



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BAJO EL
MARCO REGULATORIO DE LA LEY 20.571**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JOAO MICHEL CORREA HERRERA

PROFESOR GUÍA:

GUILLERMO JIMENEZ ESTEVEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

PATRICIO MENDOZA ARAYA

CLAUDIA PEÑA ORTIZ

SANTIAGO DE CHILE

2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Joao Michel Correa Herrera
AÑO: 2017
PROFESOR GUIA: Guillermo Jiménez

DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS BAJO EL MARCO

REGULATORIO DE LA LEY 20.571

Con el explosivo desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica a nivel mundial, y con las actuales políticas eléctricas y medioambientales en el marco nacional, se hace evidente un aumento progresivo de inserción de energías limpias a la matriz energética. Bajo este escenario, como una medida a favor de la autosustentabilidad y el desarrollo de energías renovables en el país, entra en vigencia en septiembre del año 2014 la ley 20.571 o ley “Net Billing”, que otorga a los clientes de empresas distribuidoras el derecho a generar y consumir energía en base a fuentes renovables no convencionales y de cogeneración eficiente, e inyectar los excedentes que estos puedan generar a la red, siendo recompensados por la energía que aportan al sistema.

Dentro de este contexto nace la interrogante de si es conveniente modelar sistemas fotovoltaicos bajo perfiles de consumo específicos, y si esto entrega información diferente, adicional o mayores beneficios económicos frente al análisis en base a promedios o curvas de consumo típicas

Este trabajo consiste en la construcción de una herramienta que permite evaluar económicamente, calculando la tasa interna de retorno (TIR), sistemas fotovoltaicos bajo perfiles de consumo diarios y anuales, con información previa sobre los niveles de radiación, las tarifas, los costos de inversión y parámetros globales de los componentes del sistema. Con el desarrollo de esta herramienta, posteriormente se añade la opción de calcular de manera simplificada, el tamaño de sistema que maximiza la TIR o que optimiza económicamente el sistema FV.

Se hace el estudio y modelamiento del perfil de consumo de 5 clientes de la región metropolitana, los que cuentan con tarifa tipo BT1 y distintas cantidades de uso de energía. Estos perfiles se utilizan para hacer los análisis de los resultados y las comparaciones entregadas por la herramienta.

Finalmente se demuestra la utilidad de contar con una herramienta adaptada al sector residencial, que permita determinar la potencia de un sistema fotovoltaico que entregue los mayores beneficios a cada cliente, según su perfil de consumo.

*A la memoria de los que estuvieron
conmigo y ya no están
en especial a mi Mamita*

Agradecimientos

Empezaré por mi origen, agradeciendo a mi padre Miguel y mi madre Liliana por su dedicación, valores, cariño y entrega que me han brindado en toda mi vida; por dibujarme el camino que me ha llevado a cumplir las diferentes metas y desafíos que me he propuesto: a ustedes les debo lo que soy y más. A mi hermana Sindy, quién me vio nacer; me cuidó: me fastidió; me defendió; me acompañó y hasta el día de hoy nos mantenemos cuan unidos la vida nos permite. Mi eternamente hermana menor Fabiana, por aguantar mi carácter y por tanto cariño y abrazos que me entrega. Y mi hermana mayor Romina, quién pese a la lejanía siempre tiene una palabra de amor para ofrecerme.

Agradezco en conjunto a todos mis familiares que han compartido momentos en mi vida. Aquellas personas que considero mis amigos: Eli, Mati, Pato, Sole, Alfre, César, Mauro y Xurras en quienes sé que cuando lo necesite estarán ahí, y con quienes he pasado muy gratos momentos y espero seguir teniendo la oportunidad de hacerlo.

A los que estuvieron en los primeros pasos de este trabajo: Alfredo Schnell que en una conversación de pasillo me dio un contacto esencial. Mi jefe por 6 años y profesor guía Guillermo Jiménez, quién me recibió cada vez que necesité en su oficina y en particular para brindarme un tema de memoria acorde a mis intereses. J.P Moya por interceder por mí, motivada y desinteresadamente.

Finalmente agradecer a mi equipo de trabajo dentro de la empresa en la que realicé esta memoria. A Cristian por recibirme con los brazos abiertos y ofrecerme un gran apoyo en este camino; a Eduardo por sus precisos y útiles consejos laborales y de vida; a Claudia por su cercanía y por brindarme amablemente toda la ayuda cada vez que la necesité; y a Jaime por manejar la nave en la que me embarqué con este gran equipo, y cuya capacidad para captar y transmitir las ideas hizo posible llegar a puerto de forma efectiva.

Cada uno de ustedes fue la luz que me brindó la energía para concluir esta importante etapa de mi vida.

Tabla de contenido

Resumen	i
Agradecimientos	iii
Lista de figuras	vi
Lista de Tablas	viii
Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivo general	1
1.3 Objetivos específicos	1
1.4 Alcances.....	2
1.5 Estructura de la memoria.....	2
Capítulo 2 Marco teórico	3
2.1 Esquemas de integración de generación distribuida.....	3
2.1.1 Feed in Tarif (FIT).....	3
2.1.2 Esquemas de medición neta.....	4
2.1.3 Caso Chileno	6
2.2 Sistemas Fotovoltaicos	7
2.2.1 Paneles Fotovoltaicos	8
2.2.2 Inversor fotovoltaico.....	10
2.2.3 Estructura de montaje.....	11
2.2.4 Eficiencia global del sistema	12
2.3 Tarificación eléctrica a nivel distribución.....	13
2.3.1 Tarifa BT1.....	14
2.3.2 Tarifa BT2 / AT2	15
2.3.3 Tarifa BT3 / AT3.....	16
2.3.4 Tarifa BT4 / AT4.....	17
2.3.5 Tarificación incorporando inyecciones de energía.....	19
2.3.6 Consideraciones Generales.....	19
Capítulo 3 Metodología e Implementación	21

3.1 Metodología	21
3.2 Implementación	23
3.2.1 Datos de entrada.....	23
3.2.2 Datos de radiación	24
3.2.3 Datos de consumo y producción	27
3.2.4 Cálculo de Tarifas	40
3.2.5 Datos de inversión	47
3.2.6 Evaluación económica	49
3.2.7 Resultados.....	50
Capítulo 4 Análisis y resultados	53
4.1 Introducción	53
4.2 Caso 1	54
4.2.1 Resultados y Análisis, Cliente 1	54
4.3 Caso 2	55
4.3.1 Resultados y Análisis, Cliente 2	55
4.3.2 Opción cambio de tarifa, Cliente 2	56
4.4 Caso 3	58
4.4.1 Resultados y Análisis, Cliente 3	58
4.4.2 Opción cambio de tarifa, Cliente 3	59
4.5 Caso 4	60
4.5.1 Resultados y Análisis, Cliente 4	60
4.6 Caso 5	61
4.6.1 Resultados y Análisis, Cliente 5	62
4.6.2 Opción cambio de tarifa, Cliente 5	62
4.7 Observaciones Generales.....	64
Capítulo 5 Conclusiones y Trabajo Futuro	65
5.1 Conclusiones.....	65
5.2 Trabajo Futuro	67
Bibliografía	68
Anexo A: Reglamento de Ley Net Billing	70
Anexo B: Tarifas de Suministro	75
Anexo C: Código para Optimización	76

Lista de figuras

Figura 2.1: Procedimiento de conexión Net Billing.....	6
Figura 2.2: Diagrama de un sistema fotovoltaico.....	8
Figura 2.3: Celda, Panel y Arreglo Fotovoltaicos.....	8
Figura 2.4: Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico.....	9
Figura 2.5: Sistema general de un inversor fotovoltaico.....	10
Figura 2.6: Inversor fotovoltaico on Grid SMA.....	11
Figura 2.7: Formas de integrar sistemas fotovoltaicos.....	11
Figura 2.8: Instalación de paneles fotovoltaicos en un techo residencial.....	12
Figura 3.1: Metodología.....	22
Figura 3.2: Formato datos de Entrada.....	23
Figura 3.3: Radiación promedio mensual en las principales ciudades del centro y norte del País.....	24
Figura 3.4: Radiación promedio mensual de ciudades representativas.....	25
Figura 3.5: Radiación Global incidente sobre Panel en Santiago.....	26
Figura 3.6: Variación interanual de la radiación.....	27
Figura 3.7: Perfil de consumo diario, Cliente 1.....	29
Figura 3.8: Perfil de consumo diario, Cliente 2.....	29
Figura 3.9: Perfil de consumo diario, Cliente 3.....	29
Figura 3.10: Perfil de consumo diario, Cliente 4.....	29
Figura 3.11: Perfil de consumo diario, Cliente 5; datos obtenidos a través de Wattson.....	29
Figura 3.12: Perfil de consumo diario Tipo BT1, obtenido de aplicación HOMER.....	29
Figura 3.13: Perfil de comportamiento anual, Cliente 1.....	30
Figura 3.14: Perfil de comportamiento anual, Cliente 2.....	30
Figura 3.15: Perfil de comportamiento anual, Cliente 3.....	30
Figura 3.16: Perfil de comportamiento anual, Cliente 4.....	30
Figura 3.17: Perfil de comportamiento anual, Cliente 5 - Wattson.....	30
Figura 3.18: Perfil de comportamiento anual, Consumo Promedio.....	30
Figura 3.19: Consumo sin considerar sistema fotovoltaico.....	32
Figura 3.20: Consumo de energía proyectada al año 25 sin incorporar generación de energía.....	32
Figura 3.21: Generación fotovoltaica en sistema de 1 [kWp] ubicado en Santiago.....	33
Figura 3.22: Energía generada por panel de 1 [kWp] a lo largo de 25 años.....	34
Figura 3.23: Consumo desde la red de distribución con sistema fotovoltaico instalado.....	34
Figura 3.24: Consumo de energía desde la red de distribución con sistema fotovoltaico instalado, proyectado en 25 años.....	35
Figura 3.25: Autoconsumo.....	36
Figura 3.26: Autoconsumo proyectado al año 25.....	37
Figura 3.27: Inyecciones del Sistema Fotovoltaico a la Red de distribución.....	38
Figura 3.28: Inyecciones del Sistema fotovoltaico proyectadas al año 25.....	38
Figura 3.29: Balance de Energía año inicial.....	39
Figura 3.30: Curva de consumo cuarto horaria.....	43
Figura 3.31: Pago anual tarifas de BT (Sin incluir sistema fotovoltaico).....	44

Figura 3.32: Pago anual proyectado tarifas de baja tensión, con sistema fotovoltaico	46
Figura 3.33: comparación de precios de sistemas fotovoltaicos realizado por el Ministerio de Energía	49
Figura 4.1: Balance de energía año inicial, Cliente 1	55
Figura 4.2: Balance de energía año inicial, Cliente 2	57
Figura 4.3: Balance de energía año inicial, Cliente 3	59
Figura 4.4: Balance de energía año inicial, Cliente 4	61
Figura 4.5: Balance de energía año inicial, Cliente 5	63

Lista de Tablas

Tabla 2.1: Ejemplo Feed in Tarif	3
Tabla 2.2: Ejemplo de Net Metering	4
Tabla 2.3: Ejemplo de Net Billing.....	5
Tabla 2.4: Comparación entre Net Metering y Net Billing	5
Tabla 2.5: Cargos por tarifa BT1a	14
Tabla 2.6: Cargos por tarifa BT1b.....	15
Tabla 2.7: Cargos por tarifa BT2 / AT2	16
Tabla 2.8: Cargos por tarifa BT3 / AT3	16
Tabla 2.9: Cargos por tarifa BT4.1 / AT4.1	17
Tabla 2.10: Cargos por tarifa BT4.2 / AT4.2	18
Tabla 2.11: Cargos por tarifa BT4.3 / AT4.3	19
Tabla 3.1: Coordenadas de ubicación de las radiaciones obtenidas	25
Tabla 3.2: Información relativa a clientes considerados.....	31
Tabla 3.3: Consumo de energía mensual en los primeros 5 años	40
Tabla 3.4: límite de invierno.....	41
Tabla 3.5: Pagos mensuales Tarifa BT1	41
Tabla 3.6: Potencias Normalizadas.....	42
Tabla 3.7: Potencias consideradas para las distintas tarifas	43
Tabla 3.8: Pago anual tarifas de BT (Sin incluir sistema fotovoltaico)	44
Tabla 3.9: Pago anual tarifas de BT considerando generación e inyección de energía	45
Tabla 3.10: Formato de cotización.....	47
Tabla 3.11: Precios de sistemas fotovoltaicos a distintos niveles de potencia peak.....	48
Tabla 3.12: Cuadro de Resultados obtenidos.....	49
Tabla 3.13: Cuadro de Resultados obtenidos.....	50
Tabla 3.14: Resultados de optimización para caso Ejemplo.....	51
Tabla 3.15: Resultados de optimización para caso ejemplo, con cambio de tarifa	52
Tabla 4.1: Escenarios para comparativa de sistemas fotovoltaicos.....	53
Tabla 4.2: Parámetros de entrada comunes para todos los clientes	53
Tabla 4.3: Datos, Cliente 1	54
Tabla 4.4: Tabla comparativa, Cliente 1	54
Tabla 4.5: Datos, Cliente 2	55
Tabla 4.6: Tabla comparativa, Cliente 2	56
Tabla 4.7: Comparación con cambio de tarifa, Cliente 2.....	57
Tabla 4.8: Datos, Cliente 3	58
Tabla 4.9: Tabla comparativa, Cliente 3.....	58
Tabla 4.10: Comparación con cambio de tarifa, Cliente 3.....	59
Tabla 4.11: Datos, Cliente 4.....	60
Tabla 4.12: Tabla comparativa, Cliente 4	60
Tabla 4.13: Datos, Cliente 5.....	61
Tabla 4.14: Tabla comparativa, Cliente 5	62
Tabla 4.15: Comparación con cambio de tarifa, Cliente 5.....	63

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

La tecnología fotovoltaica, a partir de la primer celda construida por Charles Fritts, con eficiencia aproximada de un 1 [%], ha tenido un desarrollo exponencial, teniéndose en la actualidad celdas con eficiencias de hasta un 35 [%]. La generación de electricidad a partir de radiación tiene sus fundamentos en el efecto fotoeléctrico, con el que Albert Einstein consiguió su novel en el año 1905 por construir la teoría que explica este fenómeno.

En Chile, el mercado fotovoltaico ha tenido un gran auge, teniéndose a la fecha una capacidad instalada de 1.034 [MW], además de otros 1170 [MW] en construcción. Esto responde al plan del gobierno de aumentar progresivamente el porcentaje de energías renovables no convencionales (ERNC) a la matriz energética. Con el fin de impulsar el desarrollo de esta tecnología a nivel residencial, en el año 2014 entró en vigencia la ley 20.571 que regula el pago de excedentes de energía inyectada a las redes de distribución. Esta ley hace uso del modelo del Net Billing (o Facturación Neta).

Existe un sinfín de herramientas de modelamiento de sistemas fotovoltaicos, las que entregan resultados de la generación de energía, ahorros estimados, retorno de la inversión, etc. Pero no hay un programa adaptado al caso nacional que entregue información del tamaño óptimo recomendado para cada cliente en función de su perfil energético, en este escenario nace la idea de implementar un algoritmo en una herramienta computacional que realice dicha función.

1.2 Objetivo general

Determinar si un dimensionamiento en base a perfiles de consumo específicos entrega información diferente o adicional respecto a un dimensionamiento basado en la cantidad de energía o en perfiles de consumo promedio.

1.3 Objetivos específicos

Se definen los siguientes objetivos específicos con el fin de cumplir con el objetivo general.

- Proponer un algoritmo que permita la evaluación económica de un sistema fotovoltaico para diversos escenarios, obteniendo valores como: Tasa interna de retorno (TIR), Periodo de recuperación del capital (PRC) o Payback, etc.

- Construir una herramienta computacional que represente cuantitativamente los flujos económicos por la implementación de un sistema fotovoltaico.
- Definir e implementar un algoritmo que permita calcular el tamaño óptimo (en kWp) de un sistema fotovoltaico en base a distintos perfiles de consumo.
- Disponer de información precisa y detallada de cada uno de los elementos que incidan en los algoritmos propuestos y su correspondiente herramienta de cálculo.

1.4 Alcances

Se hace un estudio de la radiación en las principales ciudades del norte y centro del país, sin embargo se utiliza sólo la información obtenida de la región metropolitana, esto debido a que el estudio contempla las tarifas reguladas en la zona de concesión de “Enel Distribución Chile” (Antes Chilectra). Se hace una segmentación a clientes residenciales con tarifas en baja tensión, particularmente BT1 ya que es donde tiene su mayor efecto el Net Billing. Se considera un área disponible sobre el techo de 30 [m²] con inclinación 33° orientado hacia el norte indistintamente. Finalmente se utilizan costos de proveedores ubicados en la ciudad de Santiago.

1.5 Estructura de la memoria

Se introduce el tema con la motivación que llevó a la concepción de este trabajo de título, se plantea el objetivo general y los objetivos específicos, luego se mencionan los alcances de esta memoria junto con la estructura de desarrollo; todo esto en el **capítulo 1**.

En el **capítulo 2** se aborda el marco teórico necesario para entender el desarrollo de los siguientes capítulos, este incluye los temas: Esquemas de integración de generación distribuida; Sistemas fotovoltaicos y Tarifación a nivel distribución.

Luego, en el **capítulo 3** se describe la metodología utilizada para la implementación de la herramienta de cálculo. La implementación se detalla paso a paso, a través de un ejemplo para su mejor entendimiento. En este capítulo se hace referencia al levantamiento de datos y posterior construcción de los perfiles de consumo de los casos considerados.

Posteriormente, a través de la herramienta construida, se realizan las iteraciones para obtener los resultados de cada caso de estudio, se hacen las comparaciones pertinentes para sacar conclusiones e indicar las condiciones óptimas para cada escenario y se hace una observación general de todos los casos en conjunto, este desarrollo está incluido en el **capítulo 4**.

Finalmente, en el **capítulo 5** se entregan las conclusiones obtenidas a partir de los análisis y los resultados, además se entrega información de cómo continuar y/o mejorar el presente trabajo.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1 Esquemas de integración de generación distribuida

Con el fin de impulsar la generación distribuida, en distintos países se han diseñados diferentes esquemas de integración, los que permiten a clientes residenciales, comerciales e industriales contar con generadores propios para autoconsumo e inyectar los excedentes de energía a las redes eléctricas. En esta sección se describen los modelos más utilizados a nivel mundial, además de contextualizar el caso Chileno.

2.1.1 Feed in Tarif (FIT)

Es un mecanismo en el que se establece una tarifa especial o premio por cada unidad de kWh inyectado a la Red. Se interviene el precio de la electricidad en favor de los generadores distribuidos a fin de incentivar su inserción en la matriz energética, pudiendo ser mayor el precio que perciben por inyecciones al que pagan por su consumo. Estos incentivos se establecen mediante contratos, los que tienen duración definida.

Los países que han hecho uso de este esquema son: Australia, Alemania, Dinamarca, España, Reino Unido, Canadá, Japón, Portugal, Francia, EE.UU, etc. [1] [2]

En este esquema se necesita la medición de las variables energía inyectada y energía consumida, por lo que se requiere el uso de un medidor bidireccional con la capacidad de registrar y guardar dichos datos o contar con un smart meter. [3]

A modo de ejemplo, se suponen dos casos, ambos con consumo de 100 [kWh]; inyecciones de 40 y 140 [kWh] para el caso 1 y 2 respectivamente, se supone una tarifa de compra de energía de la red de 100 [CLP] y de venta de energía hacia la red de 120 [CLP]. Con estos datos se tiene un resultado de costo por concepto de energía de 5200 [CLP] para el caso 1, y un excedente a favor del cliente de 6800 [CLP] para el caso 2. Este ejemplo se resume en la siguiente tabla.

Escenarios	Energía consumida desde la red [kWh]	Valorización de energía consumida [CLP]	Energía inyectada hacia la red [kWh]	Valorización de energía inyectada [CLP]	Costo por concepto de energía [CLP]
Caso 1	100	10.000	40	4.800	5.200
Caso 2	100	10.000	140	16.800	-6.800

Tabla 2.1: Ejemplo Feed in Tarif

2.1.2 Esquemas de medición neta

Son esquemas que hacen referencia a un valor neto al final de cada periodo de medición, a nivel mundial se han implementado, mayoritariamente y con ciertas diferencias acordes a las legislaciones de cada país, los modelos del Net Metering y el Net Billing, los cuales se describen a continuación [1] [3].

2.1.2.1 Net Metering

Significa medición neta. Consiste en la diferencia entre los kWh consumidos desde la red eléctrica y los kWh inyectados hacia la red eléctrica por el cliente al final de cada periodo. Para su implementación se requiere un medidor con la capacidad de girar sus manecillas hacia ambos sentidos (medidor bidireccional simple): en un sentido para el consumo y en el otro sentido para las inyecciones, de esta forma se tiene el valor neto del flujo de energía. No se contabiliza el autoconsumo, pues este no pasa por el medidor.

Bajo este esquema, si la energía inyectada es mayor a la energía consumida, el excedente se podrá utilizar al mes siguiente y así sucesivamente. Sin embargo, el cliente no recibirá compensación económica por estos remanentes.

A modo de ejemplo, si un cliente tiene un consumo de 100 [kWh] e inyecciones de 60 [kWh], significa que al final del mes tiene una medición neta de 40 [kWh]. Por otro lado, si consume 100 [kWh] e inyecta 140 [kWh], entonces su medición neta es de -40 [kWh], los que serán consideradas como inyección, y se sumarán al neto del siguiente periodo de medición. Este ejemplo se resume en la siguiente tabla.

Escenarios	Energía consumida desde la red [kWh]	Energía inyectada a la red [kWh]	Balance neto de energía [kWh]
Caso 1	100	40	60
Caso 2	100	140	-40

Tabla 2.2: Ejemplo de Net Metering

Los principales países que utilizan este modelo son: Canadá, Dinamarca y EE.UU.

2.1.2.2 Net Billing

Significa facturación neta. Consiste en la diferencia entre la valorización de los kWh consumidos desde la red eléctrica y la valorización de los kWh inyectados hacia la red eléctrica. Para su implementación se requiere un medidor bidireccional capaz de registrar y guardar por separado ambas variables (consumos e inyecciones) a una tasa de tiempo establecida (15 minutos para el caso chileno), esto se puede lograr mediante un medidor inteligente (Smart meter) u otra tecnología.

En este esquema, se puede dar el caso de una diferencia entre los precios de la energía consumida y la inyectada. El cliente puede acceder a compensaciones por los excedentes de energía que no pueden ser descontados de la facturación, lo que depende de la regulación de cada país.

A modo de ejemplo, se utilizan los mismos flujos de energía que en el caso anterior: 100 [kWh] de consumo para ambos casos; 100 y 140 [kWh] de inyecciones para el caso 1 y caso 2 respectivamente. La energía consumida será valorizada en 100 [CLP] mientras que la energía inyectada será valorizada en 80 [CLP]. Lo que da como resultado una facturación neta de 6800 [CLP] para el caso 1 y -1.200 [CLP] para el caso 2, los que serán considerados en la facturación del mes siguiente o serán pagados al cliente. Este ejemplo se resume en la siguiente tabla.

Escenarios	Energía consumida desde la red [kWh]	Valorización de energía consumida [CLP]	Energía inyectada hacia la red [kWh]	Valorización de energía inyectada [CLP]	Facturación Neta [CLP]
Caso 1	100	10.000	40	3.200	6800
Caso 2	100	10.000	140	11.200	-1.200

Tabla 2.3: Ejemplo de Net Billing

Los principales países que utilizan este modelo son: Alemania, Australia, Chile, Francia y Japón.

2.1.2.3 Comparación entre Net Metering y Net Billing

Para tener una noción más clara sobre estos sistemas de integración, sus similitudes y diferencias, se realiza una comparación de las diferentes características, la que se presenta en la siguiente tabla [1].

Net Metering	Net Billing
Medición Neta de Energía	Facturación Neta
Mismo precio para venta y compra de energía	Precio de venta y compra de energía pueden ser diferentes
Se requiere medidor bidireccional estándar	Se requiere medidor bidireccional con mayor tecnología
Medidor registra solo la diferencia de los flujos energéticos	Medidor registra y guarda consumo e inyecciones a un intervalo determinado de tiempo
No discrimina el costo de la energía por hora	Discrimina por hora de punta y fuera de punta el costo de la energía, además de otras posibles implicancias horarias
El cliente no tiene compensación económica, de haber remanentes se guardan para el mes siguiente	El cliente puede tener compensación económica por los remanentes de energía.

Tabla 2.4: Comparación entre Net Metering y Net Billing

2.1.3 Caso Chileno

A nivel nacional, como medida para incentivar la generación distribuida a nivel residencial, comercial e industrial, en el año 2012 se publica la ley 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas con respecto a las inyecciones de energía, incorporando como esquema de integración el modelo del Net Billing. Esta ley entra en vigencia en septiembre del 2014 con la publicación del reglamento respectivo. Para mayor información consultar Anexo A donde se incorpora la ley 20.571. A continuación se hace un breve resumen del reglamento correspondiente.

2.1.3.1 Reglamento de la Ley 20.571 (o Ley Net Billing)

La ley Net Billing introduce diversas modificaciones a la ley general de servicios eléctricos con el objeto de regular el pago de la generación de energía a nivel residencial, con sistemas de generación inferior a los 100 [kW], además se incorpora la normativa específica que posibilita la conexión a la red de distribución sin perjudicar la seguridad ni la calidad de servicio. [4]

Este Reglamento se desglosa en 5 Títulos que abordan diferentes temas, los que se presentan a continuación de forma resumida:

En el Título I se indican las disposiciones generales que se aplican a los clientes finales y las distribuidoras implicadas, se definen los conceptos utilizados, las limitaciones y las reglas generales que se han de aplicar.

En el Título II se detalla el procedimiento que se debe llevar a cabo para la conexión del equipamiento de generación, se resume con el siguiente diagrama.



Figura 2.1: Procedimiento de conexión Net Billing

En el Título III se establecen las condiciones y los límites establecidos para la instalación de equipamiento de generación que no requiera de obras adicionales y/o adecuaciones en la red de distribución.

El Título IV habla de la medición y valorización de las inyecciones; y del traspaso de excedentes de ERNC para el cumplimiento del artículo 150 bis de la ley general de servicios eléctricos.

Finalmente el Título V establece las disposiciones que se refieren a los canales de comunicación entre las empresas distribuidora y los clientes finales, y lo debe que hacer el cliente final en caso de no cumplir con los plazos establecidos.

