en conjunto a lo menos los siguientes tópicos con respecto al uso de artefactos eléctricos, los que son considerados en distinto grado en la entrevista:

- Disponibilidad de equipos
- Consumo anual y semestral por cada uno de los equipos que se encuentren con mayor disponibilidad
- Desglose por nivel económico y sectores del país

---

[6] Fuente: http://antiguo.minenergia.cl/minwww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/estudios/Usos_Finales_COC_Sector_Residencial_2010.pdf

[7] Fuente: http://www.bcn.cl/carpeta_temas/temas_portada.2006-12-18.7650530977/documentos_pdf.2006-12-18.9456026642/archivos_pdf.2007-03-15.9767552247/archivo1/baja_archivo

- Frecuencia de consumo diario en cada estación del año en iluminación y otros equipos

A nivel internacional, en el caso de EE.UU una de las más recientes encuestas fue realizada por la US Energy Information Administration (EIA) el año 2009 para determinar consumos residenciales de energía (Residential Energy Consumption Survey)[8].

Las consultas realizadas en este estudio y en particular con respecto al consumo eléctrico apuntan a determinar la existencia y uso de electrodomésticos: los momentos en los cuales permanecen enchufados, su antigüedad, su intensidad de uso cuando corresponda y tiempo de utilización, que permiten determinar con mayor exactitud el consumo que realmente están presentando los equipos en el tiempo.

Etapas de la entrevista

Para este estudio es importante conocer la forma en la cual se consume electricidad durante el día en diferentes momentos del año, a través de los hábitos de la familia. La entrevista se divide en seis etapas los cuales son:

1- Descripción de la casa: Ubicación, tamaño, pisos y número y descripción de los espacios presentes dentro del hogar.
2- Composición de los habitantes: Número, edad, género, parentesco y actividades principales de las personas que componen el hogar.
3- Equipamiento del hogar: Artículos eléctricos disponibles por espacio y características típicas de uso.
4- Hábitos en días de semana y fin de semana: Actividades que se realizan típicamente durante los días de semana y fin de semana, identificando diferencias del consumo entre los días lunes a viernes y entre sábado y domingo.
5- Hábitos en días de vacaciones, festivos y días especiales: Diferencias de hábitos con respecto a los días de semana y fines de semana en vacaciones, festivos y días especiales. Se definen los días especiales como los días entre lunes a viernes que se encuentran entre días festivos y días de fin de semana.

[8] Fuente: http://www.eia.gov/survey/form/eia_457/form.pdf

6- Estacionalidad del consumo: Diferencias en el consumo durante las estaciones del año.

Desarrollo de la entrevista

Las preguntas formuladas por cada etapa se indican a continuación.

Descripción de la casa
Las preguntas a realizar con respecto a este ítem son:

a. ¿En qué comuna se encuentra?
b. ¿Cuántos metros cuadrados construidos posee la casa?
c. ¿Cuántos pisos posee?
d. ¿Cuántos y cuáles espacios posee?

Composición de sus habitantes
Las preguntas a realizar con respecto a este ítem son:

a. ¿Cuántas personas componen el hogar durante toda la semana y cuál es su parentesco?
b. ¿Cuál es la actividad principal que realizan estas personas? (situación laboral o indicar si es estudiante, o por ejemplo si es menor a 6 años si asiste a jardín infantil, sala cuna, etc.)

Equipamiento del hogar
Las preguntas a realizar con respecto a este ítem son:

a. ¿Qué artefactos eléctricos se encuentran en cada uno de los espacios de la casa?
b. ¿Cuáles artefactos son los de mayor utilización y consumo?
c. ¿Cuál es la antigüedad estimada de estos equipos?
d. ¿Cuánto tiempo se utilizan diariamente estos equipos?
e. ¿Cuál es la intensidad a la cual se utilizan estos artefactos?
f. ¿Cuál es el mínimo y máximo tiempo típico que se utilizan estos artefactos?
g. ¿Qué aparatos presentan un funcionamiento cíclico durante el día?
h. ¿Existen equipos que se dejan encendidos aun cuando no se estén utilizando?
i. ¿Qué aparatos permanecen enchufados durante todo el día?
j. ¿Qué artefactos permanecen funcionando cuando la familia sale de vacaciones?
k. ¿Qué artefactos permanecen enchufados cuando la familia sale de vacaciones?

Hábitos en días de semana, fin de semana, vacaciones, días festivos y especiales
Las preguntas a realizar con respecto a este ítem son:

Para días de semana de lunes a viernes

a. ¿Cuál es la rutina de la familia en los días de semana?
b. ¿Cuáles diferencias existen en los hábitos de los días de la semana, entre lunes a viernes?

Para días de fin de semana de sábado y domingo

a. ¿Cuál es la rutina de la familia en los días de fin de semana?
b. ¿Existen diferencias de hábitos en los días de fin de semana, entre sábado y domingo? ¿Cómo cambia esta rutina?

Hábitos en vacaciones, días festivos y días especiales
Las preguntas a realizar con respecto a este ítem son:

a. ¿Cuándo la familia sale de vacaciones?
b. ¿Salen de vacaciones todos los integrantes de la familia al mismo tiempo?
c. ¿Qué artefactos quedan en operación o enchufados cuando salen de vacaciones?
d. ¿La rutina en un día festivo tiene similitud con algún día del fin de semana?
e. ¿Cuál es la rutina de la familia entre días festivos y fines de semana?

