



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ANÁLISIS DE INCENTIVOS A LA ENERGÍA SOLAR EN UNA  
CIUDAD UTILIZANDO MODELOS DE PROYECCIÓN DE  
ENERGÍA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERA CIVIL INDUSTRIAL

**FRANCISCA CAROLINA LUCÍA RODRÍGUEZ RUZ**

PROFESOR GUÍA:  
CARLOS BENAVIDES FARÍAS

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
MANUEL DÍAZ ROMERO  
RAÚL O'RYAN GALLARDO

SANTIAGO DE CHILE  
2017

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA  
CIVIL INDUSTRIAL  
POR: FRANCISCA RODRÍGUEZ RUZ  
FECHA: 10/03/2017  
PROF. GUÍA: CARLOS BENAVIDES F.

## **ANÁLISIS DE INCENTIVOS A LA ENERGÍA SOLAR EN UNA CIUDAD UTILIZANDO MODELOS DE PROYECCIÓN DE ENERGÍA**

Aumentar la participación de las energías renovables en la matriz energética es parte de la Política Energética de Chile 2015, en la cual se establece como lineamiento principal, que el 70% de la energía generada sea en base a fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC) para el año 2050.

Además, en la reciente XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático (COP21), realizada en Francia en diciembre del 2015, Chile se comprometió a disminuir su intensidad de gases de efecto invernadero (emisiones por unidad de PIB) en un 30% al 2030, siendo uno de los principales mecanismos para alcanzar esta meta, el uso de energías renovables por sobre otras fuentes más contaminantes.

El presente trabajo, tiene como objetivo evaluar la relación de costo-efectividad de diferentes instrumentos que incentivan el uso de la energía solar, en el contexto de una ciudad. Como caso de estudio, se abordará el sector residencial de la Región Metropolitana, aun cuando la herramienta está pensada para una ciudad genérica de Chile.

Se definieron 9 tipologías de viviendas, para diferentes grados de demanda de energía eléctrica, siendo factible, en la mayoría de los casos, la realización de un proyecto fotovoltaico de 3kW. Sin embargo, la mayor barrera de este proyecto, es la necesidad de costear la inversión inicial del proyecto. Al realizar el proyecto con préstamos, sólo 4 de las tipologías siguen siendo rentables.

Se evalúa la incorporación de diferentes incentivos, los cuales son un subsidio de un 25 y 50% de la inversión inicial, realizar préstamos con menores tasas a las del mercado para proyectos fotovoltaicos y. por último, aumentar el precio venta de energía por NetBilling.

Finalmente, con la aplicación de los incentivos, en todo el horizonte de evaluación, la reducción de emisiones indirectas de gases efecto invernadero sería de 6,28 [millones de tCO<sub>2</sub>eq] y se generarían 16,8 [MWh], participando de esta iniciativa un 18% de las viviendas de la Región Metropolitana, al año 2050.

# Tabla de contenido

1	Introducción.....	1
1.1	Descripción del proyecto y justificación.....	2
1.2	Objetivos .....	2
1.3	Alcances .....	3
2	Marco conceptual.....	3
2.1	Sector residencial en Chile y la Región Metropolitana .....	3
2.2	Línea Base .....	5
2.2.1	Caracterización MAPS Chile .....	5
2.2.2	Encuesta Casen .....	6
2.3	Reglamentación Térmica.....	7
2.4	Grados-Días de calefacción .....	7
2.5	Simulación de Montecarlo.....	8
2.6	Modelo de Bass .....	9
2.7	Análisis de Sensibilidad.....	9
2.8	Costos de Abatimiento.....	10
3	Metodología .....	11
3.1	Selección de incentivos.....	11
3.2	Adaptaciones al modelo de MAPS Chile .....	11
3.3	Definición de tipologías de vivienda .....	11
3.4	Parámetros para el cálculo de la rentabilidad.....	12
3.4.1	Proyección del precio de la electricidad .....	12
3.4.2	Proyección de costos de inversión para sistemas fotovoltaicos .....	14
3.4.3	Vida útil del sistema fotovoltaico y pérdida de eficiencia .....	15

3.4.4	Tasa de descuento .....	15
3.4.5	Costos de operación y mantenimiento .....	15
3.5	Proyección penetración sistemas fotovoltaicos.....	15
3.6	Modelamiento de la penetración de incentivos a la energía solar .....	17
3.6.1	Revisión de modelos similares utilizados en el extranjero .....	17
3.6.2	Adaptaciones realizadas al modelo MAPS Chile .....	19
3.6.3	Determinación de la demanda de energía eléctrica residencial .....	24
3.6.4	Determinación de la generación de energía mediante el sistema fotovoltaico 26	
3.6.5	Definición de tipologías de viviendas .....	31
3.6.6	Incorporación de incertidumbre en la proyección del precio de la electricidad.....	33
3.7	Modelación de instrumentos.....	34
3.7.1	Modelación subsidios .....	34
3.7.2	Modelación NetBilling .....	35
3.7.3	Modelación facilidades de préstamos.....	35
3.8	Evaluación económica .....	36
3.9	Evaluación de efectos en la reducción agregada de GEI.....	36
4	Incentivos a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC) .....	37
4.1	Regulación de las ERNC en Chile.....	37
4.1.1	Fomento a las ERNC.....	38
4.1.2	Programas .....	39
4.1.3	Otros:.....	39
4.2	Clasificación de los incentivos a la energía solar .....	40
4.2.1	Incentivos a la generación centralizada .....	41
4.2.2	Incentivos a la generación distribuida .....	43

4.3	Casos internacionales sobre incentivos a la energía solar .....	44
4.3.1	Incentivos a la generación centralizada .....	44
4.3.2	Incentivos a la generación distribuida .....	45
4.4	Selección de incentivos a evaluar en este trabajo .....	48
5	Cálculo de costos y efectos en la reducción agregada de GEI .....	49
5.1	Flujo de caja caso vivienda estándar .....	49
5.1.1	Evaluación año 2017 .....	49
5.1.2	Evaluación año 2020 .....	53
5.1.3	Evaluación año 2025.....	55
5.1.4	Evaluación año 2030 .....	58
5.2	Resultados aplicación de incentivos a la energía solar .....	60
5.2.1	Evaluación individual .....	60
5.2.2	Evaluación impacto sistémico .....	67
6	Análisis de resultados .....	73
6.1	Análisis de sensibilidad caso vivienda estándar .....	73
6.2	Costos de abatimiento .....	77
7	Conclusiones .....	78
8	Bibliografía.....	80
	Anexos .....	83
	Anexo A: Ficha de panel solar fotovoltaico polycristalino de 250 Watts. Precio: \$123.789 (IVA incluido). .....	83
	Anexo B: Flujo de caja detallado para sistema fotovoltaico instalado el 2017, sin incentivos, tipología estándar. ....	84
	Anexo C: Flujo de caja detallado para sistema fotovoltaico instalado el 2020, sin incentivos, tipología estándar. ....	87
	Anexo D: Flujo de caja detallado para sistema fotovoltaico instalado el 2025, sin incentivos, tipología estándar. ....	90

Anexo E: Flujo de caja detallado para sistema fotovoltaico instalado el 2030, sin incentivos, tipología estándar. ....	93
Anexo F: Indicadores de la aplicación de subsidios por vivienda - Año 2020.....	96
Anexo G: Indicadores para diferentes pagos por NetBilling por vivienda - Año 2020	97
Anexo H: Indicadores del proyecto para préstamos con diferentes tasas de crédito por vivienda - Año 2020 .....	98
Anexo I: Indicadores de la aplicación de subsidios por vivienda - Año 2025.....	99
Anexo J: Indicadores para diferentes pagos por NetBilling por vivienda - Año 2025	100
Anexo K: Indicadores del proyecto para préstamos con diferentes tasas de crédito por vivienda - Año 2025.....	101
Anexo L: Indicadores de la aplicación de subsidios por vivienda - Año 2030.....	102
Anexo M: Indicadores para diferentes pagos por NetBilling por vivienda - Año 2030 .....	103
Anexo N: Indicadores del proyecto para préstamos con diferentes tasas de crédito por vivienda - Año 2030 .....	104

## Índice de Tablas

Tabla 1 Grados días anuales correspondientes a las 7 Zonas Térmicas .....	8
Tabla 2 Tarifas Históricas del Suministro Eléctrico de la R.M. - BT-1 Área 1A (a). .....	12
Tabla 3 Detalle de costos de inversión de paneles FV .....	14
Tabla 4 Parámetros Modelo de Bass.....	16
Tabla 5 Proyección de la Población en la Región Metropolitana .....	21
Tabla 6 Proyección de la tasa de crecimiento del PIB .....	22
Tabla 7 Proyección de Viviendas en la Región Metropolitana .....	22
Tabla 8 Consumo final de energía del Sector Residencial en Chile - Año 2014.....	23
Tabla 9 Proyección de la distribución de Departamentos, Casa Urbana y Rural, de la Región Metropolitana .....	23
Tabla 10 Participación en el consumo anual de electricidad por subsectores del sector Residencial .....	24
Tabla 11 Área mínima necesaria para diferentes tamaños de sistemas FV en Santiago...	27
Tabla 12 Datos utilizados para la descripción de los paneles FV .....	28
Tabla 13 Clasificación de las Tipologías.....	32
Tabla 14 Resumen regulaciones en Chile sobre Energías Renovables.....	37
Tabla 15 Comparación entre Generación Centralizada y Generación Distribuida (GD). ..	40
Tabla 16 Matriz de clasificación de instrumentos de política.....	43
Tabla 17 Potencia instalada de programas CSI y NSHP de California .....	47
Tabla 18 Flujo de Caja Tipología estándar año 2017 por intervalo de tiempo .....	49
Tabla 19 Indicadores del proyecto tipología estándar año 2017 .....	51
Tabla 20 Flujo de Caja Tipología estándar año 2020 por intervalo de tiempo .....	53
Tabla 21 Indicadores del proyecto tipología estándar año 2020 .....	53
Tabla 22 Flujo de Caja Tipología estándar año 2025 por intervalo de tiempo .....	55

Tabla 23 Indicadores del proyecto tipología estándar año 2025 .....	56
Tabla 24 Flujo de Caja Tipología estándar año 2030 .....	58
Tabla 25 Indicadores tipología estándar año 2030 .....	58
Tabla 26 Penetración de sistemas fotovoltaicos en la R.M. considerada para el proyecto. .....	67
Tabla 27 Detalle de la reducción de emisiones indirectas producto de la aplicación del incentivo .....	69
Tabla 28 Costos de Abatimiento .....	77

## Índice de Figuras

Figura 1 Consumo final de energía en Chile. ....	4
Figura 2 Consumo final de energía en la Región Metropolitana.....	4
Figura 3 Tarifas históricas del Suministro Eléctrico de la R.M. - BT-1 Área 1A (a).....	13
Figura 4 Proyección de la tarifa de suministro eléctrico para clientes BT1 de la R.M. hasta el año 2050 .....	13
Figura 5 Proyección de los costos de inversión de los sistemas FV a nivel de distribución .....	14
Figura 6 Modelo de Bass para la Adopción de Sistemas Fotovoltaicos .....	16
Figura 7 Perfiles mensuales de demanda eléctrica por subsectores del sector Residencial .....	25
Figura 8 Perfiles de demanda agregados para una casa cualquiera de la RM .....	26
Figura 9 Comparación entre techos planos e inclinados.....	27
Figura 10 Perfiles diarios de generación FV para un sistema de 3 kW .....	29
Figura 11 Generación Fotovoltaica Anual para un sistema de 3 kW. ....	31
Figura 12 Proyección del consumo de electricidad según tipología de vivienda .....	32
Figura 13 Distribución de los precios de la Tarifa de Suministro Eléctrico antes del 2021 .....	33



Figura 14 Distribución precios de la Tarifa del Suministro Eléctrico posterior al 2021...	34
Figura 15 Resultados de los programas CSI y NSHP de California.....	48
Figura 16 VAN del proyecto iniciado en el 2017.....	51
Figura 17 Trayectoria de emisiones de GEI Tipología estándar año 2017 .....	52
Figura 18 VAN del proyecto iniciado el 2020 .....	54
Figura 19 Trayectoria de emisiones de GEI Tipología estándar año 2020 .....	55
Figura 20 VAN del proyecto iniciado el 2025.....	57
Figura 21 Trayectoria de emisiones de GEI Tipología estándar año 2025 .....	57
Figura 22 VAN del proyecto iniciado el 2030.....	59
Figura 23 Trayectoria GEI Tipología estándar año 2030.....	60
Figura 24 VAN a 20 años (tasa de dcto. 10%) del sistema FV para las diferentes tipologías - Subsidio .....	61
Figura 25 VAN a 20 años (tasa de dcto. 6%) del sistema FV para las diferentes tipologías - Subsidio.....	62
Figura 26 TIR a 20 años del sistema FV para las diferentes tipologías – Subsidio.....	62
Figura 27 VAN a 20 años (tasa de dcto. 10%) del sistema FV para las diferentes tipologías – NetBilling .....	63
Figura 28 VAN a 20 años (tasa de dcto. 6%) del sistema FV para las diferentes tipologías – NetBilling .....	64
Figura 29 TIR a 20 años del sistema FV para las diferentes tipologías – NetBilling .....	64
Figura 30 VAN a 20 años (tasa de dcto. 10%) del sistema FV para las diferentes tipologías – Préstamo.....	65
Figura 31 VAN a 20 años (tasa de dcto. 6%) del sistema FV para las diferentes tipologías – Préstamo .....	66
Figura 32 TIR a 20 años del sistema FV para las diferentes tipologías – Préstamo .....	66
Figura 33 Comparación de emisiones indirectas de GEI en diferentes escenarios .....	68
Figura 34 Emisiones indirectas del total de viviendas con y sin la aplicación del incentivo .....	69
Figura 35 Proyección de costos para el Estado - Subsidio 25% .....	70

Figura 36 Proyección de costos para el Estado - Subsidio 50% .....	71
Figura 37 Proyección de costos para el Estado - NetBilling 80%.....	71
Figura 38 Proyección de costos para el Estado - NetBilling 100%.....	72
Figura 39 Proyección de costos para el Estado - Préstamo con un 70% de endeudamiento .....	72
Figura 40 Proyección de costos para el Estado - Préstamo con un 100% de endeudamiento.....	73
Figura 41 Análisis de Sensibilidad del VAN – Subsidio .....	74
Figura 42 Análisis de Sensibilidad del VAN – NetBilling .....	74
Figura 43 Análisis de Sensibilidad del VAN – Tasa de Interés préstamo .....	75
Figura 44 Análisis de Sensibilidad del VAN – Endeudamiento.....	75
Figura 45 Análisis de Sensibilidad del VAN – Tasa de descuento .....	76

# 1 Introducción

A pesar de la alta diversidad de fuentes energéticas renovables en los distintos territorios y zonas del país, como también de políticas que las fomentan, la participación de las energías renovables no convencionales (ERNC) y de energía solar es de tan solo 12,7% y 3,9% respectivamente (CIFES, 2016).

Si bien se espera una penetración cada vez mayor de proyectos de ERNC de gran tamaño, todavía falta por avanzar hacia una matriz eléctrica con mayoría renovable. Además, a escala descentralizada, el grado de avance de la generación distribuida (particularmente con ERNC) y redes o microrredes inteligentes es marginal (Comité Consultivo de Energía 2050, 2015).

Por otro lado, aumentar la participación de ERNC es parte de la Política Energética de Chile 2015, en la cual se busca alcanzar un 70% de participación de ERNC al año 2050 (Ministerio de Energía, 2015). Sumado a esto, en la reciente COP21, Chile se comprometió a disminuir su intensidad de gases de efecto invernadero (emisiones por unidad de PIB) en un 30% al 2030, siendo uno de los principales mecanismos para alcanzar esta meta, el uso de energías renovables, por sobre otras fuentes más contaminantes (Ministerio del Medio Ambiente, 2015).

En este contexto, es de gran importancia para la planificación de una ciudad, el tener una herramienta que cuantifique la dificultad de cumplir dichos compromisos, para tomar las acciones estratégicas y presupuestarias necesarias. Para esto se debe conocer y evaluar las posibles medidas que incentiven el uso de energías renovables no convencionales aplicables al contexto nacional, su efecto en la reducción de emisiones y su factibilidad en caso a los costos y beneficios económicos que se generarían con su implementación.

Debido a la restricción de tiempo y a la alta disponibilidad del recurso solar que hay en Chile, en este trabajo solo se abordarán proyectos relacionados a la energía solar, aun cuando el modelo podría ser utilizado en el futuro para analizar otras alternativas, incorporando modificaciones menores.

También se debe considerar que las variables que afectan este tipo de proyectos están sujetas a incertidumbre que deben ser incorporadas para evaluar responsablemente los incentivos a las energías renovables. Tomando ello en cuenta, se realizará un modelo para una ciudad genérica, que será aplicado al caso de una ciudad específica de Chile, para cuantificar los esfuerzos económicos necesarios en concordancia con el cumplimiento de las metas que Chile se ha impuesto.

## 1.1 Descripción del proyecto y justificación

La gestión territorial de la energía a lo largo del país es uno de los lineamientos presentes en la Política Energética de Chile 2015 (Ministerio de Energía, 2015). Dentro de los objetivos de esta, se establece que todas las regiones cuenten con Planes Energéticos Regionales (PER), que ya se han comenzado a elaborar desde el Ministerio de Energía y por las Comisiones Regionales de Desarrollo Energético respectivas (Ministerio de Energía, 2016).

El beneficio de hacer estudios sobre una ciudad, es que permite que se puedan tomar decisiones acordes a la realidad de la zona, y que se pueda ayudar al ordenamiento territorial de las ciudades, aprovechando de mejor manera los intereses y características ambientales propias de la región.

Con este trabajo, se creará una herramienta que permita evaluar cuantitativamente los costos de diferentes incentivos para la implementación de proyectos de energías renovables no convencionales en una ciudad de Chile, en particular los de energía solar, y la implicancia que estos tendrían en la disminución de gases efecto invernadero, de modo que este trabajo permita apoyar la toma de decisiones respecto a cuáles medidas deban ser priorizadas.

El modelo a efectuar, tendrá como base el estudio realizado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile, en el cual se incorporó incertidumbre al modelo de proyección de energía y gases efecto invernadero, realizado por MAPS Chile, el cual está documentado el informe “Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del Sector Comercial, Público y Residencial” (MAPS Chile, 2014).

Por último, se estudiará el sector residencial de la Región Metropolitana, debido a la mayor disponibilidad de información.

## 1.2 Objetivos

### Objetivo General

Evaluar la relación de costo-efectividad de diferentes incentivos a la energía solar en el largo plazo en una ciudad bajo condiciones de incertidumbre.

### Objetivos Específicos

1. Llevar a cabo una revisión de instrumentos de fomento a la energía solar aplicables al contexto de una ciudad en Chile y definir criterios para su selección.

2. Desarrollar un análisis de costos de implementación de proyectos de energía solar.
3. Plantear un modelo para la proyección de consumos de energéticos y emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel de ciudad.
4. Incorporar incertidumbre en aquellas variables de entrada que requieran ser representadas mediante distribuciones de probabilidad.
5. Evaluar el impacto económico y en emisiones de GEI de la implementación de instrumentos en el caso particular de las ciudades de la Región Metropolitana.

### 1.3 Alcances

El modelo realizado aplicará al caso del sector residencial de la Región Metropolitana de Chile. La metodología propuesta podría ser usada en otras regiones o ciudades, si se quisiera replicar el estudio en otro lugar.

Se trabaja con información secundaria levantada en otros estudios o informes previos.

El estudio se concentra en la reducción de emisiones indirectas asociadas a la demanda eléctrica residencial.

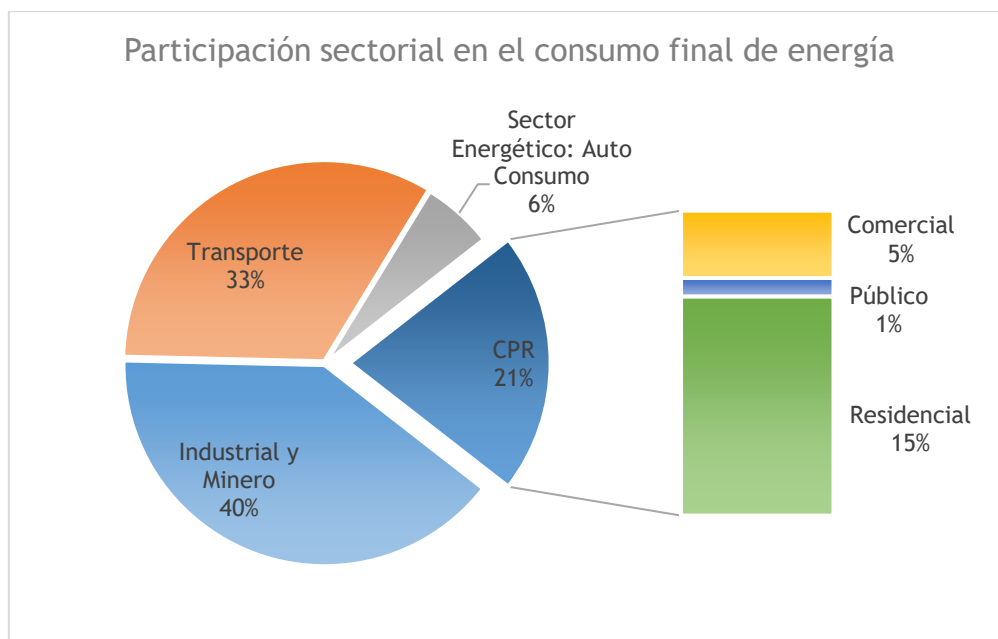
Por otro lado, se presentarán dos escenarios para cada incentivo evaluado, aun cuando el modelo permite realizar más simulaciones, por lo que se pueden evaluar diferentes alternativas en el futuro.