2.2 Sistemas Fotovoltaicos

Un sistema Fotovoltaico (SFV) es un conjunto de dispositivos que permiten la generación y utilización de electricidad en base a radiación solar. Estos se pueden catalogar como conectados a la red o sistemas aislados. A nivel residencial, una instalación fotovoltaica se constituye principalmente de lo siguiente:

- Paneles fotovoltaicos
- Inversor fotovoltaico
- Sistema de almacenamiento de energía
- Regulador de carga
- Estructura de montaje

Fuera de esta lista, según la legislación vigente, también se ha de disponer de los sistemas de conexión, protección y operación correspondientes. [5]

En la actualidad los sistemas de almacenamiento de energía quitan rentabilidad a los sistemas residenciales, por lo que en este trabajo se omiten junto al regulador de carga. Por lo tanto, la estructura básica de un sistema fotovoltaico considerado en el presente trabajo consiste en:

- Paneles FV
- Inversor FV
- Estructura de montaje

En este trabajo se consideran los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución bajo la regulación de la ley 20.571. En la figura 2.2 se presenta lo descrito anteriormente.

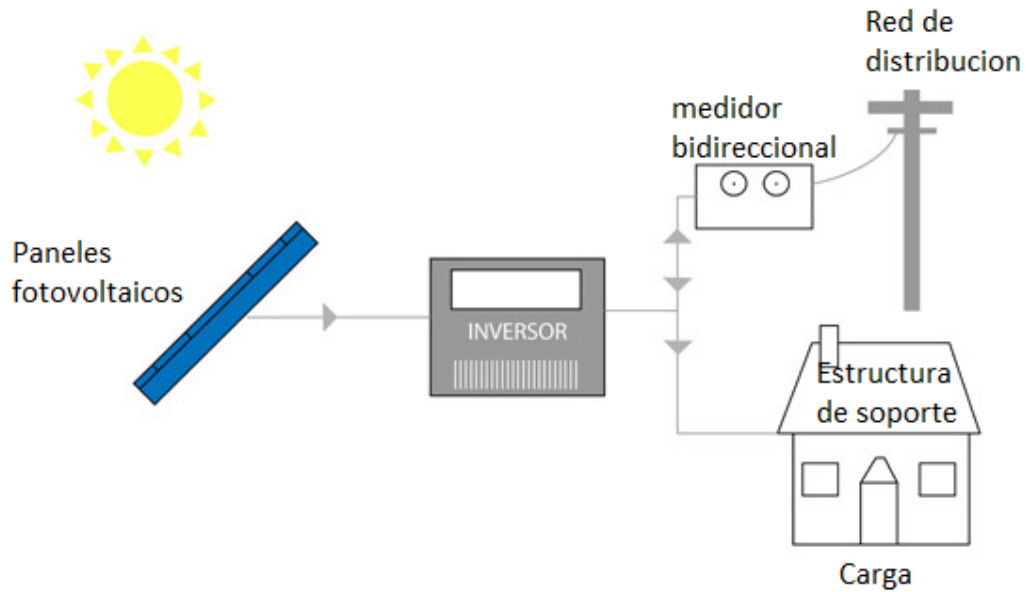


Figura 2.2: Diagrama de un sistema fotovoltaico

2.2.1 Paneles Fotovoltaicos

Es el dispositivo encargado de convertir la radiación electromagnética en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico, un panel fotovoltaico está formado a partir de células conectadas en serie y/o paralelo. La interconexión de un número de paneles conforman un arreglo, el que al conectarse a un inversor, con los sistemas de protección y control adecuados conforman un sistema fotovoltaico. En la siguiente figura se muestra como se conforma un arreglo fotovoltaico.

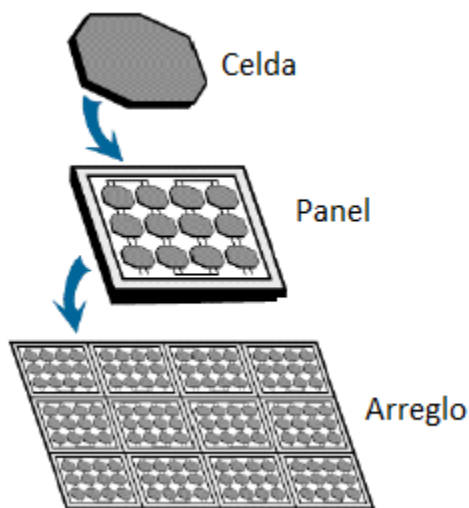


Figura 2.3: Celda, Panel y Arreglo Fotovoltaicos

Eléctricamente, un panel fotovoltaico ideal consiste en un conjunto de diodos en serie y paralelo conectados a una fuente de corriente continua (I_L), como se muestra en la siguiente figura.

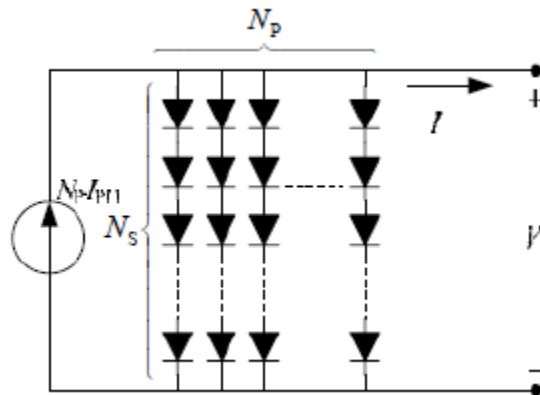


Figura 2.4: Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico

Donde N_s y N_p corresponden al número de celdas conectadas en serie y en paralelo respectivamente [6].

2.2.1.1 Eficiencia del panel

Es el parámetro que relaciona la potencia de salida con la potencia de entrada (Irradiancia) y la superficie del panel, con lo que se define su potencia pico (o peak), bajo condiciones estándar de medida; la relación se describe a través de la siguiente ecuación.

$$P_{pp} [W_p] = \mu \cdot G_i \cdot A \quad (2.1)$$

Donde,

- P_{pp} es la potencia peak del panel, se mide en Watt-peak [W_p]
- μ es la eficiencia del panel bajo condiciones estándar dada por el fabricante, se suele dar en porcentaje.
- G_i representa la irradiancia sobre la superficie de los paneles fotovoltaicos, se mide en [W/m^2]
- A es el área del panel en [m^2]

La potencia peak de un sistema fotovoltaico se obtiene de multiplicar el número de paneles por la potencia peak de estos.

Las condiciones estándar de medida consideran una irradiancia de $1000 [W/m^2]$, una distribución espectral AM de 1,5 y una temperatura de los paneles de $25^\circ [C]$. [7]

La eficiencia del panel fotovoltaico viene dada en la ficha de datos (o data sheet) del producto, la cual es proporcionada por el fabricante.

2.2.2 Inversor fotovoltaico

Se considera el cerebro del sistema, encargado del tratamiento y análisis de las señales eléctricas. Se compone básicamente de un convertor DC-DC para aumentar el nivel de tensión a la salida del arreglo fotovoltaico, un MPPT (máximo power point tracker – seguidor de punto de máxima potencia) que permite maximizar la transferencia de potencia y un convertor DC-AC que es el encargado de convertir la corriente continua en corriente alterna para su utilización directa o para inyectar la energía a la red eléctrica. En la siguiente figura se presenta un diagrama monofásico de un inversor.

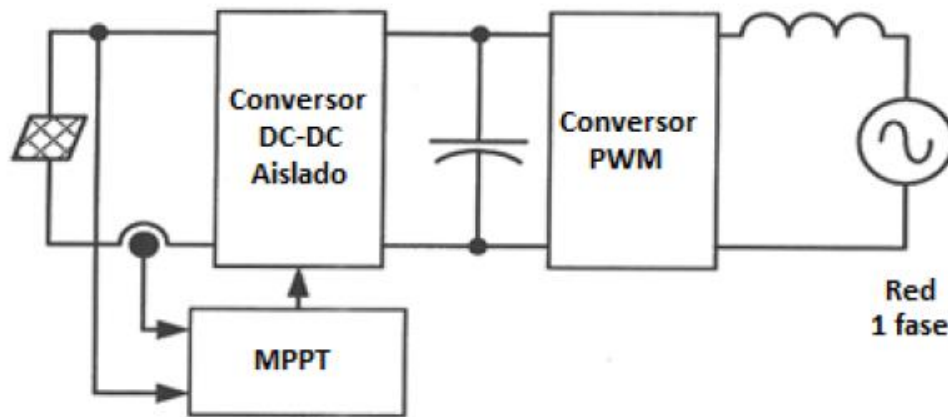


Figura 2.5: Sistema general de un inversor fotovoltaico

El primer inversor comercial se remonta hace 25 años, con una eficiencia menor al 90% el cual tenía un reducido rango de voltaje y corriente de entrada, lo que implica que no se podía tener un arreglo fotovoltaico muy grande conectado a este. Sin embargo, con el desarrollo de esta tecnología, en la actualidad se cuenta con inversores con eficiencias de hasta un 99 %, con rangos de voltaje y corriente de entrada mucho más amplios. [8]

En la figura 2.6 se muestra un inversor fotovoltaico on grid de la marca SMA, cuya eficiencia máxima es de un 97 [%] y una entrada máxima de voltaje de 750 [V].



Figura 2.6: Inversor fotovoltaico on Grid SMA

2.2.3 Estructura de montaje

La forma de integrar los sistemas fotovoltaicos puede ser muy variada, partiendo desde las grandes plantas de generación hasta la integración en la fachada de una edificación o sobre el techo de una casa. La siguiente figura muestra distintas formas de integrar esta tecnología.

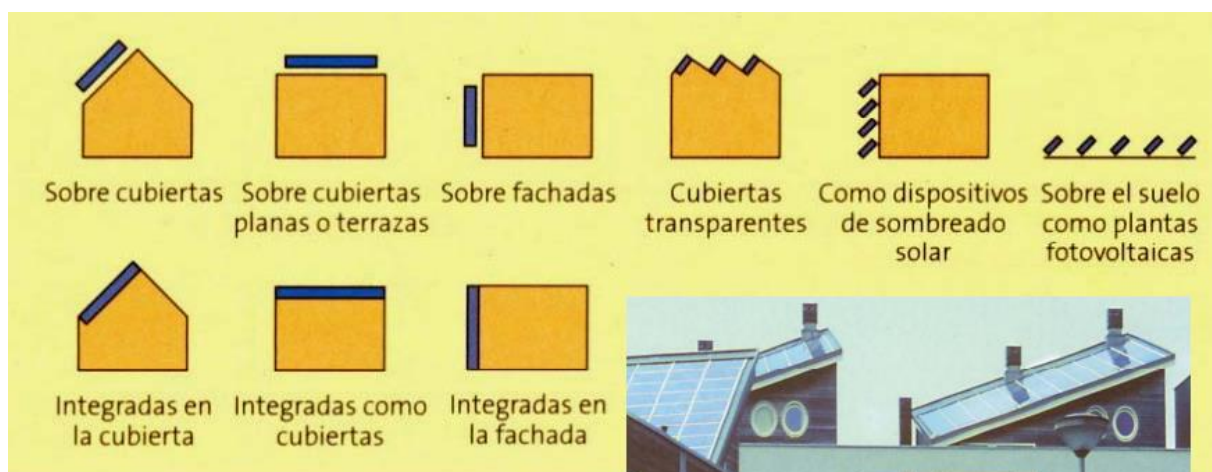


Figura 2.7: Formas de integrar sistemas fotovoltaicos

Dependiendo de la aplicación y la evaluación técnica-económica es que se escoge el tipo de estructura de montaje sobre los que se instalan los paneles. A nivel residencial es preferible tener una cubierta tal que la estructura de montaje sea lo más simple posible y con una inclinación que maximice la captura de luz, a fin de abaratar costos. Los paneles nunca van colocados directamente sobre el techo, pues necesitan de ventilación para enfriarse y no perder eficiencia. El techo o la cubierta debe soportar el peso de los paneles junto a la

estructura de montaje, por lo que dependiendo de su estructura, puede no ser factible una instalación de este tipo. En la siguiente figura se muestra la instalación de un arreglo fotovoltaico en la cubierta de una casa [9].



Figura 2.8: Instalación de paneles fotovoltaicos en un techo residencial

Para la instalación de un sistema fotovoltaico en una casa, la estructura de montaje debe tener las siguientes características: Liviana y resistente al óxido; de fácil montaje; Inclinación conveniente; duración mayor a 20 años; alteración mínima del techo; considerar una distancia mínima del techo para facilitar enfriamiento del panel.

2.2.4 Eficiencia global del sistema

Este parámetro, también conocido como coeficiente de rendimiento o performance ratio (PR), es una magnitud utilizada para evaluar la efectividad de un proyecto fotovoltaico. Expresa la relación entre el rendimiento de energía real respecto del rendimiento teórico (o nominal), en otras palabras, indica la eficiencia energética del sistema. Es independiente de la orientación de los paneles y la radiación que incide sobre ellos, por tal motivo se utiliza como comparador de sistemas fotovoltaicos en distintos lugares del planeta.

El coeficiente de rendimiento se mide en porcentaje, y responde a la siguiente fórmula:

$$PR [\%] = \frac{\text{Rendimiento real leído de la instalación en kWh al año}}{\text{Rendimiento nominal calculado de la instalación en kWh al año}} \quad (2.2)$$

Este cálculo se puede realizar en un periodo de tiempo más reducido, sin embargo se recomienda un año para descartar condiciones estacionales y ambientales que puedan alterar significativamente el resultado.

Los factores que influyen en el coeficiente de rendimiento son principalmente medioambientales tales como: temperatura, sombra y suciedad en los paneles fotovoltaicos, irradiación solar y energía disipada, sombra o suciedad en la estación de medición; también influyen factores relacionados a los dispositivos como: periodo de registro, pérdidas óhmicas en el cableado, pérdida en el rendimiento de los paneles fotovoltaicos, rendimiento del inversor, pérdida de seguimiento del punto de máxima potencia, etc. [10] [11]

Una vez descrito el coeficiente de rendimiento, la energía generada por un sistema fotovoltaico se puede estimar de acuerdo a la siguiente ecuación [12]

$$E \left[\frac{kWh}{día} \right] = \frac{(G_d \cdot P_{ps} \cdot PR)}{G_{CEM}} \quad (2.3)$$

Donde,

- G_d es el valor medio de la irradiancia diaria sobre el plano del generador, corresponde a la irradiación diaria en $[kWh/m^2 \cdot día]$.
- P_{ps} es la potencia peak del sistema fotovoltaico en $[kW_p]$
- PR es el performance ratio, coeficiente de rendimiento o eficiencia global del sistema
- G_{CEM} es una constante, corresponde a $1 [kW/m^2]$ en condiciones estándar de medida

A partir de la fórmula (2.2) se puede determinar la potencia instantánea generada por el sistema, la que responde a la siguiente ecuación

$$P [kW] = \frac{(G_i \cdot P_{mp} \cdot PR)}{G_{CEM}} \quad (2.4)$$

Donde G_i representa la irradiancia sobre la superficie de los paneles fotovoltaicos.

Finalmente, para evitar confusiones, se describen los conceptos de radiación, irradiancia e irradiación [13] [14]:

- **Radiación solar:** se refiere a todo el espectro electromagnético emitido por el sol
- **Irradiancia:** magnitud que describe la proporción de la radiación solar que llega hasta la superficie de la tierra. Es la potencia recibida por unidad de superficie. Se mide en $[W/m^2]$ o unidades equivalentes
- **Irradiación:** corresponde a la irradiancia recibida por unidad de tiempo, es la energía recibida por unidad de superficie, se mide en $[kWh/m^2]$ o unidades equivalentes

2.3 Tarifación eléctrica a nivel distribución

Dado que las empresas distribuidoras son monopolios naturales, estas deben ser reguladas y normadas por parte del Estado y por un organismo fiscalizador. Las tarifas a nivel de distribución que pagan los clientes finales, están basadas en las tarifas de generación, los costos por peajes en sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD).

$$\text{Precio final a cliente} = \text{Precio de Nudo} + \text{Uso del sistema troncal} + \text{VAD} \quad (2.5)$$

El valor agregado por concepto de distribución, corresponde a la anualidad del valor de inversión (AVI) más los costos de operación, mantención y administración (COMA) de la respectiva distribuidora, homologada como empresa modelo operando en el país. Es fijado cada cuatro años en el informe técnico realizado por el Ministerio de Energía. [15] [16]

$$VAD = AVI + COMA \quad (2.6)$$

Existen diversas opciones de tarifas, las cuales se diferencian por el tipo y cantidad de variables medidas y por el nivel de tensión al cual está conectado el cliente; siendo cliente de alta tensión (AT) aquel que está conectado a una línea con voltaje superior a 400 [V] y cliente de baja tensión (BT), el cual está conectado a una línea con voltaje igual o inferior a 400 [V].

Los clientes pueden elegir libremente la opción tarifaria que mejor se adapte a sus conveniencias siempre que se cumplan con las condiciones asociadas, por otro lado, la respectiva distribuidora está obligada a aceptar la opción escogida por el cliente. A continuación se detallan las distintas opciones tarifarias por variables medidas. [17] [18]

2.3.1 Tarifa BT1

La opción de tarifa más sencilla de evaluar, ya que solo se necesita un medidor simple de energía. Podrán optar a esta opción tarifaria sólo aquellos clientes con potencia conectada menor a 10 [kW] y clientes con limitador de potencia a 10 [kW]. Esta opción se divide en BT1a y BT1b.

2.3.1.1 Tarifa BT1a

Se aplica a clientes de empresas cuya demanda máxima anual de consumos en BT1 se produce en meses en los cuales se han definido horas de punta; y además, clientes cuyo factor de clasificación sea menor a dos. Está compuesta por los siguientes cargos:

Cargo	Descripción	Unidad
Cargo fijo mensual	Cargo independiente del consumo	$\left[\frac{\$}{cliente} \right]$
Cargo único por uso troncal	Es determinado en proporción a los consumos de energía	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por energía base	Precio unitario de energía por consumo base*	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por energía adicional de invierno	cargo extra aplicado desde mayo a septiembre a la energía que excede el límite de invierno	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$

Tabla 2.5: Cargos por tarifa BT1a

*Entre 1 de mayo – 30 de septiembre: en el caso que se aplique cargo adicional de invierno, se considera consumo base al límite de invierno del cliente. En caso contrario, el consumo base será el total de la energía consumida.

Entre 1 de octubre – 30 de abril: el consumo base será el total de la energía consumida.

2.3.1.2 Tarifa BT1b

Se aplica a clientes cuyo factor de clasificación sea mayor a dos, La tarifa BT1b se compone por los cargos siguientes:

Cargo	Descripción	Unidad
Cargo fijo mensual	Cargo independiente del consumo	$\left[\frac{\$}{cliente} \right]$
Cargo único por uso troncal	Es determinado en proporción a los consumos de energía	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por energía	Precio unitario de energía por consumo total	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por potencia base	Se aplica todos los meses del año, se obtiene al multiplicar el precio unitario de potencia por el mayor consumo de energía entre enero y febrero.	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por potencia de invierno	Se aplica solo desde mayo a septiembre, se obtiene como el consumo del mes multiplicado por el precio unitario de potencia de invierno	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$

Tabla 2.6: Cargos por tarifa BT1b

2.3.1.3 Factor de Clasificación

Para clientes que pertenecen a empresas cuya demanda máxima anual de consumos se produce en meses en que no se han definido horas de punta para la opción BT1, se calcula el Factor de Clasificación en el mes de marzo de cada año, a partir de la siguiente fórmula:

$$F_{clasificación} = \frac{\text{Consumo Promedio (enero – febrero)}_{\text{año actual}}}{\text{Consumo promedio (marzo – diciembre)}_{\text{año anterior}}} \quad (2.7)$$

2.3.1.4 Límite de invierno

Corresponde al máximo entre 350 [kWh] y un séptimo del total de energía consumida entre el 1 de octubre al 30 de abril del periodo inmediatamente anterior, aumentada en un 20%. Matemáticamente se define a través de la siguiente expresión.

$$MAX \left\{ 350[kWh], \frac{(\text{consumo desde 1 octubre – 30 de abril})}{7} \cdot 1,2 \right\} \quad (2.8)$$

El límite de invierno será cobrado sólo sí el consumo del cliente es superior a 430 kWh [19]

2.3.2 Tarifa BT2 / AT2

Esta opción es para clientes con medidor simple de energía y que pidan una potencia contratada, esto implica que el cliente podrá elegir una potencia máxima a su elección, ajustándose a las capacidades de los limitadores o automáticos que ofrece el mercado. Esta

tarifa tiene una vigencia de 12 meses, después de los cuales el cliente podrá acordar una nueva potencia con la distribuidora. Está compuesta por los siguientes cargos:

Cargo	Descripción	Unidad
Cargo fijo mensual	Cargo independiente del consumo	$\left[\frac{\$}{\text{cliente}} \right]$
Cargo único por uso troncal	Es determinado en proporción a los consumos de energía	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por energía	Precio unitario de energía por consumo total	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por potencia contratada	Precio unitario de potencia por kW contratados. Depende de la clasificación entre “presente en punta” o “parcialmente presente en punta”	$\left[\frac{\$}{kW/mes} \right]$

Tabla 2.7: Cargos por tarifa BT2 / AT2

2.3.3 Tarifa BT3 / AT3

En esta tarifa se considera la demanda máxima leída durante el mes, y la pueden contratar clientes con medidor simple de energía y de demanda máxima. Comprende los siguientes cargos.

Cargo	Descripción	Unidad
Cargo fijo mensual	Cargo independiente del consumo	$\left[\frac{\$}{\text{clientes}} \right]$
Cargo único por uso troncal	Es determinado en proporción a los consumos de energía	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por energía	Precio unitario de energía por consumo total	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por demanda máxima	será cobrado el valor del mayor de los siguientes puntos: <ol style="list-style-type: none"> 1. Demanda máxima de facturación* por precio unitario correspondiente de potencia. 2. De los últimos 12 meses, se considera el 40% del mayor de los cargos por demanda máxima. Depende de la clasificación entre “presente en punta” o “parcialmente presente en punta”	$\left[\frac{\$}{kW/mes} \right]$

Tabla 2.8: Cargos por tarifa BT3 / AT3

*Mayor entre demanda máxima leída del mes y el promedio de las dos demandas registradas más altas que contengan horas de punta, dentro de los 12 meses pasados.

2.3.4 Tarifa BT4 / AT4

Esta opción tarifaria considera la medida de la energía mensual, y la potencia máxima dentro y fuera del horario de punta, teniéndose diferentes alternativas para la medición de estas últimas. Por lo anterior, esta opción se divide en BT4.1/AT4.1, BT4.2/AT4.2 y BT4.3/AT4.3 las que se describen a continuación.

2.3.4.1 Tarifa BT4.1 / AT4.1

Se considera la energía consumida en el mes, la demanda máxima contratada en horas de punta y la demanda máxima contratada, por lo que se requiere medidor simple de energía y un dispositivo que permita controlar los niveles máximos de potencia, en horario normal y en horas de punta. Esta tarifa considera los siguientes cargos:

Cargo	Descripción	Unidad
Cargo fijo mensual	Cargo independiente del consumo	$\left[\frac{\$}{\text{clientes}} \right]$
Cargo único por uso troncal	Es determinado en proporción a los consumos de energía	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por energía	Precio unitario de energía por consumo total	$\left[\frac{\$}{kWh} \right]$
Cargo por demanda máxima contratada	Precio unitario de potencia por kW contratados fuera de punta.	$\left[\frac{\$}{kW/mes} \right]$
Cargo por demanda máxima contratada en horas de punta	Precio unitario de potencia por kW contratados en horas de punta, se factura todos los meses.	$\left[\frac{\$}{kW/mes} \right]$

Tabla 2.9: Cargos por tarifa BT4.1 / AT4.1

2.3.4.2 Tarifa BT4.2 / AT4.2

Se considera la energía consumida en el mes, la demanda máxima contratada fuera de punta, y la demanda máxima leída en horas de punta. Por lo tanto, para optar por esta tarifa se requiere de un medidor simple de energía y de demanda máxima en horas de punta, además de un limitador de potencia para no sobrepasar la potencia máxima contratada. Esta tarifa considera los cargos que se muestran en la tabla 2.10:

Cargo	Descripción	Unidad
Cargo fijo mensual	Cargo independiente del consumo	$\left[\frac{\$}{\text{clientes}} \right]$
Cargo único por uso troncal	Es determinado en proporción a los consumos de energía	$\left[\frac{\$}{\text{kWh}} \right]$
Cargo por energía	Precio unitario de energía por consumo total	$\left[\frac{\$}{\text{kWh}} \right]$
Cargo por demanda máxima contratada	Precio unitario de potencia por kW contratados fuera de punta.	$\left[\frac{\$}{\text{kW/mes}} \right]$
Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	De abril a septiembre: Precio unitario de potencia por kW máximo leído en horas de punta. De octubre a marzo: precio unitario de potencia por promedio de las dos demandas máximas más altas registradas en meses de horario de punta del periodo inmediatamente anterior.	$\left[\frac{\$}{\text{kW/mes}} \right]$

Tabla 2.10: Cargos por tarifa BT4.2 / AT4.2

2.3.4.3 Tarifa BT4.3 / AT4.3

Se considera la energía consumida en el mes, la demanda máxima suministrada por parte de la distribuidora correspondiente, y la demanda máxima leída en horas de punta. Por lo tanto, para optar por esta tarifa se requiere de un medidor simple de energía, de demanda máxima, y demanda máxima en horas de punta. Esta tarifa considera los siguientes cargos:

Cargo	Descripción	Unidad
Cargo fijo mensual	Cargo independiente del consumo	$\left[\frac{\$}{\text{clientes}} \right]$
Cargo único por uso troncal	Es determinado en proporción a los consumos de energía	$\left[\frac{\$}{\text{kWh}} \right]$
Cargo por energía	Precio unitario de energía por consumo total	$\left[\frac{\$}{\text{kWh}} \right]$
Cargo por demanda máxima suministrada	precio unitario de potencia por promedio de las dos demandas máximas más altas registradas en los 12 meses anteriores, incluido el mes de facturación	$\left[\frac{\$}{\text{kW/mes}} \right]$

Cargo por demanda máxima leída en horas de punta	De abril a septiembre: Precio unitario de potencia por kW leídos en horas de punta.	$\left[\frac{\$}{kW/mes} \right]$
	De octubre a marzo: precio unitario de potencia por promedio de las dos demandas máximas más altas registradas en meses del periodo anterior de horario de punta.	

Tabla 2.11: Cargos por tarifa BT4.3 / AT4.3

2.3.5 Tarificación incorporando inyecciones de energía

Con fecha 30 de Septiembre de 2016, se publicó el Oficio Circular (OC) N° 13.189 de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la que introduce cambios al cobro por energía en la facturación de los clientes regulados de empresas distribuidoras. Se define el concepto “*Cargo por Energía a Facturar Neto*” el cual reemplaza al “*Cargo por Energía*” en clientes que dispongan de generación distribuida bajo la ley 20.571 o “*Ley Netbilling*” la cual se encuentra en el Anexo N°1.

El “*Cargo por Energía a Facturar Neto*” se calcula como la diferencia entre el “*Cargo por consumo de Energía*” y la suma de las “*Inyecciones Valorizadas de Energía*” con los “*Remanentes del mes anterior*” actualizados de acuerdo al IPC.

En el caso en que el resultado de la operación anterior resulte menor a cero, el “*Cargo por Energía a Facturar Neto*” se considera cero, y la diferencia es el “*Remanente Acumulado para el mes siguiente*”

Finalmente el IVA se aplica solo sobre el “*Cargo por Energía a Facturar Neto*” [20].