Estacionalidad del consumo
Las preguntas a realizar con respecto a este ítem son:

a. ¿Cuáles diferencias existen en la utilización de artefactos entre las cuatro estaciones del año?

ANEXO G: APARATOS CON FUNCIONAMIENTO ESPECIAL O CÍCLICO

Los artefactos se encienden cuando se utilizan y posteriormente se apagan, aunque no todos se desenchufan. Además se estima que estos equipos se encuentran operando a su capacidad nominal cuando son utilizados, salvo en el caso de los aparatos que presentan ciclos de trabajo o están en *standby*.

Para los casos del refrigerador, freezer, teléfonos inalámbricos y el filtro de la piscina se realiza una mayor especificación, debido a que su forma operación es más compleja.

Para el caso del refrigerador y el freezer se estima que ambos operan con un ciclo de trabajo de 10 minutos por 20 de inactividad y la potencia consumida en sus períodos de actividad son de 105 W y 160 W respectivamente. Esto fue determinado considerando el consumo de energía mensual especificado por los fabricantes y por una inspección del ciclo de funcionamiento de ambos equipos. Luego, cada apertura del refrigerador considera además el encendido de una ampolleta de 20 W durante un minuto. El freezer prácticamente no es abierto durante el año, por lo que no se considera un consumo por ser abierto.

Para los teléfonos inalámbricos se estima que las baterías de los teléfonos tienen una descarga aproximadamente nula, considerando pequeños lapsos de conversaciones distanciadas en el tiempo y tomando en cuenta que luego de ser utilizados se conectan nuevamente al cargador. Por esta razón para la modelación de este equipo se considera constante la conexión de los teléfonos en sus cargadores, con un consumo *standby*.

Finalmente en el caso del filtro de la piscina, el entrevistado ha indicado funciona diariamente de forma automática durante seis horas continuas (específicamente entre 18:30 y 00:30).

ANEXO H: DEFINICIÓN Y ESTIMACIÓN DEL CONSUMO *STANDBY*

El consumo de *standby* es un tipo de consumo de electricidad, muchas veces evitable, que es cada vez más estudiado y clasificado a medida que se ha comprobado que representa hasta un 10% del consumo típico de un hogar en países desarrollados[9].

Una de las primeras versiones del consumo de *standby* fue establecida por la International Electrotechnical Commission (IEC) a través del estándar IEC 62018 el año 2003, en el que se indica al consumo de *standby* como "el mínimo consumo de energía que presentaban los aparatos que se encontraban enchufados"[10]. Sin embargo esta definición dejaba sin diferenciar a los equipos que efectivamente no estaban realizando ninguna actividad, de los que estaban realizando alguna función complementaria a la actividad principal[11].

Actualmente se entiende de forma típica al consumo *standby*, como la energía que es consumida por un artefacto enchufado a la red eléctrica, que se encuentra apagado, o que al menos no se encuentra realizando su función principal[12]. Este consumo viene dado generalmente por los equipos electrónicos que al estar enchufados utilizan la energía necesaria para alimentar transformadores y microcontroladores.

Definiciones técnicas más precisas fueron establecidas por la IEC a través del estándar IEC62301 en el año 2008, que fue actualizado a una segunda edición el año 2011, y también el 2011 a través del estándar IEC 62087-BD[13], clasificando modos de operación de artefactos (entre ellos *standby*) y normas de medición del consumo *standby* en los hogares. Sin embargo, aun cuando se ha avanzado en clasificar de mejor forma el consumo *standby*, falta mucho por desarrollar en cuanto al entendimiento y el consenso previo de las funciones que cada artefacto realiza[14].

El estándar IEC62301 clasifica la operación en diferentes modos:

---

[9] Fuente: Canadian Standby Power Study of Consumer Electronics and Appliances, http://www.aceee.org/files/proceedings/2008/data/papers/9_305.pdf

[10] Fuente: EuP Preparatory Study Lot 6 "Standby and Off-mode Losses", http://www.ebpg.bam.de/de/ebpg_medien/006_studyf_07-10_complete.pdf

[11] Fuente: Standby Power, Lawrence Berkeley National Laboratory. http://standby.lbl.gov

[12] Fuente: US Department of Energy. http://energy.gov/energysaver/articles/please-stand-reduce-your-standby-power-use

[13] Fuente: IEC, Improving energy efficiency in the home, http://www.iec.ch/etech/2011/etech_0511/tc-1.htm

[14] Fuente: http://www.energyrating.com.au/pubs/standby2010-apec-session4-harrington.pdf

- Modo Activo: Función principal activada
- Modo de producto: Un set de funciones activas, para una configuración específica.
- Modo de baja potencia:
    - Modo Off: Sin funciones activas, pero conectado a la red.
    - Modo *Standby*: Facilita la activación principal, informa estados (como el horario).
    - Modo Network: Presenta al menos una función de red activada.
- Modo desconectado: Desconectado de la red eléctrica

Estimación del consumo de standby

Se determina una potencia de *standby* para cada uno de equipos que se considera que presentan este tipo de consumo. Esta es el promedio de las potencias estimadas por la Natural Resources Canada (NRCan)[15] de Canadá, la US Department of Energy, a través Lawrence Berkeley National Laboratory[16], de EE.UU y el Fraunhofer Institute de Alemania[17] quienes han logrado reportar estudios de consumo *standby* para un conjunto de equipos.