## 2 Marco conceptual

### 2.1 Sector residencial en Chile y la Región Metropolitana

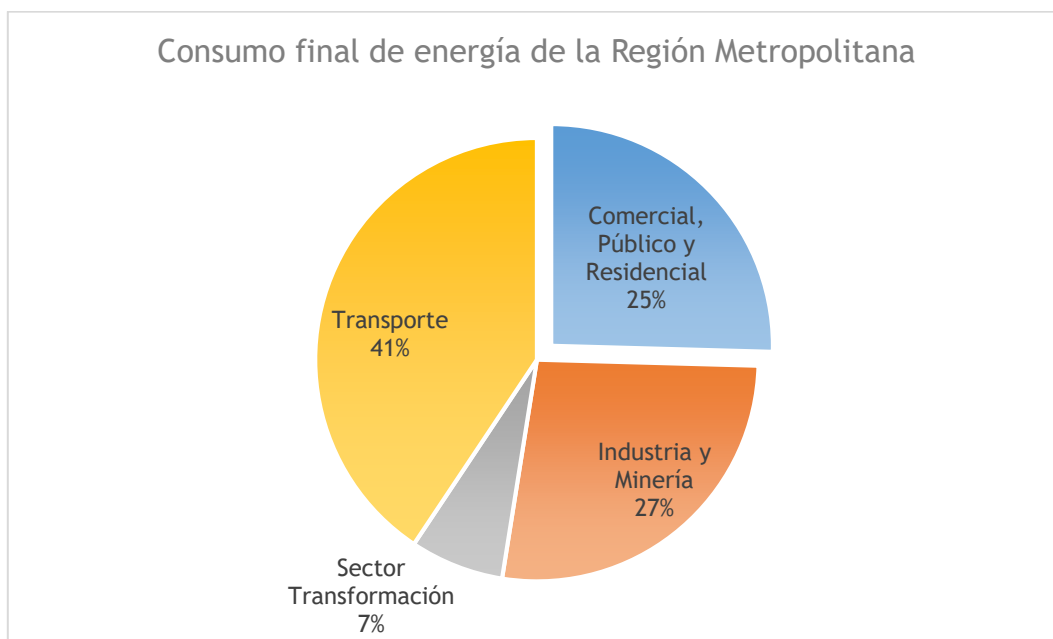
En Chile, el consumo final de energía está determinado por cuatro grandes sectores: Industrial y Minero, Transporte, Comercial-Público-Residencial (CPR) y Energético. El sector energético corresponde a los consumos propios de los Centros de Transformación, que no están siendo utilizados para generar un nuevo energético secundario.

Como se puede observar en la Figura 1, el sector CPR tiene una participación del 21%, siendo el subsector Residencial el que mayor presencia posee a nivel nacional.



*Figura 1 Consumo final de energía en Chile.  
Fuente: Balance Nacional de Energía (2014)*

Específicamente, en la Región Metropolitana, el sector CPR tiene una participación mayor, siendo responsable del 25% del consumo final de energía.



*Figura 2 Consumo final de energía en la Región Metropolitana.  
Fuente: Balance Nacional de Energía (2014)*

## 2.2 Línea Base

Para este trabajo, se utilizará como línea base el estudio realizado por MAPS Chile, el cual proyecta los consumos de energéticos y de emisiones de GEI en el periodo 2015-2050.

Se entiende por año base o línea base en los estudios de impacto ambiental (EIA), a la descripción de la situación en un año particular y su posterior comportamiento, considerando todas las variables ambientales en la fecha del estudio, sin influencia de nuevas intervenciones.

De esta forma, se evalúa en las etapas posteriores del estudio, las modificaciones positivas y negativas de los incentivos seleccionados, como el resultado de la diferencia de emisiones para cada año particular entre la situación con y sin incentivos.

A continuación, se explicará de forma resumida la caracterización del modelo realizado por MAPS Chile (2012) y otros antecedentes relacionados a este.

### 2.2.1 Caracterización MAPS Chile

En el modelo realizado por MAPS Chile (2012), las variables utilizadas para describir el sector residencial, fueron:

- Número de viviendas
- PIB per cápita
- Crecimiento de la población
- Índices sectoriales internacionales
- Consumos energéticos asociados a diversos usos finales y a variados segmentos (calefacción, agua caliente sanitaria, cocción y artefactos eléctricos.)

Siendo la principal fuente de información:

- Caracterización de viviendas. Encuesta Casen 2011
- Tenencia y uso de artefactos. Encuesta Casen 2009
- Estudio de caracterización de usos. Curva de Conservación de la Energía del sector Residencial (CDT, 2010)
- Permisos de edificación (INE)

- Consumo energético histórico (BNE)

### 2.2.2 Encuesta Casen

La Encuesta de Caracterización Socioeconómica Nacional (Casen) del Ministerio de Desarrollo Social es una encuesta a hogares que se realiza desde 1987, bienal o trienalmente. Es de carácter multipropósito, es decir, abarca diversos temas como educación, trabajo, vivienda, ingresos, salud, entre otros.

Dentro de la caracterización de viviendas, los indicadores que entrega son:

- Índice de Materialidad: clasifica la materialidad de las viviendas en las categorías Aceptable, Recuperable e Irrecuperable, según el tipo del material predominante en paredes exteriores, techo y piso.
- Índice de Saneamiento de la Vivienda: Permite conocer las condiciones de saneamiento necesarias para el funcionamiento de la vivienda, referidas a disponibilidad de agua y el medio de eliminación de excretas, clasificándolas en Saneamiento Aceptable o Deficitario.
- Índice Tipo de la Vivienda: clasifica una vivienda como Aceptable si es una casa, departamento en edificio, pieza en casa antigua o conventillo, independientemente de su materialidad o saneamiento; y como Irrecuperable, si es una mediagua; rancho, choza o ruca; vivienda precaria de materiales reutilizados; móvil (carpa, casa rodante o similar); u otro tipo.
- Índice Calidad Global de la Vivienda: reúne los índices de materialidad, saneamiento y tipo de vivienda. Este indicador diferencia el parque de viviendas en Viviendas de calidad Aceptable, Recuperable e Irrecuperables.
- Allegamiento: identifica los diferentes hogares al interior de una vivienda y los diferentes núcleos al interior de un hogar, así como si son receptores o allegados, y el tipo de allegamiento (allegamiento externo y allegamiento interno).
- Índice de Hacinamiento: razón entre el número de personas residentes en la vivienda y el número de dormitorios de la misma, considerando piezas de uso exclusivo o uso múltiple. Contempla las categorías: sin hacinamiento, medio y crítico.

En la última encuesta Casen realizada entre el 2 de noviembre de 2015 y el 31 de enero de 2016, se realizaron modificaciones metodológicas, entre ellas, la incorporación de nuevas preguntas.

En relación a las políticas públicas para la eficiencia energética, se incluyeron preguntas sobre el tipo de combustible y fuente de energía que se utilizan en el hogar.



Específicamente, se pregunta por el tipo de combustible utilizado para cocina, calefacción y sistema de agua caliente, siendo las opciones: Gas (licuado o de cañería), Parafina o petróleo, Leña o derivados (pellets, astillas o briquetas), Carbón, Electricidad, Energía solar, No usa combustible o fuente de energía, No tiene sistema.

Las preguntas que ya estaban incluidas, son: acceso a energía eléctrica, el gasto en consumo eléctrico del último mes, y si poseen los siguientes artefactos: Lavadora automática, Refrigerador, Calefont (caldera eléctrica, calefactor solar, calefont a gas), Teléfono fijo, Televisión pagada (TV cable/ TV satelital/digital), Computador (PC, netbook, laptop).

### 2.3 Reglamentación Térmica

A partir del año 2000, en nuestro país se incorporó la Reglamentación Térmica (RT) en la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones (Artículo 4.1.10). En ella se establecen los estándares mínimos de aislación térmica para las viviendas nuevas, según la zonificación térmica desarrollada para este fin, la cual se encuentra en el “Manual de Aplicación de la Reglamentación Térmica”.

En este manual, se definen las 7 Zonas Térmicas en base al criterio de los Grados Día de Calefacción anuales, los que se estimaron para las diferentes regiones del país, haciendo uso de información meteorológica de larga data.

La primera etapa de la RT, que entró en vigencia el año 2000, determina los requisitos mínimos de aislación térmica para la techumbre. Posteriormente, en el año 2007, se inició la segunda etapa, en la cual se agregaron restricciones a los muros exteriores, los pisos ventilados<sup>1</sup> y las ventanas.

### 2.4 Grados-Días de calefacción

Los grados-días de calefacción de un período determinado de tiempo (una semana, un mes, un año, etc.) son la suma, para todos los días de ese período de tiempo, de la diferencia entre una temperatura fijada como “base”, y la temperatura media del día bajo la temperatura base, igualando a la “base” aquellas temperaturas superiores a esta.

Para el caso de la zonificación térmica de la RT, se determinaron grados-día de calefacción anuales, con una temperatura base interior de 15°C, bajo el supuesto de que

---

<sup>1</sup> Los pisos ventilados hacen referencia a aquellos que no están en contacto con el suelo como, por ejemplo, las casas sobre pilotes o edificios con estacionamiento en el primer piso.

lo que resta para alcanzar confort térmico, que está entre los 18 a 20°C, es aportado por las ganancias internas (personas, electrodomésticos, iluminación artificial y otros) y las ganancias solares.

La Tabla 1 muestra las zonas térmicas con su respectivo rango de grados-días de calefacción con una base de 15°C.

*Tabla 1 Grados días anuales correspondientes a las 7 Zonas Térmicas*

<b>Zona Térmica</b>	<b>Grados días (Anuales, base 15 °C)</b>
<b>1</b>	$\leq 500$
<b>2</b>	$>500$ y $\leq 750$
<b>3</b>	$>750$ y $\leq 1000$
<b>4</b>	$>1000$ y $\leq 1250$
<b>5</b>	$>1250$ y $\leq 1500$
<b>6</b>	$>1500$ y $\leq 2000$
<b>7</b>	$>2000$

*Fuente: Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones, MINVU (2000)*

## 2.5 Simulación de Montecarlo

La simulación de Montecarlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y la capacidad de procesamiento de los computadores para imitar, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales.

Es una alternativa a los modelos matemáticos exactos o incluso como único medio de estimar soluciones para problemas complejos, o en los cuales no se tiene toda la información debido a sus altos grados de incertidumbre.

La clave de la simulación de Montecarlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables (inputs del modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificados dichos inputs o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento consistente en generar, con la ayuda de un computador, muestras aleatorias (valores concretos) para dichos inputs, y analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados (Faulín & Juan, s.f.).

Tras repetir  $n$  veces este experimento, se dispone de  $n$  observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual permite entender de mejor forma el funcionamiento del sistema.

Existe una gran cantidad de software que facilitan la realización de simulaciones de Montecarlo en la aplicación Microsoft Excel, entre ellos @Risk, Crystall Ball, Insight.xla, SimTools.xla, SimuLAR, etc. Para este trabajo se utilizará Crystal Ball ya que se tiene manejo de este programa.

## 2.6 Modelo de Bass

El Modelo de Bass, o Modelo de Difusión de Innovación de Bass (Bass, F., 1969; Ofek, E., 2005), es un modelo de simulación que permite describir cómo un grupo objetivo adopta nuevos productos. Para ello los usuarios son clasificados en innovadores e imitadores y existe una relación de racionalidad de cómo estos interactúan frente a un nuevo producto.

Para su formulación matemática se define:

$N(t)$ : Consumidores que, hasta período  $t$ , han adoptado el producto.

$S(t)$ : Número de usuarios nuevos que, en el tiempo  $t$ , adoptan el producto.

Con ello, en el modelo se obtiene:

$$S(t) = \left( p + \frac{q}{m} N(t-1) \right) (m - N(t-1))$$

Donde:

$m$ : da cuenta del tamaño del mercado.

$p$ : probabilidad de que un innovador adopte el producto en el tiempo  $t$  (coeficiente de innovación).

$q$ : da cuenta de la interacción social de los miembros del grupo objetivo (coeficiente de imitación).

## 2.7 Análisis de Sensibilidad

Para comprender de mejor manera la dependencia de cada variable del modelo con los parámetros de éste, es posible realizar un análisis de sensibilidad. El indicador para este análisis está dado mediante:

$$Sensibilidad_{i,j} \sim \frac{\Delta f_i}{\Delta x_j}$$

Donde  $x_j$  es un parámetro del modelo y  $f_i$  es una variable de salida del modelo.

Luego, una sensibilidad pequeña frente a un parámetro indica que la variable de salida no es alterada en gran medida frente a un cambio local del parámetro. El análisis de sensibilidad permite además realizar un análisis marginal de los distintos parámetros.

## 2.8 Costos de Abatimiento

Los costos de abatimiento son el costo incremental de la reducción de emisiones de las medidas comparadas al escenario de línea base, medido como unidades monetarias por cada tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente reducida. El cálculo del costo total de cada medida incorpora la inversión necesaria, el gasto en operación y mantenimiento y los ahorros de costos posibles (generalmente por el uso de otra alternativa de combustible y ahorros de energía).

La siguiente fórmula muestra el cálculo realizado para los costos de abatimiento:

$$\begin{aligned} & \text{Costo de Abatimiento} \\ &= \frac{VAN(\sum_t \text{Costo de la medida}_t - \text{Costo línea base}_t, \text{horizonte } m, \text{tasa})}{VAN(\sum_t \text{Emisiones con medida}_t - \text{Emisiones línea base}_t, \text{horizonte } m, \text{tasa})} \end{aligned}$$

Siendo  $m$  el horizonte de evaluación de la medida y la tasa correspondiente a la tasa de descuento social.

## 3 Metodología

### 3.1 Selección de incentivos

En el mundo se han aplicado distintas políticas que fomentan las energías renovables, las cuales diferentes autores proponen clasificar según sus características comunes. Por esta razón, se hará una revisión de diferentes formas de clasificación, que permitan abordar de mejor forma la selección y el posterior modelamiento de los incentivos.

Para la de selección de los instrumentos, se estudiará la experiencia internacional en esta materia, para ver cuáles de ellos se pueden replicar en el contexto nacional, y los antecedentes que harían factibles su realización.

### 3.2 Adaptaciones al modelo de MAPS Chile

Para evaluar los diferentes incentivos a la energía solar, se tiene como punto de partida el modelo de demanda energética a largo plazo realizado por el Centro de Energía, que aplica incertidumbre a los escenarios evaluados en el proyecto de (MAPS Chile, 2014). Este, será adaptado a una escala más pequeña y detallada, que permita describir de mejor manera las características propias de la Región Metropolitana.

Estas adaptaciones incluyen: utilizar la zona térmica de la Región Metropolitana, proyectar la población para la región, determinar la participación de casas rurales, urbanas y departamentos de la región, y rectificar el consumo de leña.

Luego, se realizarán las modificaciones necesarias para transformar el modelo a resolución mensual, entre ellas, la determinación de la demanda energética mensual de una vivienda y el perfil de generación mensual para un panel fotovoltaico en la Región Metropolitana. Para la determinación de la demanda, se recurrió a otros estudios previos que la caracterizaban, y para la generación de energía, se utilizó los valores entregados por el Explorador Solar de la Universidad de Chile.

### 3.3 Definición de tipologías de vivienda

El modelo utilizado como base, no distinguía entre los diferentes consumos de energía que pudieran tener las viviendas. Dado la importancia que tiene para este estudio la demanda de energía eléctrica, se definieron 9 tipologías de vivienda que representan los diferentes consumos de energía que puede tener una vivienda, según los diferentes usos finales de energía (artefactos eléctricos, cocina, calefacción y agua caliente sanitaria) que suple con electricidad.

### 3.4 Parámetros para el cálculo de la rentabilidad

A continuación, se presentan los parámetros y supuestos de costo escogidos para el posterior cálculo de la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos.

#### 3.4.1 Proyección del precio de la electricidad

Para proyectar el precio de la electricidad hasta el año 2050 en la Región Metropolitana, se han utilizado diferentes antecedentes. En primer lugar, se presenta en la Tabla 2, las tarifas reales para la categoría BT1 de compra e inyección por Net Billing, desde el 2015 hasta la fecha, que entrega la empresa distribuidora de energía de la Región Metropolitana: Enel Distribución Chile S.A.

Tabla 2 Tarifas Históricas del Suministro Eléctrico de la R.M. - BT-1 Área 1A (a).

Vigencia	Tarifa [\$/kWh]		Vigencia	Tarifa [\$/kWh]	
	Energía base (incluye IVA)	Energía inyectada en baja tensión		Energía base (incluye IVA)	Energía inyectada en baja tensión
enero-15	102,5	59,6	febrero-16	110,0	64,0
febrero-15	102,4	59,6	marzo-16	110,1	64,0
marzo-15	102,3	59,6	abril-16	112,4	65,8
abril-15	102,3	59,6	mayo-16	112,5	65,9
mayo-15	102,4	59,6	junio-16	112,4	65,4
junio-15	102,5	59,6	julio-16	108,4	62,6
julio-15	102,1	59,2	agosto-16	108,4	62,6
agosto-15	101,0	58,3	sept.-16	109,4	63,5
sept.-15	104,8	60,7	octubre-16	109,3	63,5
octubre-15	104,9	60,7	nov.-16	109,4	63,5
nov.-15	105,0	60,7	dic.-16	109,4	63,5
dic.-16	103,7	59,7	enero-17	109,6	63,5
enero-16	110,2	64,0			

Fuente: Enel Distribución Chile S.A. Link: <https://www.eneldistribucion.cl/tarifas>

Se presentan en color azul los valores que no estaban disponibles (enero y mayo del 2015), los cuales fueron interpolados. Complementariamente, se puede observar la curva con las tarifas históricas en la Figura 3.

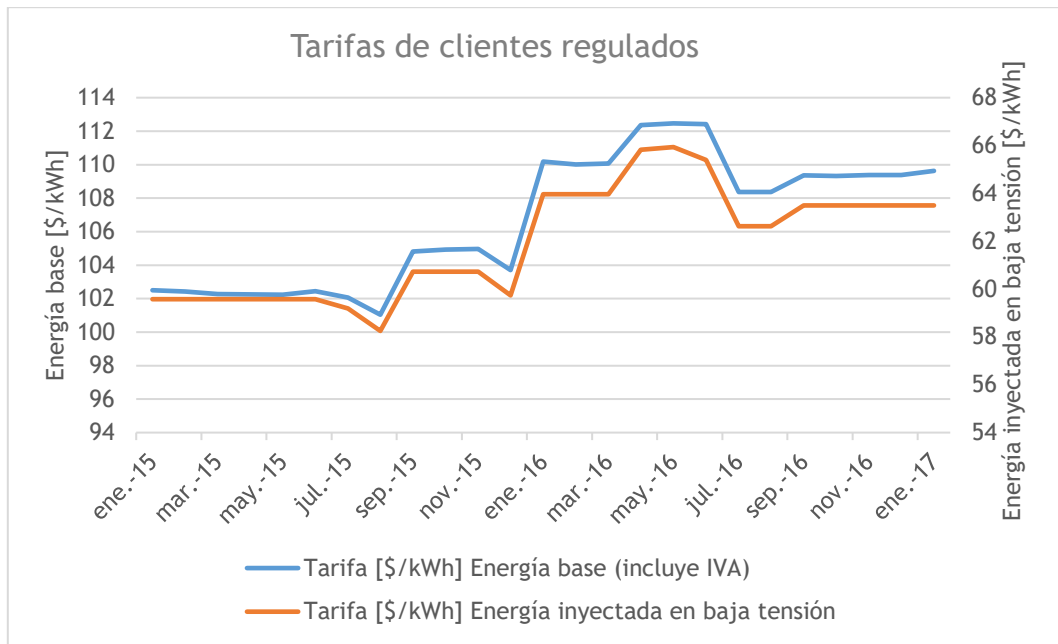


Figura 3 Tarifas históricas del Suministro Eléctrico de la R.M. - BT-1 Área 1A (a)  
 Fuente: Enel Distribución Chile S.A. Link: <https://www.eneldistribucion.cl/tarifas>

Además, se estima un crecimiento de un 3,5% anual en el precio de la electricidad (GIZ, 2015). Sin embargo, esta proyección se realizó antes de la licitación eléctrica, la cual provocaría en el 2021 que las cuentas de luz bajaran en un 20% según el Ministro de Energía (Diario Financiero, 2016), y no se cuenta con proyecciones más recientes debido a la cercanía de este suceso. Por esta razón se estima conveniente realizar un análisis de incertidumbre para esta proyección, la cual se explicará en detalle en más adelante.

De esta forma, se obtiene la proyección que se puede observar en la Figura 4, la cual representa uno de los valores que puede tomar la proyección de precios de electricidad, al realizar una simulación de Montecarlo, con el complemento de MS Excel, Crystall Ball.