2.3.6 Consideraciones Generales

En los casos en los que el factor de potencia medio mensual sea inferior a 0,93; se aplica un recargo adicional de un 1% por cada centésima en que baje de dicha cifra. También existe un recargo por transformación, el que se aplica cuando el suministro es a un nivel de tensión inferior al de la tarifa contratada, por el contrario, si la tensión es mayor al definido en la tarifa, se aplica una rebaja [17] [21]

Se entiende por horas de punta al horario comprendido entre las 18:00 y las 23:00 desde el primer día de abril hasta el último día de septiembre inclusive, con excepción de los días festivos; sábados entre días laborales festivos; y domingos. [22]

Para las tarifas BT2, AT2, BT3 y AT3 se utilizan los conceptos de “presente en punta” o “parcialmente presente en punta”, los que hacen referencia al nivel de potencia utilizada en las horas de punta. Las distribuidoras están a cargo de clasificar a sus respectivos clientes. En el caso de que el cliente sea clasificado como “presente en punta”, éste deberá ser informado sobre las razones de dicha clasificación, por parte de su distribuidora. [17]

Se clasifica el consumo como “presente en punta” si se cumple la condición siguiente: [21]

$$\frac{\text{Demanda media en horas de punta}}{\text{Potencia contratada o demanda máxima leída}} \geq 0,5 \quad (2.9)$$

Y “parcialmente presente en punta” si se cumple lo siguiente:

$$\frac{\textit{Demanda media en horas de punta}}{\textit{Potencia contratada o demanda máxima leída}} < 0,5 \quad (2.10)$$

Indistintamente, el consumo será clasificado como “presente en punta” si se cumple, al menos por 5 días hábiles al mes, en periodos de 60 minutos seguidos en horas de punta, la siguiente condición: [18]

$$\frac{\textit{Demanda media en horas de punta}}{\textit{Potencia contratada o demanda máxima leída}} > 0,85 \quad (2.11)$$

La demanda media en horas de punta corresponde a la energía utilizada en este periodo dividido el número de horas.

Capítulo 3

Metodología e Implementación

3.1 Metodología

El trabajo consiste en la construcción de una herramienta que permita calcular el tamaño ideal de un sistema fotovoltaico en función del comportamiento energético de la carga que alimenta, maximizando los beneficios económicos para el mandante del proyecto.

A partir de curvas de consumo horarias; junto con información previa sobre la radiación en la zona de evaluación; las tarifas eléctricas aplicables y los valores de inversión de sistemas fotovoltaicos, se efectúan los cálculos necesarios para determinar la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto evaluado, indicador que es utilizado posteriormente para la comparación bajo distintos escenarios (para diferentes potencia de los sistemas FV).

La herramienta se implementa en un libro de cálculo de Microsoft Excel, la cual consta de 5 hojas cuyas funciones e información dependen y/o se alimentan entre sí. En el siguiente diagrama se representa la metodología a utilizar, la que se describirá detalladamente en la sección 3.2: "Implementación".

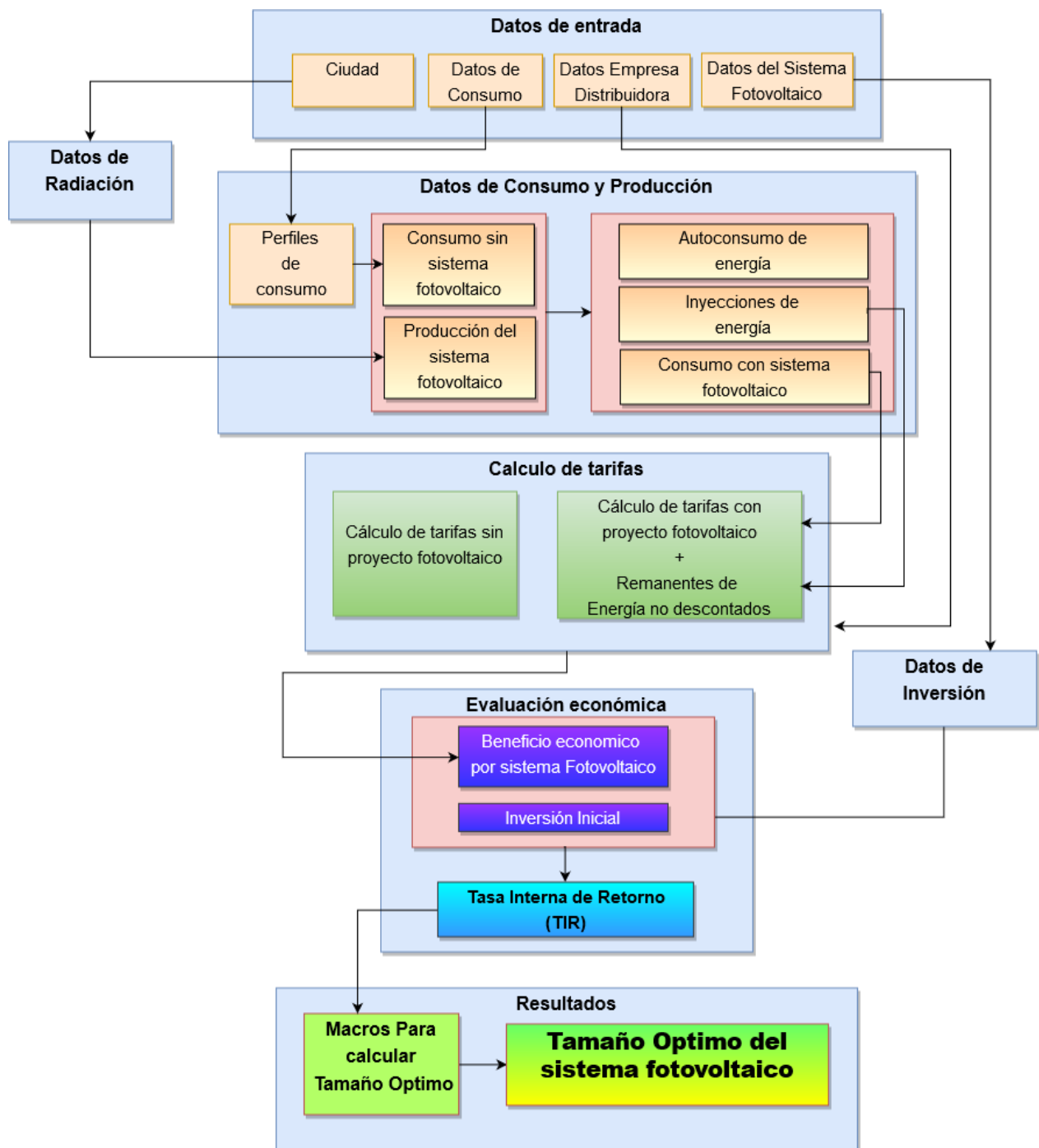


Figura 3.1: Metodología

En la figura 3.1. Partiendo por los datos de entrada, se da el paso para realizar los cálculos de los diferentes ítems (Datos de Inversión, Datos de Radiación, Tarifas, Datos de consumo y producción). El conjunto de estos cálculos llevan a construir un flujo de caja en la sección “Evaluación Económica”. Con los resultados de esta evaluación se obtiene el valor de la “Tasa interna de retorno”, parámetro fundamental para el cálculo de un sistema optimizado, el cual se realiza a través de una iteración programada en macros e incluida a través de un botón. La utilización de este botón entrega el resultado optimizado para un sistema fotovoltaico bajo cualquier condición de entrada.

3.2 Implementación

En este punto se describe el procedimiento detallado de cómo está elaborada la herramienta de optimización. La implementación es realizada en un libro de Microsoft Excel el cual contiene 5 hojas de cálculo, las cuales son:

- Datos de Entrada y Resultados
- Datos de Radiación
- Datos de Consumo y Producción
- Tarifas
- Datos de Inversión

Además, se hace mención a las herramientas de programación (Macros) y controles de formulario utilizados para conseguir una mejor interacción entre el usuario y la planilla; y realizar las iteraciones necesarias para la optimización del modelo. A continuación se procede con la descripción de la implementación, siguiendo el orden presentado en la metodología.

3.2.1 Datos de entrada

En esta sección se escogen todos los parámetros requeridos para realizar la evaluación de un proyecto fotovoltaico, se presenta en una interfaz donde se incluye información sobre la ciudad, datos de la empresa distribuidora respectiva, datos del sistema fotovoltaico y datos de consumo. Se incluyen distintos controles de formulario (Herramienta de programación en Excel) para la selección de los distintos datos, además de incorporar un botón el cual contiene la Macro encargada de optimizar los distintos proyectos.

La implementación se explica a través de un ejemplo, cuyos datos de entrada se presentan en la figura 3.2, donde además se muestra la interfaz utilizada.

Datos de Entrada			
Ciudad	Santiago		Santiago 1
Datos de Empresa Distribuidora:			
Area tipo (Según Comuna o tipo de alimentador)	Promedio		Promedio 1
Tarifa Inicial (Sin SFV)	tarifa	BT1	BT1 1
Tarifa final (Con SFV)	tarifa	BT1	BT1 1
Margen para empresa	%	15%	15%
Datos del Sistema Fotovoltaico:			Optimizar Sistema FV
Potencia por módulo	Wp	250	250
Potencia de la planta	Wp	1.000	1000 3
Costo de inversión Neto (sin IVA ni Margen)	USD/Wp	2,62	
Área Disponible en Techo	m^2	30	30
Eficiencia Global del Sistema (PR)	%	80,0%	80,0% 1
Pérdida de eficiencia anual	%	0,6%	0,6%
Descuento de inversor a 10 años	%	30%	30%
Datos de Consumo:			Seleccionar Curva Preestablecida
Perfil de Consumo Diario	Curva tipo BT1 Homer		Curva tipo BT1 Homer 1
Perfil de Consumo Anual	Consumo Promedio		Consumo Promedio 2
Consumo medio del cliente	kWh/mes	500	500
Incremento anual del consumo	%	0,10%	0,10%

Figura 3.2: Formato datos de Entrada

De la figura 3.2, en azul se muestra la columna auxiliar donde se realiza el ingreso de los datos, también se incluyen los controles de formularios respectivos. Esta sección se encuentra en la hoja “Datos de entrada y Resultados” de la planilla Excel.

3.2.2 Datos de radiación

Esta sección se encuentra en la hoja de mismo nombre del libro de Excel. Se trabaja con la radiación global incidente sobre los paneles en W/m^2 de las principales ciudades del norte y centro de Chile. Esta información fue obtenida desde el *Explorador de Energía Solar* del ministerio de energía. En el siguiente gráfico se presentan las distintas ciudades consideradas con su radiación promedio mensual a lo largo de un año.

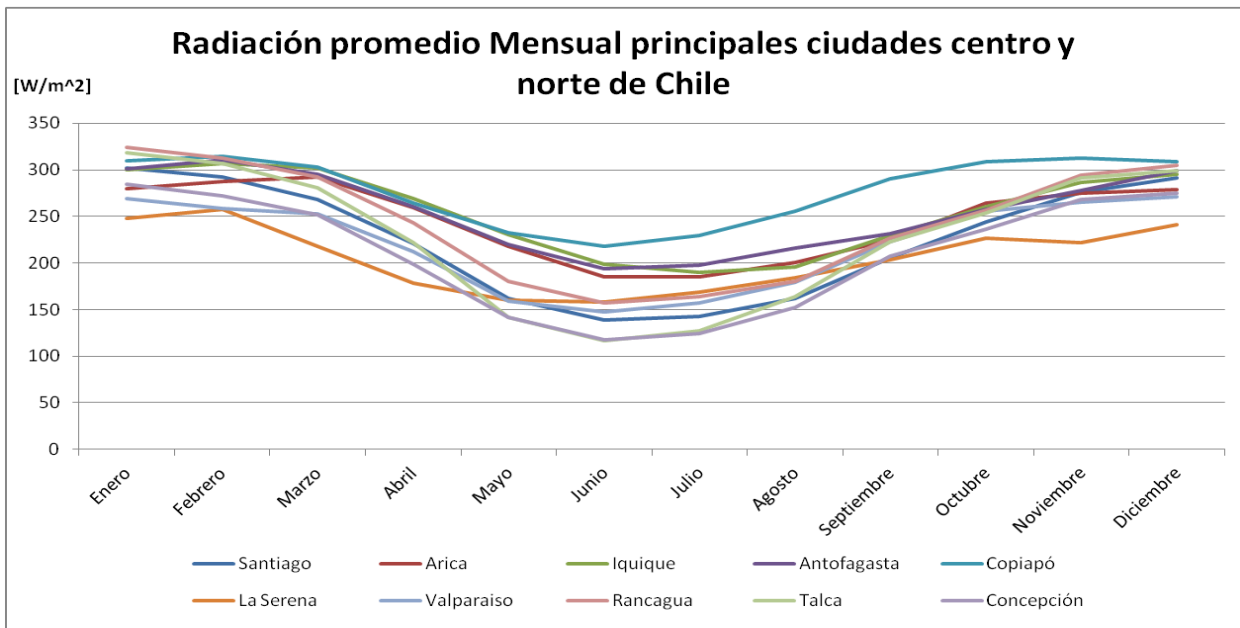


Figura 3.3: Radiación promedio mensual en las principales ciudades del centro y norte del País

Los datos presentados en el gráfico anterior fueron capturados en el centro de cada una de las ciudades consideradas. Se aprecia del gráfico que las ciudades más al norte tienden a una radiación mayor, siendo Copiapó la ciudad con la mayor irradiancia. En la siguiente tabla se presenta la ubicación geográfica exacta de los puntos donde se obtuvo la información.

Ciudad	Latitud °	Longitud °	Altura [m]
Santiago	-33,4406	-70,6641	553,92
Arica	-18,5109	-70,2960	121,25
Iquique	-20,2596	-70,1065	528,40
Antofagasta	-23,6722	-70,3784	419,02
Copiapó	-27,3827	-70,3290	395,22
La Serena	-29,9311	-71,2299	130,65
Valparaíso	-33,0777	-71,5924	332,84

Rancagua	-34,1891	-70,7300	529,81
Talca	-35,4607	-71,6528	113,64
Concepción	-36,8357	-73,0151	123,71

Tabla 3.1: Coordenadas de ubicación de las radiaciones obtenidas

Cabe notar que las ciudades consideradas son en su mayoría costeras, lo que implica una menor radiación producto de la altura, la nubosidad y la humedad de la zona [23]. En ubicaciones más cordilleranas, o alejadas del mar los índices de radiación en general son mayores. Para notar estas diferencias se hace la comparación entre la ciudad con mayor radiación dentro de las mencionadas anteriormente, correspondiente a Copiapó; la ciudad de Santiago por ser representativa en el presente trabajo y además se incorpora la radiación de la ciudad de Calama, cuyas coordenadas son $-22,4465^\circ$ de Latitud, $-68,9282^\circ$ de Longitud y 2267,13 [m] de altura.

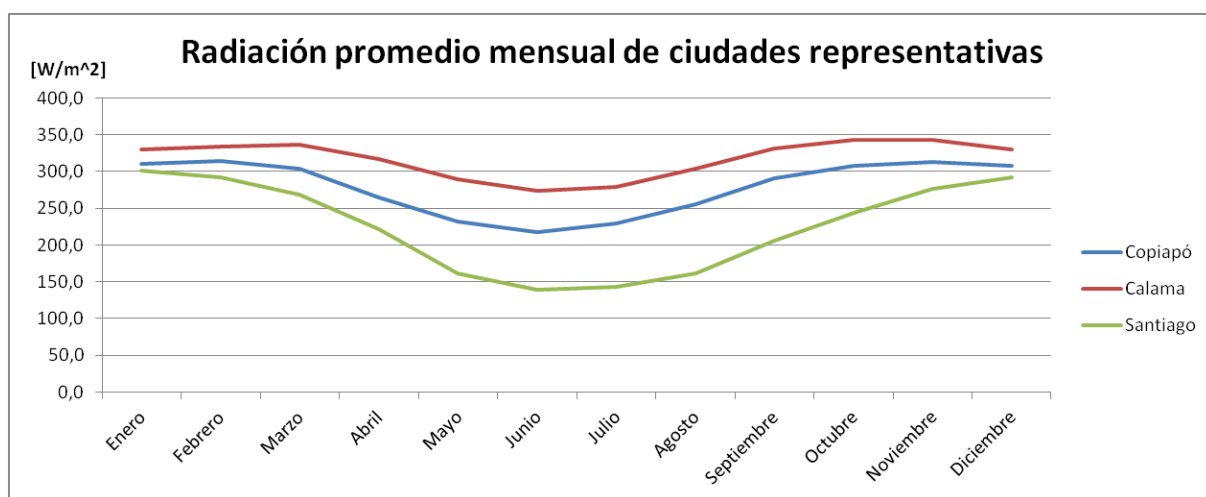


Figura 3.4: Radiación promedio mensual de ciudades representativas

Como se mencionó anteriormente, existe una diferencia de radiación considerable entre las ciudades costeras y las que están lejos del mar a una altura considerable, lo que se aprecia con las radiaciones de Calama y Copiapó. Esto trae a conclusión la ubicación donde es más recomendable la instalación de sistemas fotovoltaicos, dentro de la misma región o latitud, por efectos geográficos.

Esta sección sirve como referencia para el cálculo de producción de energía que se realiza posteriormente en la sección "Datos de consumo y producción". El dato utilizado para el modelamiento de la producción de energía es la "radiación global horaria promedio" en cada mes, sobre el plano del panel, el cual está orientado en el mismo ángulo que la latitud donde se encuentra, en el caso del ejemplo este ángulo es 33° norte. En la figura 3.5 se muestran las curvas de radiación horaria para el caso de Santiago, a lo largo de todo un año.

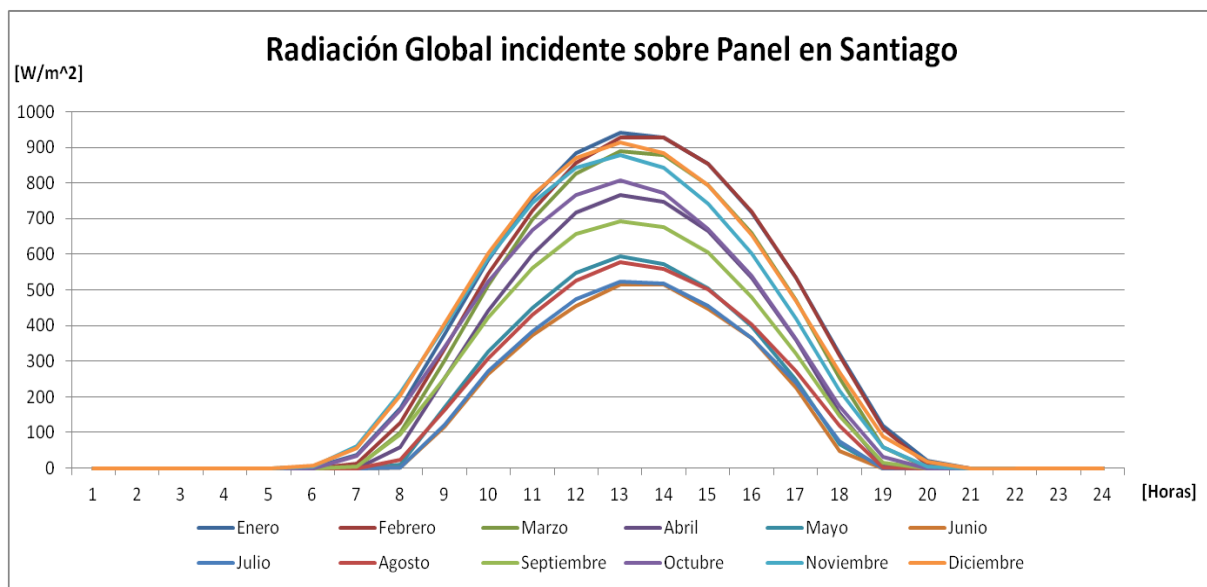


Figura 3.5: Radiación Global incidente sobre Panel en Santiago

Se aprecia de la figura anterior que no se alcanza los $1000 [W/m^2]$ en ninguna hora del año, sin embargo como se trata de un promedio, es posible que hayan momentos donde se supere esta barrera, sobre todo en los meses de verano, donde la radiación es mayor que en meses de invierno; además, cabe mencionar que en el día a día la curva de radiación puede tener un comportamiento diferente al del gráfico.

La luminosidad del sol tiene una variación anual menor a un $0,1 [\%]$ según el informe “*The Effects of Solar Variability on Earth's Climate*” [24], por lo que no se tiene una mayor incidencia respecto a la variabilidad de la radiación sobre la superficie terrestre. Sin embargo, las condiciones climáticas y ambientales de la zona pueden intensificar este efecto. En particular, se tiene la variación interanual de la radiación para el caso de Santiago, la que se presenta en la figura 3.6 [25].

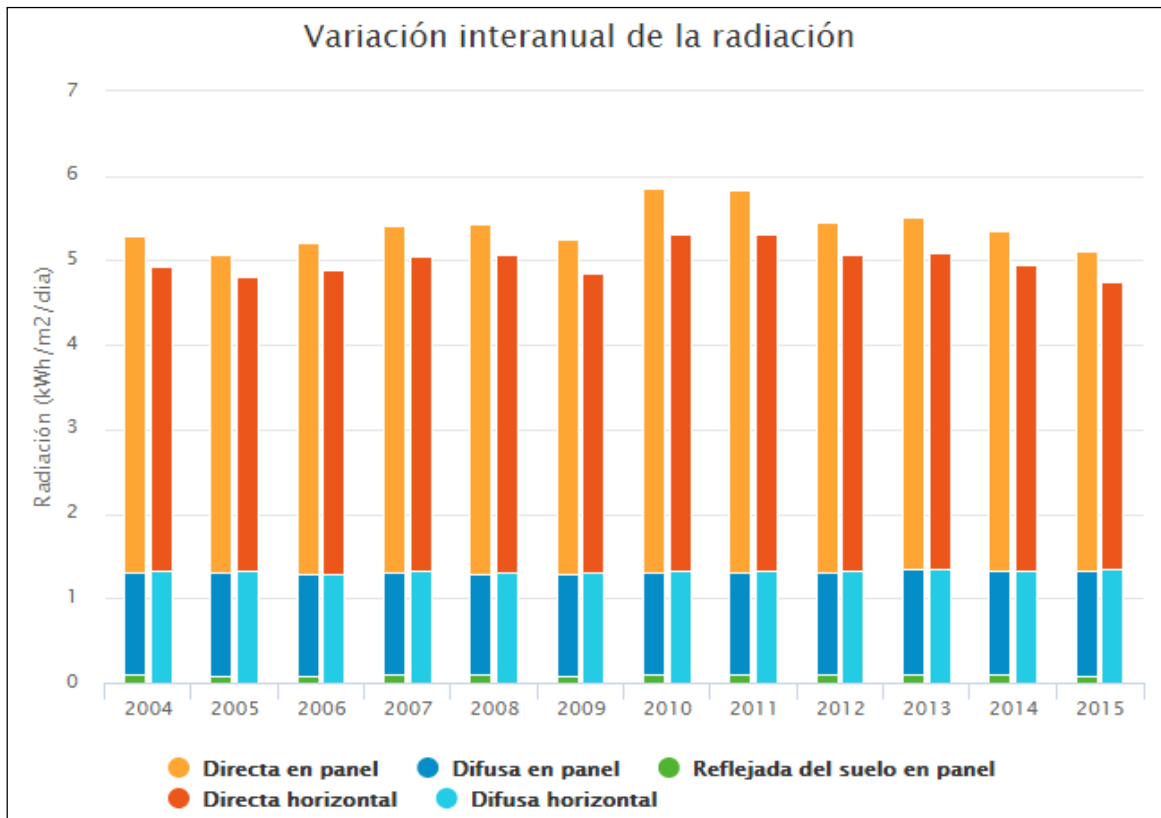


Figura 3.6: Variación interanual de la radiación

Para cuantificar la variabilidad de la radiación promedio diaria entre años, se calcula la desviación típica, la cual tiene un valor aproximado de 0,26 [kWh/m²/día] para el ejemplo de Santiago.

3.2.3 Datos de consumo y producción

Esta sección se incluye en la hoja de mismo nombre, incluye la información del perfil de consumo del cliente en los escenarios con y sin sistema fotovoltaico junto con la producción, el autoconsumo y las inyecciones de energía. Además, se calculan y proyectan dichas curvas a lo largo de 25 años, tiempo utilizado para la evaluación de los proyectos considerados en este trabajo.

3.2.3.1 Curvas de consumo

En este punto se construyen distintos perfiles de consumo que son utilizados para la evaluación y optimización de proyectos fotovoltaicos. Se parametrizan porcentualmente dos curvas diferentes para modelar el comportamiento del cliente, las que son “*Perfil de Consumo Diario*” que corresponde a una curva horaria y “*Perfil de consumo anual*” que corresponde al consumo en cada uno de los meses del año.

Para la construcción de la curva “*Perfil de Consumo Diario*” se trabaja con información obtenida de distintas fuentes, de las cuales 4 provienen de una base de datos donde se entrega la potencia cada 15 minutos en un periodo de 1 año; una es obtenida a través de un Wattson, dispositivo que registra la potencia cada 5 minutos y cuyos datos son exportados

para un posterior tratamiento; y por último se trabaja con una curva obtenida del programa *HOMER*, que es una curva residencial típica, adaptada al caso Chileno para un consumo con tarifa BT1 [26]. A las primeras 5 curvas, cuyos datos son entregados en dos columnas con información de la hora y la potencia, se aplica el siguiente algoritmo

- Primero se construye una matriz de potencias, en la que cada fila corresponde a un día y cada columna corresponde a una hora, separadas a intervalos de 15 minutos.
- Una vez construida la matriz, se calcula el percentil 10 y 90 para cada columna
- Luego se calcula el promedio de cada columna omitiendo los valores sobre el percentil 90 y bajo el percentil 10
- Con esto se obtiene el perfil de consumo cada 15 minutos en un día, lo siguiente es obtener el perfil horario, por lo que se promedian los valores que se encuentren dentro de una misma hora.
- Finalmente, en cada hora se calcula el cociente entre la potencia y el consumo total diario, con esto se obtiene el porcentaje de uso y la curva parametrizada.

Al conjunto de estas curvas se les denomina "*Factores de consumo horario*". A continuación se presentan los 6 perfiles de consumo considerados en este estudio.