Es importante mencionar que la tensión residencial en estos países es de 120V, 110V y 230V respectivamente. En el caso chileno el potencial de la red es de 220 V, lo que podría ocasionar que el consumo de *standby* en los dos primeros casos (Canadá y EE.UU) se encuentre sobreestimado al existir más pérdidas en los equipos conectados a 110V que a 220V, porque en los primeros, los equipos podrían utilizar más corriente.

Sin embargo debido al desconocimiento de los aparatos utilizados en los tres estudios (que podrían ser de distintas eficiencias entre ellas y con respecto a Chile), se considera que valores utilizados son sólo aproximaciones del valor real, pudiendo haber pequeñas diferencias que serán despreciadas.

Artefactos	Natural Resources Canada (120 V) (W)	US Department of Energy (110 V)(W)	Fraunhofer Institute (220 V) (W)	Valor estimado (W)
Lavadora	-	1.7	1.2	1.5
Secadora*	-	-	-	1.5

[15] Fuente: Canadian Standby Power Study of Consumer Electronics and Appliances, http://www.aceee.org/files/proceedings/2008/data/papers/9_305.pdf

[16] Fuente: http://standby.lbl.gov/summary-table.html

[17] Fuente: EuP Preparatory Study Lot 6 "Standby and Off-mode Losses", http://www.ebpg.bam.de/de/ebpg_medien/006_studyf_07-10_complete.pdf

Horno eléctrico*	-	-	-	1.5
Lavavajilla*	-	-	-	1.5
Microondas	3.08	2.08	-	2.6
Televisor	3.06	2.01	1.5	2.2
Portón eléctrico**	4.48	-	-	4.5
Pantalla LCD	1.13	-	2	1.6
Dbox***	24.65	22.7	10.7	19.4
Blueray****	1.55	4	1.5	2.35
Cargador de celular	0.26 (sólo conectado) y 2.24 (con celular cargado)	-	-	0.3 (sólo conectado) y 2.2 (con celular cargado)
Impresora láser	1.58	-	3	2.3
Impresora normal	1.26	5.81	3	3.4
Parlantes de computador	1.79 (apagado) y 4.12 (encendido sin sonido)	4.24 (encendido sin sonido)	2.5 (apagado) y 3.6 (encendido sin sonido)	2.1 (apagado) y 4 (encendido sin sonido)
Computador	2.84 (apagado) y 21.13 (en modo descanso)	2.53 (apagado)	2.7 (apagado)	2.7 (apagado) y 21.1 (en modo descanso)
Teléfono inalámbrico	1.12	1.58	2.4	1.7

***Estimación propia considerando mediciones**
****Puerta de garage (EEUU)**
***** Equivalente a un Set-top-box**
****** Equivalente a un reproductor de DVD**

ANEXO I: CONSUMO NETO, GENERACIÓN LOCAL CONSUMIDA, EXCEDENTES Y CÁLCULOS ECONÓMICOS POR CIUDAD Y TAMAÑO DE INSTALACIONES

Iquique 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6339	-632645	6339	-632617	6301	-628858	6280	-626737	6194	-618164	5725	-571310	5725	-571310	5725	-571310
Generación local consumida	1526	152312	1526	152339	1564	156098	1585	158219	1671	166793	2141	213646	2141	213646	2141	213646
Excedentes reconocidos	615	33015	614	33000	577	30977	555	29835	469	25220	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	2141	185327	2141	185339	2141	187075	2141	188054	2141	192013	2141	213646	2141	213646	2141	213646
Precio promedio ponderado ($/kWh)	87		87		87		88		90		100		100		100	
Pago a distribuidora	-599630		-599617		-597882		-596902		-592944		-571310		-571310		-571310	

Iquique 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5453	-544172	5452	-544110	5433	-542218	5422	-541069	5255	-524409	1777	-177359	1628	-162500	1443	-144018
Generación local consumida	2413	240785	2413	240846	2432	242738	2444	243888	2611	260548	6088	607598	6237	622457	6422	640939
Excedentes reconocidos	4010	215394	4009	215360	3990	214342	3978	213723	3812	204756	334	17946	185	9948	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	6422	456178	6422	456207	6422	457080	6422	457611	6422	465303	6422	625545	6422	632405	6422	640939
Precio promedio ponderado ($/kWh)	71		71		71		71		72		97		98		100	
Pago a distribuidora	-328779		-328750		-327877		-327346		-319653		-159412		-152551		-144018	