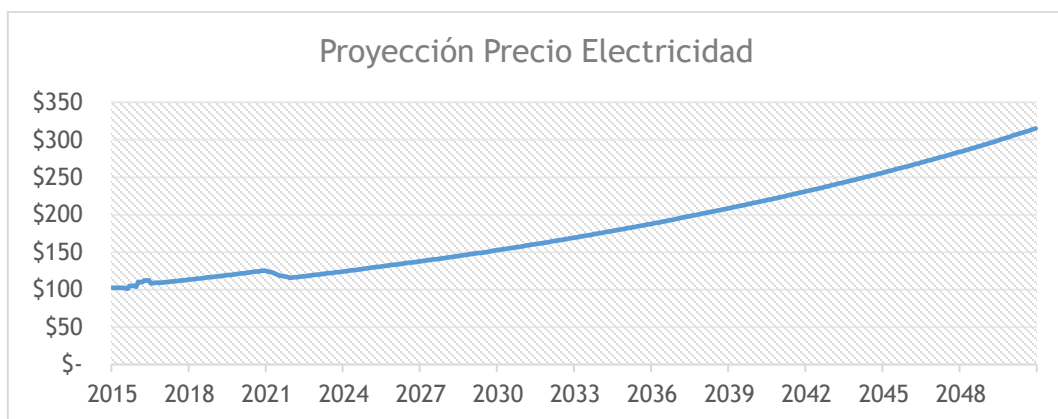


Figura 4 Proyección de la tarifa de suministro eléctrico para clientes BT1 de la R.M. hasta el año 2050  
 Fuente: Elaboración propia

### 3.4.2 Proyección de costos de inversión para sistemas fotovoltaicos

Se consultó la proyección de los costos de instalación de sistemas fotovoltaicos de pequeña escala, en el informe de la Agencia Internacional de Energía: “Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy” (IEA, 2014). En el estudio previo (MAPS Chile, 2014) se utilizaron los datos del estudio “Residential, Commercial and Utility Scale Solar Photovoltaic System Prices in the United States” (NREL, 2011). Esta proyección es del año 2011, lo que explica que los valores que entrega la IEA sean más bajos, debido al avance tecnológico que se espera. En la Figura 5 se encuentra la comparación de ambas proyecciones.

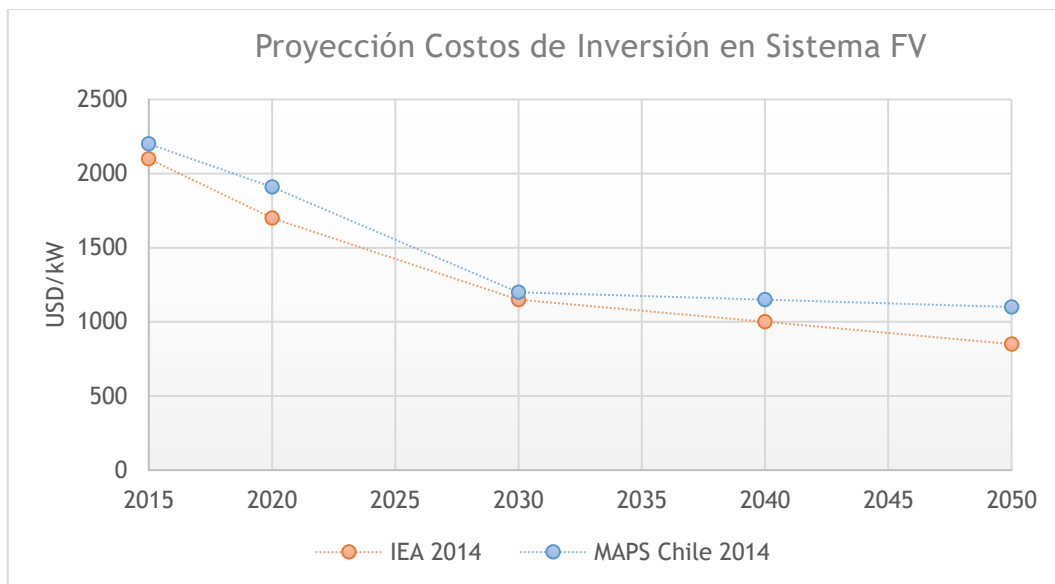


Figura 5 Proyección de los costos de inversión de los sistemas FV a nivel de distribución

De esta forma, la proyección de costos de inversión de paneles fotovoltaicos, utilizada en este estudio, serán los proyectados por la IEA, cuyos valores se pueden encontrar en la Tabla 3.

Tabla 3 Detalle de costos de inversión de paneles FV

Año	USD/kW	CLP/kW
2015	2100	\$ 1.400.700
2020	1700	\$ 1.133.900
2030	1150	\$ 767.050
2040	1000	\$ 667.000
2050	850	\$ 566.950

Fuente: (IEA, 2014). Valor del dólar del día 10/10/2016.



Complementariamente, (GIZ, 2015), mediante su Programa de Energía 4E, desarrolló un “Modelo base de negocio ESCO para la generación Energía Fotovoltaica”. En él se propone utilizar un costo de inversión del sistema fotovoltaico de \$1.099.708 CLP/kW (neto) = \$1.308.653 CLP/kW (con IVA), para un sistema de 2,6 kW, según el índice de precio y oferta del mercado nacional, por lo que los valores proyectados por la IEA son concordantes a los precios observados en el país.

### 3.4.3 Vida útil del sistema fotovoltaico y pérdida de eficiencia

GIZ (2015) propone evaluar los sistemas fotovoltaicos con una vida útil de 25 años, considerando además una pérdida de eficiencia de un 0,5% al año, es decir, al final de este periodo se tendría una eficiencia del 87,5% con respecto a la eficiencia inicial. Por otra parte, IEA (2014), también estima una vida útil de 25 años, teniendo al cabo de ese tiempo sobre un 80% de la eficiencia inicial del sistema, y en algunos casos, 30 años con una eficiencia sobre un 70%.

Por otro lado, el horizonte de evaluación que se propone es de 20 años, por lo cual, se utilizará esa ventana de tiempo para analizar los proyectos fotovoltaicos, considerando, además, la degradación de un 0,5% de la eficiencia de los paneles.

### 3.4.4 Tasa de descuento

Se empleará una tasa de descuento social del 6%<sup>2</sup>, y en algunos casos, se complementará el análisis con una tasa de 10%, tal como se propone en GIZ (2015). Además, se realizará un análisis de sensibilidad sobre esta variable al final, para ver de qué manera esta influye en la rentabilidad del proyecto.

### 3.4.5 Costos de operación y mantenimiento

Internacionalmente, se estima que los costos de operación y mantenimiento son de un 1% del costo de inversión del sistema fotovoltaico (IEA, 2014). Sin embargo, en el mercado nacional, se prevé un 2% (GIZ, 2015), por lo tanto, este valor será utilizado para este trabajo.

## 3.5 Proyección penetración sistemas fotovoltaicos

Para modelar la adopción de sistemas fotovoltaicos, se utilizó el modelo de adopción de Bass, con los parámetros descritos en la Tabla 4.

---

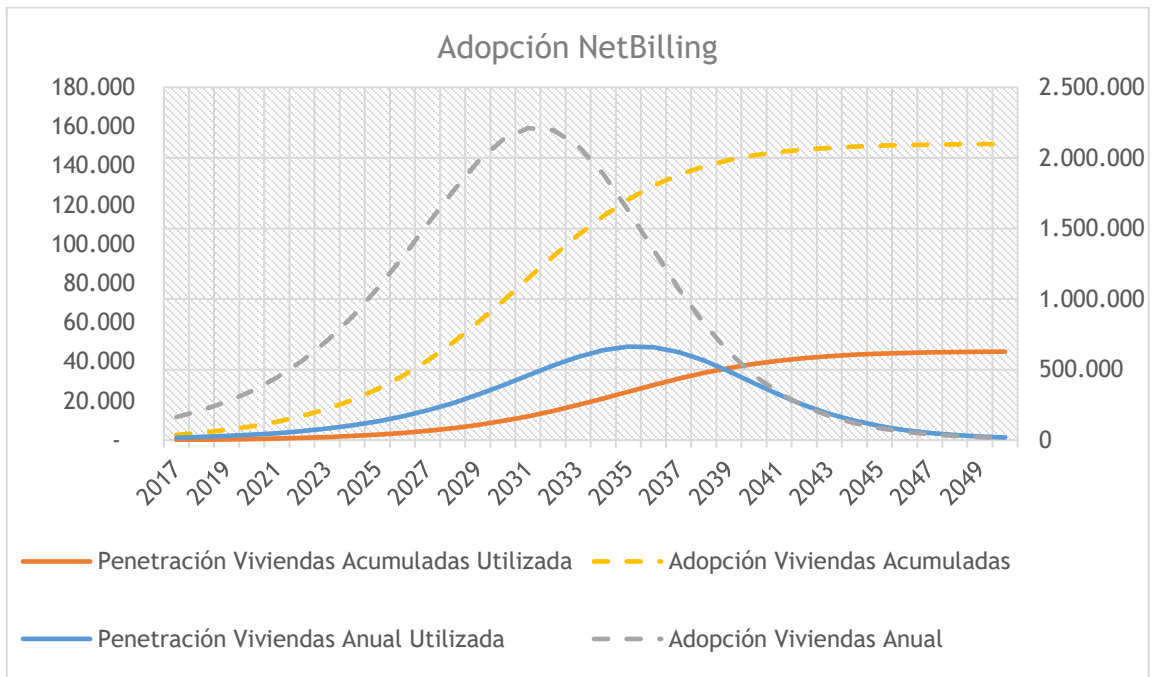
<sup>2</sup> Precios Sociales Vigentes año 2017, Ministerio de Desarrollo Social.

Tabla 4 Parámetros Modelo de Bass

N	2.100.481	Mercado potencial a largo plazo, correspondiente al número de viviendas de la Región Metropolitana en el año 2015.
p	0,002	Factor de innovación: probabilidad que una vivienda adopte la tecnología, dependiendo del mercado potencial que no ha adoptado la tecnología todavía.
q	0,3	Factor de imitación: probabilidad que una vivienda adopte la tecnología, dependiendo del número de hogares acumulado que ha adoptado la tecnología.

La proyección obtenida se puede ver en la Figura 6. Cabe señalar, que esta proyección asume que al año 2050 todas las viviendas consideradas tendrían un sistema fotovoltaico, sin embargo, para la evaluación de los incentivos, sólo se considera una penetración máxima del 30%.

Figura 6 Modelo de Bass para la Adopción de Sistemas Fotovoltaicos



En la Figura 6, se observa que las líneas continuas muestran la penetración finalmente utilizada en el modelo, el que considera una penetración máxima del 30% de todas las viviendas de la Región Metropolitana instalarían un sistema fotovoltaico.

## 3.6 Modelamiento de la penetración de incentivos a la energía solar

En este capítulo se detalla la metodología utilizada para la modelación del problema. En primer lugar, se presentan las adaptaciones realizadas al modelo utilizado en el proyecto MAPS Chile (2014), las cuales permiten integrar características propias de la Región Metropolitana. En segundo lugar, se presenta la selección de parámetros para el cálculo de la rentabilidad de los proyectos. Posteriormente, se definen los perfiles de demanda de electricidad y de generación fotovoltaica con resolución mensual. Por último, se da cuenta de la metodología seguida para la modelación de los incentivos previamente seleccionados.

### 3.6.1 Revisión de modelos similares utilizados en el extranjero

En los estudios que han realizado modelos de energía del sector residencial, las variables utilizadas en general son similares. A continuación, se presentan aquellas utilizadas en los últimos estudios.

1. *Household consumption of electricity in Brazil between 1985 and 2013* (Charfuelan y Losada, 2016)

Se consideraron importantes aquellas variables que según varios autores explican mejor los modelos de largo plazo. Estas son el número de viviendas, el ingreso familiar disponible, las tarifas eléctricas, los artefactos eléctricos que poseen, y las políticas sociales o económicas que afecten directamente el consumo de electricidad en el hogar.

Las tres primeras variables fueron las utilizadas en el estudio, debido a la disponibilidad de la serie de datos en Brasil.

2. *A dynamic active energy demand management system for evaluating the effect of policy scheme on household energy consumption behavior* (Yua, et al., 2015)

El estudio proporciona una metodología cuantitativa mediante el desarrollo de DAEDMS (sistema activo de gestión de la demanda de energía dinámico) que permite evaluar los efectos generales de la planificación urbana y políticas suaves, tales como la toma de conciencia individual, perfeccionamiento tecnológico, etc.

Las variables explicativas que intervienen en el modelo son la tenencia y uso de artefactos eléctricos (con atributos como cantidad, tamaño, capacidad, eficiencia, frecuencia de uso), consumo de energía mensual, el número de instalaciones cercanos al barrio residencial (centros comerciales, instalaciones recreativas, restaurantes, parques, micros y líneas de tren), el nivel de educación más alto en el hogar, número de ocupados en el hogar, ingreso anual del hogar, tipo de vivienda, tamaño del hogar, y la presencia de los niños menores de 12 años de edad.

Estas variables fueron escogidas, porque previamente se habían utilizado en el estudio que se verá a continuación.

3. *Analysis of the residential location choice and household energy consumption behavior by incorporating multiple self-selection effects* (Biyang, et al., 2012)

Agruparon los datos necesarios para modelar el consumo de energía en hogares en 6 categorías. Por lo demás, consiguieron estos datos a través de una encuesta a 2000 hogares en Beijing, siendo 775 de estas válidamente realizadas.

- i. La tenencia y el uso de los artefactos en el hogar y autos: atributos (por ejemplo, el tipo, tamaño, capacidad, eficiencia), la frecuencia y / o duración de uso por semana en las cuatro estaciones. Al multiplicar la eficiencia por el uso, se obtiene el consumo de energía aproximada de cada uso final.
- ii. Consumo de energía: el consumo mensual de energía (por ejemplo, en kWh, m<sup>3</sup>, y L) o el gasto en electricidad, gas y gasolina en las cuatro temporadas.
- iii. Atributos de entorno residencial: distancia, frecuencia de visita, modo principal de viaje, y el tiempo de viaje a la estación de tren o micro más cercana, supermercados, centros comerciales a gran escala, parques, hospitales, guardería y colegios.
- iv. Condiciones residenciales: área de vivienda y tipo de vivienda.
- v. Atributos de los hogares: el tamaño del hogar, ingresos, y la composición de los miembros.
- vi. Atributos individuales: género de cada miembro del hogar, edad, nivel de educación, carnet de conducir del propietario de automóvil, la situación laboral, los desplazamientos diarios, y el tiempo de viaje hacia y desde el trabajo o colegio.

4. *Household energy and climate mitigation policies: Investigating energy practices in the housing sector* (Schaffrina y Reiblingb, 2015)

Basado en un análisis longitudinal de los costos domésticos de la Comunidad Europea de Estadísticas en Ingreso y Condiciones de Vida, muestra que el ingreso juega un rol central en los costos de energía en los hogares.

Los resultados expresan que, tanto como en Austria, Dinamarca y el Reino Unido, los hogares con mayores ingresos tienen mayor gasto en energía, pero que los de bajos ingresos tienen que dedicar una mayor proporción de sus ingresos para el consumo de energía.

Los datos utilizados se basan en muestras de probabilidad de personas mayores de 14 años en Austria, Dinamarca y el Reino Unido.

5. *Practical lognormal framework for household energy consumption modeling* (Kuusela, et al., 2015)

Se construyeron las siguientes variables del modelo:

- Precio del metro cuadrado
- Área de la vivienda
- Área de la vivienda por persona
- Número de piezas por persona
- Número de personas por vivienda
- Ingresos imposables por hogar
- Consumo doméstico anual por vivienda
- Número de viviendas por cada barrio
- Número de dormitorios

La construcción de estos datos se hizo a través de diferentes fuentes de información, tales como datos de consumo de electricidad anual de los hogares de los barrios de la ciudad, los datos de resumen de la ciudad de la vivienda y las personas, los datos sobre apartamentos vendidos, información desde encuestas consumidores de un determinado barrio o una selección “cultivada” de estos. Es decir, ninguno de los datos utilizados son muestras aleatorias puras.

6. *Analysis of achievable residential energy-saving potential and its implications for effective policy interventions: A study of Xiamen city in southern China* (Goa, et al., 2016)

En este trabajo, los datos los agruparon dentro de cuatro categorías:

1. Características de los hogares: tamaño del hogar, edad de la construcción, tipo de construcción, tamaño de la familia.
2. Consumo total de energía de la vivienda: a través de las cuentas de energía
3. El desarrollo de artefactos eléctricos
4. Modos de operación de los artefactos (tiempo de uso, horarios, etc)

### 3.6.2 Adaptaciones realizadas al modelo MAPS Chile

#### 3.6.2.1 Zona térmica de la Región Metropolitana

En el informe final, referente al modelo que se está utilizando como punto de partida, “Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del Sector Comercial, Público y Residencial” (MAPS Chile, 2014), se especifica que se agruparon las

7 Zonas Térmicas descritas en la RT, en tres categorías, las cuales tienen un rango de grados-días similares, quedando definido de la siguiente forma:

- Zona A (Norte-Centro Norte): compuesta por las zonas térmicas 1 y 2. Presenta un comportamiento menor 750° día-anales.
- Zona B (Centro Sur – Sur): compuesto por las zonas térmicas 3, 4 y 5. Presenta un comportamiento entre 750° y 1500° día-anales.
- Zona C (Sur -Austral – Cordillera): compuesto por las zonas térmicas 6 y 7. Presenta un comportamiento mayor a 1500° día-anales.

En el caso de la Región Metropolitana, la cual está compuesta por 52 comunas, predomina la Zona Térmica 3. Sin embargo, cuando se está en altura, algunas de estas comunas alcanzan zonas térmicas mayores:

- Sobre los 1000 msnm, las siguientes comunas pertenecen a la Zona Térmica 5: Colina, Pirque, Puente Alto, San José de Maipo, La Florida, La Reina, Las Condes, Lo Barnechea y Peñalolén.
- Sobre los 2000 msnm, las siguientes comunas pertenecen a la Zona Térmica 7: Colina, San José del Maipo y Lo Barnechea.

Sin embargo, la mayoría de las viviendas no está ubicada en lugares de tal altura, por lo que se consideró que la Zona Térmica 3 es la predominante de la región y, por tanto, será la utilizada en este estudio.

### 3.6.2.2 Proyección de la población de la Región Metropolitana

Se actualizaron los datos de población, para pasar del caso nacional, al de la Región Metropolitana. Para esto, se utilizaron datos más actualizados, pertenecientes al Censo Preliminar del año 2012, en el que determinó una población de 6.685.685 y un número de viviendas de 2.100.481 en la región señalada.

La proyección realizada en el estudio de MAPS Chile (2014), se basaba en los datos correspondían al estudio "CHILE: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País 1950-2050" (INE, 2013), el cual, a su vez, se apoya en los resultados de los censos de 1952 hasta el del 2002. En ese último, se proyectaba una población total de Chile de 17.402.630 en el año 2012. No obstante, en el censo de ese año, la población fue de 16.634.603 (un 4,6% menos de lo proyectado).

Si bien, tanto la proyección realizada por el INE y el Censo Preliminar del año 2012, no son del todo exactas, en este trabajo se prefirió realizar la proyección de la población a partir del valor para el año 2012 del censo de ese mismo año, y luego, a partir de este, proyectar los datos hasta el año 2050, respetando el patrón de crecimiento propuesto en el estudio realizado en el INE. En la Tabla 5, se pueden observar los valores proyectados.

Tabla 5 Proyección de la Población en la Región Metropolitana

Año	Habitantes	Año	Habitantes	Año	Habitantes	Año	Habitantes
2012	6.685.685	2023	7.179.554	2034	7.560.860	2045	7.695.001
2013	6.729.142	2024	7.226.221	2035	7.572.957	2046	7.707.313
2014	6.772.881	2025	7.273.192	2036	7.585.074	2047	7.719.645
2015	6.816.905	2026	7.320.468	2037	7.597.210	2048	7.731.996
2016	6.861.215	2027	7.368.051	2038	7.609.366	2049	7.744.367
2017	6.905.813	2028	7.415.943	2039	7.621.541	2050	7.756.758
2018	6.950.701	2029	7.464.147	2040	7.633.735		
2019	6.995.880	2030	7.512.663	2041	7.645.949		
2020	7.041.353	2031	7.524.684	2042	7.658.183		
2021	7.087.122	2032	7.536.723	2043	7.670.436		
2022	7.133.189	2033	7.548.782	2044	7.682.709		

También se actualizó el Número de Viviendas estimado para la región, a los valores del Censo 2012, y su proyección, pues esta variable depende directamente de la población. Para realizar este cálculo, se utilizó la misma metodología del proyecto MAPS Chile (2014), en el cual se estima la cantidad de habitantes por viviendas que tiene Chile según la siguiente expresión:

$$Hab/viv_t = Hab/viv_{t-1} \cdot (1 + B \cdot g_t)$$

Siendo:

$Hab/viv_t$  = Habitantes por viviendas en Chile para el año  $t$

$B$  = Elasticidad estimada del modelo econométrico =  $-0,29$

$g_t$  = Tasa de crecimiento del PIB en el año  $t$

En esta expresión, se considera que el número de habitantes por vivienda está correlacionado con el crecimiento del PIB del país, cuyo coeficiente  $B$  fue estimado a partir de un modelo que analiza la relación entre ambas variables, en base a la información de un panel de países. De esta forma, se concluyó que Chile pasa de 3,26 habitantes por vivienda al año 2013, a tener 2,29 el año 2050.