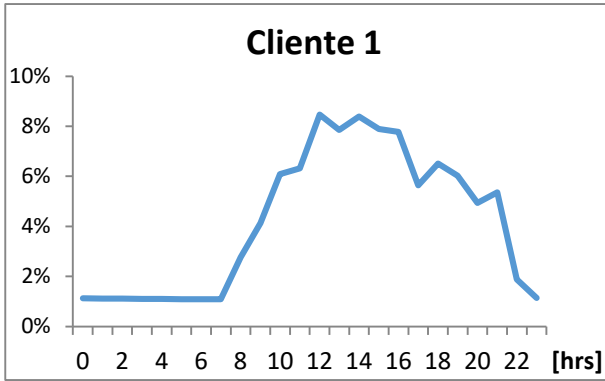


Figura 3.7: Perfil de consumo diario, Cliente 1

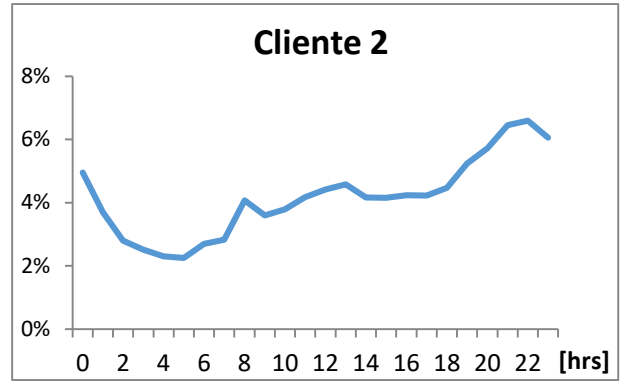


Figura 3.8: Perfil de consumo diario, Cliente 2

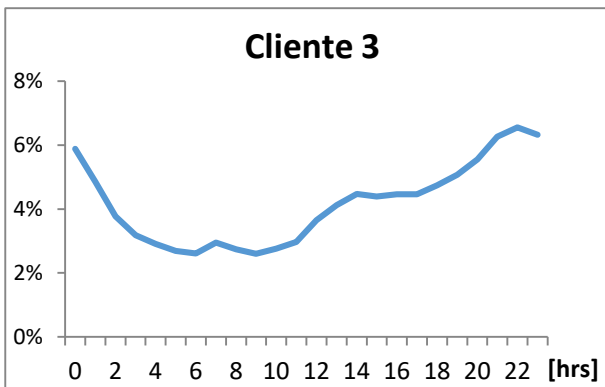


Figura 3.9: Perfil de consumo diario, Cliente 3

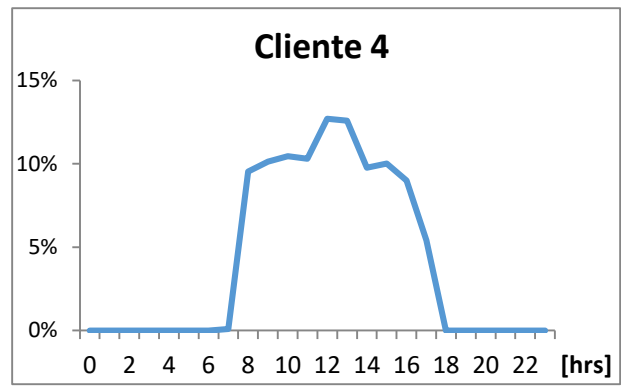


Figura 3.10: Perfil de consumo diario, Cliente 4

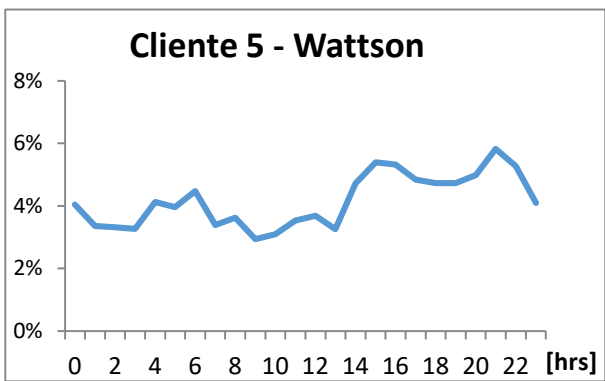


Figura 3.11: Perfil de consumo diario, Cliente 5; datos obtenidos a través de Wattson

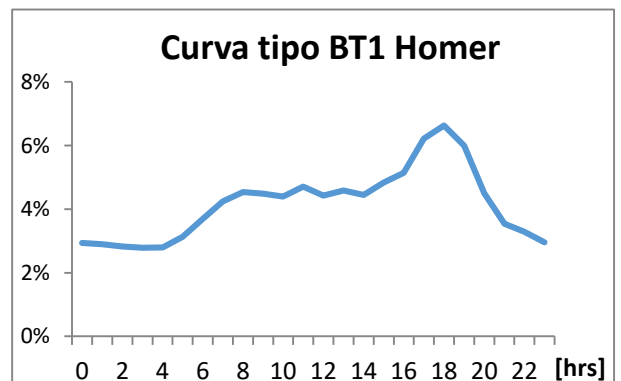


Figura 3.12: Perfil de consumo diario Tipo BT1, obtenido de aplicación HOMER

Por otro lado se construyen las curvas del “*Comportamiento anual*” de cada cliente. Se dispone de una base de datos de la que se extrae la información de los consumos mensuales a lo largo de un año, además, se parametriza una curva que representa el promedio de los consumos mensuales de un gran número de clientes. Al conjunto de estas curvas se les denomina “*Factores de consumo mensual*”. Esta información se presenta en los siguientes gráficos.

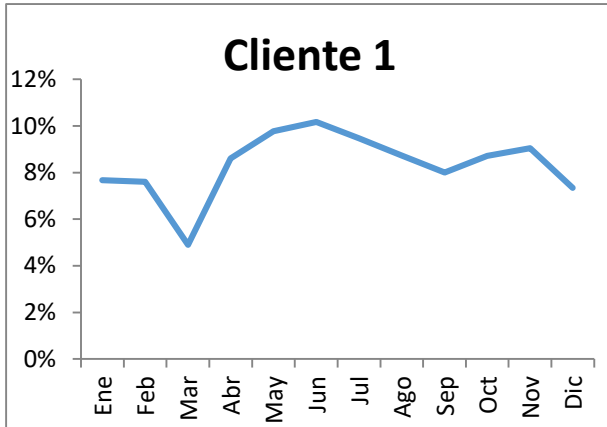


Figura 3.13: Perfil de comportamiento anual, Cliente 1

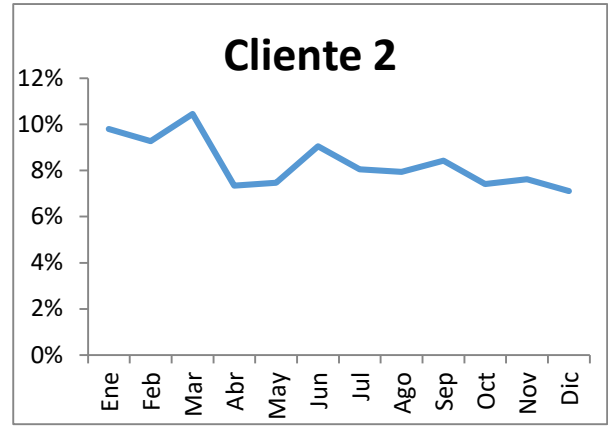


Figura 3.14: Perfil de comportamiento anual, Cliente 2

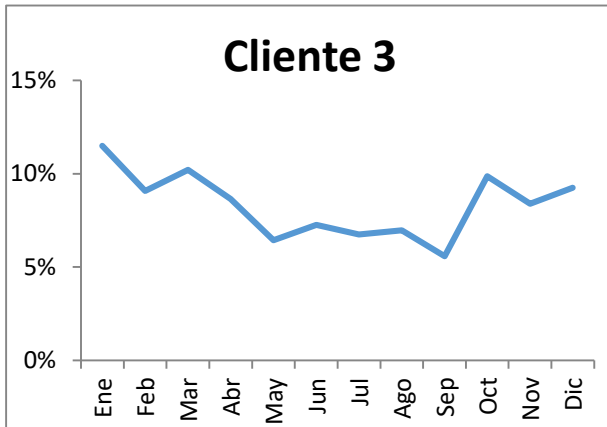


Figura 3.15: Perfil de comportamiento anual, Cliente 3

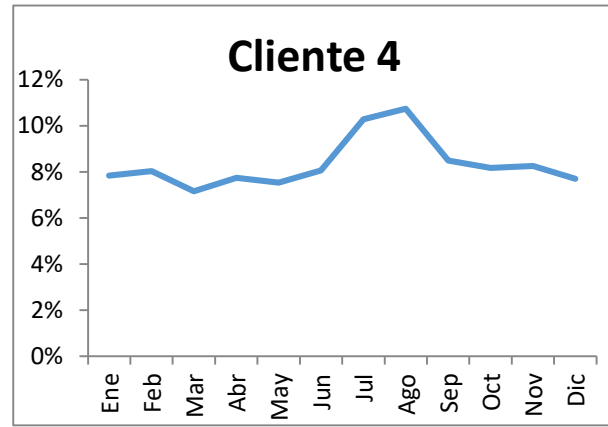


Figura 3.16: Perfil de comportamiento anual, Cliente 4

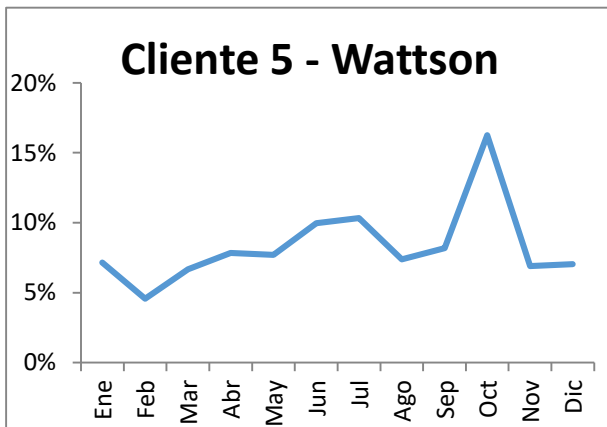


Figura 3.17: Perfil de comportamiento anual, Cliente 5 - Wattson

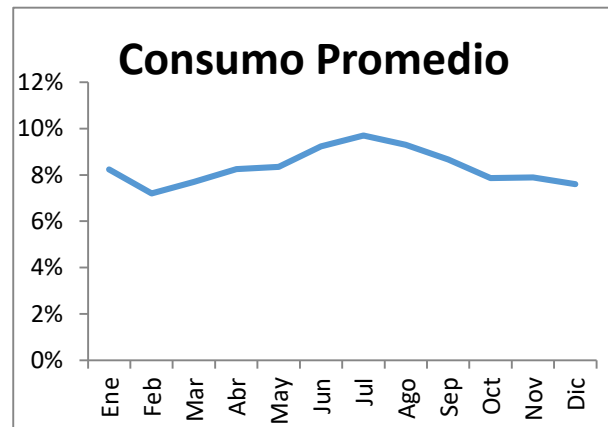


Figura 3.18: Perfil de comportamiento anual, Consumo Promedio

Una vez obtenido los perfiles diarios y anuales, se utiliza el dato del consumo total anual para la construcción de la curva "Consumo sin sistema Fotovoltaico" que se verá más adelante.

Además cada cliente de la evaluación cuenta con tarifa tipo BT1, sin embargo, el pago mensual también depende del tipo de alimentador (Aéreo o Subterráneo) o la comuna en la que se encuentra, como se puede ver en el Anexo B: “*Tarifas de Suministro*”. En la siguiente tabla se muestra información relativa a cada uno de los clientes de este estudio.

	Consumo Total Anual [kWh]	Consumo Promedio mensual [kWh]	Tarifa	Tipo de Área	Comuna	Categoría
Cliente 1	5.028	419,00	BT1	1S C3	Santiago	Comercial
Cliente 2	8.709	725,75	BT1	1A (a)	La Florida	Residencial
Cliente 3	11.308	942,33	BT1	1A (a)	Macul	Residencial
Cliente 4	5.016	418,00	BT1	1A (a)	Quinta Normal	Industrial
Cliente 5 - Wattson	2.128	177,33	BT1	1A (a)	La Florida	Residencial

Tabla 3.2: Información relativa a clientes considerados

3.2.3.2 Consumo sin Sistema Fotovoltaico

En esta curva se modela la potencia utilizada desde la red de distribución. Se construye a partir de los perfiles de consumo diario y anual vistos en el punto anterior aplicando el siguiente algoritmo:

- En primer lugar se obtiene la energía consumida en cada mes multiplicando el total anual por los “*Factores de consumo mensual*” correspondiente
- Luego, se multiplica el consumo mensual por los “*Factores de consumo horario*”, obteniéndose el consumo acumulado en cada hora del día a lo largo del mes correspondiente.
- Finalmente se obtiene el consumo en [kW] dividiendo el valor del consumo acumulado por el número de días del respectivo mes.

A modo de ejemplo se presentan las curvas de consumo para un perfil diario dado por “*Curva tipo BT1 Homer*”; comportamiento anual dado por “*Consumo Promedio*” y un consumo medio mensual de 500 [kWh]. Con estos parámetros, en la figura 3.19 se muestra el escenario descrito anteriormente.

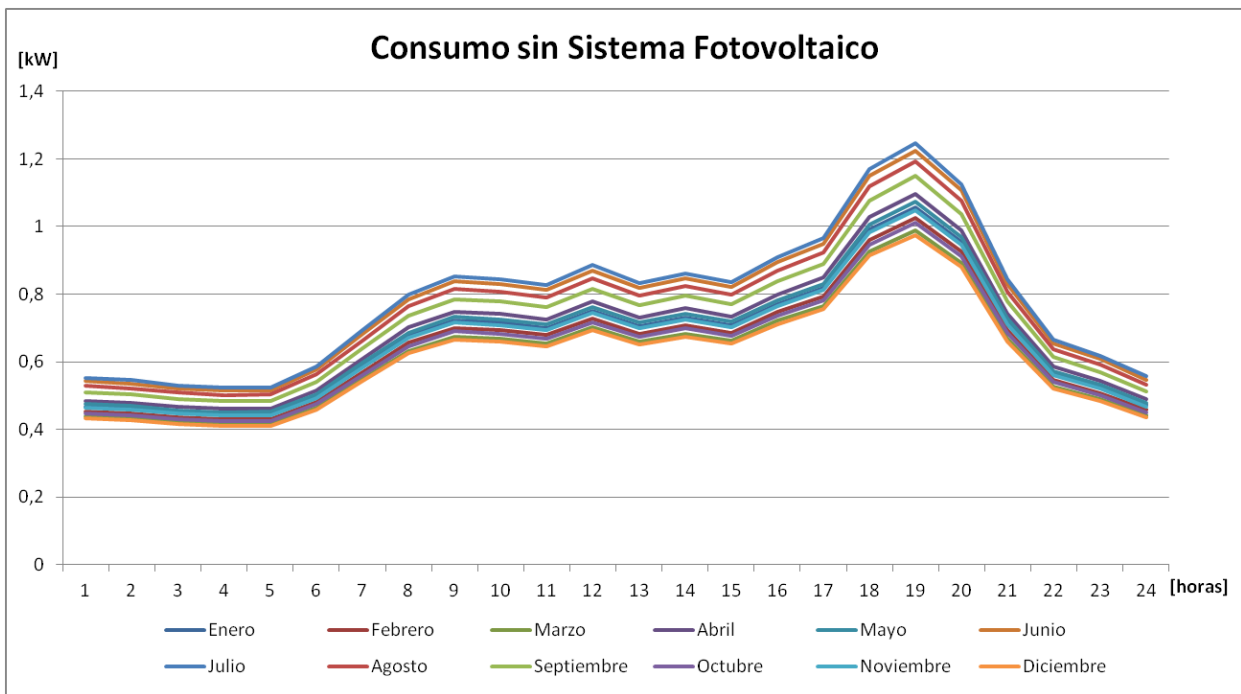


Figura 3.19: Consumo sin considerar sistema fotovoltaico

Para tener el consumo a lo largo del año a partir de la figura anterior, basta con integrar cada una de las curvas a lo largo del día, multiplicarlo por el número de días del mes correspondiente y sumar estos valores. O bien, dado que se tiene el dato del consumo medio mensual, se multiplica este valor por 12 y se tiene el resultado. Para este caso se tiene un consumo de 6000 [kWh] el primer año.

Para proyectar el consumo de energía se utiliza una tasa de crecimiento vegetativo de un 0,1[%] el que se modela linealmente. A continuación se presenta el consumo proyectado a lo largo del periodo evaluado:

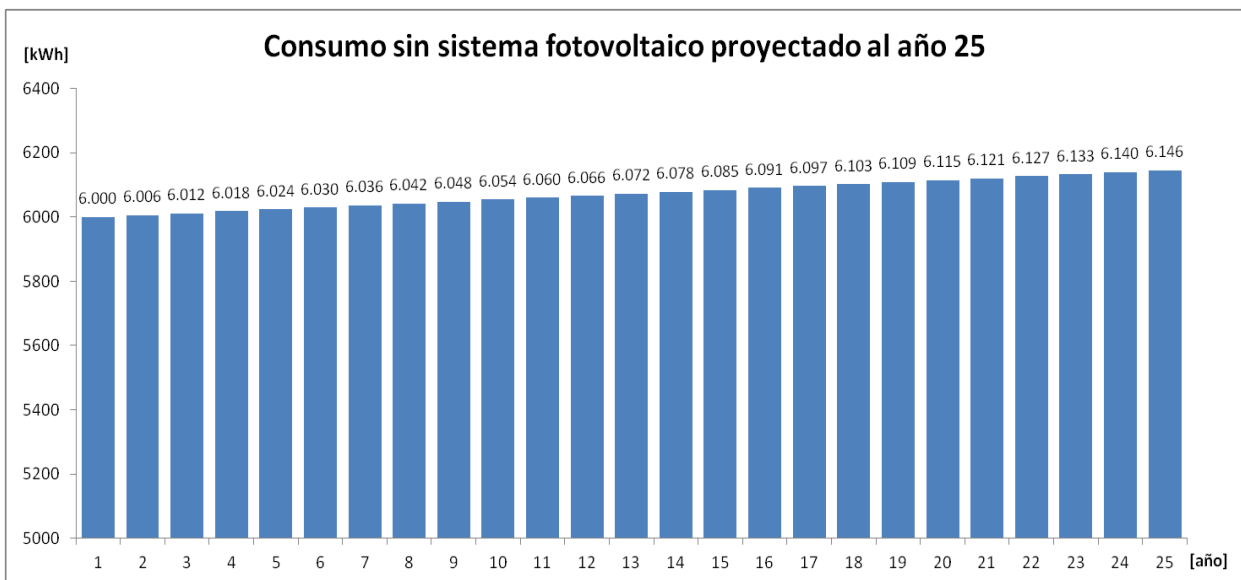


Figura 3.20: Consumo de energía proyectada al año 25 sin incorporar generación de energía

Del gráfico anterior se obtiene que el consumo final aumenta en un 2,4 [%] con respecto al consumo en el primer año, este valor de crecimiento del consumo es un dato de entrada, por

lo cual se puede ingresar un aumento mayor o menor para evaluar el proyecto en distintos escenarios.

3.2.3.3 Producción del Sistema Fotovoltaico

Esta curva se obtiene a partir de los datos de Radiación vistos en la sección 3.2.2, a los que se aplica la formula (2.4). Se utilizó un Coeficiente *Global de Rendimiento (PR)* de 80 [%] por ser el promedio en el estudio “Rendimiento Global de Sistemas Fotovoltaicos Conectados a la Red Eléctrica” para sistemas fotovoltaicos residenciales [11]. A modo de ejemplo se presenta la producción de energía calculada para un proyecto de 1 [kWp] en la ciudad de Santiago para el primer año de evaluación.

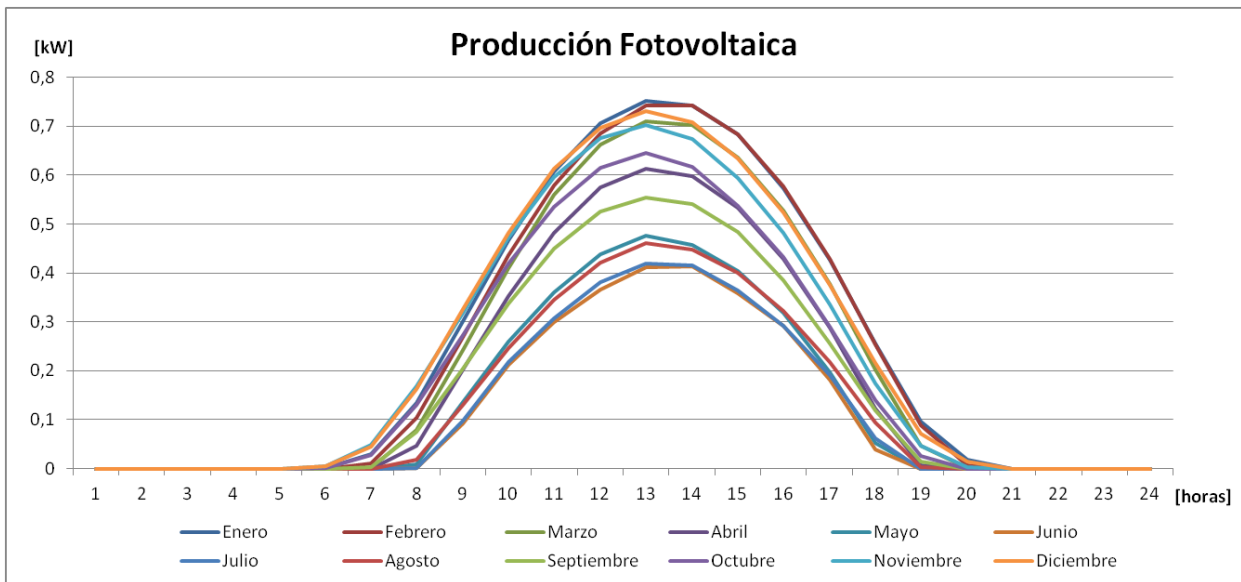


Figura 3.21: Generación fotovoltaica en sistema de 1 [kWp] ubicado en Santiago

La energía total generada en el año se consigue igual que en el caso anterior. Esto es integrar cada una de las curvas a lo largo del día, multiplicar por el mes correspondiente y finalmente sumar cada generación mensual. El resultado de esta operación para el caso presentado da un total de 1577 [kWh], esta cantidad de energía se ve disminuida a lo largo del tiempo producto de la pérdida de eficiencia del sistema, la cual se modela con una disminución del *Coeficiente Global de Rendimiento (PR)* por año, el valor utilizado para este caso es de un 0,6 [%/año], lo que se traduce en una generación de energía de 1293 [kWh] al cabo del año 25, equivalente a un 82 [%] de la cantidad generada el primer año. Esta pérdida de eficiencia se condice con las pérdidas medias que ofrecen los fabricantes según el informe “*Configuración de Instalaciones solares fotovoltaicas*” [27] y las garantías que ofrecen los proveedores de paneles solares. En la figura 3.22 se representa la generación de energía anual por parte del sistema fotovoltaico a lo largo de los 25 años considerados.

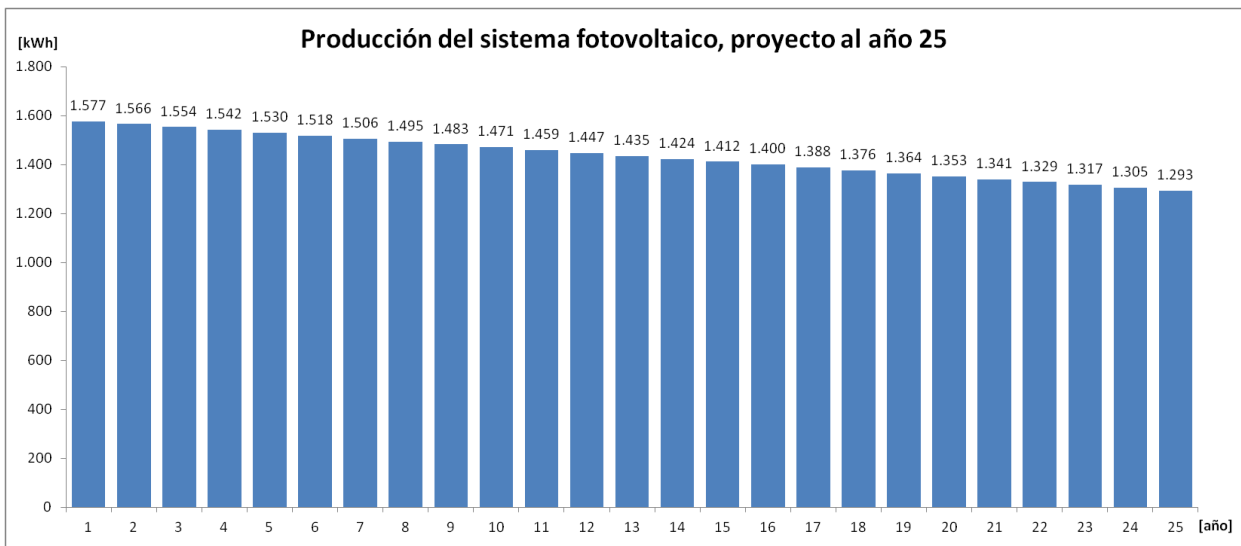


Figura 3.22: Energía generada por panel de 1 [kWp] a lo largo de 25 años

3.2.3.4 Consumo con Sistema Fotovoltaico

Esta curva se construye a partir de la diferencia en cada momento entre los datos de los dos puntos anteriores: “Consumo sin Sistema Fotovoltaico” menos “Producción del Sistema Fotovoltaico”. Sin embargo, en las horas en las que la producción es mayor al consumo, el valor considerado en dicho instante es cero. Descriptivamente esta curva es la energía efectivamente consumida por el cliente desde la red de distribución, o el flujo de energía desde la red hacia la carga del cliente.

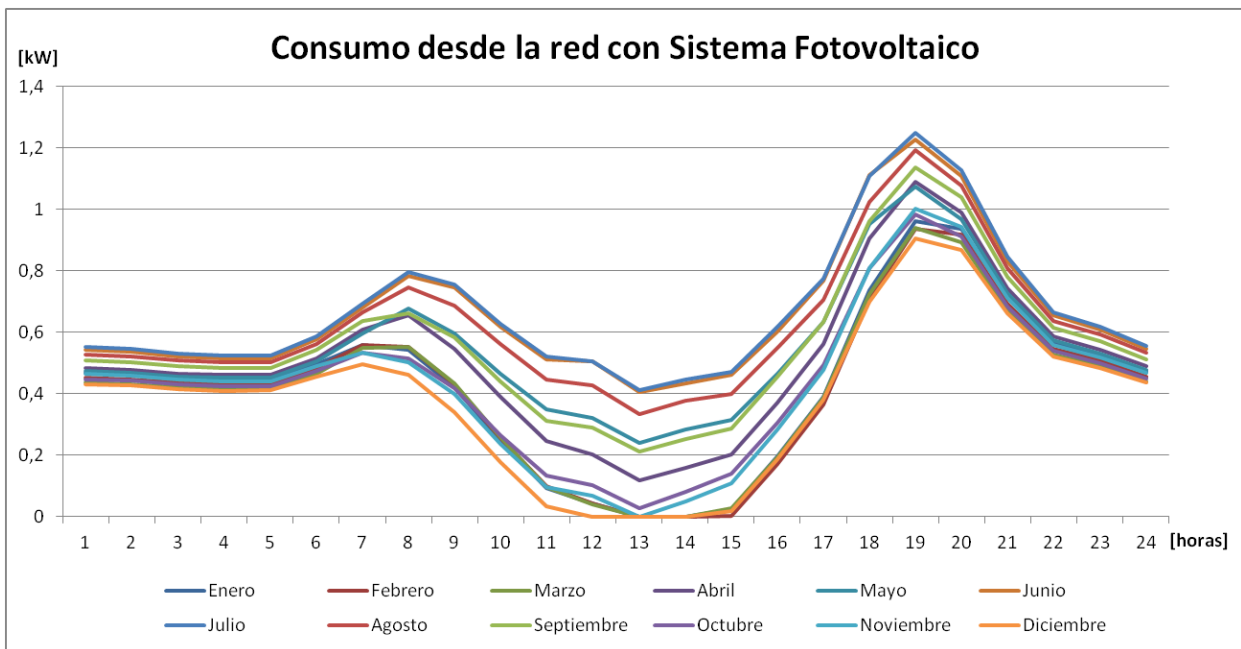


Figura 3.23: Consumo desde la red de distribución con sistema fotovoltaico instalado

Para calcular la energía que se consume desde la red en un año se realiza el mismo procedimiento que en los casos anteriores, lo que da como resultado 4233 [kWh]. Esto

representa un 75,2 [%] de la energía total utilizada por el cliente. El resto de la energía es generada por los paneles fotovoltaicos.