Iquique 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	4964	-495383	4963	-495284	4957	-494670	4946	-493576	4868	-485799	20	-1974	0	0	0	0
Generación local consumida	2902	289574	2903	289673	2909	290286	2920	291381	2998	299157	7846	782983	7865	784957	7865	784957
Excedentes reconocidos	18506	994137	18505	994083	18499	993753	18488	993164	18410	988978	13562	728546	13542	727484	13542	727484
Generación valorizada ($/kWh)	21407	1283711	21407	1283756	21407	1284040	21407	1284545	21407	1288135	21407	1511529	21407	1512440	21407	1512440
Precio promedio ponderado ($/kWh)	60		60		60		60		60		71		71		71	
Pago a distribuidora	498754		498800		499083		499588		503179		726573		727484		727484	

Calama 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6166	-563001	6166	-562982	6121	-558852	6098	-556778	5998	-547655	5424	-495175	5424	-495175	5424	-495175
Generación local consumida	1699	155100	1699	155120	1744	159249	1767	161324	1867	170447	2442	222927	2442	222927	2442	222927
Excedentes reconocidos	743	39901	743	39890	697	37460	675	36240	575	30873	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	2442	195001	2442	195009	2442	196710	2442	197564	2442	201320	2442	222927	2442	222927	2442	222927
Precio promedio ponderado ($/kWh)	80		80		81		81		82		91		91		91	
Pago a distribuidora	-523100		-523092		-521392		-520538		-516782		-495175		-495175		-495175	

Calama 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5288	-482822	5288	-482779	5277	-481787	5272	-481335	5101	-465764	979	-89349	752	-68650	540	-49321
Generación local consumida	2577	235279	2577	235323	2588	236315	2593	236767	2764	252338	6887	628752	7113	649452	7325	668780
Excedentes reconocidos	4748	255020	4748	254995	4737	254411	4732	254145	4561	244985	438	23548	212	11371	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	7325	490299	7325	490317	7325	490726	7325	490912	7325	497323	7325	652300	7325	660822	7325	668780
Precio promedio ponderado ($/kWh)	67		67		67		67		68		89		90		91	
Pago a distribuidora	-227802		-227784		-227376		-227190		-220779		-65802		-57279		-49321	

Calama 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	4933	-450427	4932	-450320	4927	-449867	4914	-448663	4855	-443245	0	0	0	0	0	0
Generación local consumida	2932	267675	2933	267782	2938	268234	2951	269439	3010	274857	7865	718102	7865	718102	7865	718102
Excedentes reconocidos	21485	1153967	21484	1153904	21479	1153638	21466	1152929	21406	1149742	16552	888989	16552	888989	16552	888989
Generación valorizada ($/kWh)	24417	1421642	24417	1421685	24417	1421872	24417	1422368	24417	1424598	24417	1607091	24417	1607091	24417	1607091
Precio promedio ponderado ($/kWh)	58		58		58		58		58		66		66		66	
Pago a distribuidora	703540		703584		703770		704266		706497		888989		888989		888989	

Antofagasta 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6324	-577389	6324	-577369	6282	-573547	6260	-571502	6170	-563309	5684	-518910	5684	-518910	5684	-518910
Generación local consumida	1541	140713	1541	140732	1583	144555	1606	146600	1695	154793	2182	199191	2182	199191	2182	199191
Excedentes reconocidos	641	34402	640	34390	598	32142	576	30938	486	26119	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	2182	175114	2182	175123	2182	176696	2182	177538	2182	180912	2182	199191	2182	199191	2182	199191
Precio promedio ponderado ($/kWh)	80		80		81		81		83		91		91		91	
Pago a distribuidora	-542987		-542979		-541405		-540563		-537190		-518910		-518910		-518910	

Antofagasta 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5407	-493655	5406	-493589	5392	-492285	5381	-491315	5216	-476195	1672	-152688	1532	-139875	1320	-120528
Generación local consumida	2458	224447	2459	224512	2473	225816	2484	226787	2650	241907	6193	565414	6333	578227	6545	597574
Excedentes reconocidos	4087	219503	4086	219465	4072	218697	4061	218126	3896	209232	352	18919	212	11381	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	6545	443950	6545	443977	6545	444514	6545	444913	6545	451139	6545	584333	6545	589608	6545	597574
Precio promedio ponderado ($/kWh)	68		68		68		68		69		89		90		91	
Pago a distribuidora	-274152		-274125		-273588		-273188		-266963		-133769		-128494		-120528	

Antofagasta 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	4956	-452450	4955	-452365	4951	-451998	4941	-451103	4859	-443668	22	-1999	0	0	0	0
Generación local consumida	2910	265651	2911	265737	2915	266104	2924	266999	3006	274434	7843	716103	7865	718102	7865	718102
Excedentes reconocidos	18908	1015525	18907	1015475	18903	1015259	18893	1014732	18811	1010359	13974	750533	13952	749358	13952	749358
Generación valorizada ($/kWh)	21817	1281176	21817	1281212	21817	1281363	21817	1281731	21817	1284792	21817	1466636	21817	1467459	21817	1467459
Precio promedio ponderado ($/kWh)	59		59		59		59		59		67		67		67	
Pago a distribuidora	563075		563110		563261		563630		566691		748535		749358		749358	