Además, para la proyección de la tasa de crecimiento efectiva del PIB, se utilizó la estimación del proyecto MAPS Chile del escenario pesimista, que es el que más se acerca a los valores reales del último tiempo.

Complementariamente, se actualizaron los valores entre los años 2012 y 2015 con los valores reales informados por el Banco Central, cuya serie utilizada es: Volumen a precios del año anterior encadenado, base de referencia 2008, y para los años 2016 y 2017, se utilizó la proyección del IPoM del Banco Central, de diciembre del 2016. Específicamente, para el año 2017, se informa un crecimiento estimado entre 1,5 y 2,5%, por lo que se utiliza su valor promedio.

*Tabla 6 Proyección de la tasa de crecimiento del PIB*

<b>Año</b>	<b>Crecimiento</b>	<b>Año</b>	<b>Crecimiento</b>	<b>Año</b>	<b>Crecimiento</b>	<b>Año</b>	<b>Crecimiento</b>
2012	5,5%	2023	3,4%	2034	2,6%	2045	2,1%
2013	4,0%	2024	3,3%	2035	2,5%	2046	2,0%
2014	1,9%	2025	3,2%	2036	2,5%	2047	2,0%
2015	2,3%	2026	3,1%	2037	2,4%	2048	1,9%
2016	1,5%	2027	3,0%	2038	2,4%	2049	1,9%
2017	2,0%	2028	2,9%	2039	2,3%	2050	1,8%
2018	3,9%	2029	2,9%	2040	2,3%		
2019	3,8%	2030	2,8%	2041	2,3%		
2020	3,7%	2031	2,8%	2042	2,2%		
2021	3,6%	2032	2,7%	2043	2,2%		
2022	3,5%	2033	2,6%	2044	2,1%		

Utilizando la proyección de la población y la tasa del PIB, en la expresión recién presentada, se procedió a calcular la proyección de viviendas en la Región Metropolitana, cuyos resultados se pueden observar en la Tabla 7.

*Tabla 7 Proyección de Viviendas en la Región Metropolitana*

<b>Año</b>	<b>Habitantes</b>	<b>Año</b>	<b>Habitantes</b>	<b>Año</b>	<b>Habitantes</b>	<b>Año</b>	<b>Habitantes</b>
2012	2.100.481	2023	2.645.937	2034	3.057.115	2045	3.348.456
2013	2.275.148	2024	2.688.868	2035	3.084.728	2046	3.373.379
2014	2.302.465	2025	2.731.696	2036	3.112.137	2047	3.397.992
2015	2.333.030	2026	2.774.394	2037	3.139.330	2048	3.422.286
2016	2.358.454	2027	2.816.934	2038	3.166.299	2049	3.446.250
2017	2.387.632	2028	2.859.291	2039	3.193.033	2050	3.469.877
2018	2.430.642	2029	2.901.860	2040	3.219.522		
2019	2.473.702	2030	2.944.633	2041	3.245.853		
2020	2.516.786	2031	2.973.054	2042	3.271.921		



Año	Habitantes	Año	Habitantes	Año	Habitantes	Año	Habitantes
2021	2.559.870	2032	3.001.312	2043	3.297.717		
2022	2.602.929	2033	3.029.306	2044	3.323.232		

### 3.6.2.3 Caracterización de las viviendas

Se disgregará el total de viviendas en tres categorías: casa rural, casa urbana y departamento. La importancia de definir este criterio, es que de esta forma se pueden hacer proyecciones separadas del consumo de leña por tipo de vivienda, el cual es el principal energético del sector residencial (BNE, 2014), pero que a partir del año 2017 se prohibirá su uso en la zona urbana de la Región Metropolitana (Ministerio del Medio Ambiente, 2016).

*Tabla 8 Consumo final de energía del Sector Residencial en Chile - Año 2014*

Energético	Teracalorías
Biomasa (leña)	17.523
Electricidad	9.780
Gas Licuado	8.874
Gas Natural	4.748
Otros	852

*Fuente: (BNE, 2014)*

Para definir la distribución de viviendas rurales y urbanas de la región, se utilizó la misma participación porcentual considerada en el proyecto MAPS Chile (2014). Posteriormente, dentro de la categoría “urbana”, se hizo la distinción entre Casa Urbana y Departamento, empleando la proyección que realizó (Mercado, 2016), en base a los datos del Censo 2002 y del “Anuario de edificación: 2001” (INE, 2003). De esta forma, se consiguió la distribución de viviendas según la tipología empleada para este informe, la cual se detalla en la Tabla 9.

*Tabla 9 Proyección de la distribución de Departamentos, Casa Urbana y Rural, de la Región Metropolitana*

Año	Urb. Dpto.	Urb. Casa	Rural	Año	Urb. Dpto.	Urb. Casa	Rural
2015	30,0%	66,5%	3,4%	2033	36,8%	59,6%	3,6%
2016	30,5%	66,0%	3,5%	2034	37,1%	59,3%	3,6%
2017	31,0%	65,5%	3,5%	2035	37,4%	59,0%	3,6%
2018	31,4%	65,0%	3,5%	2036	37,6%	58,8%	3,6%
2019	31,8%	64,6%	3,6%	2037	37,9%	58,5%	3,6%
2020	32,3%	64,1%	3,6%	2038	38,2%	58,2%	3,6%

Año	Urb. Dpto.	Urb. Casa	Rural	Año	Urb. Dpto.	Urb. Casa	Rural
2021	32,7%	63,7%	3,6%	2039	38,4%	58,0%	3,6%
2022	33,1%	63,3%	3,6%	2040	38,7%	57,7%	3,6%
2023	33,5%	63,0%	3,6%	2041	38,9%	57,6%	3,6%
2024	33,8%	62,6%	3,6%	2042	39,0%	57,4%	3,6%
2025	34,2%	62,2%	3,6%	2043	39,2%	57,2%	3,6%
2026	34,6%	61,8%	3,6%	2044	39,4%	57,0%	3,6%
2027	35,0%	61,4%	3,6%	2045	39,6%	56,8%	3,6%
2028	35,3%	61,1%	3,6%	2046	39,8%	56,6%	3,6%
2029	35,7%	60,7%	3,6%	2047	40,0%	56,4%	3,6%
2030	36,0%	60,4%	3,6%	2048	40,2%	56,2%	3,6%
2031	36,2%	60,2%	3,6%	2049	40,4%	56,0%	3,6%
2032	36,5%	59,9%	3,6%	2050	40,6%	55,8%	3,6%

### 3.6.2.4 Rectificación del consumo de leña

Se ajustó el consumo de leña para la Región Metropolitana según el estudio "Medición del consumo nacional de leña y otros combustibles sólidos derivados de la madera" (CDT, 2015). En él, se señala que la penetración de leña en la Región Metropolitana es de un 8,9%.

### 3.6.3 Determinación de la demanda de energía eléctrica residencial

Para describir el comportamiento de la demanda de energía en resolución mensual, se utilizó el perfil de demanda de Calefacción y de Agua Caliente Sanitaria (ACS) desarrollado por (Silva, 2009). En relación al perfil de demanda para Cocina, este se asume constante en el tiempo. Por último, el perfil de Artefactos Eléctricos, se estima que será mayoritariamente constante, salvo un aumento en invierno debido al mayor uso de artefactos como secadora de ropa, secadores de pelo, calienta camas, etc.

*Tabla 10 Participación en el consumo anual de electricidad por subsectores del sector Residencial*

	Artefactos Eléctricos	ACS	Cocina	Calefacción
Enero	6%	7%	8%	0%
Febrero	5%	7%	8%	0%
Marzo	6%	7%	8%	0%
Abril	8%	8%	8%	1%
Mayo	8%	8%	8%	14%
Junio	9%	9%	8%	25%

	Artefactos Eléctricos	ACS	Cocina	Calefacción
Julio	11%	10%	8%	26%
Agosto	12%	10%	8%	22%
Septiembre	11%	9%	8%	12%
Octubre	9%	9%	8%	0%
Noviembre	8%	8%	8%	0%
Diciembre	8%	8%	8%	0%
Total	100%	100%	100%	100%

Estos perfiles pueden ser observados en la Figura 7, siendo el porcentaje señalado, la participación del consumo de ese mes, en relación al año completo, para cada subsector del sector residencial en la Región Metropolitana.

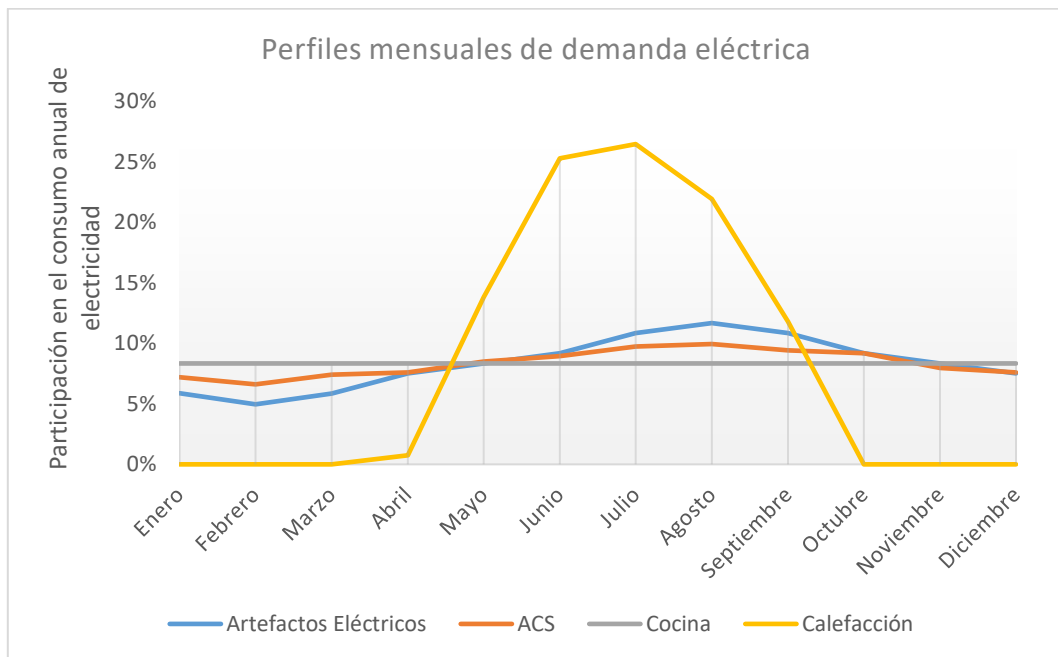


Figura 7 Perfiles mensuales de demanda eléctrica por subsectores del sector Residencial

En la Tabla 10 y la Figura 7, se muestra cómo se reparte el consumo de electricidad a lo largo del año, de manera independiente para cada subsector, de manera que la suma del porcentaje de cada mes, corresponde al consumo anual, definido como el 100%. Debido a que el consumo de artefactos eléctricos, ACS y cocina son relativamente constantes, cada mes tiene una participación en el consumo anual de aproximadamente  $100\%/12 = 8,3\%$ . En el caso de calefacción, los meses en que más se consume energía, son en los meses de invierno, alcanzando su peak en julio, con un 26%.

De esta forma, usando los datos anuales de demanda de energía residencial por vivienda, utilizado en el proyecto (MAPS Chile, 2014), se obtiene el siguiente perfil de demanda de energía para una casa promedio de la Región Metropolitana:

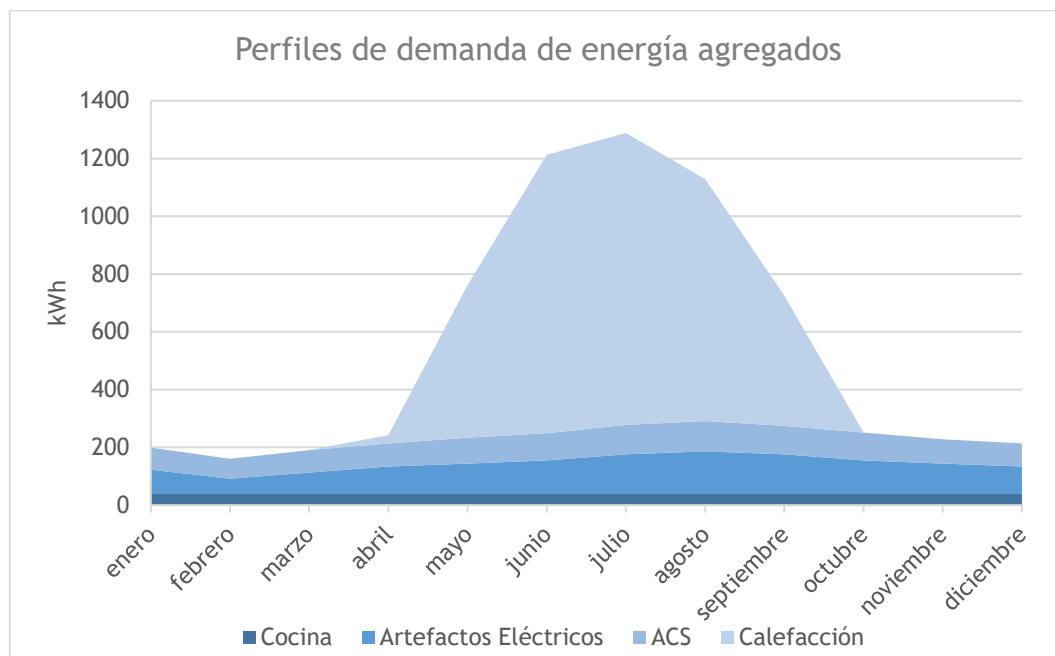


Figura 8 Perfiles de demanda agregados para una casa cualquiera de la RM

Este perfil es replicado año a año, para las diferentes estimaciones de demanda realizados por la proyección de (MAPS Chile, 2014).

### 3.6.4 Determinación de la generación de energía mediante el sistema fotovoltaico

En esta sección se describirá el sistema fotovoltaico a evaluar en este proyecto, y se determinará el perfil de generación mensual que entregue el sistema.

#### 3.6.4.1 Dimensionamiento sistema fotovoltaico

El tamaño del sistema fotovoltaico está limitado por diversos factores propios de la vivienda, tales como el estado, el material y la antigüedad de la estructura del techo, el área disponible, su orientación, inclinación y las sombras propias o externas que se generen en el techo.

En relación al área disponible, en la Tabla 11, se presenta el área mínima que se requiere para diferentes capacidades de sistemas fotovoltaicos, para Santiago (Ministerio de Energía, 2015b). Se realizó una extrapolación para los sistemas menores a 5 kW, ya que la vivienda estándar que se utilizó es de 65 m<sup>2</sup>, más pequeño que el espacio requerido si se quisiera instalar un sistema de 5 kW en un techo plano.

Tabla 11 Área mínima necesaria para diferentes tamaños de sistemas FV en Santiago

kW instalados	Techo inclinado		Techo plano	
	Área libre en el techo [m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> /kW]	Área libre en el techo [m <sup>2</sup> ]	[m <sup>2</sup> /kW]
3	40	13,3	56	18,7
5	60	12,0	90	18,0
10	100	10,0	170	17,0
20	180	9,0	320	16,0
50	420	8,4	800	16,0
100	820	8,2	1580	15,8

Fuente: Elaboración propia a partir de (Ministerio de Energía, 2015b). Datos para Santiago (latitud -33), para un sistema orientado al norte e inclinado según la latitud, considerando paneles FV de 250W de 1,6x1 m<sup>2</sup>.

A modo general, la tabla anterior muestra el área mínima que se necesita para instalar un sistema fotovoltaico, puesto que se debe considerar caso a caso las diferentes características de las viviendas para realizar una estimación más certera.

El espacio mínimo requerido para la instalación de los paneles varía según si el techo es plano o inclinado, ya que, en el primer caso, se necesitaría instalar una estructura para montar los paneles en un ángulo que permita un mejor aprovechamiento del recurso solar. Además, para que no se produzcan sombras entre ellos, se debe dejar una cierta distancia entre las filas de los módulos, tal como se puede observar en la Figura 9. Para el caso de los techos inclinados, los paneles se pueden instalar de forma paralela al tejado, por lo que no se necesitaría dejar una separación entre los módulos.

Figura 9 Comparación entre techos planos e inclinados



Sistema Fotovoltaico sobre techo plano.  
Fuente: [www.eqmagpro.com/rfs-of-agencies-for-preparation-of-pfrs-for-rooftop-solar-pv-projects-in-india](http://www.eqmagpro.com/rfs-of-agencies-for-preparation-of-pfrs-for-rooftop-solar-pv-projects-in-india)



Sistema Fotovoltaico sobre techo inclinado.  
Fuente: [www.powertracsolar.com/solar-rooftop-2](http://www.powertracsolar.com/solar-rooftop-2)

Para efectos de este estudio, se analizará el caso particular de un sistema fotovoltaico, cuyas características se detallan en la Tabla 12. Para una vivienda de tamaño promedio de 65 m<sup>2</sup> se escogió una capacidad instalada de 3 kW puesto que cumple con los requerimientos de espacio ya sea para el caso de techo plano o inclinado.

*Tabla 12 Datos utilizados para la descripción de los paneles FV*

Datos Paneles	
Potencia de un panel FV	0,25 kW
Dimensiones panel FV <sup>3</sup>	1,6 x 1 m <sup>2</sup>
Potencia panel por unidad de superficie	6,5 kW/m <sup>2</sup>
Tamaño para 3 kW, sólo en paneles	19,5 m <sup>2</sup>

En el Anexo A, se adjunta la ficha técnica de un panel fotovoltaico con las características aquí mencionadas, y su precio en el mercado chileno.

#### 3.6.4.2 Factor de planta

Se utilizó el factor de planta otorgado por el Explorador Solar de la Universidad de Chile, para la Región Metropolitana, de 16,93%.

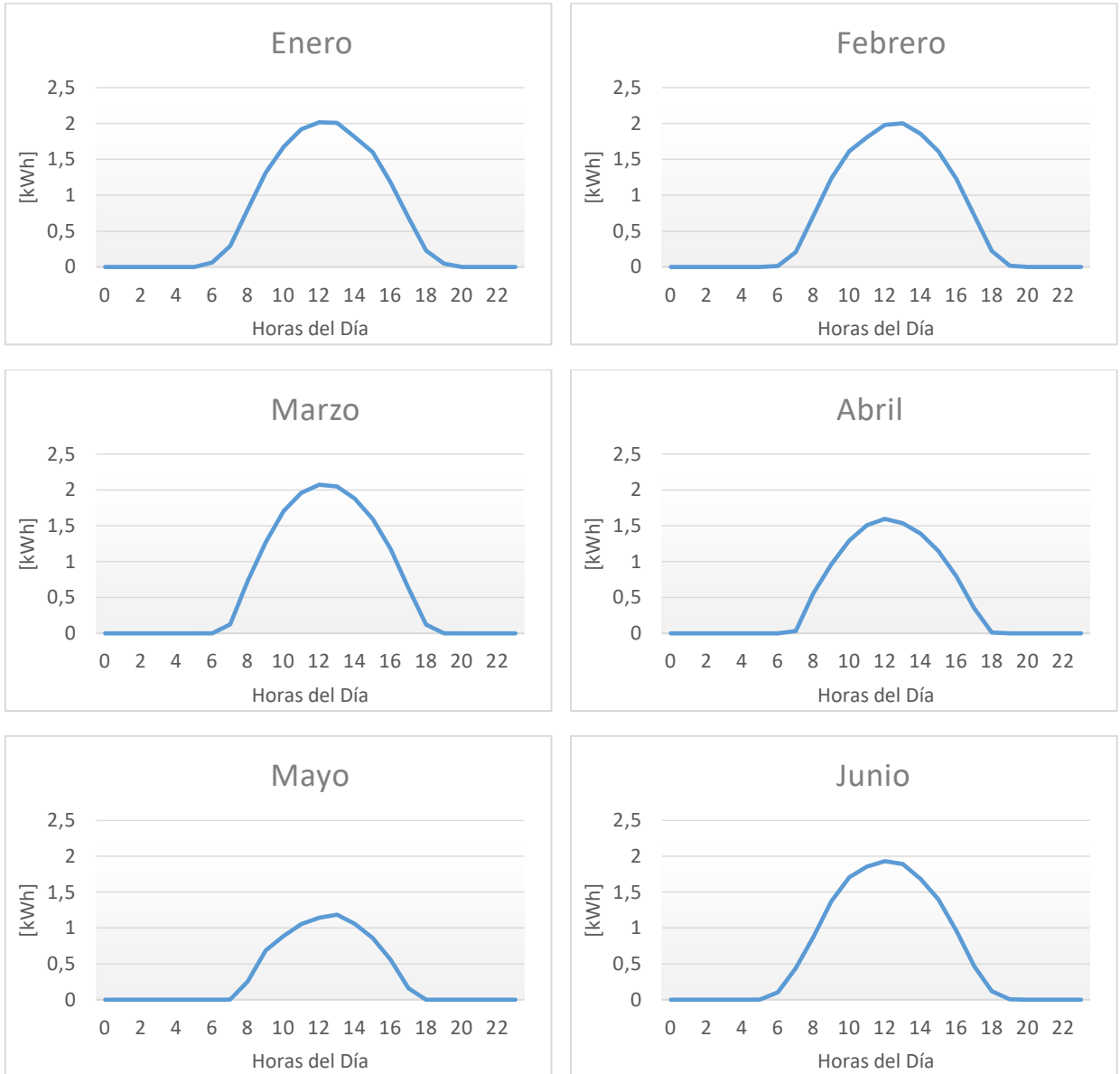
#### 3.6.4.3 Perfiles de generación de energía fotovoltaica