Para calcular el flujo de energía desde la red en el resto de los años, se calcula la diferencia entre el consumo sin sistema FV y el Autoconsumo que se verá en el punto siguiente, en cada uno de los meses de los años del estudio. La suma de energía anual en el resto de los años se presenta en la siguiente figura:

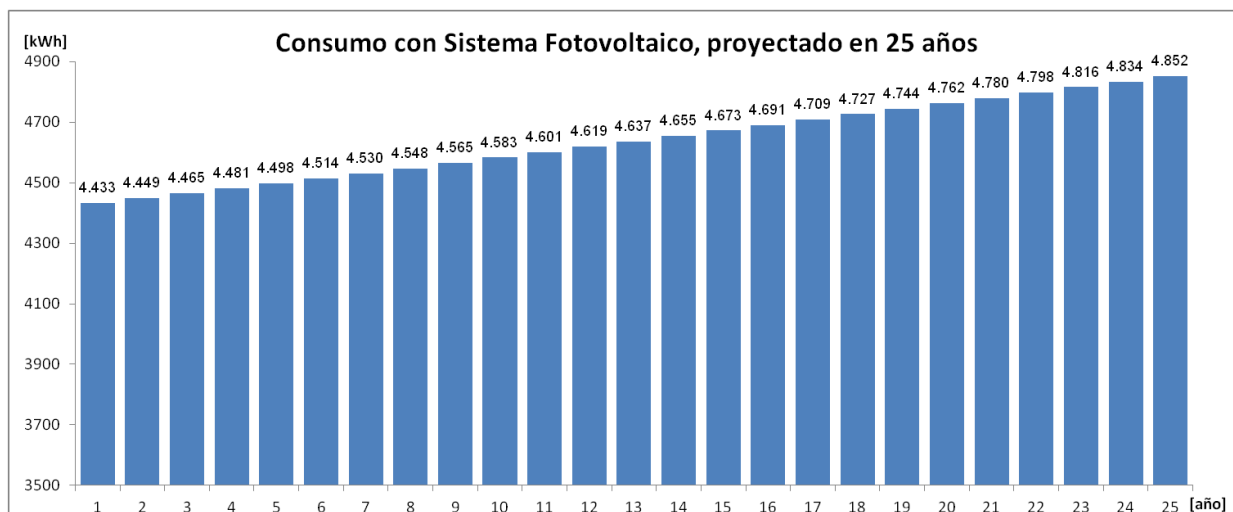


Figura 3.24: Consumo de energía desde la red de distribución con sistema fotovoltaico instalado, proyectado en 25 años

Se aprecia que el consumo desde la red va aumentando con los años, esto es debido a la pérdida de eficiencia del sistema fotovoltaico y al aumento vegetativo del consumo. Contrario a la intuición, el comportamiento de esta curva no es lineal, sino que en cada año el aumento del consumo de energía es mayor. Para este ejemplo se tiene que al final del periodo considerado hay un aumento de consumo desde la red de un 9,46 [%].

3.2.3.5 Autoconsumo

El autoconsumo es la cantidad de energía generada por los paneles fotovoltaicos que son efectivamente utilizados para abastecer la carga a la cual se conectan. Esta curva se modela a partir de los datos de producción. Sin embargo, se utiliza el dato del “consumo sin sistema fotovoltaico” como límite para el autoconsumo en los momentos en que la producción es mayor al consumo. En la figura 3.24 se muestra el autoconsumo obtenido para este ejemplo.

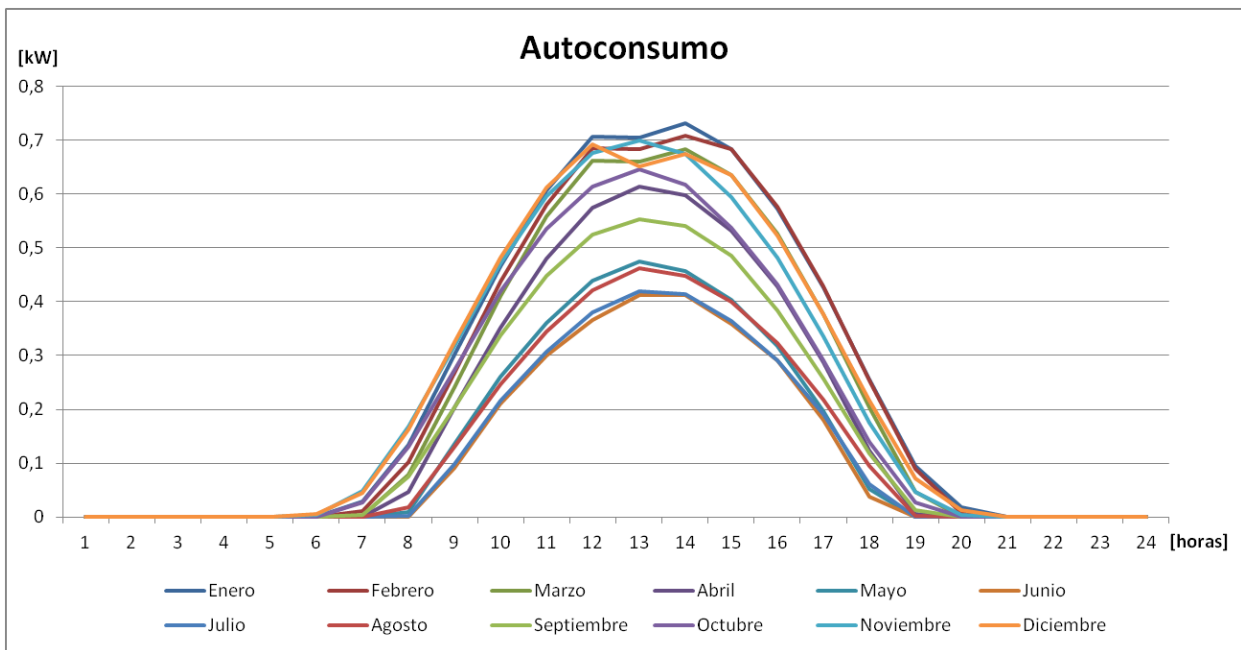


Figura 3.25: Autoconsumo

Al igual que en los casos anteriores, es posible obtener el valor de la energía autoconsumida integrando las curvas durante el año, lo que da un valor de 1567 [kWh]. En este ejemplo, el autoconsumo en el primer año representa un 99,3 [%] de la energía producida. Por lo tanto, 10 [kWh] equivalente al 0,7 [%] restante corresponden a energía inyectada al sistema.

Para hacer la proyección de esta curva en el tiempo, se hace el cálculo del porcentaje de autoconsumo para los años 2 y 25, modelando las curvas de producción y autoconsumo para los periodos mencionados. Con estos datos, se proyecta linealmente el porcentaje de autoconsumo hasta el año 25, con el cual se determina la energía autoconsumida en todos los años de la evaluación. En este cálculo se establece un límite del 100 [%] para el autoconsumo, el que se considera en los casos en que la proyección supere dicho umbral.

El valor utilizado para la proyección del porcentaje de autoconsumo se determina con la siguiente fórmula.

$$APA = SI \left(PA_{25} < 1; \frac{PA_{25} - PA_2}{23}; PA_2 - PA_1 \right) \quad (3.5)$$

En la cual el primer argumento representa la prueba lógica, el segundo argumento es el resultado si la prueba es verdadera y el tercer argumento es el resultado entregado si el valor de la prueba lógica es falso. PA_i Representa al porcentaje de autoconsumo en el año i . y APA representa el aumento en el porcentaje de autoconsumo anual. Para este ejemplo, los valores calculados son los siguientes:

- $PA_1 = 99,3$ [%]
- $PA_2 = 99,5$ [%]
- $PA_{25} = 100$ [%]
- $APA = 0,10$ [%]

Cabe mencionar que el autoconsumo se determina a través de este procedimiento con el fin de reducir el número de cálculos en la aplicación. Puesto que se evita disponer de las curvas de producción y autoconsumo detalladas por cada hora y mes para todos los años de la evaluación. Por otro lado, la diferencia en el porcentaje de autoconsumo se produce principalmente por el aumento en el consumo dado por el crecimiento vegetativo y la pérdida del rendimiento global del sistema, lo que produce que esta diferencia entre el año 1 y el año 25 sea por lo general menor a un 10 [%] (en el ejemplo considerado es menor a un 1 [%]), por lo que no se tiene un error significativo al linealizar dicha variable.

El resultado obtenido para el autoconsumo proyecto a lo largo del periodo de evaluación se muestra a continuación:

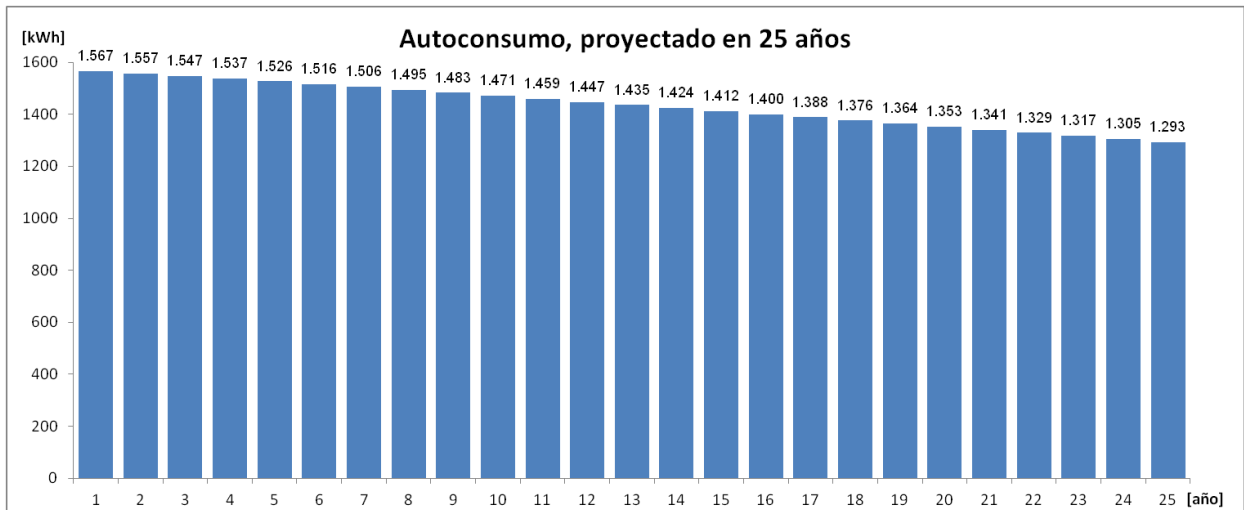


Figura 3.26: Autoconsumo proyectado al año 25

Se aprecia que la energía autoconsumida disminuye con el tiempo a una tasa cada vez mayor. Siendo de un 82,5 [%] al término del periodo de la evaluación con respecto a la energía autoconsumida al primer año.

Finalmente para proyectar el autoconsumo mes a mes en los 25 años evaluados, se calcula el porcentaje de energía utilizada cada mes del primer año, y luego se multiplica este porcentaje por la energía autoconsumida en cada año.

3.2.3.6 Inyecciones

Las inyecciones representan la energía generada por el sistema fotovoltaico que no es utilizada para autoconsumo. Este remanente de energía es inyectado a la red de distribución eléctrica correspondiente, éstas deben ser valorizadas y reconocidas económicamente bajo el marco regulatorio de la ley 20.571 o “Ley Net Billing”.

Esta curva se construye con la diferencia entre los datos de *Producción* y el *Consumo sin sistema fotovoltaico* en los momentos en que los valores del primero son mayores, en caso contrario el valor correspondiente es cero. El resultado de esta operación se presenta en la figura 3.27.

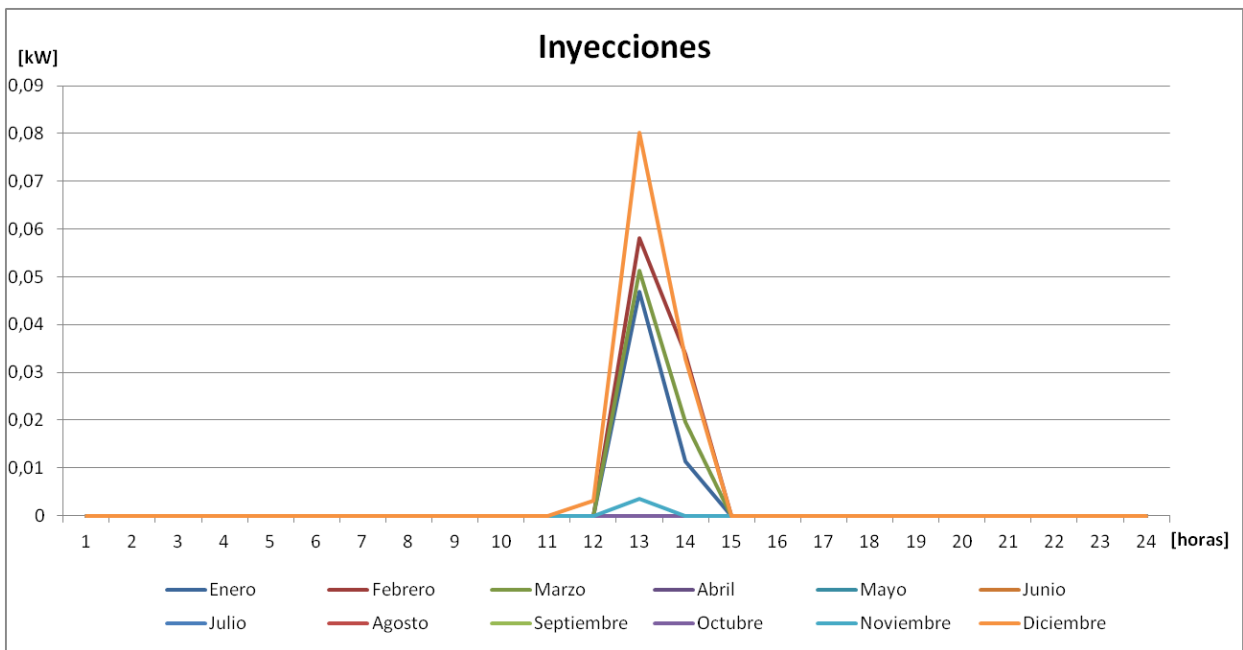


Figura 3.27: Inyecciones del Sistema Fotovoltaico a la Red de distribución

Como ya fue mencionado en el punto anterior, la integral de estas curvas da un total de 10 [kWh]. La proyección de las inyecciones se realiza a través de la diferencia entre la *producción* y el *autoconsumo* calculados al año 25. En el siguiente gráfico se muestra la energía inyectada en el periodo considerado:



Figura 3.28: Inyecciones del Sistema fotovoltaico proyectadas al año 25

Se tiene que la disminución de la inyección se produce a una tasa menor en cada año que transcurre. Al final del periodo las inyecciones corresponden a un 0 [%] con respecto al año inicial. Finalmente, el cálculo de las inyecciones mes a mes en el periodo evaluado se realiza análogamente al caso del autoconsumo.

Finalmente se construye el gráfico con todas las curvas de esta sección a lo largo del primer año calendario, el que se presenta en la figura 3.29.

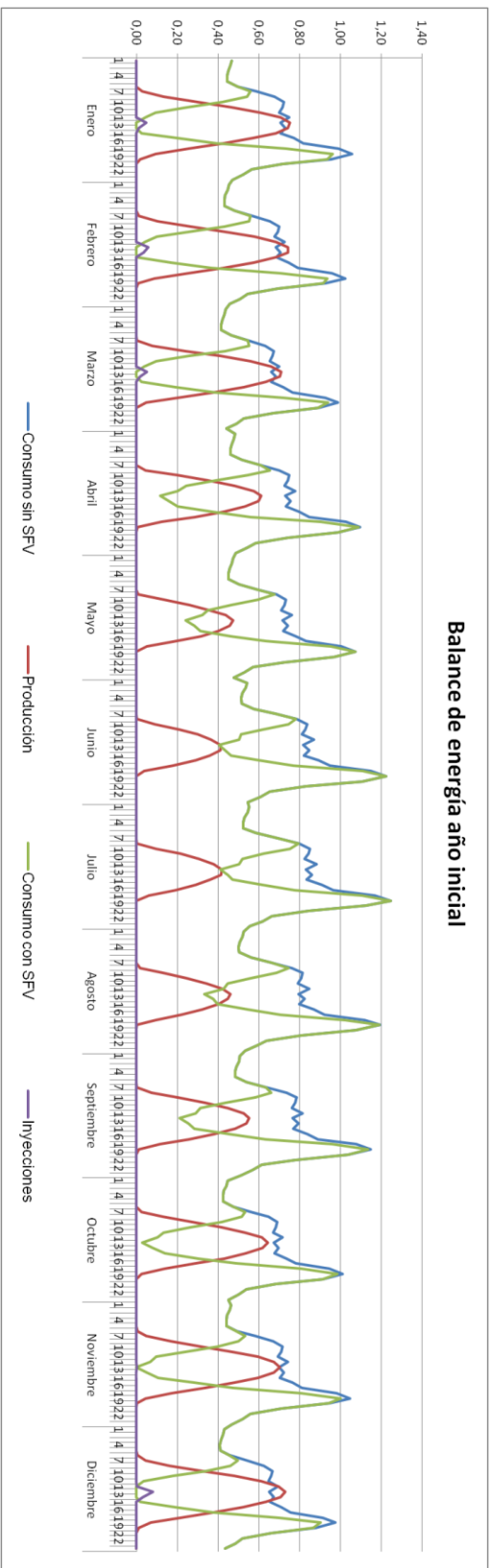


Figura 3.29: Balance de Energía año inicial

3.2.4 Cálculo de Tarifas

Con el fin de tener una medida de cuánto ahorro se consigue con un proyecto fotovoltaico, se realiza el cálculo de las tarifas eléctricas de un consumo sin generación de energía, y un mismo consumo con un sistema fotovoltaico instalado bajo el marco regulatorio de la ley 20.571.

Esta sección se trabaja en la hoja “Tarifas” del libro de Excel, la que se basa en el desglose de tarifas visto en el capítulo 2.3 y en los precios considerados en el Anexo B: “*Tarifas de suministro*” de Chilectra, la cual incorpora los precios de energía, potencia y cargo fijo para todas las tarifas de suministro reguladas y para los diferentes tipos de áreas de la distribuidora (refiriéndose a distinto tipo de configuración del alimentador, o a distintas comunas). Para este ejemplo se utilizarán los precios promedio de las áreas. Esta lista de tarifas tiene vigencia limitada, se actualiza todos los meses y se puede conseguir en la página de la distribuidora correspondiente [18].

Además de las tarifas de suministro reguladas, se hace el análisis para una tarifa no regulada de Chilectra, correspondiente a la “Tarifa Flexible” [18]. La cual consiste en diferenciar el precio de la energía según bloques de horario de la siguiente manera:

- De 8:00 a 16:00 se cobra el precio de la energía BT1
- De 16:00 a 21:00 se cobra el precio de la energía BT1 más un 30%
- De 21:00 a 8:00 se cobra el precio de la energía BT1 menos un 30%

Para hacer el cálculo en el periodo evaluado, se proyectan los precios con factores aportados por la distribuidora. En cuanto a la energía y la potencia, se entrega la proyección por 10 años, luego se proyecta linealmente a una tasa del 2 [%]; por otro lado, la proyección del pago por cargo fijo y por uso del sistema troncal se entrega por 25 años.

3.2.4.1 Calculo de tarifas sin proyecto fotovoltaico

Para hacer el cálculo de las tarifas, se recurre a la curva “*Consumo sin Sistema Fotovoltaico*” visto en la sección 3.2.3.2 y los datos de consumo proyectados a lo largo de 25 años, este parámetro se utiliza para determinar el concepto de pago por energía, en la siguiente tabla se muestran los consumos mensuales en un periodo de 5 años.

Energía [kWh]	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5
Enero	494,0	494,5	495,0	495,5	495,9
Febrero	432,2	432,7	433,1	433,5	434,0
Marzo	461,7	462,1	462,6	463,0	463,5
Abril	495,5	495,9	496,4	496,9	497,4
Mayo	501,0	501,5	502,0	502,5	503,0
Junio	554,1	554,6	555,2	555,7	556,3
Julio	582,5	583,1	583,7	584,2	584,8
Agosto	557,7	558,2	558,8	559,3	559,9
Septiembre	519,8	520,3	520,8	521,4	521,9
Octubre	472,0	472,5	472,9	473,4	473,9
Noviembre	473,8	474,3	474,8	475,2	475,7
Diciembre	455,8	456,3	456,7	457,2	457,7

Tabla 3.3: Consumo de energía mensual en los primeros 5 años

En la tabla anterior, se destacan los meses de Mayo a Septiembre para identificar que ahí se cobra límite de invierno para la tarifa BT1, dichos límites son calculados con la fórmula (2.8) de la sección 2.3.1.4. A continuación se muestra el límite de invierno calculado para los primeros 5 años de este ejemplo.

Límite de invierno	563,13	563,46	564,02	564,58	565,15
--------------------	--------	--------	--------	--------	--------

Tabla 3.4: límite de invierno

Considerando el cargo fijo; costos por uso de energía y por uso del sistema troncal, junto con los consumos mensuales, se procede al cálculo de la tarifa BT1 y tarifa Flexible. El cálculo se realiza mes a mes y luego se obtiene el total anual. En la tabla 3.5 que se presenta a continuación, se muestran los resultados obtenidos para la tarifa BT1 en cada mes de los primeros 5 años.

Energía [kWh]	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5
BT1 gasto anual	\$ 601.489	\$ 618.678	\$ 647.410	\$ 643.392	\$ 663.224
Enero	\$ 49.474	\$ 50.887	\$ 53.250	\$ 52.920	\$ 54.551
Febrero	\$ 43.384	\$ 44.623	\$ 46.693	\$ 46.407	\$ 47.837
Marzo	\$ 46.288	\$ 47.610	\$ 49.819	\$ 49.512	\$ 51.038
Abril	\$ 49.620	\$ 51.038	\$ 53.408	\$ 53.076	\$ 54.712
Mayo	\$ 50.169	\$ 51.602	\$ 53.998	\$ 53.663	\$ 55.317
Junio	\$ 55.402	\$ 56.985	\$ 59.633	\$ 59.260	\$ 61.087
Julio	\$ 58.869	\$ 60.559	\$ 63.374	\$ 62.976	\$ 64.918
Agosto	\$ 55.757	\$ 57.350	\$ 60.015	\$ 59.640	\$ 61.479
Septiembre	\$ 52.022	\$ 53.508	\$ 55.993	\$ 55.645	\$ 57.360
Octubre	\$ 47.306	\$ 48.657	\$ 50.916	\$ 50.601	\$ 52.161
Noviembre	\$ 47.487	\$ 48.843	\$ 51.110	\$ 50.794	\$ 52.360
Diciembre	\$ 45.712	\$ 47.018	\$ 49.200	\$ 48.897	\$ 50.404

Tabla 3.5: Pagos mensuales Tarifa BT1

Para la tarifa flexible se realiza el cálculo del porcentaje de energía utilizada en cada bloque correspondiente, lo que sirve para proyectar la cuenta a lo largo del tiempo. Al igual que en la tarifa BT1, se hace el cálculo mes a mes y luego se suma para tener el gasto anual.

En el resto de las tarifas, se realizan las estimaciones correspondientes de las potencias para incorporar en este análisis. En primer lugar se obtiene la demanda máxima en horas de punta del sistema a partir de la curva "Consumo sin Sistema Fotovoltaico".

En los casos que corresponda, se selecciona un nivel normalizado de potencia, según los limitadores que ofrece el mercado, los que se muestran en la tabla 3.6 [28]:

Potencia (kW)
0,33
0,66
0,77
1,1
1,65
2,2
3,3
4,4
5,5
6,6
7,7
8,8
9,9
11
13,86

Tabla 3.6: Potencias Normalizadas

En la tarifa BT2 se selecciona de la tabla 13 el menor valor que sea mayor o igual al resultado de multiplicar la “*demanda máxima*” por un factor de 1,4; de esta forma se obtiene la “*potencia contratada*”. En el caso de la BT3 se multiplica la “*demanda máxima*” por un factor de 1,3 (para tener un margen por hacer el análisis con una curva horaria promedio y no cada 15 minutos como se calcula dicho parámetro) y se obtiene la “*demanda máxima leída*”. Para ambas tarifas se determina si el consumo es “*parcialmente presente en punta*” o “*presente en punta*” a fin de considerar el valor apropiado para el cálculo por potencia. Esta clasificación se realiza con la información vista en la sección 2.3.6.

Para la tarifa BT4.1 la “*Demanda Máxima contratada en horas de punta*” se obtiene de manera análoga a la “*potencia contratada*” de la tarifa BT2. Por otro lado la “*Demanda máxima contratada*” (fuera de punta) se obtiene del valor máximo de la curva “*Consumo sin Sistema Fotovoltaico*” en las horas fuera de punta del sistema, y se selecciona el menor valor de la tabla 3.6 que sea mayor o igual al resultado obtenido.

En las tarifas anteriormente mencionadas (BT2, BT3 y BT4.1) no se realiza un cálculo mes a mes, sino que se considera un consumo promedio mensual el cual se utiliza para calcular el cobro por energía y por uso del troncal, se suma el cobro por concepto de potencia respectivo, luego se multiplica por el número de meses del año, obteniéndose el gasto anual.

En la tarifa BT4.2 se considera la “*Demanda máxima contratada*” (fuera de punta) análoga a la tarifa BT4.1. Por otro lado, entre octubre y marzo la “*Demanda máxima leída en punta*” se obtiene con el promedio de la “*Demanda Máxima*” y la segunda demanda más alta en horas de punta del sistema por un factor 1,3; entre abril y septiembre se obtiene la potencia máxima para cada mes desde la curva “*Consumo sin Sistema Fotovoltaico*” por el mismo factor 1,3.