Copiapó 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6270	-650617	6270	-650595	6236	-646996	6214	-644779	6123	-635344	5624	-583593	5624	-583593	5624	-583593
Generación local consumida	1595	165486	1595	165509	1630	169107	1651	171324	1742	180759	2241	232511	2241	232511	2241	232511
Excedentes reconocidos	646	40657	646	40643	611	38460	590	37115	499	31392	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	2241	206143	2241	206152	2241	207567	2241	208439	2241	212151	2241	232511	2241	232511	2241	232511
Precio promedio ponderado ($/kWh)	92		92		93		93		95		104		104		104	
Pago a distribuidora	-609961		-609952		-608536		-607664		-603952		-583593		-583593		-583593	

Copiapó 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5398	-560089	5397	-560032	5377	-557889	5365	-556683	5197	-539197	1462	-151706	1298	-134642	1143	-118571
Generación local consumida	2467	256014	2468	256071	2489	258214	2500	259421	2669	276906	6403	664397	6568	681461	6723	697532
Excedentes reconocidos	4255	267821	4255	267787	4234	266487	4222	265755	4054	255148	319	20100	155	9748	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	6723	523836	6723	523858	6723	524701	6723	525176	6723	532055	6723	684497	6723	691210	6723	697532
Precio promedio ponderado ($/kWh)	78		78		78		78		79		102		103		104	
Pago a distribuidora	-292268		-292245		-291402		-290928		-284049		-131607		-124893		-118571	

Copiapó 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	4899	-508291	4897	-508146	4889	-507293	4877	-506056	4794	-497393	14	-1438	0	0	0	0
Generación local consumida	2967	307812	2968	307958	2976	308810	2988	310048	3072	318711	7851	814665	7865	816103	7865	816103
Excedentes reconocidos	19442	1223675	19441	1223587	19432	1223070	19420	1222319	19337	1217064	14557	916222	14543	915350	14543	915350
Generación valorizada ($/kWh)	22409	1531487	22409	1531545	22409	1531880	22409	1532367	22409	1535775	22409	1730887	22409	1731453	22409	1731453
Precio promedio ponderado ($/kWh)	68		68		68		68		69		77		77		77	
Pago a distribuidora	715384		715441		715777		716264		719672		914784		915350		915350	

Coquimbo 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6548	-790742	6547	-790711	6529	-788476	6510	-786235	6447	-778664	6093	-735889	6093	-735889	6093	-735889
Generación local consumida	1318	159150	1318	159181	1337	161416	1355	163657	1418	171228	1772	214003	1772	214003	1772	214003
Excedentes reconocidos	454	30749	454	30732	435	29479	417	28222	354	23978	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	1772	189899	1772	189912	1772	190895	1772	191880	1772	195207	1772	214003	1772	214003	1772	214003
Precio promedio ponderado ($/kWh)	107		107		108		108		110		121		121		121	
Pago a distribuidora	-759993		-759980		-758997		-758012		-754685		-735889		-735889		-735889	

Coquimbo 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5657	-683226	5656	-683117	5626	-679437	5601	-676470	5473	-660956	2793	-337251	2586	-312272	2549	-307882
Generación local consumida	2208	266666	2209	266775	2239	270455	2264	273422	2392	288936	5073	612641	5280	637620	5316	642010
Excedentes reconocidos	3108	210406	3107	210345	3077	208282	3052	206619	2924	197922	243	16463	36,4	2460,9	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	5316	477072	5316	477120	5316	478737	5316	480041	5316	486858	5316	629104	5316	640081	5316	642010
Precio promedio ponderado ($/kWh)	90		90		90		90		92		118		120		121	
Pago a distribuidora	-472820		-472772		-471155		-469851		-463034		-320788		-309811		-307882	

Coquimbo 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	4942	-596850	4940	-596636	4923	-594604	4906	-592546	4810	-580959	265	-32013	0	0	0	0
Generación local consumida	2923	353042	2925	353256	2942	355288	2959	357346	3055	368933	7600	917879	7865	949892	7865	949892
Excedentes reconocidos	14797	1001732	14795	1001613	14778	1000473	14761	999320	14665	992825	10120	685102	9855	667156	9855	667156
Generación valorizada ($/kWh)	17720	1354775	17720	1354868	17720	1355761	17720	1356666	17720	1361757	17720	1602981	17720	1617048	17720	1617048
Precio promedio ponderado ($/kWh)	76		76		77		77		77		90		91		91	
Pago a distribuidora	404883		404977		405870		406774		411865		653089		667156		667156	

Ovalle 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6304	-843851	6304	-843821	6273	-839680	6253	-837028	6169	-825661	5661	-757689	5661	-757689	5661	-757689
Generación local consumida	1561	208919	1561	208949	1592	213090	1612	215742	1697	227109	2205	295081	2205	295081	2205	295081
Excedentes reconocidos	644	46998	643	46982	613	44723	593	43276	508	37076	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	2205	255917	2205	255931	2205	257813	2205	259018	2205	264185	2205	295081	2205	295081	2205	295081
Precio promedio ponderado ($/kWh)	116		116		117		117		120		134		134		134	
Pago a distribuidora	-796853		-796839		-794957		-793752		-788585		-757689		-757689		-757689	