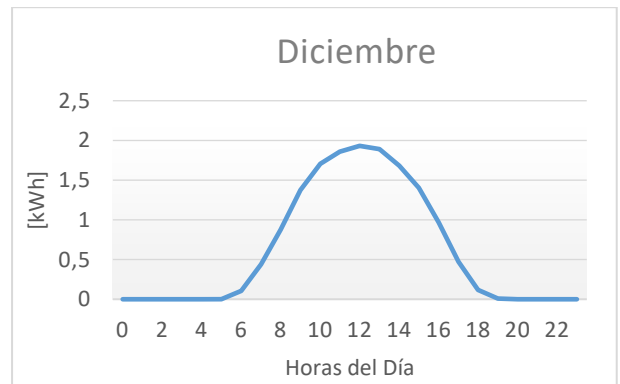
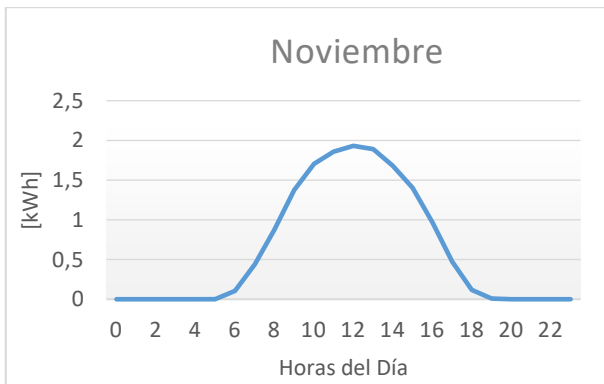
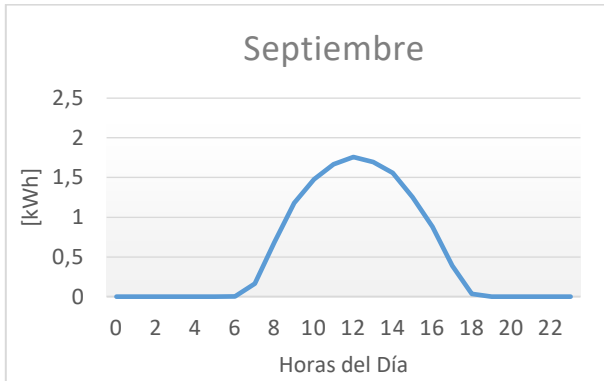
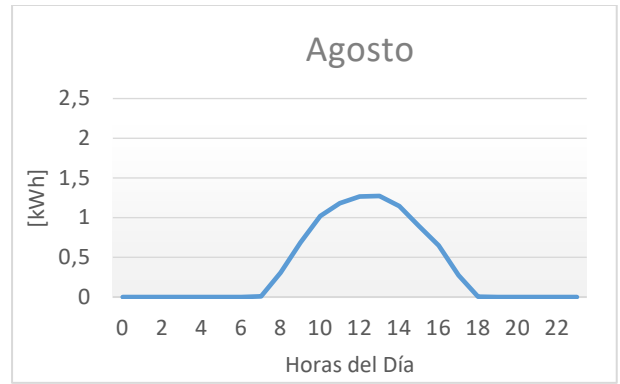
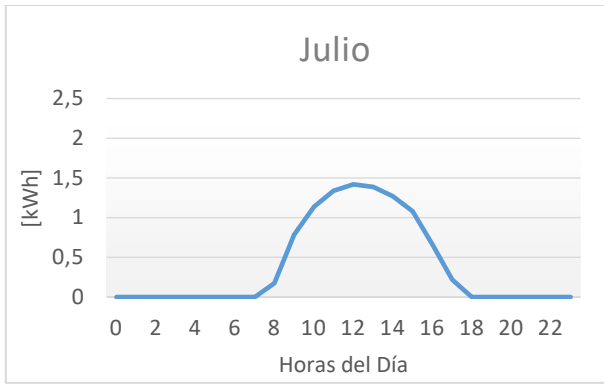
A partir de los datos anteriores, se calculó la generación diaria promedio para cada mes, obteniéndose los perfiles diarios y mensuales, para un sistema de 3 kW, presentados en la Figura 10 e Figura 11, respectivamente.

---

<sup>3</sup> Según ficha técnica de un panel solar poli-cristalino de 250W. Fuente: <http://www.kuhn.cl/webstore/panel-solar-fotovoltaico-polycristalino-250-watts-ps-250pj.html>

Figura 10 Perfiles diarios de generación FV para un sistema de 3 kW





Fuente: Elaboración Propia a partir de los datos descargados del Explorador Solar de la Universidad de Chile (web: [walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3](http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3))



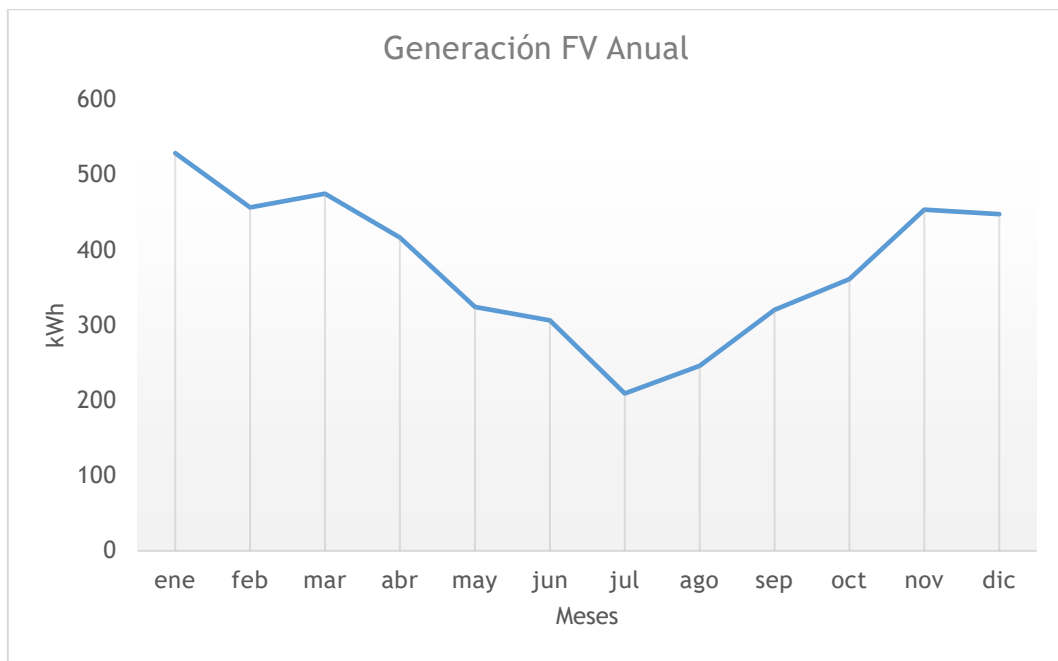


Figura 11 Generación Fotovoltaica Anual para un sistema de 3 kW.

Fuente: Elaboración Propia a partir de los datos descargados del Explorador Solar de la Universidad de Chile (web: [walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3](http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3)).

### 3.6.5 Definición de tipologías de viviendas

Se definieron un total de 8 tipologías de viviendas para realizar el análisis, las que están determinadas por diferentes combinaciones de uso finales que se abastecen completamente con energía eléctrica. Los usos finales son: calefacción, cocina, artefactos eléctricos y ACS. Además, se agrega una tipología llamada “estándar” que corresponde al consumo de electricidad promedio de una casa, la cual utiliza electricidad para todos los usos finales, pero no exclusivamente. Es decir, que utiliza también otros combustibles para satisfacer su demanda.

De esta forma, la tipología llamada “artefactos eléctricos” representa una vivienda que abastece con energía eléctrica sólo ese uso final y, para el resto, utiliza diferentes combustibles. Así mismo, la tipología “artefactos eléctricos + cocina” utiliza electricidad para abastecer totalmente esos dos usos finales. En la Tabla 13 se presentan las tipologías de viviendas utilizadas, correspondientes a todas las combinaciones posibles de usos finales, que utilizan electricidad para satisfacer su demanda.

Tabla 13 Clasificación de las Tipologías

1 Uso Final	2 Usos Finales	3 Usos Finales	4 Usos Finales
Artefactos Eléctricos	Artefactos Eléctricos + Cocina	Artefactos Eléctricos + Cocina + ACS	Artefactos Eléctricos + ACS + Calefacción + Cocina
	Artefactos Eléctricos + ACS	Artefactos Eléctricos + Cocina + Calefacción	Estándar
	Artefactos Eléctricos + Calefacción	Artefactos Eléctricos + ACS + Calefacción	

Fuente: Elaboración Propia

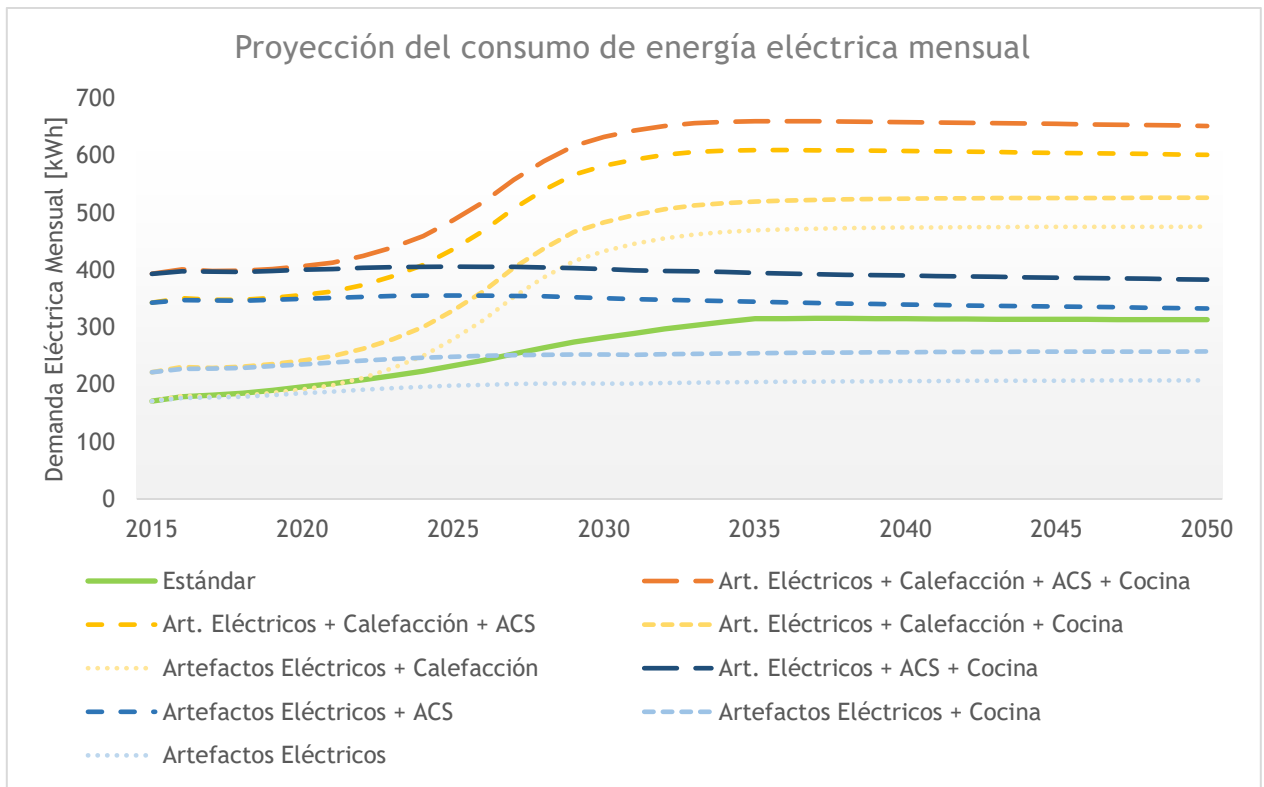


Figura 12 Proyección del consumo de electricidad según tipología de vivienda  
Fuente: Elaboración Propia en base al proyecto (MAPS Chile, 2014).

En la Figura 12, se observan los consumos de energía eléctrica para diferentes viviendas, según sean los usos finales que se estén supliendo.

Cabe mencionar que el aumento en el consumo energético se debe a diversas razones, como lo son el estancamiento en el consumo de leña y su reemplazo por otros combustibles, entre ellos la electricidad; un incremento en el consumo de electricidad, producto de una mayor tenencia de artefactos eléctricos por parte de las familias; y por un mayor uso de aire acondicionado. No obstante, el mayor crecimiento se observa en las viviendas que utilizan calefacción, debido a los supuestos del modelo, en el que, a medida que aumenta el PIB per cápita, la población tiende a lograr mejores niveles de confort térmico<sup>4</sup>, el cual es alcanzado aproximadamente en el año 2030 (MAPS Chile, 2014).

### 3.6.6 Incorporación de incertidumbre en la proyección del precio de la electricidad

Se incorporó incertidumbre en la proyección de precios de la electricidad, debido a que se desconoce cómo será su crecimiento, más aún, luego de la reciente licitación de energía. Por este motivo, se asigna un crecimiento de un 3,5% anual (0,29% mensual), el cual varía entre un  $\pm 10\%$ , hasta el año 2020, como se indica en (GIZ, 2015). A partir del año 2021, se estima como límite una disminución de un 20% anual (1,53% mensual), según sugería que puede ocurrir en ese año el Ministro de Energía (Diario Financiero, 2016), y un aumento de un 3,5%.

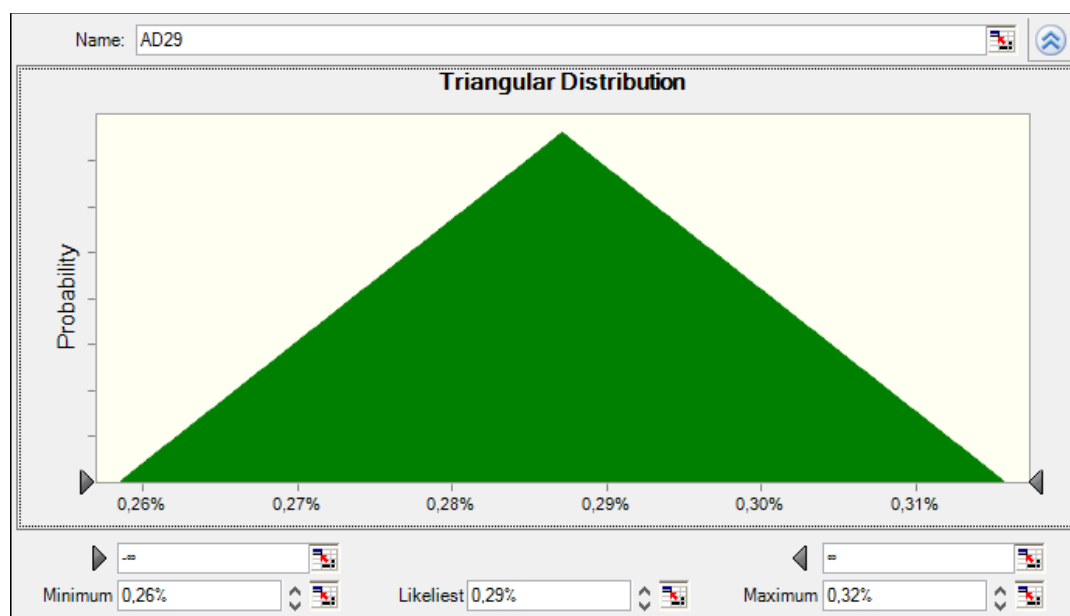


Figura 13 Distribución de los precios de la Tarifa de Suministro Eléctrico antes del 2021  
Fuente: Elaboración Propia

<sup>4</sup> Una vivienda se encuentra en confort térmico, cuando alcanza una temperatura interior constante entre 19 y 21°C.

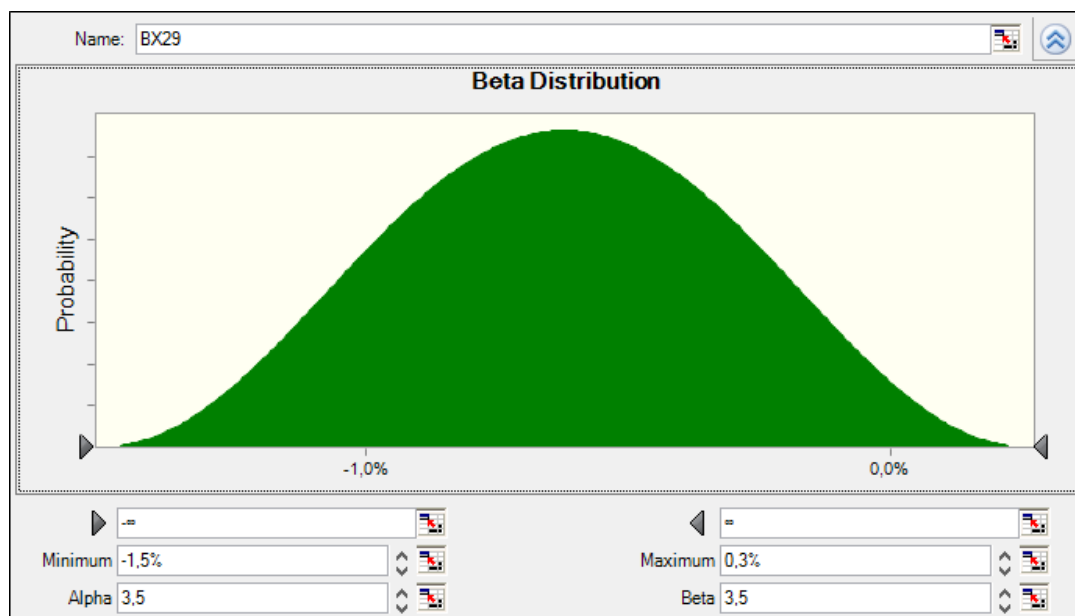


Figura 14 Distribución precios de la Tarifa del Suministro Eléctrico posterior al 2021  
Fuente: Elaboración Propia

Además, como los valores posteriores al 2021 poseen un rango más amplio, se consideró una correlación de 0,7 del precio de la tarifa de cada año, con el precio obtenido el año anterior.

### 3.7 Modelación de instrumentos

#### 3.7.1 Modelación subsidios

Utilizando la herramienta “OptQuest” de Crystall Ball, se resolvió cuál era el menor porcentaje que subsidia el Estado, tal que el VAN a 10 y 20 años (con una tasa de descuento del 10%) del usuario final sea mayor que cero. Para este análisis, se consideró la tipología “estándar”.

Se evaluó para el escenario más desfavorable, que sería el año 2017, puesto que conforme avanzan los años, el costo de inversión de los paneles va en descenso.

Así se llegó a la conclusión que se necesita de un 49,6% de subsidio a la inversión inicial, para que el VAN a 10 años sea mayor a cero, y un 25,1% para que el VAN a 20 años sea mayor a cero.

Dados estos resultados, se evaluó la aplicación de un subsidio de un 25 y 50%, el cual permita el financiamiento de la inversión inicial del sistema fotovoltaico, y posteriormente se evalúa el Flujo de Caja para el usuario con la inversión inicial subsidiada, como también el costo que tendría para el Estado realizar este incentivo.

### 3.7.2 Modelación NetBilling

Utilizando la misma metodología que para el caso del subsidio, se obtuvo que se necesita que la tarifa de inyección a la red, sea un 181% de la tarifa del suministro eléctrico para que el VAN a 10 años sea cero, lo cual le costaría al Estado \$6.172.339. Igualmente, para que el VAN a 20 años sea cero, se requiere una tarifa del 103%, lo cual tiene un costo de \$2.274.098.

Como es improbable que ocurra tener un precio de venta del 181% de la tarifa del suministro eléctrico, se analizará el caso de un 80% y 100%, es decir, un 20 y un 40% más que el precio que se paga actualmente.

Para evaluar este incentivo, se realiza un Flujo de Caja para cada tipología, en el cual se establece el monto que se reembolsa al usuario por concepto de venta de su excedente, para el caso en que se pague la tarifa actual de 60%, como también, para la tarifa mejorada. La diferencia de estos valores, determina el costo que tendría este incentivo.

### 3.7.3 Modelación facilidades de préstamos

La tasa para proyectos de este tipo, a nivel de distribución, es de un 8% e incluso menos, según información internacional (IEA, 2014). Por otro lado, en otros estudios similares en Chile, se ha utilizado una tasa de 6,9% (Mercado, 2016).

Sin embargo, para proyectos de una escala residencial, usualmente se utilizan préstamos de consumo para financiar la inversión inicial, razón por la cual el ministro de Energía, Máximo Pacheco, ha mostrado su interés por hacer una alianza con el BancoEstado, para crear una línea de crédito, para que las personas que quieran instalar un techo solar, lo puedan hacer con financiamiento de mediano y largo plazo, el cual pretenden esté operativo para el 2017 (EMOL, 2016a).