Finalmente para la tarifa BT4.3 la “*Demanda máxima suministrada*” se obtiene del promedio entre la “*Demanda Máxima*” y la segunda demanda más alta registrada en los 12 meses anteriores por un factor 1,3; incluido el mes de facturación. La “*Demanda máxima leída en punta*” se obtiene de forma análoga a la vista en el punto anterior.

En las tarifas BT4.2 y BT4.3 se realiza un cálculo de la cuenta mes a mes y luego se suman los resultados para obtener el gasto anual.

Las potencias obtenidas para este ejemplo se muestran a continuación:

Tarifa		Potencia [kW]
	Demanda Máxima	1,25
BT2	Potencia Contratada	2,20
BT3	Demanda máxima leída	1,62
BT4.1	Demanda máxima contratada (fuera de punta)	1,10
	Demanda máxima contratada en horas de punta	2,20
BT4.2	Demanda máxima contratada (fuera de punta)	1,10
	Demanda máxima leída en punta (octubre - Marzo)	1,61
BT4.3	Demanda máxima suministrada	1,61
	Demanda máxima leída en punta (octubre - Marzo)	1,61

Tabla 3.7: Potencias consideradas para las distintas tarifas

Cabe recordar que el análisis está hecho para una curva horaria tipo BT1. Sin embargo, en la práctica, la determinación de la potencia máxima se realiza con intervalos de 15 minutos, por lo que la medición de este parámetro puede ser leve o considerablemente mayor. Además, el consumo no suele tener una curva suave, sino que tiene un comportamiento parecido a un electrocardiograma. Para contextualizar esta situación, en la figura 3.30 se presenta el consumo real con mediciones a intervalos de 15 minutos, para un día cualquiera del cliente 2.

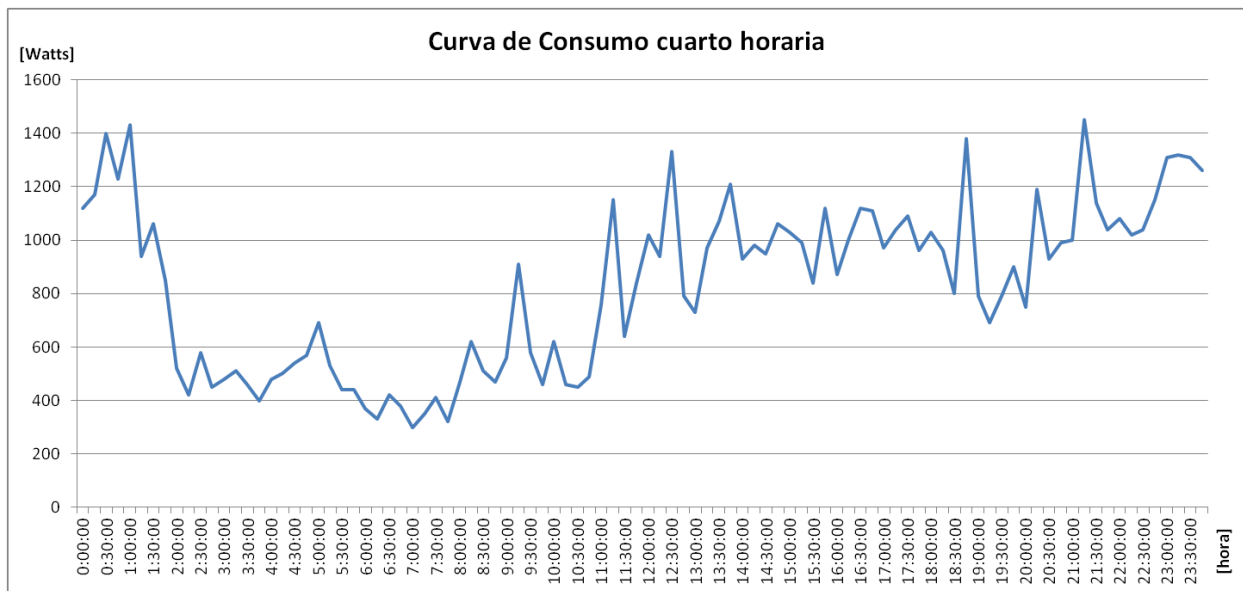


Figura 3.30: Curva de consumo cuarto horaria

Con toda la información presentada en este punto, se obtienen los pagos netos (Sin IVA) para cada una de las tarifas a lo largo del periodo de evaluación. En la tabla 3.8 se presentan los resultados de las tarifas para los primeros 5 años.

Pago Anual [CLP]	2017	2018	2019	2020	2021
BT1	\$ 601.489	\$ 618.678	\$ 647.410	\$ 643.392	\$ 663.224
Tarifa Flex	\$ 605.165	\$ 622.451	\$ 651.361	\$ 647.315	\$ 667.268
BT2	\$ 570.294	\$ 585.876	\$ 601.505	\$ 606.198	\$ 618.596
BT3	\$ 606.561	\$ 623.047	\$ 638.260	\$ 644.359	\$ 656.792
BT 4.1	\$ 645.922	\$ 663.367	\$ 677.647	\$ 685.427	\$ 697.572
BT 4.2	\$ 586.656	\$ 602.651	\$ 618.218	\$ 623.505	\$ 636.005
BT 4.3	\$ 600.077	\$ 616.403	\$ 631.731	\$ 637.566	\$ 650.020

Tabla 3.8: Pago anual tarifas de BT (Sin incluir sistema fotovoltaico)

Cabe notar que las tarifas no difieren en más de un 10% una de otra en el periodo considerado. En la figura 3.31 se muestra un gráfico del comportamiento de las tarifas a lo largo del total del periodo evaluado (25 años).

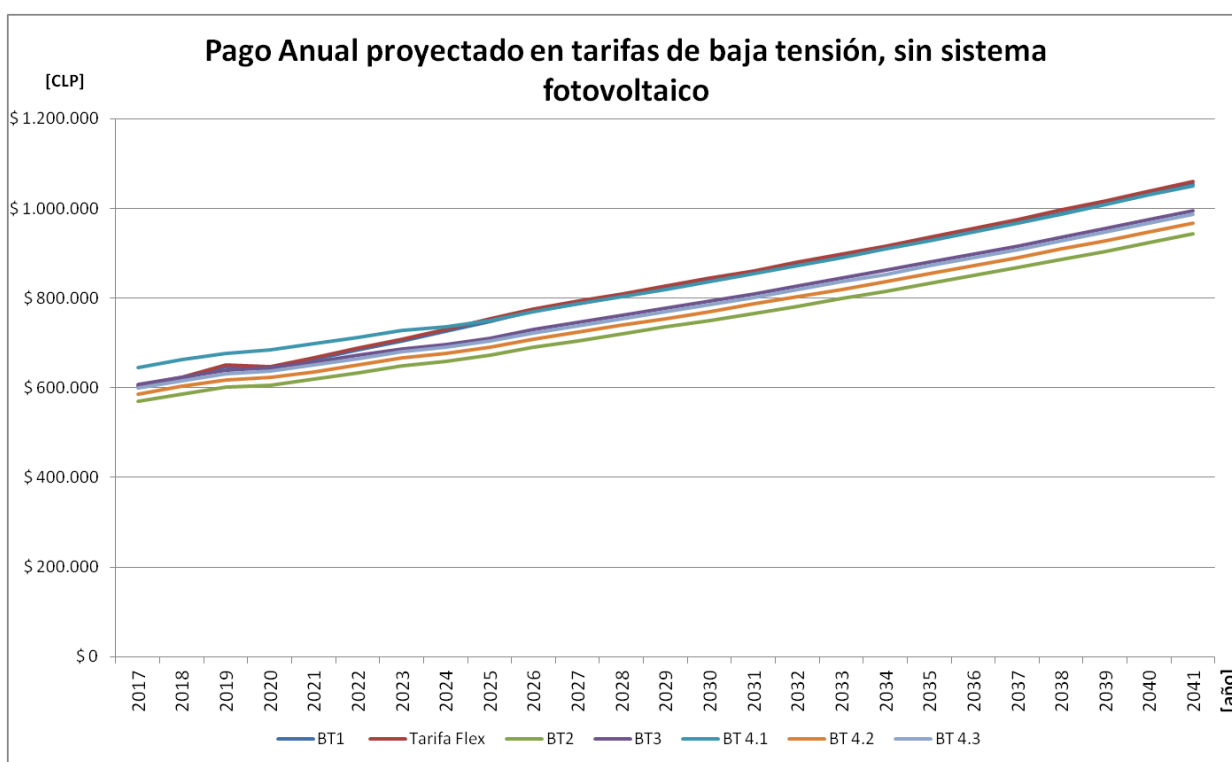


Figura 3.31: Pago anual tarifas de BT (Sin incluir sistema fotovoltaico)

Se aprecia una intersección de la curva BT4.1 con las curvas BT1 y Tarifa Flex, la que se debe principalmente a la diferencia entre las proyecciones consideradas para la energía y la potencia. Se tiene que la tarifa BT2 viene siendo la más conveniente para este consumo, sin embargo, como se comentó anteriormente, las potencias pueden ser considerablemente mayores en la realidad, lo que dispararía los costos por este concepto. Sin embargo, si el consumo es suave, no tiene altos picos en intervalo de tiempo de 15 minutos y se cuenta con un apropiado limitador de potencia, este análisis concluye que es una buena opción cambiarse a dicha tarifa.

3.2.4.2 Cálculo de tarifas con proyecto fotovoltaico

Considerando la energía generada por un sistema fotovoltaico de 1 [kWp] bajo el marco regulatorio de la ley N° 20.571, se procede a realizar el cálculo de las distintas tarifas eléctricas. Para este caso, los cálculos son similares a los vistos en el punto anterior, con la diferencia que en el cobro por energía se incluye el concepto “Cargo por energía a Facturar Neto” visto en el punto 2.3.5 referente al oficio circular N° 13.189 de la SEC [20].

Por lo tanto, se incluye en esta sección la valorización de las inyecciones de energía y el remanente de todos los meses a lo largo del periodo evaluado. Además, se hace un cálculo de remanentes al final del año, los que serán pagados al dueño del sistema fotovoltaico en el caso que existan.

Esta sección hace uso de las curvas “Consumo con Sistema Fotovoltaico” e “Inyecciones” de la sección 3.2.3.

Para calcular el gasto mensual para la Tarifa Flexible se hizo una proyección en el periodo de evaluación sobre el factor de uso por bloque. Dicha proyección viene del análisis realizado sobre las curvas en los años 1, 2 y 25, en las que se calcula los factores de consumo y luego se linealizan según el comportamiento de los años en cuestión imponiendo como límite el caso en que no hay generación de energía.

En la tabla 3.9 presentada a continuación se muestra el gasto anual de las distintas tarifas para los primeros 5 años:

Valor medio mensual	2017	2018	2019	2020	2021
BT1	\$ 456.064	\$ 470.386	\$ 493.461	\$ 491.730	\$ 508.174
Tarifa Flex	\$ 440.440	\$ 454.395	\$ 476.881	\$ 475.429	\$ 491.535
BT2	\$ 468.784	\$ 482.351	\$ 494.080	\$ 500.385	\$ 510.462
BT3	\$ 505.051	\$ 519.522	\$ 530.835	\$ 538.547	\$ 548.657
BT 4.1	\$ 544.411	\$ 559.842	\$ 570.222	\$ 579.615	\$ 589.437
BT 4.2	\$ 484.906	\$ 498.881	\$ 510.553	\$ 517.443	\$ 527.621
BT 4.3	\$ 498.328	\$ 512.633	\$ 524.065	\$ 531.503	\$ 541.636

Tabla 3.9: Pago anual tarifas de BT considerando generación e inyección de energía

En este caso se tiene una diferencia levemente superior entre la tarifa más económica (Tarifa Flex) y la más costosa (Tarifa BT4.1) en comparación al caso anterior en el que no se considera un SFV. En la figura 3.32 se muestra el comportamiento de las tarifas a lo largo de todo el periodo de evaluación.

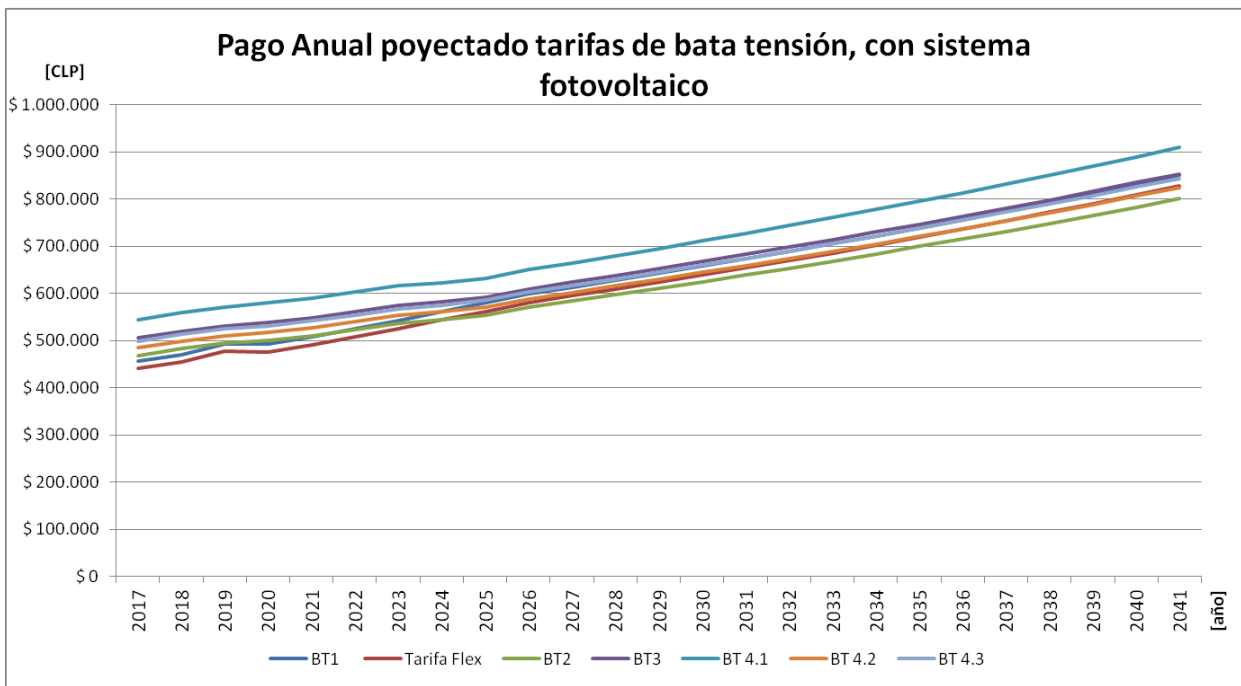


Figura 3.32: Pago anual proyectado tarifas de baja tensión, con sistema fotovoltaico

En este caso se aprecia que la Tarifa Flex es la que tiene un gasto anual más bajo en los primeros años, sin embargo, producto de la proyección entre los precios de potencia y energía, la tarifa BT2 se vuelve más rentable. La tarifa BT1 también tiene una disminución considerable producto de la generación fotovoltaica. Esto se debe a que en estas tarifas el cobro por energía tiene un valor más elevado, pues en este se incluye un porcentaje por la potencia utilizada del sistema. Por otro lado, las tarifas BT2; BT3 y BT4 al separar el cobro de energía y potencia, tienen un descuento básicamente solo por concepto de energía, pues en la curva considerada y en general para consumos domésticos, la potencia máxima no coincide con los horarios de generación fotovoltaica, lo que hace que el ahorro sea menor.

En este punto se incorporan los remanentes de energía no descontados, los que son pagados al cliente al final del término de contrato, en este modelo se calculan al final de cada año, y son utilizados posteriormente en el flujo de caja del proyecto.

3.2.5 Datos de inversión

Esta sección se incluye dentro de la hoja “Datos de inversión” Del libro Excel. Se construye a partir de cotizaciones de proyectos fotovoltaicos realizadas a empresas del mercado nacional. Cada empresa cotizada detalla los precios de los sistemas para distintas potencias peak, incluyendo los ítems que se muestran en la siguiente tabla cuyo formato se usa como referencia para las cotizaciones.

POTENCIA [kW]	N° PANELES	COSTO PANELES	COSTO INVERSORES	INSTALACIÓN INTEGRAL	TRAMITACIÓN	COSTO TOTAL
1						
2						
3						
5						
10						
20						
40						
60						
80						
100						

Tabla 3.10: Formato de cotización

Las empresas especifican las marcas de los distintos componentes, indican las garantías y realizan las observaciones y restricciones que consideran pertinentes. Además, presentan sus cotizaciones sólo para ciertas potencias, pudiendo no considerar todas las de la tabla anterior. A fin de normalizar los precios para una posterior comparación, se convierten a unidad de USD/Wp . En este trabajo se utiliza como tipo de cambio $1 [USD] = 670 [CLP]$

Con toda la información recopilada, se escoge la empresa con los precios más competitivos, los que se utilizan para determinar el costo de inversión para cada tamaño de planta. En la tabla 3.11 se muestran los valores de inversión obtenidos para un sistema instalado y con las tramitaciones pertinentes para su uso bajo la ley 20.571.

Tamaño del Sistema [kWp]	Precio sistema integral [USD/Wp]	Tamaño del Sistema [kWp]	Precio sistema integral [USD/Wp]
0,5	3,41	5	1,84
0,75	3,01	6	1,78
1	2,62	8	1,80
1,25	2,41	10	1,78
1,5	2,20	15	1,69
1,75	2,13	20	1,67
2	2,06	25	1,65
2,25	2,04	30	1,62
2,5	2,01	35	1,60
2,75	1,99	40	1,58
3	1,97	50	1,57
3,25	1,95	60	1,55
3,5	1,93	70	1,54
3,75	1,91	80	1,52
4	1,90	90	1,51
4,5	1,87	100	1,49

Tabla 3.11: Precios de sistemas fotovoltaicos a distintos niveles de potencia peak

Cabe mencionar que estos costos son netos, es decir, no tienen el Impuesto al valor agregado (IVA) incluido. Además, para determinar el costo de inversión que tendrá que pagar un cliente al comprar un proyecto fotovoltaico, se consideran estos costos, el IVA y otro porcentaje correspondiente a la ganancia de la empresa que vende el proyecto, esto es el “*Margen para la empresa*” que se indica como parámetro de entrada, para este ejemplo se utiliza un 15 [%].

Entre los 0,5 y 4 [kWp] se rellenó la tabla con potencias a intervalos de 250 [Wp] (Potencia nominal del panel considerado en este estudio) a fin de contar con mayor información al momento de calcular el tamaño óptimo para sistemas domiciliarios.

El Ministerio de Energía, en su “*Primer Reporte Costos de adjudicación Programa Techos Solares Públicos*” muestra los precios de sus licitaciones comparándolos con los promedios de Chile y Alemania para proyectos fotovoltaicos de 1 a 100 [kWp] de potencia [29]. En la figura 3.33 se muestra esta comparación, incluyendo los precios obtenidos en este estudio, el cual se incluye como “*Precio Proveedor más competitivo*”

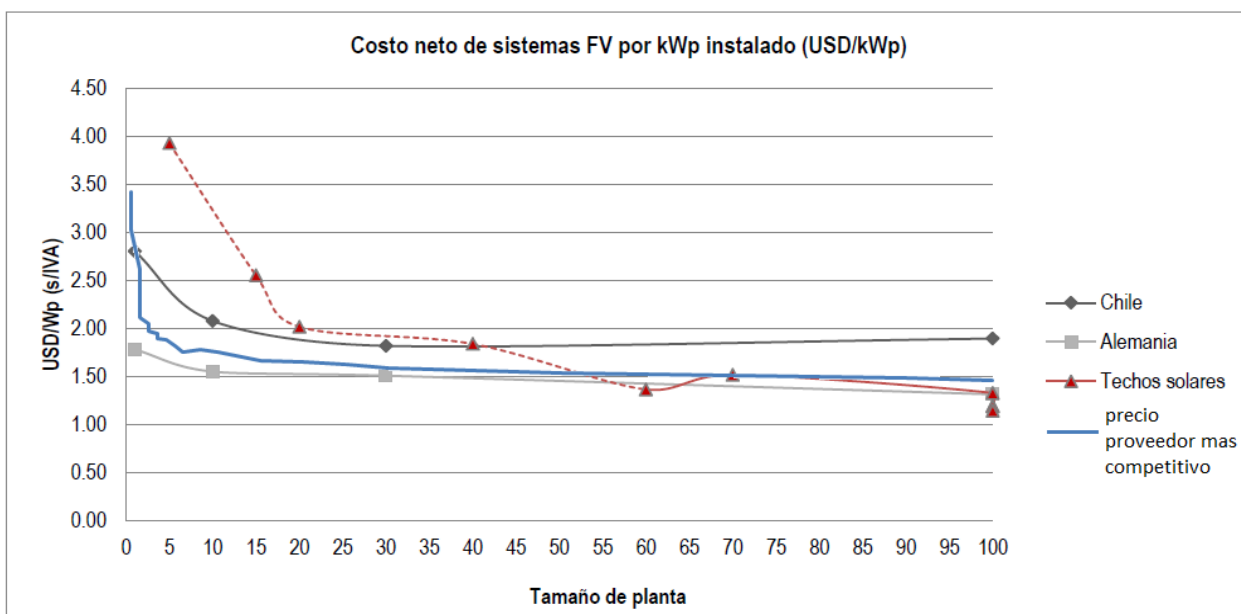


Figura 3.33: comparación de precios de sistemas fotovoltaicos realizado por el Ministerio de Energía

Se aprecia que los precios obtenidos del proveedor más competitivo son comparables a los del estudio del Ministerio de energía. Además se puede ver que a bajos niveles de potencia, el proveedor en este estudio tiene mejores precios que los promedios de Chile y los promedios obtenidos en la licitación de techos solares públicos. Cabe mencionar que estos costos de sistemas fotovoltaicos cuentan con restricciones dadas por el emplazamiento del proyecto, el tipo de techo para el montaje de la estructura de soporte, la dirección del techo, entre otras, las que podrían subir los costos de inversión por requerimientos adicionales.

3.2.6 Evaluación económica

Se realiza mediante el flujo de caja que representa el proyecto fotovoltaico en cada caso, en este flujo se incorpora los costos de inversión, los costos anuales por cuenta de la luz con y sin generación fotovoltaica y los ingresos por remanentes en caso de que existan. A continuación se muestra el flujo de caja para los primeros 5 años de la evaluación del ejemplo presentado. La evaluación económica se encuentra dentro de la hoja “Datos de Entrada y Resultados” del libro de Excel.

	Año	0	1	2	3	4	5
Costos de Inversión	CLP	-2.402.265					
Costo anual cuenta de luz sin SFV (IVA incluido)	CLP		715.772	736.227	770.418	765.637	789.236
Costo anual cuenta de luz con SFV (IVA incluido)	CLP		542.717	559.760	587.219	585.159	604.728
Ingreso por Remanentes no descontados de energía	CLP		0	0	0	0	0
Beneficio económico por SFV	CLP		173.055	176.467	183.200	180.478	184.509
Total Anual	CLP	-2.402.265	168.600	168.344	171.471	177.765	174.752
Flujo de caja	CLP	-2.402.265	-2.229.210	-2.052.742	-1.869.543	-1.689.065	-1.504.556

Tabla 3.12: Cuadro de Resultados obtenidos

En la evaluación económica se considera un cambio de inversor eléctrico al año 10, el que se incluye como costo de inversión. Este recambio de inversor tiene un descuento asociado, el cual se ingresa como parámetro de entrada y está asociado al desarrollo de la tecnología. Para este ejemplo se utiliza un descuento de un 30 [%] con respecto al valor inicial.

3.2.7 Resultados

A partir de la evaluación económica se obtiene la tasa interna de retorno (TIR) a 20 años y el periodo de recuperación del capital (PRC). Además, con la selección del tamaño del sistema fotovoltaico en los datos de entrada, se obtiene la inversión inicial (con IVA y margen incluidos) y el área requerida por los paneles. Por otro lado, se tiene la generación de energía del sistema analizado, el porcentaje de autoconsumo, los costos de la luz antes y después de considerar el sistema (con IVA incluido), se tienen los remanentes y el ahorro generado para el primer año de la evaluación.

Los resultados se encuentran en la hoja “Datos de entrada y resultados” y se presentan en formato de tabla. A continuación se muestran los resultados para el ejemplo propuesto:

Resultados		
Tamaño del Sistema Fovoltaico	[kWp]	1,00
Inversión inicial	[CLP]	2.402.265
Área requerida por paneles	[m^2]	6
TIR Proyecto a 20 años	[%]	4,16%
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	15 años
Generación de Energía	[kWh]	1.577
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	99,3%
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	715.772
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	542.717
Remanentes no descontados	[CLP]	0
Ahorro económico	[%]	24,18%
Ahorro económico	[CLP]	173.055

Tabla 3.13: Cuadro de Resultados obtenidos

Estos resultados corresponden a los datos de entrada ingresados. Sin embargo, se busca obtener el tamaño de sistema que maximice los resultados económicos para el cliente, por lo que se implementa una función a través de Macros de Excel (Programación), para calcular dicho tamaño. Esto se implementa con un botón, el cual al presionarlo, nos entrega el tamaño del sistema que maximiza la TIR del proyecto bajo las condiciones iniciales entregadas en los datos de entrada. La función implementada responde a la siguiente función junto a sus respectivas restricciones:

Función objetivo:

$$\text{Max } TIR(TS) \quad (3.1)$$

Sujeto a:

$$CI = CU_I \cdot TS \quad (3.2)$$

$$CI = \sum \frac{F_i}{(1 + TIR)^i} \quad (3.3)$$

$$F_i = AA(TS, tarifa, radiación\ del\ lugar, perfiles\ de\ consumo) \quad (3.4)$$

Donde:

- *TS*: Tamaño del sistema fotovoltaico en unidades de *Wp*
- *CI*: Costo de inversión del sistema fotovoltaico
- *CU_i*: Costo unitario de inversión en unidades de $\frac{\$}{kWp}$
- *F_i*: Flujo de caja en el año *i*
- *AA*: Ahorro anual obtenido por incorporación de sistema fotovoltaico

Siguiendo con el ejemplo, al aplicar la función mediante la macro, se obtienen los siguientes resultados:

Resultados		
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,00
Inversión inicial	[CLP]	3.783.109
Área requerida por paneles	[m^2]	12
TIR Proyecto a 20 años	[%]	7,11%
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	12 años
Generación de Energía	[kWh]	3.155
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	75,2%
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	715.772
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	377.797
Remanentes no descontados	[CLP]	0
Ahorro económico	[%]	47,22%
Ahorro económico	[CLP]	337.975

Tabla 3.14: Resultados de optimización para caso Ejemplo

Como se puede ver, al instalar un sistema fotovoltaico de 2 [kWp] el retorno de la inversión se reduce en tres años y los ahorros aumentan en 164.920 [CLP], pero la inversión inicial aumenta en un 57 [%]. Este tamaño de planta implica una TIR máxima, la que llega a un valor de 7,11 [%].