Ovalle 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5438	-727901	5437	-727806	5414	-724701	5400	-722749	5242	-701643	1658	-221947	1460	-195481	1252	-167527
Generación local consumida	2427	324869	2428	324964	2451	328069	2466	330022	2623	351127	6207	830823	6405	857289	6614	885243
Excedentes reconocidos	4187	305663	4186	305610	4163	303917	4148	302852	3990	291340	407	29684	209	15248	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	6614	630531	6614	630575	6614	631986	6614	632873	6614	642467	6614	860507	6614	872537	6614	885243
Precio promedio ponderado ($/kWh)	95		95		96		96		97		130		132		134	
Pago a distribuidora	-422239		-422195		-420784		-419897		-410303		-192263		-180233		-167527	

Ovalle 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	4886	-654053	4885	-653849	4876	-652586	4863	-650900	4777	-639417	54	-7162	0	0	0	0
Generación local consumida	2979	398717	2980	398921	2990	400184	3002	401870	3088	413353	7812	1045608	7865	1052770	7865	1052770
Excedentes reconocidos	19067	1392068	19065	1391957	19056	1391268	19043	1390348	18957	1384085	14234	1039214	14180	1035307	14180	1035307
Generación valorizada ($/kWh)	22046	1790785	22046	1790878	22046	1791452	22046	1792218	22046	1797438	22046	2084822	22046	2088077	22046	2088077
Precio promedio ponderado ($/kWh)	81		81		81		81		82		95		95		95	
Pago a distribuidora	738015		738108		738682		739448		744668		1032052		1035307		1035307	

Valparaíso 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6634	-714818	6634	-714796	6614	-712621	6594	-710480	6541	-704782	6231	-671357	6231	-671357	6231	-671357
Generación local consumida	1231	132668	1231	132690	1252	134865	1272	137005	1324	142704	1635	176129	1635	176129	1635	176129
Excedentes reconocidos	403	23826	403	23814	383	22622	363	21448	310	18324	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	1635	156494	1635	156504	1635	157486	1635	158453	1635	161028	1635	176129	1635	176129	1635	176129
Precio promedio ponderado ($/kWh)	96		96		96		97		99		108		108		108	
Pago a distribuidora	-690992		-690982		-689999		-689032		-686458		-671357		-671357		-671357	

Valparaíso 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5766	-621318	5765	-621228	5736	-618002	5715	-615786	5580	-601289	3207	-345529	3025	-325916	2961	-319099
Generación local consumida	2099	226168	2100	226258	2130	229484	2150	231700	2285	246197	4659	501957	4841	521570	4904	528387
Excedentes reconocidos	2805	165680	2804	165631	2774	163863	2753	162648	2619	154700	245	14489	63,3	3737	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	4904	391849	4904	391889	4904	393346	4904	394348	4904	400897	4904	516446	4904	525307	4904	528387
Precio promedio ponderado ($/kWh)	80		80		80		80		82		105		107		108	
Pago a distribuidora	-455637		-455597		-454139		-453138		-446589		-331040		-322179		-319099	

Valparaíso 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5010	-539828	5009	-539681	4994	-538078	4976	-536158	4878	-525624	549	-59124	101	-10870	0	0
Generación local consumida	2855	307658	2857	307805	2872	309408	2889	311328	2987	321862	7317	788362	7764	836616	7865	847486
Excedentes reconocidos	13491	796900	13489	796820	13475	795941	13457	794888	13359	789114	9029	533372	8582	506919	8481	500960
Generación valorizada ($/kWh)	16346	1104559	16346	1104625	16346	1105349	16346	1106217	16346	1110975	16346	1321734	16346	1343535	16346	1348445
Precio promedio ponderado ($/kWh)	68		68		68		68		68		81		82		82	
Pago a distribuidora	257073		257139		257863		258731		263490		474248		496049		500960	

Santiago 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6398	#####	6398	-534296	6362	-531319	6342	-529580	6262	-522959	5808	-485036	5808	-485036	5808	-485036
Generación local consumida	1467	122509	1467	122535	1503	125512	1524	127251	1603	133872	2057	171795	2057	171795	2057	171795
Excedentes reconocidos	590	29432	590	29417	554	27639	533	26600	454	22646	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	2057	151941	2057	151951	2057	153151	2057	153851	2057	156518	2057	171795	2057	171795	2057	171795
Precio promedio ponderado ($/kWh)	74		74		74		75		76		84		84		84	
Pago a distribuidora	-504890		-504880		-503680		-502980		-500313		-485036		-485036		-485036	

Santiago 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5516	-460643	5515	-460579	5496	-458950	5482	-457827	5321	-444373	2094	-174873	1918	-160191	1694	-141447
Generación local consumida	2349	196188	2350	196252	2370	197881	2383	199004	2544	212458	5771	481957	5947	496640	6172	515384
Excedentes reconocidos	3822	190616	3821	190577	3802	189604	3789	188934	3627	180900	400	19961	224	11193	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	6172	386803	6172	386829	6172	387485	6172	387938	6172	393357	6172	501919	6172	507833	6172	515384
Precio promedio ponderado ($/kWh)	63		63		63		63		64		81		82		84	
Pago a distribuidora	-270028		-270002		-269346		-268893		-263474		-154912		-148998		-141447	