Ejemplo de este tipo de esfuerzos, aunque para créditos hipotecarios, es también la alianza del BancoEstado y el banco alemán KfW que rebaja la tasa entre un 12 y 15% para la compra de viviendas que tengan certificación de eficiencia energética (EMOL, 2016b)

Volviendo al caso del financiamiento de sistemas solares en el sector residencial, para el caso de la Región Metropolitana, existe la oportunidad de pagar la inversión en 12 cuotas precio contado con tarjeta de crédito, al instalar el sistema a través de la empresa de distribución de energía eléctrica ENEL<sup>5</sup>. La otra alternativa es optar por créditos de

---

<sup>5</sup> Según información del sitio de la empresa distribuidora: <https://www.eneldistribucion.cl/fotovoltaico>

consumo, los cuales tienen una tasa que, según el periodo que se evalúe, varían entre un 13 a 29%, y ofrecen hasta 60 meses de plazo<sup>6</sup>.

Con esta información, se decidió por tomar como referencia de tasa del mercado, un 20%, y evaluar la aplicación de una tasa preferencial de un 10%, para incentivar los proyectos de techos solares. Se consideró, además, que el préstamo se realizaría a 60 meses.

De esta manera, se calculó el costo total de un préstamo a la tasa de mercado y con la tasa preferencial para proyectos fotovoltaicos, obteniéndose que la diferencia entre ambas sería el costo a subsidiar.

### 3.8 Evaluación económica

Con la finalidad de poder estimar los costos de implementación y también evaluar la factibilidad económica de proyectos de energía solar, se realizarán flujos de caja desde el punto de vista del usuario del sistema fotovoltaico, con la finalidad de determinar si el proyecto es rentable y, por tanto, si es factible de realizar. Esta evaluación se realizará para la tipología definida como “estándar”, la que posteriormente será replicada para la cantidad de viviendas que adoptarían este sistema, desde el 2015 al 2030. Debido a la gran cantidad de datos que esto representa, en este informe se mostrarán estos resultados de manera anual, y para los años 2017, 2020, 2025 y 2030.

### 3.9 Evaluación de efectos en la reducción agregada de GEI

Se calcularán los efectos en la reducción de emisiones indirectas producto del consumo de energía eléctrica. Para el caso del análisis de una vivienda, se mostrará la trayectoria de emisiones que esta tendría tanto para el caso en que realiza o no el proyecto.

De igual forma, se calcula la reducción de emisiones de forma agregada para estudiar el impacto sistémico que este tendría. Se realiza la comparación entre las viviendas que adoptarían el sistema fotovoltaico, como también, la reducción que produciría en la Región Metropolitana.

---

<sup>6</sup> Datos obtenidos del Comparador de Créditos Financieros del Sernac, para préstamos sobre \$3.000.000. <http://www.sernac.cl/proteccion-al-consumidor/consumidor-financiero/comparador-de-productos-financieros/>

## 4 Incentivos a las Energías Renovables no Convencionales (ERNC)

Para seleccionar los incentivos que se evaluarán en este trabajo, se realizará una compilación de las regulaciones y otros instrumentos que actualmente fomentan el uso de la energía solar en Chile, como también la experiencia de otros países en esta materia. Finalmente, se seleccionarán los incentivos que mejor expectativa de mitigación, de acuerdo al contexto de Chile, demuestren.

### 4.1 Regulación de las ERNC en Chile

A continuación, se presentan las leyes relacionadas a las energías renovables en Chile.

*Tabla 14 Resumen regulaciones en Chile sobre Energías Renovables*

<b>Regulación</b>	<b>Resumen</b>
Ley General de Servicios Eléctricos (DFL-4)	Define como fuentes de ERNC a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz.
Ley 19.940 “Corta I” del 2004	Libera de los costos de transmisión a los generadores con capacidad menor a 9MW. Con la promulgación de la Ley Corta, se incorporó un artículo que exime de pago de peajes de transmisión al troncal la generación de hasta 9 MW con energías renovables no convencionales facilitando el ingreso a los mercados de comercialización energética
Ley 20.018 “Corta II” del 2005	Incentiva inversión en generación. Empresas de distribución eléctrica deben comprar bloques de potencia para asegurar el suministro eléctrico.
Ley 20.257	Establece que los grandes generadores (con capacidad por sobre los 200MW) deberán hacer que, al menos, un 5% de la energía que comercializan sea renovable no convencional. Esta exigencia irá subiendo gradualmente hasta alcanzar el 10% el año 2024. Además, cada empresa que efectúe retiros de energía desde sistemas con capacidad superior a 200MW deberá acreditar que un 10% provenga de ERNC.

Regulación	Resumen
Ley 20.698	Esta ley aumentó la meta de la ley 20.257, así, para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será del 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos del 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% el año 2024, y un incremento del 2% al año 2025 para llegar al 20% el año 2025
Ley 20.571. Generación Distribuida, NetBilling, NetMetering o Medición Neta	Entró en vigencia el 22 de octubre de 2014, otorga derecho a los pequeños y medianos consumidores a generar su propia energía, autoconsumirla y vender los excedentes. Como requisito para poder inyectarla a la red, ésta debe haber sido generada mediante energías renovables no convencionales o mediante cogeneración eficiente. Además, el sistema de generación no debe producir más de 100 kilowatts y la capacidad conectada del inmueble debe ser inferior a 5.000 kilowatts.
Ley 20.365 y 20.897	La ley 20.365 establece una franquicia tributaria para colectores solares. En febrero de 2016, esta ley fue modificada, entrando en vigencia la Ley 20.365. Con esta modificación se renueva la vigencia de la franquicia tributaria para la instalación de sistemas solares térmicos por el período 2015 a 2020 y se agrega un subsidio directo para la provisión de esta tecnología en viviendas sociales nuevas. El beneficio tributario lo perciben las empresas constructoras, quienes podrán descontar el costo del SST, el costo de instalación y el costo de mantención del SST por 5 años, del monto de sus pagos provisionales obligatorios de la Ley sobre Impuesto a la Renta o contra cualquier otro impuesto o retención. Los tramos del beneficio tributario según valor de la vivienda (costo del terreno + costo de construcción) son: <ul style="list-style-type: none"> <li>– Vivienda con valor menor o igual a 2.000 UF: El monto del beneficio es hasta el 100% de la inversión</li> <li>– Viviendas con valor mayor a 2.000 UF y hasta 3.000 UF: decremento lineal desde 100% hasta 0% del beneficio</li> <li>– Viviendas con valor mayor a 3.000 UF: No poseen beneficio tributario</li> </ul>
Ley 19.657	Sobre concesiones de energía geotérmica

*Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Biblioteca del Congreso Nacional*

#### 4.1.1 Fomento a las ERNC

Existen varias instituciones que ofrecen financiamiento a proyectos de energías renovables, tales como: CORFO, FOSIS, CNR, INDAP, SERCOTEC, ProChile, Ministerio de Energía, ACHEE, FIA, MINVU.



Dentro de estas, se destaca la iniciativa de Corfo, con el Plan Estratégico Solar, el cual busca desarrollar la industria solar en un horizonte de 10 años, y para la cual se destinaron US\$764 millones, en noviembre del 2015 (Diario Financiero, 2015).

Además, a partir de mayo del 2016, se creó el Comité Corfo de la Industria Solar, el cual gestiona las materias relacionadas con el Programa Estratégico Solar, junto con el diseño e implementación de los instrumentos de promoción que se consideren necesarios en la política energética.

Este comité se creó a partir de la reformulación del Centro para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), institución que articulaba información sobre financiamiento nacional e internacional disponibles en otras instituciones, que ayudasen a la materialización de los proyectos de energías renovables.

#### 4.1.2 Programas

##### *Programa de Techos Solares Públicos*

El Programa Techos Solares Públicos (PTSP) es una iniciativa del Ministerio de Energía inserta en la Agenda de Energía, orientada a instalar sistemas fotovoltaicos (SFV) en los techos de los edificios públicos, con el objeto de contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico para autoconsumo. Tiene una duración de 4 años a partir del 2015 y cuenta con un presupuesto de USD 13 millones.

##### *Programa de Eficiencia Energética y Energías Renovables para Autoabastecimiento*

Este programa es parte del plan de inversiones de Clean Technology Fund (CTF), que es una iniciativa de inversión del Climate Investment Fund (CIF), quienes se preocupan de entregar financiamiento a países en desarrollo para que implementen tecnologías bajas en carbono, y con un importante potencial en reducción de emisiones de gases efecto invernadero.

El objetivo de este programa es acelerar la implementación de proyectos de eficiencia energética y ERNC, para lo cual se dispuso de USD 25 millones en créditos blandos para financiamiento.

#### 4.1.3 Otros:

##### *ESCOs (Energy Services Companies)*

Son empresas que se hacen cargo de la inversión inicial de instalar un sistema fotovoltaico en casas, edificios y empresas, permitiendo que se realicen pagos mes a mes, de manera que los ahorros en la cuenta de electricidad permitan ir pagando total o parcialmente el sistema solar que se ha instalado.

Estos sistemas, en general, pueden ser financiados a través de tres métodos: compra directa del sistema solar, leasing, o un servicio completo que incluye el costo de mantenimiento y reparación del sistema por hasta 20 años.

Para incentivar este tipo de empresas, a fines del año 2012, el Comité Innova Chile de Corfo, realizó el concurso “Innovación en Energías Renovables”, el cual tenía como objetivo apoyar el desarrollo de proyectos pilotos de tecnologías de autoabastecimiento energético en base a energías renovables, utilizando el modelo ESCOs. Gracias a esto, se desarrollaron ocho proyectos, con los cuales se produjo una potencia nominal de 2.373 kW.

## 4.2 Clasificación de los incentivos a la energía solar

A grandes rasgos, el sistema eléctrico se compone de tres actividades: generación, transporte y distribución. A su vez, la generación de energía eléctrica se puede separar en dos categorías: generación centralizada y generación distribuida (GD).

Si bien, no existe un consenso universal sobre la definición de cada una, debido a diferentes exigencias en cuanto a las tecnologías empleadas, límites de potencia, conexión a la red, entre otros; la Agencia Internacional de Energía considera como GD aquella que se conecta a la red de distribución de baja tensión y que utiliza tecnologías como motores, mini y micro turbinas, celdas de combustible y energía solar fotovoltaica.

En el caso de Chile, se le llama “pequeños medios de generación distribuida” (PMGD) a aquellos medios de generación menores a 9MW de potencia, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica.

A modo de resumen, en la Tabla 15 se muestra la comparación entre generación centralizada y distribuida, según las características comúnmente definidas en el mundo:

*Tabla 15 Comparación entre Generación Centralizada y Generación Distribuida (GD)*

<b>Aspecto</b>	<b>Generación Centralizada</b>	<b>Generación Distribuida</b>
Capacidad de Generación	Grandes para aprovechar economías de escala; rangos reportados (orden de magnitud) entre 100 y 1000MW	Menores de 300MW con las siguientes categorías: Grande: 50 - 300 MW Mediano: 5 - 50 MW Pequeño: 5 kW - 5 MW Micro: 1 W - 5 kW
Tipo de tecnologías	Hidroeléctrica, térmica (carbón, petróleo, gas) y nuclear	No Renovable: motor alternativo diésel, motor alternativo a gas, microturbina, y turbina de combustión.

Aspecto	Generación Centralizada	Generación Distribuida
		Renovable: solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, hidroeléctrica de baja altura, biomasa, geotérmica y mareomotriz.
Emplazamiento	Situado lejos del lado de la carga, y por lo general en las proximidades de donde se extraen los recursos fósiles primarios (para centrales térmicas) o de depósitos de agua (para sistema de energía hidroeléctrica).	Situado más cerca del lado de carga e integrado con las instalaciones del cliente.
Lugar de conexión al sistema eléctrico	Conectado al sistema de transmisión de alta tensión.	<u>Conectado a la red (on grid):</u> conectado al sistema de distribución de baja tensión o a las instalaciones del cliente  <u>Generación aislada (off grid):</u> desconectado del sistema eléctrico, siendo independientes las instalaciones del cliente o del sistema de microrred

Fuente: Theoa, et al. (2017)

#### 4.2.1 Incentivos a la generación centralizada

En el mundo se han aplicado distintas políticas que fomentan las energías renovables, las cuales Barroso et al. (2010) propone clasificar dentro de cuatro grupos:

- i. Sistema de tarifas fijas y pago premium: el gobierno o una institución estatal, compra la energía limpia a los generadores a precios establecidos, para los diferentes tipos de tecnologías (solar fotovoltaica, eólica, biomasa, etc.). La tarifa está basada en el costo de la electricidad más un razonable retorno para el inversor.
- ii. Sistema de cuota y certificados verdes transables: se establece un porcentaje fijo que las generadoras u otro agente del mercado, debe cumplir con energía renovable. Este sistema puede ser complementado con un mercado activo de certificados verdes transables.

- iii. Subastas de energía: se establecen bloques de demanda o potencia instalada a satisfacer por energías renovables. Posteriormente, se adjudican estos bloques a los proyectos candidatos que presenten los menores costos.
- iv. Incentivos y créditos fiscales: Son políticas complementarias, entre las cuales se incluye la liberación de pagos por transmisión eléctrica, rebaja de impuestos, ayudas para financiar la inversión, etc.

Por otro lado, Sener y Fthenakis (2014) proponen una segmentación de seis grupos, los cuales son:

- i. Sistema de tarifas fijas: mismo sistema explicado anteriormente.
- ii. Créditos fiscales y devoluciones de impuesto: estos créditos pueden ser porcentajes de las inversiones de capital, como los créditos fiscales a la inversión (ITC); o bien, una suma de dinero por cada unidad de generación de energía eléctrica, como son los créditos fiscales a la producción (PTCs).
- iii. Impuestos al carbono/Programas de reducción de carbono: con el fin de reducir los gases de efecto invernadero, se aplica un impuesto que varía según la cantidad de CO<sub>2</sub> equivalente que se emita.
- iv. Estándar de portafolio renovable: es equivalente al sistema de cuotas de la clasificación anterior.
- v. Opciones financiera y garantías de créditos: Los gobiernos ofrecen créditos para disminuir la dificultad que es obtener financiamiento en proyectos de energía solar, dado los costos relativamente altos para estos proyectos, la incerteza del ciclo de vida de los paneles solares y la falta de modelos de negocio para el financiamiento en el sector privado.
- vi. Inversión Pública: uno de los principales conductores para el desarrollo de la energía solar en países en desarrollo, es la inversión pública. También, se acogen donaciones de otros gobiernos y fundaciones para incentivar la energía solar y otros programas de electrificación rural.

Otra manera distinta de clasificar instrumentos, desde la mirada de la gestión ambiental y de recursos naturales, es la que presenta Sterner (2003). Esta segmentación consiste de cuatro categorías, las cuales son:

- i. Instrumentos de Mercado: subsidios, impuestos o cargos al uso de materias primas o producción de bienes, garantías de cumplimiento y subsidios dirigidos entre otros.

- ii. Creación de Mercado: consiste en el desarrollo de mecanismos que establecen derechos. Algunos tipos de derechos especiales en el ámbito de la gestión de los recursos naturales son los permisos de emisión y permisos de captura.
- iii. Regulación Ambiental: incluye estándares, prohibiciones, permisos o cuotas (no transables) y regulaciones.
- iv. Involucran al Público: incluye mecanismos tales como divulgación de la información, etiquetado y participación comunitaria en la gestión de recursos naturales.

La matriz de clasificación de mecanismos propuesta se presenta en la Tabla 16:

*Tabla 16 Matriz de clasificación de instrumentos de política*

<b>Utilizan Mercado</b>	<b>Crean Mercado</b>	<b>Regulación Ambiental</b>	<b>Involucran al Público</b>
Reducción de Subsidios	Descentralización y derechos de propiedad	Estándares	Participación ciudadana
Impuestos y cargos ambientales	Permisos y derechos transables	Prohibiciones	Divulgación de la información
Cargos al usuario	Sistemas Internacionales de compensación	Permisos y cuotas	
Sistemas de depósitos y reembolsos		Zonificaciones	
Subsidios focalizados		Obligaciones	

*Fuente: Sterner (2003).*

#### 4.2.2 Incentivos a la generación distribuida

De acuerdo a lo expresado en (Lopez, 2016), los incentivos a la Generación Distribuida (GD) se pueden agrupar en 3 grandes categorías:

- i. Político: principalmente mediante el establecimiento de metas específicas para la tecnología de energía limpia distribuida: generación, manejo de la demanda y acumulación de energía.
- ii. Regulatorio: el Net Metering y Net Billing ha sido la herramienta regulatoria más potente, efectiva y sustentable para el fomento de la energía solar distribuida en el mundo. California es el mejor ejemplo del impacto de Net Metering como mecanismo de fomento, con casi 4 GW de generación solar distribuida instalados.
- iii. Financiero: al igual que el caso de la generación centralizada, varias regiones han implementado mecanismos de apoyo financiero a la generación renovable y distribuida. El más comúnmente usado ha sido los certificados de energías

renovables (RECs), similares a los certificados de energías limpias (CELS) en México. Otras regiones han usado mecanismos similares incluyendo FITs, incentivos fiscales, etc.

## 4.3 Casos internacionales sobre incentivos a la energía solar

### 4.3.1 Incentivos a la generación centralizada

Basado en lo expuesto por Sener y Fthenakis (2014), se presenta un resumen de las diferentes experiencias relacionadas al incentivo de la energía solar en el mundo.

#### **Estados Unidos**

Uno de los más efectivos incentivos a nivel federal y de estados, son los créditos fiscales a la inversión (ITC) en energía solar fotovoltaica, el cual consiste en la devolución del 30% del gasto en equipamientos que empleen la energía solar para generar electricidad.

Además de esto, el gobierno federal de Estados Unidos ofrece una recuperación de costos a través de programas de depreciación acelerada. Los proyectos que fueron terminados el año 2011, obtuvieron un 50% de bono por depreciación en el primer año, debido al Acto de Estimulación Económica del año 2008, aun cuando actualmente este bono no aplica a nuevos proyectos.

Otro ejemplo de incentivos que se han hecho en este país, son las garantías de préstamos del Departamento de Energía (DOE's Loan Guarantee), el cual es un programa que ayuda la manufactura de paneles fotovoltaicos, ayudando a que se obtengan ventajas tecnológicas mediante el apoyo a la investigación y desarrollo.

#### **Alemania**

En el año 2000, el gobierno alemán introdujo un sistema de tarifas fijas a gran escala. Esto produjo un gran crecimiento en el desarrollo de energía solar fotovoltaica. Gracias a esto, en el 2011, Alemania alcanzó un 14% de su producción proveniente de energías renovables.

Los pagos de estas tarifas, son específicos para cada tecnología y, además, cada tarifa tiene un valor fijo por 20 años. Las tarifas son ajustadas según la capacidad de energía instalada del año anterior, siendo posible que estas decaigan, tal como ocurrió en el año 2010, en el cual la capacidad de energía fotovoltaica instalada fue mayor que lo planeado por el gobierno, por lo que las tasas disminuyeron en un 13% para el año 2011.

Sin embargo, el modelo de tarifas fijas de Alemania ha sido criticado por no producir resultados acordes a los esfuerzos realizados, dado que la implementación de este

sistema tuvo un costo que bordea los \$30 billones de euros, entre los años 2000 y 2010 (Fronde, et al., 2008).

## **China**

Diversos programas para conseguir la electrificar zonas rurales en China, ayudaron a la expansión de la energía solar fotovoltaica en las últimas dos décadas. La mayoría de estos proyectos fueron financiados mediante ayudas internacionales, o bien, dentro de programas de gobierno, en el marco de las metas para sus Planes Quinquenales (en inglés: China's Five-Year Plans).

Los principales programas son el “Brightness Program Pilot Project”, el “Township Electrification Programs”, y el “China Renewable Energy Development Project”. El primero, ha llevado el suministro de energía eléctrica a 23 millones de personas en áreas remotas entre el año 2000 y 2010, usando energía proveniente de centrales eólicas, solares fotovoltaicas, cogeneración, y sistemas híbridos de diesel, sumando una potencia total de 2300 MW entre todas. El segundo programa, creado el año 2002, permitió la construcción de 286 pequeñas estaciones hidroeléctricas y 721 fotovoltaicas e híbridos entre fotovoltaicas y eólicas, hacia el año 2005. El tercer programa, también entró en vigencia el año 2002, y respaldado por el Fondo Mundial para el Medio Ambiente (en inglés: Global Environment Facility), proveyó subsidios de \$1,5 USD por Watt a las empresas de paneles fotovoltaicos que ayudasen el mercado, vendieran y mantuvieran 10 MW en sistemas fotovoltaicos en las ciudades de Qinghai, Gansu, interior de Mongolia, Xinjiang, Tibet, y Sichuan.

### 4.3.2 Incentivos a la generación distribuida

## **California**

California ha tenido un notable crecimiento en la generación distribuida desde los años 80. Esto se debe principalmente a los cambios en normativa de interconexión, como el nuevo Reglamento 21, y a programas de integración de recursos renovables de generación distribuida, como el California Solar Initiative y Self-Generation Incentive Program.

Además, dispone de un sistema de Net Metering el cual se realiza a modo de obtención de créditos de energía al precio de venta a nivel de distribución.

### Emerging Renewable Program (ERP)

El ERP fue puesto en marcha en el año 1998 y su objetivo es premiar, mediante reembolsos e incentivos de producción, a los consumidores finales que instalen tecnologías de energías renovables.