Otra consideración a tener en cuenta para la optimización es el tipo de tarifa del cliente, si se considera un cambio en la tarifa, se deben sumar 50.000 [CLP] a la inversión inicial, sin embargo, esta consideración puede implicar significativas mejoras en cuanto a los beneficios económicos. Por tal razón se implementa una Macro que indica la mejor tarifa para el cliente una vez instalado el sistema fotovoltaico. Para el ejemplo en cuestión, la tarifa flexible entrega la mejor TIR, luego de escoger la tarifa, se optimiza nuevamente en cuanto al tamaño de sistema, los resultados obtenidos con cambio de tarifa y la nueva optimización se muestran en la tabla 3.15.

Resultados		
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,00
Inversión inicial	[CLP]	3.833.109
Área requerida por paneles	[m^2]	12
TIR Proyecto a 20 años	[%]	7,55%
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	11 años
Generación de Energía	[kWh]	3.155
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	75,2%
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	715.772
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	362.350
Remanentes no descontados	[CLP]	0
Ahorro económico	[%]	49,38%
Ahorro económico	[CLP]	353.422

Tabla 3.15: Resultados de optimización para caso ejemplo, con cambio de tarifa

Con el cambio de tarifa la Tasa Interna de Retorno aumenta en un 0,44 [%], mientras que los ahorros aumentan en 15.447 [CLP], lo que lleva a una disminución del retorno de la inversión de un año. Por lo tanto, en este caso es recomendado un cambio de tarifa.

Capítulo 4

Análisis y resultados

4.1 Introducción

En este capítulo se hace la evaluación y optimización de 5 proyectos fotovoltaicos en base a los perfiles de consumo estudiados. Posteriormente se realiza una comparación de los resultados bajo diversos escenarios a fin de validar el modelo, utilizando como referencia los datos de “Curva tipo BT1 Homer” y “Consumo Promedio” de los perfiles diario y anual respectivamente, y manteniendo el parámetro “Consumo total anual” para cada caso. En la tabla 4.1 se presentan los distintos escenarios considerados.

Escenarios	Perfil de consumo diario	Perfil de consumo anual
Curvas Cliente	Cliente N°	Cliente N°
Cambio perfil de consumo diario	Curva tipo BT1 Homer	Cliente N°
Cambio perfil de consumo anual	Cliente N°	Consumo Promedio
Cambio perfil de consumo diario y anual	Curva tipo BT1 Homer	Consumo Promedio

Tabla 4.1: Escenarios para comparativa de sistemas fotovoltaicos

Cabe mencionar que los perfiles “Cliente N°” hacen referencia a las curvas estudiadas en la sección 3.2.3.1. Por otro lado, se analiza la conveniencia de incorporar un cambio de tarifa de suministro para tener mejores resultados con la optimización.

Esta sección se separa en 5 puntos diferentes que representan a cada uno de los clientes, se presentan sus parámetros de entrada, los resultados obtenidos y se termina mostrando gráficamente la proyección de los flujos energéticos para el primer año del proyecto.

Todos los clientes tienen los siguientes parámetros de entrada en común:

Parámetros de entrada	
Ciudad	Santiago
Tarifa Inicial	BT1
Tarifa Final	BT1
Margen para empresa [%]	15
Potencia por módulo [Wp]	250
Área disponible en Techo [m ²]	30*
Eficiencia del Sistema (PR) [%]	80
Pérdida de Eficiencia Anual [%]	0,6
Descuento de inversor a año 10 [%]	30
Incremento anual del consumo [%]	0,1

Tabla 4.2: Parámetros de entrada comunes para todos los clientes

*Se considera un área de 30 metros cuadrados en el techo de cada cliente para realizar los análisis respectivos, esto implica una capacidad máxima de 5 [kWp]. Este número se escogió arbitrariamente, con el fin de cubrir los tamaños de sistemas mejor adaptados para los casos residenciales sin excederse en cuanto a la superficie a utilizar, sin embargo la herramienta da la flexibilidad de modificar este parámetro.

Esta sección se divide en cada uno de los clientes estudiados, se entregan los resultados y se analizan posteriormente; finalmente se entregan consideraciones generales al análisis de todos los casos de estudio.

4.2 Caso 1

Se representa a un cliente comercial en la comuna de Santiago con un consumo anual de 5.028 [kWh], cuyo alimentador en alta y baja tensión es subterráneo por lo que pertenece a un área tipo 1S Caso 3.

Cliente 1	Consumo Total Anual [kWh]	Consumo Promedio mensual [kWh]	Tarifa	Tipo de Área	Comuna	Categoría
	5.028	419,00	BT1	1S C3	Santiago	Comercial

Tabla 4.3: Datos, Cliente 1

4.2.1 Resultados y Análisis, Cliente 1

Los resultados para la optimización en los distintos escenarios se presentan en la siguiente tabla:

Resultados					
		Curvas Cliente	Cambio perfil de consumo diario	Cambio perfil de consumo anual	Cambio perfil de consumo diario y anual
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,00	2,00	2,00	2,00
Inversión inicial	[CLP]	3.783.109	3.783.109	3.783.109	3.783.109
Área requerida por paneles	[m ²]	12	12	12	12
TIR Proyecto a 20 años	[%]	7,68	6,88	7,67	6,80
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	11 años	12 años	11 años	12 años
Generación de Energía	[kWh]	3.155	3.155	3.155	3.155
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	82,55	66,10	84,18	66,90
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	606.914	606.914	604.127	604.127
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	253.687	275.548	251.526	274.496
Remanentes no descontados	[CLP]	0	0	0	0
Ahorro Total	[CLP]	353.227	331.366	352.601	329.631

Tabla 4.4: Tabla comparativa, Cliente 1

Para este primer caso se tiene el mismo tamaño de planta en cada uno de los escenarios considerados, por lo que la herramienta no entrega un valor agregado en cuanto al dimensionamiento. Sin embargo, se puede concluir que el perfil de consumo diario de este cliente es más apropiado para la implementación de un sistema fotovoltaico frente al perfil

de referencia utilizado; por otro lado, la diferencia entre el perfil anual del cliente y el perfil anual de referencia tienen una diferencia mínima en cuanto a resultados.

Frente a la opción de un cambio de tarifa, la herramienta entregó que el mejor escenario es con BT1, por lo que no se realiza otro análisis.

Finalmente el flujo de energía del cliente, con un sistema optimizado en base a sus perfiles de consumo viene representado por el siguiente gráfico.

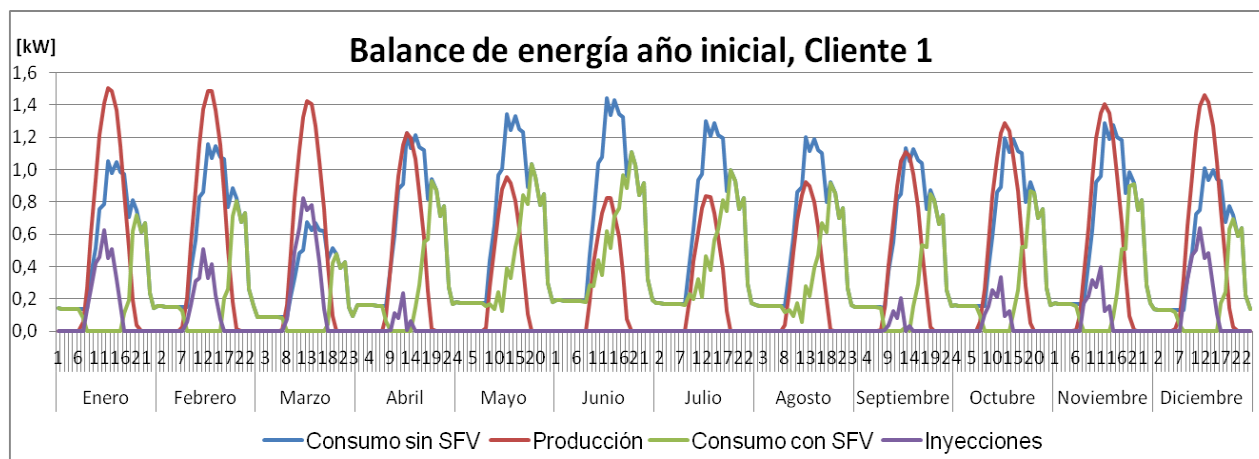


Figura 4.1: Balance de energía año inicial, Cliente 1

De la curva verde se aprecia que gran parte del consumo es alimentado por el sistema fotovoltaico, pues este se produce mayoritariamente en las horas de sol. Por otro lado en las horas de noche se aprecia un consumo mínimo y plano. Existen inyecciones de energía en la mayoría de los meses, sin embargo estas no son suficientes para tener remanentes no descontados al final del año para un posible pago al cliente.

4.3 Caso 2

Se representa a un cliente residencial en la comuna de La Florida con un consumo anual de 8.709 [kWh], cuyo alimentador en alta y baja tensión es aéreo por lo que pertenece a un área tipo 1A (a).

Cliente 2	Consumo Total Anual [kWh]	Consumo Promedio mensual [kWh]	Tarifa	Tipo de Área	Comuna	Categoría
	8.709	725,75	BT1	1A (a)	La Florida	Residencial

Tabla 4.5: Datos, Cliente 2

En este caso se tiene un consumo total aproximadamente un 75% mayor que el caso anterior, por lo que se presume que debería haber diferencias en los análisis.

4.3.1 Resultados y Análisis, Cliente 2

Los resultados para la optimización en los distintos escenarios considerados se presentan en la tabla 4.6:

Resultados					
		Curvas Cliente	Cambio perfil de consumo diario	Cambio perfil de consumo anual	Cambio perfil de consumo diario y anual
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,00	2,25	3,00	3,00
Inversión inicial	[CLP]	3.783.109	4.205.969	5.407.847	5.407.847
Área requerida por paneles	[m ²]	12	14	18	18
TIR Proyecto a 20 años	[%]	7,08	7,16	6,64	6,73
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	12 años	12 años	13 años	13 años
Generación de Energía	[kWh]	3.155	3.549	4.732	4.732
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	90,34	88,47	69,27	73,66
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	980.742	980.742	981.698	981.698
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	642.034	602.141	514.055	510.458
Remanentes no descontados	[CLP]	0	0	0	0
Ahorro Total	[CLP]	338.709	378.601	467.643	471.240

Tabla 4.6: Tabla comparativa, Cliente 2

En este segundo caso se aprecia que existen diferencias en cuanto al tamaño óptimo para los distintos escenarios, por lo que esta vez si se tiene un valor agregado por la herramienta. Al comparar cambiando el perfil diario por el de referencia se tiene un aumento de la TIR, un tamaño óptimo un poco mayor y en efecto mayores ahorros; en cuanto al cambio del perfil mensual, se tiene un tamaño 1 [kWp] mayor que el caso base, con lo que se consiguen aún mayores ahorros, sin embargo, la TIR en este escenario es considerablemente menor y el retorno de la inversión se incrementa en un año.

A pesar de que el mejor escenario es con cambio del perfil de consumo diario, al tener un sistema de mayor tamaño la inversión es mayor, lo que podría no ser atractivo para todo tipo de clientes, a pesar de que la TIR es levemente mayor.

Finalmente se tiene que el resultado obtenido para el cliente con su perfil de consumo puede ser ideal si busca una alta rentabilidad al menor costo de inversión posible, y se concluye que la herramienta otorga información importante para la toma de decisión, puesto que si se utilizaran valores promedios la rentabilidad sería menor, el periodo de recuperación del capital aumentaría, al igual que el valor de inversión.

4.3.2 Opción cambio de tarifa, Cliente 2

La herramienta entregó que el mejor escenario es aplicando la tarifa Flexible, por lo que se vuelve a iterar para determinar los nuevos resultados en cuanto al tamaño óptimo del sistema. En la tabla 4.7 se muestra la comparación del resultado obtenido antes y después del cambio tarifario.

Resultados			
		Curvas Cliente - Tarifa BT1	Curvas Cliente - Tarifa Flex
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,00	2,00
Inversión inicial	[CLP]	3.783.109	3.833.109
Área requerida por paneles	[m ²]	12	12
TIR Proyecto a 20 años	[%]	7,08	9,22
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	12 años	9 años
Generación de Energía	[kWh]	3.155	3.155
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	90,34	90,34
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	980.742	980.742
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	642.034	582.997
Remanentes no descontados	[CLP]	0	0
Ahorro Total	[CLP]	338.709	397.745

Tabla 4.7: Comparación con cambio de tarifa, Cliente 2

Como se puede ver, en ambos escenarios el tamaño óptimo del sistema es de 2 [kWp], sin embargo, el cambio de tarifa trae consigo un ahorro sustancialmente mayor, lo que se traduce a su vez en una mayor TIR y un menor PRC (menor en 3 años frente al escenario con tarifa BT1).

Finalmente el flujo de energía del cliente, con un sistema optimizado en base a sus perfiles de consumo con la tarifa más conveniente, viene representado por el siguiente gráfico.

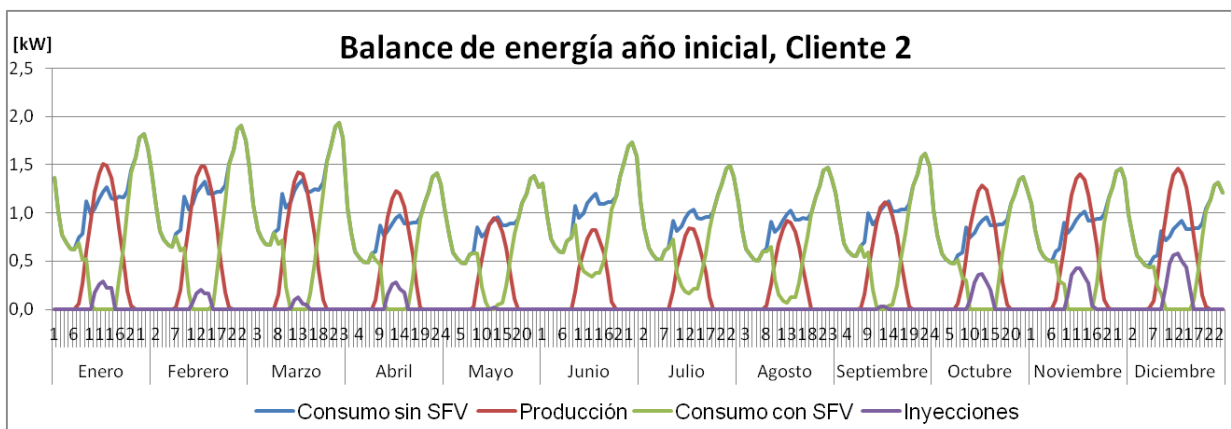


Figura 4.2: Balance de energía año inicial, Cliente 2

El perfil de consumo del cliente es mayor en horas de la noche (entre las 18:00 y las 01:00), lo que explica que tenga menor rentabilidad que el mismo consumo con la curva de referencia donde el recurso solar es aprovechado en mayor porcentaje; también explica en parte que la tarifa Flex sea más conveniente, pues el sistema fotovoltaico alimenta la mayor parte del consumo en horas donde la energía es más cara, mientras que el mayor consumo se produce en horas donde la energía es más barata. Por otro lado el perfil anual muestra un mayor consumo en meses de verano, lo que aumenta significativamente la TIR respecto de la curva de referencia, por tener un mayor porcentaje de autoconsumo; a su vez, esto produce un menor cobro por concepto de energía adicional de invierno.

4.4 Caso 3

Se representa a un cliente residencial en la comuna de Macul con un consumo anual de 11.308 [kWh], cuyo alimentador en alta y baja tensión es aéreo por lo que pertenece a un área tipo 1A (a).

Cliente 3	Consumo Total Anual [kWh]	Consumo Promedio mensual [kWh]	Tarifa	Tipo de Área	Comuna	Categoría
	11.308	942,33	BT1	1A (a)	Macul	Residencial

Tabla 4.8: Datos, Cliente 3

El consumo de energía de este cliente es casi un 30% mayor al del cliente 2, además es el más alto de este estudio

4.4.1 Resultados y Análisis, Cliente 3

Los resultados para la optimización en los distintos escenarios se presentan en la siguiente tabla:

Resultados					
		Curvas Cliente	Cambio perfil de consumo diario	Cambio perfil de consumo anual	Cambio perfil de consumo diario y anual
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,25	3,00	3,25	5,00
Inversión inicial	[CLP]	4.205.969	5.407.847	5.802.513	8.414.345
Área requerida por paneles	[m ²]	14	18	20	30
TIR Proyecto a 20 años	[%]	7,33	7,79	6,78	7,20
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	12 años	11 años	13 años	12 años
Generación de Energía	[kWh]	3.549	4.732	5.126	7.887
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	90,23	89,53	70,26	61,91
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	1.270.725	1.270.725	1.271.966	1.271.966
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	887.037	760.312	764.663	512.751
Remanentes no descontados	[CLP]	0	0	0	0
Ahorro Total	[CLP]	383.688	510.413	507.302	759.215

Tabla 4.9: Tabla comparativa, Cliente 3

En este tercer caso se tiene una diferenciación sobre el tamaño óptimo de los sistemas aún más pronunciado en comparación con el cliente 2, lo que respalda el valor agregado de este trabajo. Con respecto a las curvas de este cliente, se aprecia que son menos convenientes para la instalación de un sistema fotovoltaico con tarifa BT1 frente al perfil con cambio de consumo diario, pero la inversión es menor, lo que puede ser un criterio importante al momento de adquirir un proyecto de este tipo. Con respecto al cambio de perfil anual, se tienen peores índices de TIR y además un sistema más grande y más caro. Haciendo la comparación con un cambio de perfil tanto anual como diario, se tiene un valor de TIR levemente inferior, y un tamaño de planta mucho más grande.

Nuevamente se destaca el valor entregado por la herramienta al momento de optimizar en función del perfil de consumo del cliente.

4.4.2 Opción cambio de tarifa, Cliente 3

Al igual que en el caso anterior, frente a la opción de un cambio tarifario, la herramienta entregó que el mejor escenario es con tarifa Flex, por lo que se vuelve a iterar en cuanto al tamaño óptimo del sistema. A continuación se muestran y comparan los resultados obtenidos.

Resultados			
		Curvas Cliente – Tarifa BT1	Curva Cliente – Tarifa Flex
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,25	2,00
Inversión inicial	[CLP]	4.205.969	3.833.109
Área requerida por paneles	[m^2]	14	12
TIR Proyecto a 20 años	[%]	7,33	10,33
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	12 años	9 años
Generación de Energía	[kWh]	3.549	3.155
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	90,23	94,48
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	1.270.725	1.270.725
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	887.037	842.227
Remanentes no descontados	[CLP]	0	0
Ahorro Total	[CLP]	383.688	428.498

Tabla 4.10: Comparación con cambio de tarifa, Cliente 3

De la tabla 4.10 se desprende que al hacer el cambio de tarifa, el dimensionamiento entrega mejores índices en todo aspecto: El tamaño de sistema es menor, lo que implica menor inversión, menor área utilizada por el sistema y mayor autoconsumo de energía; los ahorros son considerablemente mayores, lo que implica una mayor TIR y un PRC menor por 3 años.

Finalmente el flujo de energía del cliente, con un sistema optimizado en base a sus perfiles de consumo y considerando el cambio de tarifa, viene representado por el siguiente gráfico.

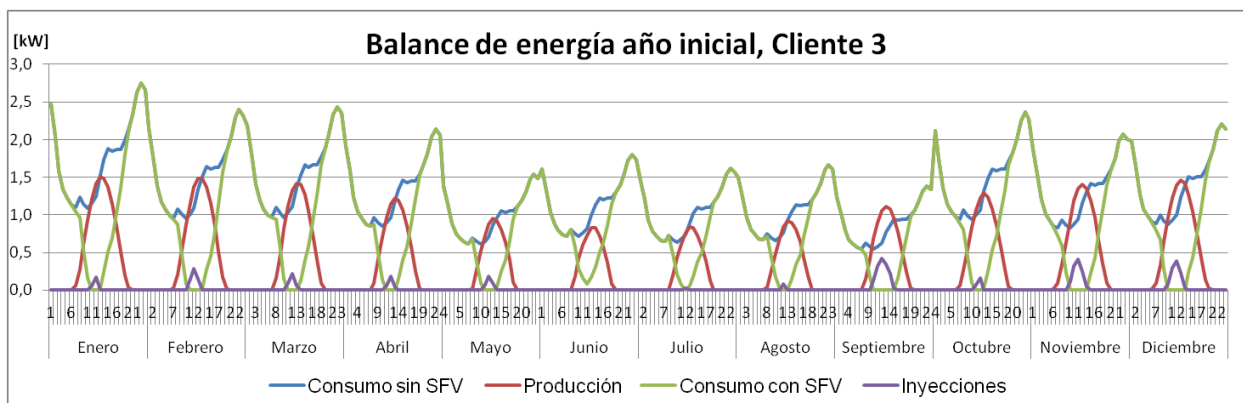


Figura 4.3: Balance de energía año inicial, Cliente 3

El comportamiento anual de este cliente que es mayor en los meses de verano permite tener una generación al tope del consumo en casi todos los meses, lo que significa que el recurso

solar es utilizado de manera eficiente, se obtiene un autoconsumo del 94%. A su vez, este mismo comportamiento es lo que hace que sea mucho más conveniente comparado con el perfil anual de referencia, lo que se refleja en la tabla 4.9. Por otro lado, el comportamiento diario del cliente es similar al caso anterior, siendo máximo a altas horas de la noche (entre 10:00 y 2:00) lo que explica la conveniencia de utilizar tarifa Flex. Por último, se aprecia que existen inyecciones en la mayoría de los meses, sin embargo estas son mínimas, representando aproximadamente un 6% del total de la energía generada.

4.5 Caso 4

Se representa un cliente industrial en la comuna de Quinta Normal, con un consumo anual de 5.016 [kWh], con alimentador de alta y baja tensión aéreo, perteneciente al tipo de área 1A (a)

Cliente 4	Consumo Total Anual [kWh]	Consumo Promedio mensual [kWh]	Tarifa	Tipo de Área	Comuna	Categoría
	5.016	418,00	BT1	1A (a)	Quinta Normal	Industrial

Tabla 4.11: Datos, Cliente 4

En este caso, el consumo de energía es de un 99,7 [%] con respecto al cliente 1, sin embargo los perfiles de consumo presentan grandes diferencias.

4.5.1 Resultados y Análisis, Cliente 4

Los resultados para la optimización en los distintos escenarios se presentan en la siguiente tabla:

Resultados					
		Curvas Cliente	Cambio perfil de consumo diario	Cambio perfil de consumo anual	Cambio perfil de consumo diario y anual
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,50	2,00	2,50	2,00
Inversión inicial	[CLP]	4.617.712	3.783.109	4.617.712	3.783.109
Área requerida por paneles	[m ²]	15	12	15	12
TIR Proyecto a 20 años	[%]	7,61	6,33	7,54	6,20
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	11 años	13 años	11 años	13 años
Generación de Energía	[kWh]	3.943	3.155	3.943	3.155
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	91,92	66,66	91,78	66,78
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	572.468	572.468	569.241	569.241
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	142.886	254.012	143.505	253.881
Remanentes no descontados	[CLP]	2.419	0	2.782	0
Ahorro Total	[CLP]	432.000	318.456	428.518	315.360

Tabla 4.12: Tabla comparativa, Cliente 4

Dado los resultados de dimensionamiento, es fácil ver que al analizar la tabla 4.12, con un cambio de perfil de consumo diario se obtienen peores resultados frente a las curvas del

cliente, teniéndose una TIR considerablemente menor. El cambio de perfil anual no entrega una mayor diferencia, se reduce la TIR y los ahorros en un pequeño porcentaje. Los remanentes no descontados de energía se explican por la energía inyectada en el mes de diciembre, y que no fue utilizada en otras horas por parte del cliente.

Frente a la opción de un cambio de tarifa, la herramienta entregó que el mejor escenario es con tarifa BT1, por lo tanto no se evalúa otro escenario.

Cabe mencionar que el dimensionamiento óptimo para este cliente entregó un sistema de 2,5 [kWp] frente a los 2 [kWp] obtenidos para el cliente 1, cuyo consumo medio mensual es similar.

En la figura 4.4 se presentan los flujos de energía del cliente 4 para el primer año del estudio.

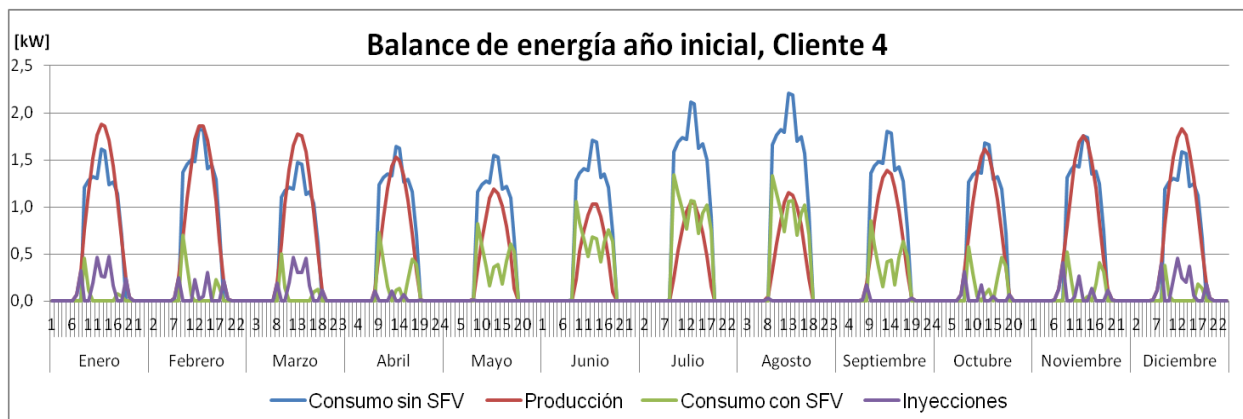


Figura 4.4: Balance de energía año inicial, Cliente 4

De la figura anterior se tiene que el cliente utiliza la energía casi exactamente en las horas de sol, lo que permite la utilización de la mayor parte de la energía generada. En cuanto al perfil anual, el consumo de este cliente es parejo, teniendo alzas en los meses de julio y agosto, lo que puede generar un cobro extra por concepto energía adicional de invierno.

En cuanto a una oferta comercial para este cliente, hay que reconsiderar la evaluación, producto del comportamiento energético del cliente, el cual utiliza la energía sólo 4 días a la semana, efecto que no está incluido en este análisis.

4.6 Caso 5

Representa un cliente residencial en la comuna de La Florida, con un consumo anual de 2.128 [kWh], con alimentador de alta y baja tensión aéreo, perteneciente al tipo de área 1A (a).

Ciente 5	Consumo Total Anual [kWh]	Consumo Promedio mensual [kWh]	Tarifa	Tipo de Área	Comuna	Categoría
	2.128	177,33	BT1	1A (a)	La Florida	Residencial

Tabla 4.13: Datos, Cliente 5

El consumo de energía en este caso representa un 42,3[%] de la energía total anual del cliente 1, es el consumo más bajo considerado en este trabajo.