Santiago 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	4960	-414169	4958	-414047	4949	-413306	4934	-412047	4860	-405856	159	-13288	0	0	0	0
Generación local consumida	2906	242662	2907	242784	2916	243525	2931	244784	3005	250975	7706	643543	7865	656831	7865	656831
Excedentes reconocidos	17666	881001	17664	880928	17656	880486	17641	879733	17566	876037	12866	641605	12706	633670	12706	633670
Generación valorizada ($/kWh)	20572	1123663	20572	1123712	20572	1124010	20572	1124518	20572	1127011	20572	1285148	20572	1290501	20572	1290501
Precio promedio ponderado ($/kWh)	55		55		55		55		55		62		63		63	
Pago a distribuidora	466832		466881		467179		467687		470180		628317		633670		633670	

Concepción 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6503	-612090	6503	-612059	6475	-609445	6456	-607658	6387	-601180	5967	-561625	5967	-561625	5967	-561625
Generación local consumida	1362	128192	1362	128223	1390	130836	1409	132623	1478	139102	1898	178656	1898	178656	1898	178656
Excedentes reconocidos	536	30245	536	30227	508	28661	489	27589	420	23707	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	1898	158437	1898	158450	1898	159497	1898	160213	1898	162809	1898	178656	1898	178656	1898	178656
Precio promedio ponderado ($/kWh)	83		83		84		84		86		94		94		94	
Pago a distribuidora	-581844		-581832		-580785		-580069		-577473		-561625		-561625		-561625	

Concepción 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5629	-529767	5628	-529666	5604	-527438	5583	-525517	5438	-511834	2601	-244783	2381	-224081	2171	-204312
Generación local consumida	2237	210515	2238	210616	2261	212844	2282	214765	2427	228448	5265	495499	5484	516201	5695	535969
Excedentes reconocidos	3458	195058	3457	194998	3433	193663	3413	192511	3267	184310	430	24255	210	11848	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	5695	405573	5695	405614	5695	406506	5695	407276	5695	412758	5695	519755	5695	528049	5695	535969
Precio promedio ponderado ($/kWh)	71		71		71		72		72		91		93		94	
Pago a distribuidora	-334708		-334668		-333775		-333006		-327524		-220527		-212233		-204312	

Concepción 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	4962	-467017	4960	-466838	4946	-465534	4929	-463920	4847	-456191	317	-29825	0	0	0	0
Generación local consumida	2903	273265	2905	273444	2919	274748	2936	276362	3018	284091	7548	710456	7865	740282	7865	740282
Excedentes reconocidos	16078	906983	16077	906876	16063	906094	16046	905127	15963	900495	11433	644956	11116	627081	11116	627081
Generación valorizada ($/kWh)	18982	1180248	18982	1180320	18982	1180842	18982	1181489	18982	1184586	18982	1355413	18982	1367362	18982	1367362
Precio promedio ponderado ($/kWh)	62		62		62		62		62		71		72		72	
Pago a distribuidora	439966		440038		440560		441207		444304		615131		627081		627081	

Puerto Montt 1 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	6817	-825782	6816	-825707	6797	-823431	6779	-821240	6733	-815599	6506	-788089	6506	-788089	6506	-788089
Generación local consumida	1049	127020	1049	127095	1068	129371	1086	131562	1133	137203	1360	164714	1360	164714	1360	164714
Excedentes reconocidos	311	17658	311	17623	292	16557	274	15530	227	12888	0	0	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	1360	144678	1360	144718	1360	145928	1360	147093	1360	150091	1360	164714	1360	164714	1360	164714
Precio promedio ponderado ($/kWh)	106		106		107		108		110		121		121		121	
Pago a distribuidora	-808124		-808084		-806874		-805710		-802711		-788089		-788089		-788089	

Puerto Montt 3 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5968	-722950	5966	-722728	5939	-719458	5911	-716098	5780	-700165	3887	-470882	3786	-458661	3786	-458661
Generación local consumida	1897	229852	1899	230074	1926	233344	1954	236704	2085	252637	3978	481921	4079	494141	4079	494141
Excedentes reconocidos	2182	123810	2180	123706	2153	122174	2125	120601	1994	113136	101	5724,8	0	0	0	0
Generación valorizada ($/kWh)	4079	353662	4079	353780	4079	355519	4079	357304	4079	365773	4079	487645	4079	494141	4079	494141
Precio promedio ponderado ($/kWh)	87		87		87		88		90		120		121		121	
Pago a distribuidora	-599140		-599022		-597283		-595498		-587029		-465157		-458661		-458661	

Puerto Montt 10 kW

	Registro 1 Min		Registro 5 Min		Registro 15 Min		Registro 30 Min		Registro 60 Min		Registro 1 Día		Registro Mensual		Registro Anual	
	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$	kWh	$
Consumo Neto Red	5118	-619937	5115	-619575	5095	-617177	5070	-614218	4954	-600076	894	-108336	403	-48799	0	0
Generación local consumida	2748	332865	2751	333227	2771	335626	2795	338584	2912	352726	6971	844467	7462	904003	7865	952802
Excedentes reconocidos	10849	615691	10846	615522	10826	614398	10802	613013	10685	606387	6626	376024	6134	348133	5732	325272
Generación valorizada ($/kWh)	13597	948557	13597	948749	13597	950024	13597	951596	13597	959114	13597	1220490	13597	1252136	13597	1278074
Precio promedio ponderado ($/kWh)	70		70		70		70		71		90		92		94	
Pago a distribuidora	-4245		-4053		-2778		-1206		6312		267688		299334		325272	