Hasta el año 2006, el ERP contemplaba las siguientes tecnologías: solar fotovoltaico, solar térmica, turbinas eólicas pequeñas y celdas de combustible que operan con combustible renovable. Sin embargo, desde el año 2007 se tiene que solo son elegibles para este programa pequeños sistemas de generación eólica (de potencia inferior a 50 kW) y celdas de combustible que operan con combustible renovable, dejando relegados a los generadores solares. Los programas California Solar Initiative y New Solar Home Partnership reemplazaron la componente solar desplazada del ERP.

#### Self-Generation Incentive Program (SGIP)

Del mismo modo que el ERP, pero iniciado en 2001, este programa creó incentivos para la instalación de equipos de generación propios en respuesta a solucionar problemas de abastecimiento de la demanda peak en California. El SGIP contemplaba casi las mismas tecnologías que el ERP y, además, energías no renovables como turbinas a gas y motores de combustión, teniendo rangos más amplios de generación (abarcó en un comienzo hasta 1 MW, posteriormente se extendió a 3 MW). Sin embargo, al año 2007, con la creación del California Solar Initiative, se desplazó también la energía solar.

#### California Solar Initiative (CSI)

El CSI fue puesto en marcha a principios de 2007 y su función es incentivar la instalación de generadores fotovoltaicos en clientes de las tres empresas más grandes de servicios eléctricos de California. Este programa funciona tanto a nivel de casas residenciales existentes (para el caso de residencias nuevas existe un programa especial) como de propiedades industriales, comerciales y agrícolas (tanto existentes como nuevas para estas últimas).

Los incentivos del programa se basan en un desempeño esperado de la instalación, el cual depende del tamaño de la instalación, ángulo de inclinación y ubicación del sistema. En el caso de grandes instalaciones, se usa un desempeño real tomado durante un período de 5 años. Es importante destacar que el programa solo apunta a instalaciones solares conectadas a la red y ubicadas en el consumo, esto es, no está destinado a financiar grandes plantas solares.

El programa consta de 10 etapas de modo que al final de la última etapa el nivel de incentivo sea cero y la potencia instalada agregada por el programa sea 1750 MW. Cada etapa entonces asigna una determinada cantidad de MW a determinada zona de distribución de California y tipo de cliente.

Habiéndose alcanzado la inclusión de los MW determinados para la etapa por tipo de cliente y zona, se pasa a la siguiente etapa y se va disminuyendo el nivel de incentivo para ese tipo de cliente.

Acerca de los incentivos se tiene que son de dos tipos:



- Expected Performance Based Buydown: para dueños de sistemas fotovoltaicos de potencia inferior a 30 kW. Usando el desempeño esperado los clientes reciben el pago del incentivo una vez que están instalados y conectados, siendo el pago por potencia instalada.
- Performance Based Incentive: para dueños de sistemas solares superiores a 30 kW. El incentivo consiste en pagos mensuales durante 5 años, determinados por el desempeño real del sistema instalado, siendo un pago por generación en vez de potencia instalada. Los clientes con potencias inferiores a 30 kW también tienen la opción de optar por este tipo de incentivo.

### New Solar Homes Partnership (NSHP)

Este programa también inició sus actividades a comienzos de 2007, de forma paralela al CSI, y su objetivo es proveer incentivos a nuevas residencias, que sean clientes de las tres compañías más grandes de servicios eléctricos de California, y que contemplen sistemas de energía solar. De este modo se busca generar una alta penetración de energía solar desde la construcción misma de las viviendas.

Los sistemas que elegibles de recibir los incentivos son aquellos con potencias mínima de 1 MW y máxima de 7,5 MW. El incentivo tiene un monto que es calculado con un desempeño esperado y un modelo propio de la Comisión de Energía, organismo que vela por el programa, y es pagado cuando el sistema se encuentra completamente instalado. Además, el incentivo es mayor en el caso de viviendas económicas, en respuesta a que este sector presenta más dificultades de financiamiento.

### Resultados de la experiencia Californiana

A la fecha el aporte más directo a la generación distribuida de los programas desarrollados en California ha venido por parte de los programas CSI y NSHP. En la Tabla 17, se muestran las potencias instaladas logradas.

*Tabla 17 Potencia instalada de programas CSI y NSHP de California*

Compañía	Potencia instalada por sector [MW]	
	No residencial	Residencial
<b>Pacific Gas &amp; Electric Company</b>	104,6	83,2
<b>San Diego Gas &amp; Electric</b>	75,0	35,5
<b>Southern California Edison</b>	17,6	18,1

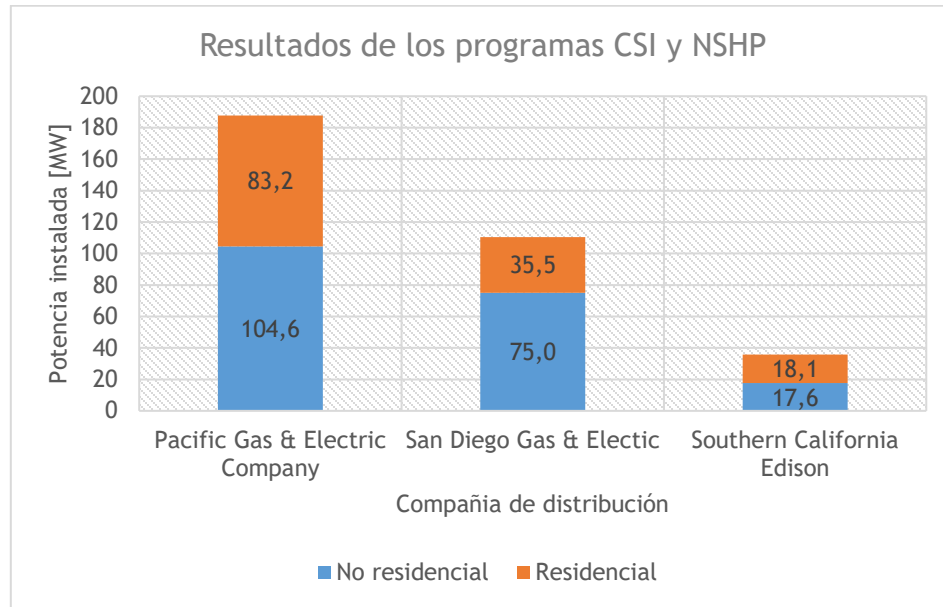


Figura 15 Resultados de los programas CSI y NSHP de California.  
Fuente: Curso Mercados Eléctricos, Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile

#### 4.4 Selección de incentivos a evaluar en este trabajo

Los incentivos seleccionados para este estudio son el Subsidio, en el costo de inversión de los sistemas fotovoltaicos; Net Billing, en el porcentaje de tarifas de inyección con respecto a la tarifa del suministro eléctrico; y Préstamos, al evaluar la rebaja en la tasa de los préstamos destinados a proyectos fotovoltaicos.

En relación al subsidio, se tiene como antecedente la realización del Programa Techos Solares, la cual contribuye a la maduración del mercado fotovoltaico, al adquirir sistemas solares para edificios públicos. Esta iniciativa comenzó el 2015 y cuenta con un presupuesto de USD 13 millones (Gobierno de Chile, 2016).

Con respecto al Net Billing, se evaluarán los efectos de un aumento en la tarifa de inyección de energía, el cual tendría como tope el precio pagado por los consumidores.

---

<sup>7</sup> : Recurso web consultado el 11/11/2016

<http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno10/impact/Impacto de PMGD/Experiencia de California.html>

Por otro lado, se tiene antecedentes de préstamos preferenciales para proyectos de energías renovables, tales como el crédito “Eco Hipotecario” de CorpBanca para la compra de viviendas que utilicen energías limpias, y la reciente alianza del Banco Estado con el Banco Alemán KfW, que se espera beneficie a más de 4.000 viviendas (entre 1.800 y 2.000 UF), otorgándoles préstamos con tasas entre un 12 y 15% más bajas de lo habitual (EMOL, 2016).

## 5 Cálculo de costos y efectos en la reducción agregada de GEI

El modelo llevado a cabo permite la determinación del flujo de caja mensual de los proyectos fotovoltaicos y la trayectoria de GEI, entre enero 2017 y diciembre del 2030, siendo la última fecha proyectada, diciembre del 2050, debido a que el horizonte de evaluación de los proyectos es de 20 años. Cabe señalar, que las emisiones de GEI evaluadas corresponden a las emisiones indirectas asociadas a la demanda eléctrica.

Para este informe, se presentan los resultados obtenidos a nivel individual, es decir, del usuario del sistema fotovoltaico, y a nivel sistémico o en forma agregada. Debido a la gran cantidad de resultados que se pueden obtener a nivel individual, se mostrará la proyección obtenida, para cada tipología, para proyectos iniciados los años 2017, 2020, 2025 y 2030 solamente.

### 5.1 Flujo de caja caso vivienda estándar

#### 5.1.1 Evaluación año 2017

A continuación, se presenta el resultado del Flujo de Caja para la tipología “estándar”, desde el punto de vista del usuario, de un sistema fotovoltaico de 3 kW, como el que se ha caracterizado, el cual se realiza el año 2017. El costo de inversión es de \$3.877.454 y el costo de mantención anual es de \$77.549.

*Tabla 18 Flujo de Caja Tipología estándar año 2017 por intervalo de tiempo*

Evaluación	Variable	2017-2021	2022-2026	2027-2031	2032-2036
Demanda de energía eléctrica	Total [kWh]	11.445	13.478	16.374	18.483
Panel FV	Generación [kWh]	21.908	21.365	20.836	20.321
	Autoconsumo [kWh]	10.259	11.425	11.913	11.972
	Excedente [kWh]	11.648	9.941	8.923	8.349
Evaluación sin Panel	Facturación de consumo de energía [CLP]	-\$1.309.011	-\$1.531.442	-\$2.208.799	-\$2.957.609

Evaluación	Variable	2017-2021	2022-2026	2027-2031	2032-2036
Evaluación con Panel	Facturación de consumo de energía [CLP]	-\$135.435	-\$235.235	-\$605.439	-\$1.044.027
	Reembolso Excedente [CLP]	\$772.071	\$650.582	\$694.352	\$771.497
	Mantención Sistema [CLP]	-\$431.023	-\$431.023	-\$431.023	-\$431.023
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	-\$3.877.454	\$0	\$0	\$0
	Total Evaluación con Panel [CLP]	-\$3.671.841	-\$15.676	-\$342.111	-\$703.554
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	-\$2.362.831	\$1.515.766	\$1.866.688	\$2.254.056

Fuente: Elaboración Propia

Demanda de energía eléctrica: corresponde a la energía demandada por la vivienda en el periodo de tiempo señalado.

Panel FV – Generación: es la cantidad de energía generada por el sistema fotovoltaico.

Panel FV – Autoconsumo: es la energía generada por el sistema fotovoltaico que se utiliza en la vivienda.

Panel FV – Excedente: es la energía que se genera y no es consumida, por lo que es inyectada a la red. Corresponde a la diferencia entre generación y autoconsumo.

Evaluación sin Panel: muestra la cantidad de dinero que pagará el usuario si no realiza el proyecto. Es su situación actual.

Evaluación con Panel: se presentan los flujos que tendría el usuario al realizar el proyecto. Estos flujos son:

Facturación de consumo de energía: lo que debe pagar el usuario a la empresa distribuidora de energía, por el consumo que no se suplió con el sistema fotovoltaico.

Reembolso Excedente: lo que se le paga al usuario por inyectar energía a la red.

Mantención Sistema: costo de mantención del sistema fotovoltaico.

Inversión Inicial Usuario: costo de inversión del sistema, pagado al comienzo del periodo de evaluación.

Total Evaluación con Panel: es el balance de todos los flujos recién mencionados.

Evaluación Total: es la diferencia entre la situación base (evaluación sin panel) y la situación con el proyecto (total evaluación con panel). Muestra la pérdida o beneficio monetario que traería realizar el proyecto.

En la Tabla 19, se presentan los indicadores del proyecto.

Tabla 19 Indicadores del proyecto tipología estándar año 2017

Valor Actual Neto	CLP
VAN 10 años (tasa dcto. 6%)	-\$1.589.131
VAN 10 años (tasa dcto. 10%)	-\$1.941.542
VAN 20 años (tasa dcto. 6%)	\$78.692
VAN 20 años (tasa dcto. 10%)	-\$1.011.529
Tasa Interna de Retorno	%
TIR 10 años (tasa anual)	-5%
TIR 20 años (tasa anual)	6%
Recuperación de la Inversión	Periodo
Payback	148 meses (12,3 años)
Payback Descontado (tasa de dcto. 6%)	233 meses (19,4 años)
Payback Descontado (tasa dcto. 10%)	No se recupera

Fuente: Elaboración Propia

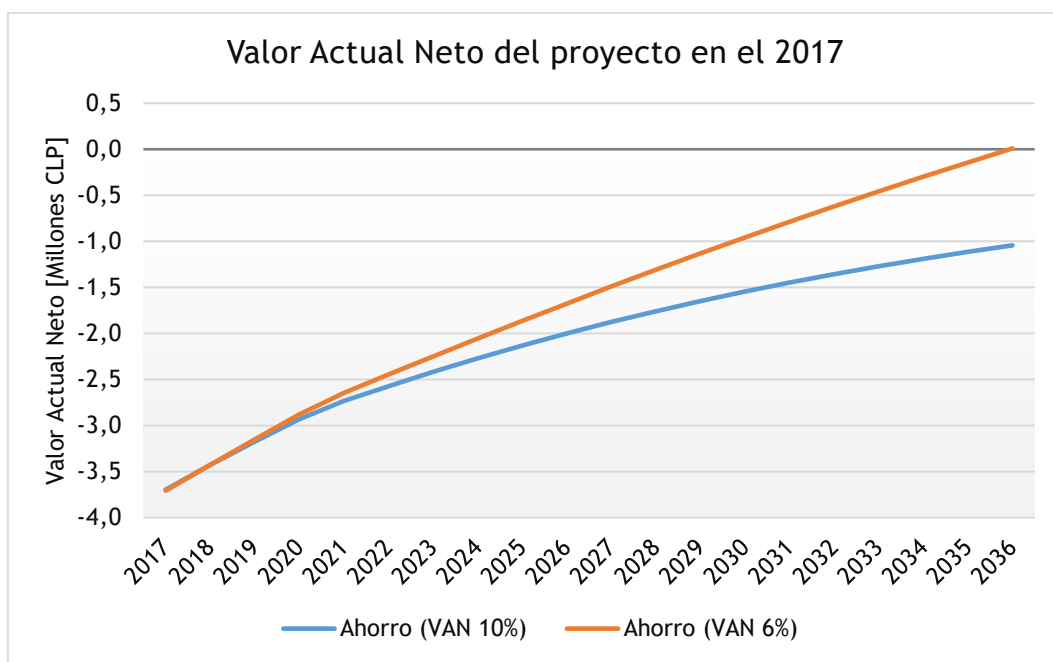


Figura 16 VAN del proyecto iniciado en el 2017

Fuente: Elaboración Propia

Tal como se observa en los indicadores, al utilizar una tasa de descuento del 10%, el proyecto no es rentable sin la aplicación de incentivos. Además, la inversión no se

alcanza a recuperar en el periodo estudiado, teniendo en cuenta los efectos del paso del tiempo en el dinero. Sin embargo, con la tasa de descuento del 6%, sí se vuelve rentable en el largo plazo, aun cuando está en el límite de la aceptación.

Por otro lado, en relación a la reducción de emisiones indirectas de GEI, se tiene que, en 20 años, se produce una disminución en 24,59 [tCO<sub>2</sub>eq] por vivienda con la implementación del sistema fotovoltaico.

La trayectoria de emisiones de la vivienda se puede observar en la Figura 17. Como se mencionó anteriormente, las emisiones de GEI corresponden a las emisiones indirectas asociadas a la demanda eléctrica. En este y el resto de los gráficos, las emisiones de GEI crecen debido a que, en la modelación del consumo eléctrico de las viviendas, se está asumiendo un aumento en la tenencia de artefactos y que las viviendas alcanzarán una situación de confort térmico en calefacción.

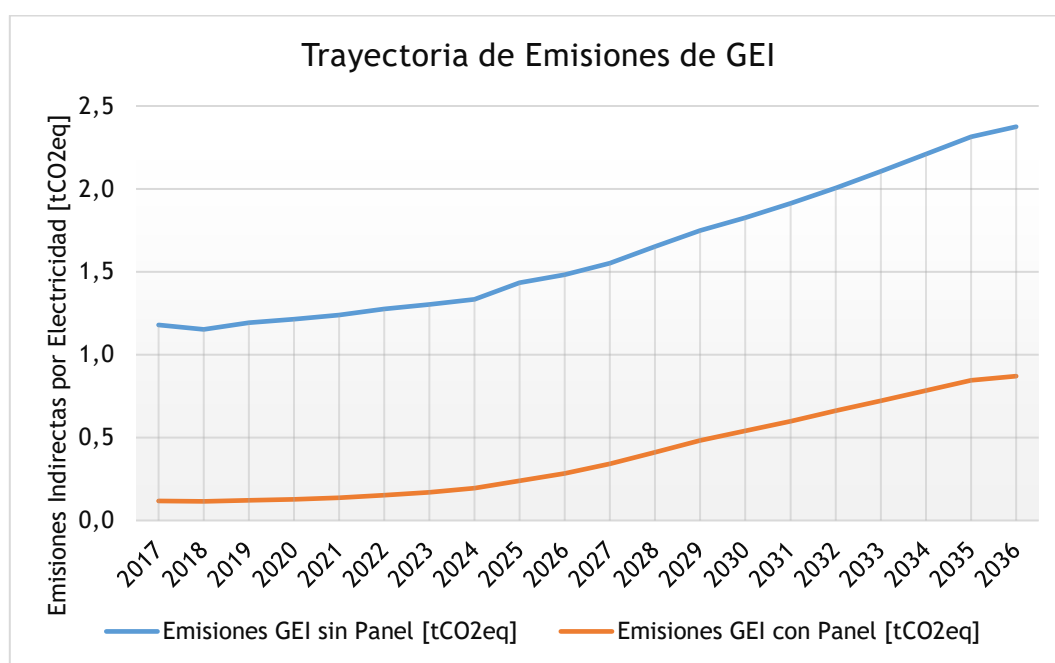


Figura 17 Trayectoria de emisiones de GEI Tipología estándar año 2017  
Fuente: Elaboración Propia

Las emisiones para el escenario con el panel fotovoltaico son cercanas a cero, debido a que la instalación cubre casi completamente la demanda de energía eléctrica del hogar, e incluso, en los meses de verano, la puede llegar a superar. Sin embargo, este valor no llega a cero, pues se consideró que el autoconsumo no puede llegar al 100% debido a que el sistema no posee baterías, por lo que no entregaría energía en la noche. Se aplicó un factor al autoconsumo de 0,9, para incorporar este efecto. Sin embargo, este efecto podría ser incorporado de mejor manera si se conociera el patrón de uso de energía de la vivienda a lo largo del día.

## 5.1.2 Evaluación año 2020

A continuación, se presenta el resultado del Flujo de Caja para la tipología “estándar”, desde el punto de vista del usuario, de un sistema fotovoltaico de 3 kW, como el que se ha caracterizado, el cual se realiza el año 2020. El costo de inversión es de \$3.397.769 y el costo de mantención anual es de \$67.955.

Tabla 20 Flujo de Caja Tipología estándar año 2020 por intervalo de tiempo

Evaluación	Variable	2020-2024	2025-2029	2030-2034	2035-2039
Demanda de energía eléctrica	Total [kWh]	12.538	15.222	17.783	18.919
Panel FV	Generación [kWh]	21.908	21.365	20.836	20.321
	Autoconsumo [kWh]	11.030	11.904	12.034	12.036
	Excedente [kWh]	10.877	9.461	8.803	8.285
Evaluación sin Panel	Facturación de consumo de energía [CLP]	-\$1.388.290	-\$1.918.063	-\$2.657.782	-\$3.353.099
Evaluación con Panel	Facturación de consumo de energía [CLP]	-\$166.886	-\$421.775	-\$862.116	-\$1.220.460
	Reembolso Excedente [CLP]	\$698.139	\$686.961	\$759.393	\$848.976
	Mantención Sistema [CLP]	-\$358.461	-\$358.461	-\$358.461	-\$358.461
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	-\$3.397.769	\$0	\$0	\$0
	Total Evaluación con Panel [CLP]	-\$3.224.977	-\$93.275	-\$461.184	-\$729.945
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	-\$1.836.688	\$1.824.789	\$2.196.598	\$2.623.153

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 21, se presentan los indicadores del proyecto.