4.6.1 Resultados y Análisis, Cliente 5

Los resultados para la optimización en los distintos escenarios para este último caso de estudio se presentan en la siguiente tabla:

Resultados					
		Curvas Cliente	Cambio perfil de consumo diario	Cambio perfil de consumo anual	Cambio perfil de consumo diario y anual
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,00	2,00	2,00	2,00
Inversión inicial	[CLP]	3.783.109	3.783.109	3.783.109	3.783.109
Área requerida por paneles	[m ²]	12	12	12	12
TIR Proyecto a 20 años	[%]	4,13	4,34	4,14	4,36
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	15 años	15 años	15 años	15 años
Generación de Energía	[kWh]	3.155	3.155	3.155	3.155
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	28,56	32,97	28,87	33,35
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	246.454	246.454	246.454	246.454
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	10.852	10.645	10.837	10.627
Remanentes no descontados	[CLP]	30.607	34.583	30.885	34.920
Ahorro Total	[CLP]	266.209	270.393	266.501	270.746

Tabla 4.14: Tabla comparativa, Cliente 5

Para este último caso se tiene el mismo tamaño de planta en cada uno de los escenarios considerados, por lo que la herramienta no entrega un valor agregado en cuanto al dimensionamiento. Se tiene que el perfil de consumo del cliente es menos rentable en comparación con los perfiles de referencia, lo que se ve con la TIR en los distintos escenarios. Además se tiene un PRC de 15 años, lo que es un tiempo considerablemente largo, en comparación con los otros proyectos evaluados, lo que implica que a muy bajo consumo, la opción de invertir en un sistema fotovoltaico se hace menos atractiva. En cuanto a los remanentes no descontados de energía, al finalizar el año la distribuidora pagaría un aproximado de 30.000 [CLP] al cliente, lo que no se daba con el resto de los clientes, donde los remanentes eran cero o muy bajos.

Se puede concluir que si el cliente migra a un comportamiento energético más acorde a la “*curva tipo BT1 Homer*” podría conseguir mayor rentabilidad al considerar un proyecto de este tipo.

4.6.2 Opción cambio de tarifa, Cliente 5

En cuanto a la opción de un cambio tarifario, la herramienta entregó que el mejor escenario es con tarifa Flex, por lo que se vuelve a iterar. En la tabla 4.15 se muestran y comparan los resultados obtenidos.

Resultados			
		Curvas Cliente - Tarifa BT1	Curva Cliente - Tarifa Flex
Tamaño del Sistema Fotovoltaico	[kWp]	2,00	1,50
Inversión inicial	[CLP]	3.783.109	3.075.754
Área requerida por paneles	[m^2]	12	9
TIR Proyecto a 20 años	[%]	4,13	4,68
Periodo de recuperación del capital (PRC)	[años]	15 años	14 años
Generación de Energía	[kWh]	3.155	2.366
Porcentaje de Autoconsumo	[%]	28,56	36,52
cuenta luz sin Sistema FV	[CLP]	246.454	246.454
cuenta luz con Sistema FV	[CLP]	10.852	30.121
Remanentes no descontados	[CLP]	30.607	8.446
Ahorro Total	[CLP]	266.209	224.778

Tabla 4.15: Comparación con cambio de tarifa, Cliente 5

De la tabla anterior, se desprende que al hacer el cambio de tarifa, la herramienta entrega un resultado distinto en cuanto al dimensionamiento: El tamaño de sistema es menor, lo que implica menor inversión, menor área utilizada por el sistema y mayor autoconsumo de energía; los ahorros son menores, sin embargo, la TIR aumenta, lo que implica que el cambio de tarifa es conveniente, por último el PRC se disminuye en un año.

Finalmente el flujo de energía del cliente, con un sistema optimizado en base a sus perfiles de consumo y considerando el cambio de tarifa, viene representado por el siguiente gráfico.

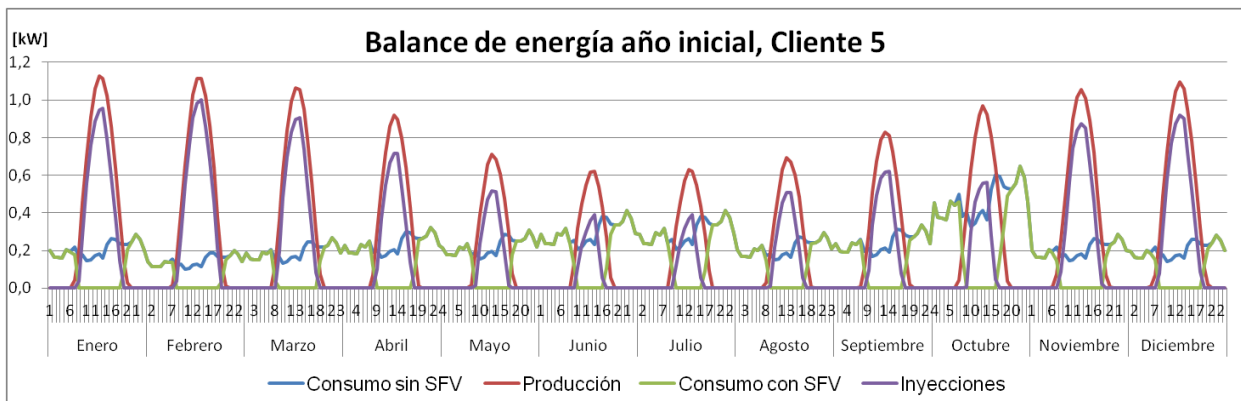


Figura 4.5: Balance de energía año inicial, Cliente 5

Es fácil ver que la generación supera con creces al consumo en la mayor parte de las horas de sol, lo que genera altas inyecciones de energía. En cuanto a la curva horaria, se aprecia que fuera de las horas de generación existe un consumo significativo, lo que explica que este perfil sea menos rentable que la curva de referencia, en donde el consumo es levemente menor en dichos momentos. Por otro lado el perfil anual es similar al de referencia, con excepción en el mes de octubre, la diferencia es casi imperceptible a efectos de la evaluación económica. A diferencia de las curvas anteriores, en este caso las inyecciones de energía son elevadas, por tal razón existen remanentes que no logran ser descontados de la factura mensual, y que al finalizar el año deben ser pagadas al cliente por parte de la distribuidora.

4.7 Observaciones Generales

En los 4 primeros casos es fácil ver que el tamaño óptimo del sistema implica una generación ajustada al consumo, esto quiere decir que los niveles de potencia promedio máximos a la salida del sistema fotovoltaico en las horas de generación, son relativamente similares a los del consumo a lo largo de todo el año. Sin embargo, en el último caso se tiene un sistema cuya generación está muy por encima del consumo, esto se explica por la diferencia de precios que tienen los sistemas fotovoltaicos a los más bajos niveles de potencia peak, lo cual los hace rentable, y que no sean opción al momento de escoger el tamaño óptimo. Particularmente, en escenarios de bajo consumo, no se cumple el criterio de un sistema adaptado al consumo, sino más bien el sistema óptimo está fuertemente relacionado con los costos de inversión inicial y los beneficios económicos que estos generan.

El tamaño de 2 [kWp] fue el más repetido en los distintos casos, a pesar de que los clientes cuentan con diferencias en la cantidad de energía utilizada de la red y en los perfiles de consumo. Pasar de un sistema de 1,75 [kWp] a uno de 2 [kWp] tiene una diferencia de 0,07 [USD]; por otro lado, pasar de 2 [kWp] a 2,25 [kWp] tiene una diferencia solo de 0,02 [USD]; esta baja diferencia se mantiene con los siguientes sistemas de la lista. Luego, se tiene que el sistema de 2 [kWp] marca un punto de inflexión, lo que explica que sea el sistema más repetido en los análisis.

Se aprecia que a mayor consumo energético, la rentabilidad estimada es mayor, lo que se explica debido a que el recurso solar es aprovechado en mayor porcentaje para el autoconsumo. En el caso del cliente 3, al tener un comportamiento anual con un mayor consumo en verano, se logra un mayor porcentaje de autoconsumo (94,5 [%] de autoconsumo para el escenario óptimo) en comparación con los otros clientes. A mayor autoconsumo la rentabilidad es mayor, producto de la diferencia en los precios de energía consumida y la inyectada.

Otra consideración a destacar es que un cambio en la tarifa de suministro trae consigo beneficios económicos importantes tras la implementación de un sistema fotovoltaico para ciertos perfiles de consumo, lo que se refleja en los análisis de los clientes 2, 3 y 5 en donde se obtienen mejoras en la Tasa Interna de Retorno y además, en general se necesita un sistema fotovoltaico de menor tamaño, lo que se traduce en una disminución de los requerimientos del proyecto, por considerar una menor área para la instalación de paneles y una menor inversión inicial.

Finalmente, las tarifas binómicas (BT2, BT3 y BT4), en las que se paga la energía y la potencia de manera independiente, tienen los menores índices de TIR, esto porque la energía autoconsumida tiene un menor valor que las tarifas BT1 y Flex, esto implica a su vez menores ahorros y una menor Tasa Interna de Retorno. En cuanto a la potencia, como en la mayoría de los casos se produce en horas de noche, el sistema fotovoltaico no consigue bajar los límites cobrados por este concepto.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajo Futuro

5.1 Conclusiones

Dado que con distintos perfiles de consumos los resultados no son iguales, en particular en cuanto al tamaño óptimo de los sistemas fotovoltaicos, se confirma que un dimensionamiento en base a perfiles particulares para cada consumo entrega un valor agregado y diferente a los entregados por un análisis con valores promedios, por lo tanto, se cumple con el objetivo general.

Se propuso un algoritmo efectivo para la evaluación económica de sistemas fotovoltaicos para diversos escenarios. Además se construyó una herramienta computacional la cual entrega los índices económicos TIR y PRC (entre otros resultados) que son esenciales para la toma de decisión de este tipo de proyectos. En esta línea se implementó una herramienta que entrega el tamaño óptimo (en unidades de potencia) de un sistema fotovoltaico para cada cliente en función de sus curvas de consumo y otros parámetros de entrada.

Se dispuso de información relevante para la construcción de la herramienta de cálculo. Para obtener los mejores resultados se logró dar con información precisa para cada algoritmo propuesto

El dimensionamiento óptimo de sistemas fotovoltaicos tiene un mayor impacto cuando el consumo energético de los clientes es elevado. A bajos consumos, la solución está fuertemente influenciada por los costos de inversión, esto se traduce que a bajos niveles de uso de energía, la herramienta suele entregar resultados similares en cuanto al dimensionamiento, independiente de los perfiles de consumo utilizados.

Existe una fuerte tendencia a dimensionar en torno a los 2 [kWp], sobre todo en curvas con bajo consumo energético (menor a 300 [kWh/mes] en promedio), esto se explica por ser un punto de inflexión en la curva de costos de inversión, además de la poca rentabilidad que generan los sistemas de menor potencia, sobre todo bajo los 1,5 [kWp], resultado obtenido para el último caso de estudio considerando tarifa flexible, debido a su perfil de consumo.

Para tarifas monómicas, manteniendo el mismo perfil de consumo, al haber un mayor consumo de energía en promedio (o mayor porcentaje de autoconsumo), se tiene una tendencia al alza sobre la rentabilidad del sistema óptimo. Esto se debe a que la energía que antes se inyectaba al sistema y que era pagada a un precio menor, ahora es consumida y se evita pagar al distribuidor por dicha energía a un costo mayor.

Para una misma cantidad de energía consumida, un perfil con un mayor porcentaje de autoconsumo siempre tendrá una mayor rentabilidad que un perfil con un autoconsumo menor considerando la misma tarifa. Un consumo de energía más elevado en verano implica una mayor rentabilidad al proyecto que si se compara a tener mayor consumo en otras épocas del año, esto porque generalmente aumenta el porcentaje de autoconsumo.

Los proyectos evaluados por lo general no tienen remanentes no descontados de energía, producto del ajuste entre la generación y el consumo de las curvas. Sin embargo, a muy bajo consumo (bajo los 200 [kWh] medio mensual) dado que los sistemas de menor tamaño no son rentables, se logran obtener remanentes considerables, los que son pagados al cliente al final del periodo establecido con la distribuidora, esto se aprecia con el caso del cliente 5.

Se presenta el cambio de tarifa de suministro como una alternativa para mejorar la rentabilidad de los proyectos, esta opción de cambio de tarifa depende del perfil de consumo del cliente, puesto que no en todos los casos es conveniente. En los casos analizados, el cambio de tarifa trae consigo un dimensionamiento diferente que el caso sin cambio de tarifa, en particular se consigue un sistema de menor potencia, lo que a su vez se traduce en una menor inversión y una menor área requerida por los paneles.

Las tarifas binómicas (BT2, BT3 y BT4) tienen una menor rentabilidad que las tarifas monómicas (BT1 y Flex), esto porque la energía autoconsumida tiene un menor valor para los primeros casos. Para las tarifas BT1 y Flex, el valor de la energía tiene incorporado un porcentaje del costo por potencia, de esta forma, al haber autoconsumo por un sistema fotovoltaico, la cantidad de ahorro es mayor.

Para clientes residenciales, por lo general el consumo máximo se tiene en horas cuando no hay generación fotovoltaica (consumo máximo de noche), lo que implica que no hay impacto en el cobro por potencia en las tarifas binómicas. Sin embargo, en los casos donde la potencia de generación coincide con el consumo máximo, el cobro por potencia se ve reducido, lo que traería un beneficio mayor para los clientes con estas tarifas.

Finalmente, el dimensionamiento óptimo se consigue a partir de la cohesión de un conjunto de variables tales como los perfiles de consumo; la cantidad de energía utilizada; los costos de inversión; los índices de radiación del lugar en cuestión; el sistema de tarificación aplicado y las características técnicas de los dispositivos considerados. Por lo tanto, para tener mejores resultados se hace indispensable contar con información precisa y detallada de cada uno de los parámetros mencionados.

5.2 Trabajo Futuro

Mejorar cálculo de estimación porcentual de energía autoconsumida e inyectada por la implementación de un sistema fotovoltaico. Esto mediante un cálculo diario de estas variables y promediado a lo largo del año.

Incluir el concepto de días de no uso de la energía, producto de vacaciones o por ser un cliente que utiliza la energía un número establecido de días de la semana. O de meses en el año.

Incorporar y evaluar sistemas fotovoltaicos añadiendo: estructuras con seguimiento del sol; tener la opción de ajustar el ángulo de los paneles para distintas épocas del año e incorporación de sistemas de acumulación de energía.

Desglosar e incluir un mayor detalle y control sobre la eficiencia global del sistema (PR).

Bibliografía

- [1] Valgesta Energía, «Diseño de un mecanismo de incentivo para fomentar el desarrollo de proyectos de generación de electricidad a nivel distribución,» Santiago, 2013.
- [2] S. Leyton, «Central Energía,» Central Energía, 13 Julio 2010. [En línea]. Available: <http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>. [Último acceso: 21 Diciembre 2016].
- [3] C. Celedón y I. Cortez, «Proyecto de Investigación,» [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno13/netmet/NET%20METERING.htm>. [Último acceso: 21 Diciembre 2016].
- [4] Ministerio del Interior y Seguridad Pública, «LEYES, REGLAMENTOS Y DECRETOS DE ORDEN GENERAL,» *DIARIO OFICIAL DE LA REPUBLICA DE CHILE*, pp. 14 -20, 6 Septiembre 2014.
- [5] M. Abella, «Sistemas fotovoltaicos,» Centro de Investigaciones Energéticas, medioambientales y tecnológicas, Madrid.
- [6] A. Shukla, «Modeling and Simulation of Solar PV Module on MATLAB/Simulink,» IJRSET, Bhopal, India, 2015.
- [7] C. S. O, «Energías Renovables en Chile,» Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINERGIA / GIZ), Santiago, Chile, 2014.
- [8] A. Quezada, «Diseño e implementación de inversor fotovoltaico de bajo costo,» Santiago, 2012.
- [9] Consejo Nacional de Energía, «Instalación de sistemas solares sobre techos,» 2013.
- [10] SMA Solar Technology AG, «Coeficiente de rendimiento - Factor de calidad de la instalación fotovoltaica,» 2010.
- [11] L. Vilariño, J. Vilariño, C. N. G. Arenas y H. Menéndez, «Rendimiento global de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica,» vol. XII, 2014.
- [12] Andes Solar, IASOL, «Anteproyecto instalación fotovoltaica "Cubierta casino enjoy rinconada",» Los Andes, 2016.
- [13] EcuRed, «Radiación Solar,» [En línea]. Available: https://www.ecured.cu/Radiaci%C3%B3n_solar. [Último acceso: 22 diciembre 2016].
- [14] O. Perpiñán, «Energía Solar Fotovoltaica: Radiación Solar».

- [15] Comisión Nacional de Energía, «Tarificación, CNE,» [En línea]. Available: <http://www.cne.cl/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>. [Último acceso: 21 Julio 2016].
- [16] E. Bianchi, «ELEMENTOS DE ECONOMÍA Y TARIFICACIÓN ELÉCTRICA,» 2014.
- [17] Comisión Nacional de Energía, «La Regulación del Segmento Distribución en Chile,» Santiago de Chile, 2006.
- [18] CHILECTRA, «Tarifas,» Enel spa, [En línea]. Available: <http://chilectra.cl/tarifas>. [Último acceso: 27 Julio 2017].
- [19] Enel Spa, «Límite de Invierno. Chilectra,» [En línea]. Available: <https://www.chilectra.cl/limite-invierno>. [Último acceso: 17 Octubre 2016].
- [20] Superintendencia de Electricidad y Combustible, «Instructivos,» 30 Septiembre 2016. [En línea]. Available: http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SECNORMATIVA/ELECTRICIDAD_NET_METERING/OC13189.PDF. [Último acceso: 03 Noviembre 2016].
- [21] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «Preguntas frecuentes sobre tarifas,» [En línea]. Available: http://www.sec.cl/sitioweb/electricidad_preguntas/tarifas. [Último acceso: 26 Julio 2016].
- [22] Comisión Nacional de Energía, «Fijación de precios de nudo de corto plazo de abril 2016,» 2016.
- [23] A. Molina y R. Rondanelli, «EXPLORADOR DEL RECURSO SOLAR EN CHILE,» Santiago, 2012.
- [24] N. Ruth, «Variabilidad solar y clima terrestre. Ciencia Beta,» 19 Enero 2013. [En línea]. Available: https://ciencia.nasa.gov/ciencias-especiales/08jan_sunclimate. [Último acceso: 18 Noviembre 2016].
- [25] Ministerio de Energía, «Explorador de Energía Solar para autoconsumo,» [En línea]. Available: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>. [Último acceso: 21 Noviembre 2016].
- [26] D. Muñoz y A. Yenes, «Sistema Híbrido para Isla de Pascua,» 09 Junio 2015. [En línea]. Available: <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/pasc/expansion.htm>. [Último acceso: 21 Noviembre 2016].
- [27] J. Cantos Serrano, «Configuración de instalaciones solares fotovoltaicas,» 2016.
- [28] IBERDROLA, «Histórico de Consultas,» [En línea]. Available: <http://ayuda.clientes.iberdrola.es/pregunta-frecuente/que-potencias-electricas-normalizadas-existen/>. [Último acceso: 30 Noviembre 2016].
- [29] A. Almonacid Barría, «Primer Reporte Costos de adjudicación Programa Techos Solares Públicos,» Santiago, 2015.

Anexo A: Reglamento de Ley Net Billing

LEY NÚM. 20.571

REGULA EL PAGO DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES

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

Proyecto de ley:

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

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

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

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

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

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

Un reglamento determinará los requisitos que deberán cumplirse para conectar el medio de generación a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a éstas. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse para los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones; el mecanismo para determinar los costos de las adecuaciones que deban realizarse a la red; y la capacidad instalada permitida por cada usuario final y por el conjunto de dichos usuarios en una misma red de distribución o en cierto sector de ésta.

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

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

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

Las inyecciones de energía valorizadas conforme al inciso precedente deberán ser descontadas de la facturación correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un remanente a favor del cliente, el mismo se imputará y descontará en la o las facturas subsiguientes. Los remanentes a que se refiere este artículo, deberán ser

reajustados de acuerdo al Índice de Precios del Consumidor, o el instrumento que lo reemplace, según las instrucciones que imparta la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

Para efectos de la aplicación de lo establecido en este artículo las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer un contrato con las menciones mínimas establecidas por el reglamento, entre las que se deberán considerar, al menos, el equipamiento de generación del usuario final y sus características técnicas esenciales, la capacidad instalada de generación, la opción tarifaria, la propiedad del equipo medidor, el mecanismo de pago de los remanentes no descontados a que se refiere el artículo siguiente y su periodicidad, y demás conceptos básicos que establezca el reglamento.

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

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

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

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

El certificado de inyecciones leídas constituirá título suficiente para acreditar inyecciones para el cumplimiento de la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis,

por los valores absolutos de las inyecciones indicadas en él. Para tales efectos, el cliente podrá convenir, directamente, a través de la distribuidora o por otro tercero, el traspaso de tales inyecciones a cualquier empresa eléctrica que efectúe retiros en ese u otro sistema eléctrico. El reglamento establecerá los procedimientos que deberán seguirse para el traspaso de los certificados y la imputación de inyecciones pertinente.

Artículo 149 quinquies.- Los pagos, compensaciones o ingresos percibidos por los clientes finales en ejercicio de los derechos que les confieren los artículos 149 bis y 149 ter, no constituirán renta para todos los efectos legales y, por su parte, las operaciones que tengan lugar conforme a lo señalado en tales disposiciones no se encontrarán afectas a Impuesto al Valor Agregado.

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

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

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

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

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

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

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

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

Anexo B: Tarifas de Suministro

TARIFAS DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE PRECIOS

De acuerdo a lo establecido en el artículo N° 191 de DFL N° 4 de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se detallan a continuación las tarifas que aplicará Chilectra S.A. a los suministrados sometidos a regulación de precios, a partir del 01 de Octubre de 2016. Las opciones tarifarias y condiciones de aplicación son las establecidas en el Decreto N° 111 de 2012, en el Decreto N° 57 de 2016 y en el Decreto N° 97 de 2016, todos del Ministerio de Energía.

VALORES NETOS Y CIMA	TARIFAS DE SUMINISTRO													
	AREA 1 A			AREA 1 A			AREA 1 A			AREA 1 A				
	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016	VIENENCIA 1-10-2016		
BT-1	Cargo Rio	(\$/cienm)	620.0000	737.80	861.2605	1.024.90	982.3277	1.168.97	982.3277	1.168.97	1.354.6134	1.523.89	1.576.1754	
	Energía Base	(\$/MWh)	91.9855	109.330	96.7973	115.177	107.2100	127.880	102.7791	122.3095	88.3453	105.012	94.8773	112.504
BT-2	Cargo Rio	(\$/cienm)	620.0000	737.80	861.2605	1.024.90	982.3277	1.168.97	982.3277	1.168.97	1.354.6134	1.523.89	1.576.1754	
	Energía	(\$/MWh)	63.4983	75.563	63.4983	75.563	64.1184	76.301	59.8791	71.255	59.8791	71.255	59.8791	71.255
BT-4	Cargo Rio	(\$/cienm)	620.0000	737.80	861.2605	1.024.90	982.3277	1.168.97	982.3277	1.168.97	1.354.6134	1.523.89	1.576.1754	
	Energía	(\$/MWh)	63.4983	75.563	63.4983	75.563	64.1184	76.301	59.8791	71.255	59.8791	71.255	59.8791	71.255
AT-2	Cargo Rio	(\$/cienm)	620.0000	737.80	861.2605	1.024.90	982.3277	1.168.97	982.3277	1.168.97	1.354.6134	1.523.89	1.576.1754	
	Energía	(\$/MWh)	60.2621	71.712	60.2621	71.712	60.8504	72.412	56.8288	67.624	56.8288	67.624	56.8288	67.624
AT-4	Cargo Rio	(\$/cienm)	620.0000	737.80	861.2605	1.024.90	982.3277	1.168.97	982.3277	1.168.97	1.354.6134	1.523.89	1.576.1754	
	Energía	(\$/MWh)	1.056.8739	1.257.88	1.056.8739	1.257.88	1.056.8739	1.257.88	1.056.8739	1.257.88	1.056.8739	1.257.88	1.056.8739	1.257.88
Todos los Tarifas	Cargo Unico por uso Normal	(\$/MWh)	1.24300	1.47917	1.24300	1.47917	1.24300	1.47917	1.24300	1.47917	1.24300	1.47917	1.24300	1.47917
	Energía inyectada en base	(\$/MWh)	63.4983	-	63.4983	-	64.1184	-	59.8791	-	59.8791	-	59.8791	-
Energía inyectada en media		(\$/MWh)	60.2621	-	60.2621	-	60.8504	-	56.8288	-	56.8288	-	56.8288	-
		(\$/MWh)	60.2621	-	60.2621	-	60.8504	-	56.8288	-	56.8288	-	56.8288	-

Las condiciones de aplicación de las Tarifas de Inyección son las establecidas en la Ley N° 20.571 de 2012, del Ministerio de Energía, que regula el pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales. De acuerdo a lo establecido en el artículo 149 quinquies, dichos valores no se encuentran afectos a IVA, con excepción para aquellos contribuyentes del impuesto de Primera Categoría obligados a declarar su renta eléctrica según contabilidad completa.

- LAS COMINAS PARA EL ÁREA 1A Y 1S SE DEFINEN SEGÚN DECRETO N° 117/2011 (E):
- (a) Comunas no indicadas en (b), (c) y (d).
 - (b) Colina.
 - (c) Til Til.
 - (d) Renca.

Anexo C: Código para Optimización

```
Sub OptimizarPanel()  
Dim contador As Integer  
Dim tir As Double  
Dim tir2 As Double  
Dim area As Double  
Dim area2 As Double  
Dim planta As Double  
Dim optimo As Integer  
optimo = 0  
tir2 = -1000  
area2 = Worksheets("Datos de entrada y resultados").Range("C12")  
Worksheets("Datos de entrada y resultados").Range("B126:AL126").Clear  
Worksheets("Datos de entrada y resultados").Range("B127:AL127").Clear  
  
For contador = 1 To 37 Step 1  
Worksheets("Datos de entrada y resultados").Range("E10") = contador  
tir = Worksheets("Datos de entrada y resultados").Range("J11").Value  
planta = Worksheets("Datos de entrada y resultados").Range("C10").Value  
area = Worksheets("Datos de entrada y resultados").Range("C139").Value  
  
If (tir > tir2) Then tir2 = tir Else tir2 = tir2  
  
If (tir2 = tir) Then optimo = contador Else optimo = optimo  
  
Worksheets("Datos de entrada y resultados").Cells(126, contador + 1) = planta  
Worksheets("Datos de entrada y resultados").Cells(127, contador + 1) = tir  
  
If (area >= area2) Then Exit For  
  
Next  
  
Worksheets("Datos de entrada y resultados").Range("E10") = optimo  
  
End Sub
```