ANEXO J: ANÁLISIS DEL COSTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS DISPONIBLES ACTUALMENTE EN EL MERCADO CHILENO

Se estudió el costo completo de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, disponibles en los sitios web de 7 empresas que han publicado estos valores o han provisto cotizaciones propias. Como resultado final se determina que el costo promedio del sistema fotovoltaico base (módulos e inversor) es de 2.2 US$/W (70% del total), mientras que las estructuras de montaje y la instalación del sistema tienen un costo de 1 US$/W (30% del total). Así el costo total corresponde a 3.2 US$/W.

Finalmente, el costo total los módulos representa un 49% de la inversión total, los inversores un 21% y el montaje e instalación un 30%.

Se revisaron los costos publicados de 7 empresas:

- Heliplast
- Aquitosolar
- Punto Solar
- Tienda Solar
- Solinet
- SolEnergy
- ImoSolar

A partir de las primeras 4 empresas se estableció un valor promedio en conjunto para los costos de módulo, inversor, montaje e instalación del sistema. La información disponible de las 3 empresas siguientes sólo permite respaldar algunos de los valores obtenidos de las primeras 4, y que su información es incompleta.

Se presentan los valores totales en pesos y en dólares por Watt (1 US$ = $496) y los porcentajes relativos al costo total de inversión. Todos los costos indicados en las siguientes tablas incluyen IVA.

Valores promedios de los sistemas fotovoltaicos incluyendo instalación:					
Empresa	Valor total (*) ($/W)	$US/W	% Módulos (***)	% Inversor (***)	%Montaje e instalación
Heliplast	1620	3.2	41%	18%	40%
Aquitosolar	1846	3.7	49%	21%	30%
Punto Solar	1397	2.8	70% (**)		30%
Tiendasolar	1450	2.9	55%	23%	22%
Promedio	1578	3.2	48.5%	20.9%	30.6%

(*) Precios con IVA incluyen: Módulos, inversores (ambos con conexiones), montaje e instalación
(**) Sin información sobre módulos e inversor por separado.

(***) Porcentajes de módulos e inversores se obtuvieron considerando el peso relativo de ambos con cotizaciones por separado

Valores promedios de kits (sólo Inversor y módulos)				
Empresa	Valor total (*) ($/W)	$US/kW	% Módulos (***)	% Inversor (***)
Heliplast	965	1.9	70%	30%
Aquitosolar	1295	2.6	70%	30%
Punto Solar	972	1.9	- (**)	
Tiendasolar	1132	2.3	71%	29%
Promedio	1091	2.18	70.3%	29.7%

(*) Precios con IVA incluyen: Módulos, inversores (ambos con conexiones), montaje e instalación
(**) Sin información sobre módulos e inversor por separado.

(***) Porcentajes de módulos e inversores se obtuvieron considerando el peso relativo de ambos con cotizaciones por separado

Los valores determinados, desglosados por módulos e inversores por separado, kits, montaje e instalación se indican a continuación.

Valores promedios de módulos fotovoltaicos sin Kit				
Empresa	Valor promedio ($/W)	$US/W	Máximo ($/W)	Mínimo ($/W)
Heliplast	1362	2.7	2094	1071
Aquitosolar	911	1.8	1253	785
Punto Solar	-	-	-	-
Tiendasolar	800	1.6	818	763
Solinet	-	-	-	-
SolEnergy	-	-	-	-
Imosolar	1026	2.1	1592	706
Promedio	1025	2.0	1439	831

Valores promedios de inversores sin Kit

Empresa	Valor promedio ($/W)	$US/W	Máximo ($/W)	Mínimo ($/W)
Heliplast	610	1.2	1063	295
Aquitosolar	392	0.8	667	130
Punto Solar	-	-	-	-
Tiendasolar	333	0.7	425	260
Solinet	-	-	-	-
SolEnergy	-	-	-	-
Imosolar	-	-	-	-
Promedio	445	0.9	718.3	228.1

Valores promedios de Kits

Empresa	Valor promedio (*) ($/W)	$US/W
Heliplast	965	1.9
Aquitosolar	1295	2.6
Punto Solar	972	1.9
Tiendasolar	1132	2.3
Solinet	998	2.0
SolEnergy	1408	2.8
Imosolar	-	-
Promedio	1128	2.3

Valores promedios de montaje e instalación

Empresa	Montaje ($/W)	Instalación ($/W)	Total ($/W)	Montaje ($US/W)	Instalación ($US/W)	Total ($US/W)
Heliplast	-	-	655	-	-	1.3
Aquitosolar	290	261	551	0.58	0.52	1.1
Punto Solar	-	-	425	-	-	0.8
Tiendasolar	-	-	317	-	-	0.6
Solinet	-	-	-	-	-	-
SolEnergy	-	-	-	-	-	-
Imosolar	-	-	-	-	-	-
Promedio	290	261	487	0.58	0.52	0.97