Tabla 21 Indicadores del proyecto tipología estándar año 2020

Valor Actual Neto	CLP
VAN 10 años (tasa dcto. 6%)	-\$902.336
VAN 10 años (tasa dcto. 10%)	-\$1.304.477
VAN 20 años (tasa dcto. 6%)	\$1.034.724
VAN 20 años (tasa dcto. 10%)	-\$223.642
<b>Tasa Interna de Retorno</b>	<b>%</b>

Valor Actual Neto	CLP
TIR 10 años (tasa anual)	0%
TIR 20 años (tasa anual)	9%
Recuperación de la Inversión	Periodo
Payback	121 meses (10,1 años)
Payback Descontado (tasa de dcto. 6%)	172 meses (14,3 años)
Payback Descontado (tasa dcto. 10%)	No se recupera

Fuente: Elaboración Propia

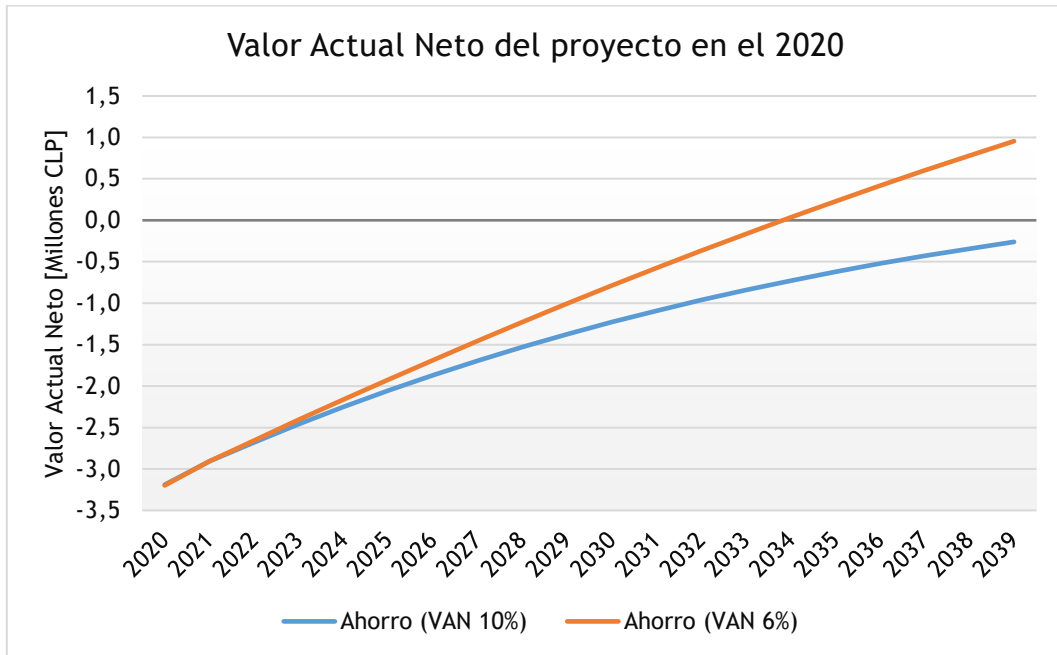


Figura 18 VAN del proyecto iniciado el 2020

Fuente: Elaboración Propia

Al igual que en la evaluación para el año 2017, para la tasa de descuento del 10%, este proyecto no es rentable sin la aplicación de incentivos. Sin embargo, con la tasa de descuento del 6%, sí lo es al cabo del año 2034.

Por otro lado, en relación a la reducción de emisiones de GEI, se tiene que, en 20 años, se produce una disminución en 26,26 [tCO<sub>2</sub>eq] por vivienda con la implementación del sistema fotovoltaico. La trayectoria de emisiones de la vivienda se puede observar en la Figura 19.



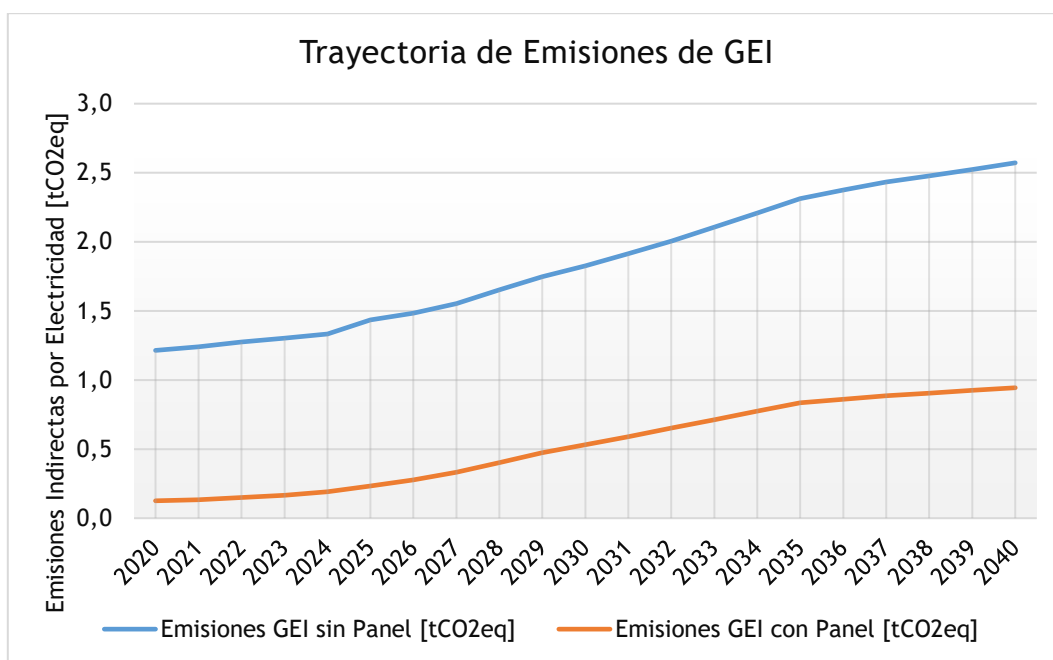


Figura 19 Trayectoria de emisiones de GEI Tipología estándar año 2020  
Fuente: Elaboración Propia

### 5.1.3 Evaluación año 2025

A continuación, se presenta el resultado del Flujo de Caja para la tipología “estándar”, desde el punto de vista del usuario, de un sistema fotovoltaico de 3 kW, como el que se ha caracterizado, el cual se realiza el año 2025. El costo de inversión es de \$2.848.130 y el costo de mantención anual es de \$56.963.

Tabla 22 Flujo de Caja Tipología estándar año 2025 por intervalo de tiempo

Evaluación	Variable	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044
Demanda de energía eléctrica	Total [kWh]	15.222	17.783	18.919	18.864
Panel FV	Generación [kWh]	21.908	21.365	20.836	20.321
	Autoconsumo [kWh]	12.030	12.182	12.181	12.054
	Excedente [kWh]	9.878	9.184	8.656	8.266
Evaluación sin Panel	Facturación de consumo de energía [CLP]	-\$1.918.063	-\$2.657.782	-\$3.353.099	-\$3.970.486
Evaluación con Panel	Facturación de consumo de energía [CLP]	-\$405.832	-\$839.994	-\$1.194.835	-\$1.433.813
	Reembolso	\$717.189	\$792.282	\$887.071	\$1.006.130

Evaluación	Variable	2025-2029	2030-2034	2035-2039	2040-2044
	Excedente [CLP]				
	Mantenimiento Sistema [CLP]	-\$300.475	-\$300.475	-\$300.475	-\$300.475
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	-\$2.848.130	\$0	\$0	\$0
	Total Evaluación con Panel [CLP]	-\$2.837.248	-\$348.186	-\$608.239	-\$728.158
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	-\$919.185	\$2.309.596	\$2.744.859	\$3.242.328

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 23, se presentan los indicadores del proyecto.

Tabla 23 Indicadores del proyecto tipología estándar año 2025

Valor Actual Neto	CLP
VAN 10 años (tasa dcto. 6%)	\$265.405
VAN 10 años (tasa dcto. 10%)	-\$252.129
VAN 20 años (tasa dcto. 6%)	\$2.680.721
VAN 20 años (tasa dcto. 10%)	\$1.096.597
Tasa Interna de Retorno	%
TIR 10 años (tasa anual)	8%
TIR 20 años (tasa anual)	15%
Recuperación de la Inversión	Periodo
Payback	85 meses (7,1 años)
Payback Descontado (tasa de dcto. 6%)	108 meses (9 años)
Payback Descontado (tasa dcto. 10%)	137 meses (11,4 años)

Fuente: Elaboración Propia

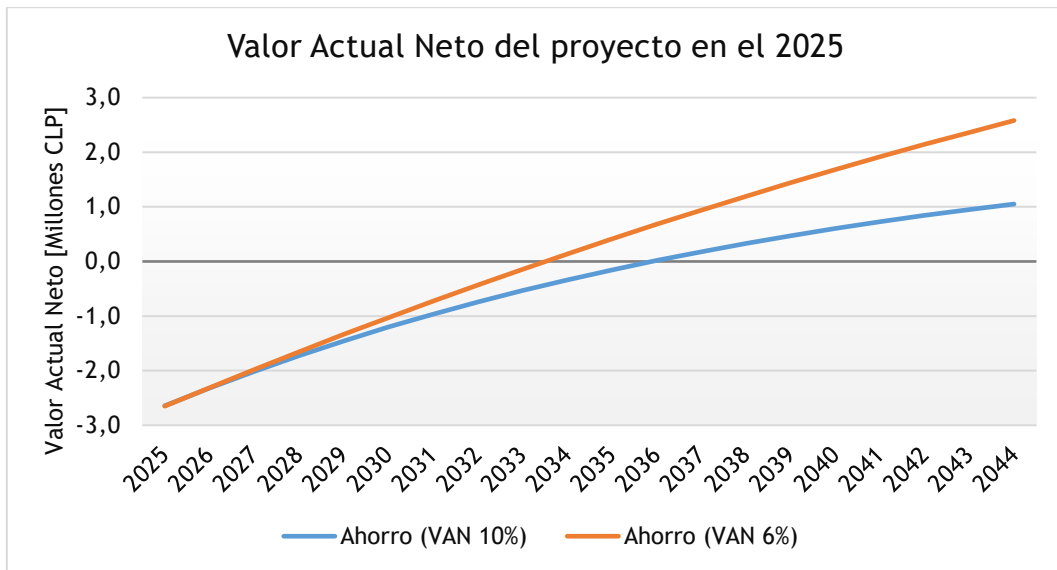


Figura 20 VAN del proyecto iniciado el 2025  
Fuente: Elaboración Propia

Tal como se observa en los indicadores, este proyecto sí es rentable a largo plazo, incluso sin la aplicación de incentivos y para ambas tasas de descuento.

Por otro lado, en relación a la reducción de emisiones de GEI, se tiene que, en 20 años, se produce una disminución en 29,32 [tCO<sub>2</sub>eq] por vivienda con la implementación del sistema fotovoltaico. La trayectoria de emisiones de la vivienda se puede observar en la Figura 21.

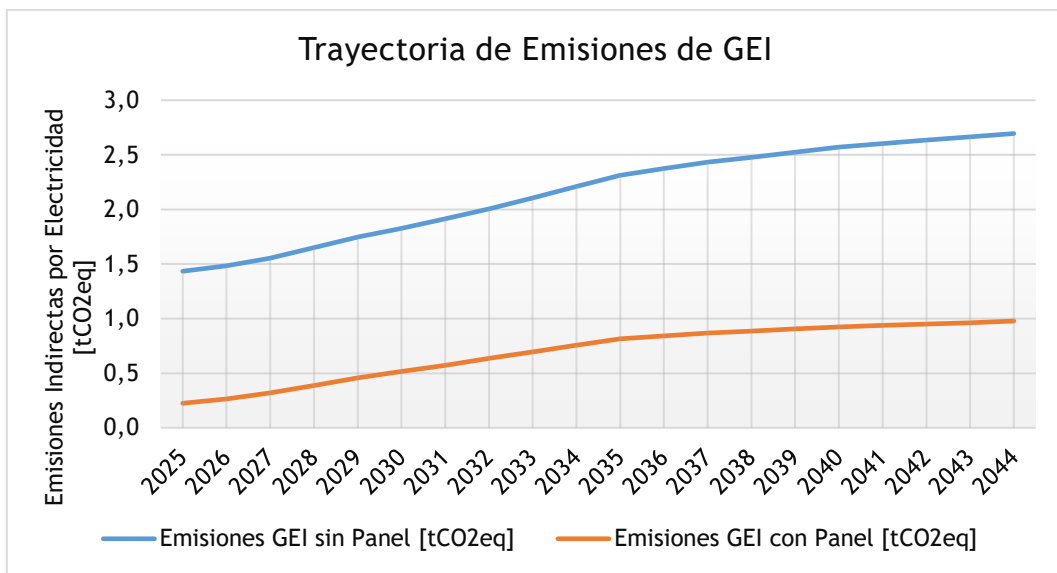


Figura 21 Trayectoria de emisiones de GEI Tipología estándar año 2025  
Fuente: Elaboración Propia

### 5.1.4 Evaluación año 2030

Seguidamente, se presenta el resultado del Flujo de Caja para la tipología “estándar”, desde el punto de vista del usuario, de un sistema fotovoltaico de 3 kW, como el que se ha caracterizado anteriormente, el cual se implementa el año 2030. El costo de inversión es de \$2.298.491 y el costo de mantención anual es de \$45.970.

Tabla 24 Flujo de Caja Tipología estándar año 2030

Evaluación	Variable	2030-2034	2035-2039	2040-2044	2045-2049
Demanda	Total [kWh]	17.783	18.919	18.864	18.821
Panel FV	Generación [kWh]	21.908	21.365	20.836	20.321
	Autoconsumo [kWh]	12.334	12.329	12.199	12.058
	Excedente [kWh]	9.574	9.036	8.638	8.263
Evaluación sin Panel	Facturación de consumo de energía [CLP]	-\$2.657.782	-\$3.353.099	-\$3.970.486	-\$4.705.061
Evaluación con Panel	Facturación de consumo de energía [CLP]	-\$817.310	-\$1.168.561	-\$1.403.379	-\$1.691.440
	Reembolso Excedente [CLP]	\$826.006	\$926.133	\$1.051.375	\$1.194.474
	Mantención Sistema [CLP]	-\$239.931	-\$239.931	-\$239.931	-\$239.931
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	-\$2.298.491	\$0	\$0	\$0
	Total Evaluación con Panel [CLP]	-\$2.529.725	-\$482.358	-\$591.935	-\$736.897
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$128.057	\$2.870.740	\$3.378.551	\$3.968.164

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 25 se presentan los indicadores del proyecto.

Tabla 25 Indicadores tipología estándar año 2030

Valor Actual Neto	CLP
VAN 10 años (tasa dcto. 6%)	\$1.598.530
VAN 10 años (tasa dcto. 10%)	\$948.476
VAN 20 años (tasa dcto. 6%)	\$4.567.503
VAN 20 años (tasa dcto. 10%)	\$2.607.026
Tasa Interna de Retorno	%
TIR 10 años (tasa anual)	19%

Valor Actual Neto	CLP
TIR 20 años (tasa anual)	23%
Recuperación de la Inversión	
Período	Periodo
Payback	57 meses (4,8 años)
Payback Descontado (tasa de dcto. 6%)	75 meses (6,3 años)
Payback Descontado (tasa dcto. 10%)	67 meses (5,6 años)

Fuente: Elaboración Propia

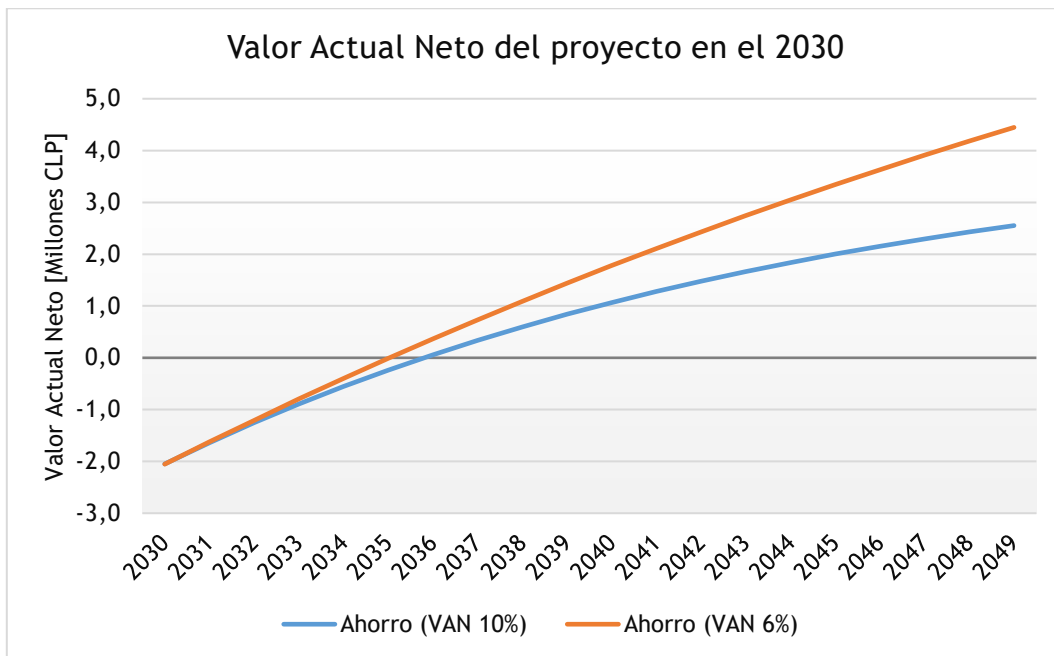


Figura 22 VAN del proyecto iniciado el 2030

Fuente: Elaboración Propia

Como se observa en los indicadores, este proyecto es rentable, incluso antes de la aplicación de incentivos y para ambas tasas de descuento.

Por otro lado, en relación a la reducción de emisiones de GEI, se tiene que, en 20 años, se produce una disminución en 32,29 [tCO<sub>2</sub>eq] con la implementación del sistema fotovoltaico. La trayectoria de emisiones de la vivienda se puede observar en la Figura 23.

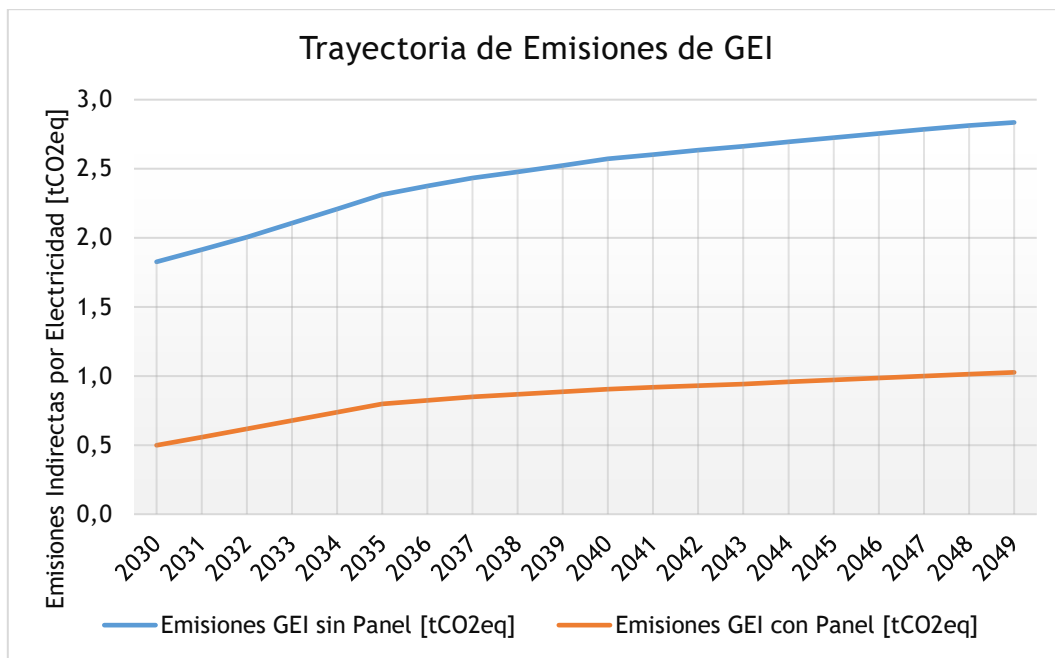


Figura 23 Trayectoria GEI Tipología estándar año 2030  
Fuente: Elaboración Propia

## 5.2 Resultados aplicación de incentivos a la energía solar

En primer lugar, se mostrará los resultados de aplicar los incentivos seleccionados para cada tipología, desde el punto de vista del usuario. Después, se seguirá con el impacto sistémico, es decir, los costos para el Estado de financiar estos incentivos, como también los beneficios que traería en los ciudadanos, de forma agregada.

### 5.2.1 Evaluación individual

A continuación, se presentan los indicadores de rentabilidad del proyecto fotovoltaico, según el tipo de incentivo que se les esté aplicando, para cada tipología. Debido a la gran cantidad de gráficos, se presenta en esta sección solo el año 2017, sin embargo, el resto de los años se puede encontrar en los anexos.

### 5.2.1.1 Subsidio año 2017

Se estudia el efecto que produce la aplicación de diferentes grados de subsidio en la rentabilidad del proyecto fotovoltaico en las diferentes tipologías de hogares. Para esto se definieron dos escenarios de aplicación de subsidios, los cuales son de un 25 y 50% de la inversión inicial del proyecto.

Para una tasa de descuento del 10%, tal como puede observarse en la Figura 24, en el año 2017 ninguna de las tipologías es rentable sin la aplicación de incentivos. Sin embargo, al subsidiarlas en un 25%, la mayoría de ellas sí lo son, aun cuando los beneficios económicos son pequeños (no más de 500 mil pesos en un periodo de 20 años), al igual que las pérdidas de las tipologías también son menores (menos de 100 mil pesos), lo cual, debido a la incertidumbre intrínseca de este tipo de proyectos, está cercano a ser un proyecto que cumpla con las exigencias del inversionista, al menos para estar indiferente de realizarlo o no, desde el punto de vista económico.

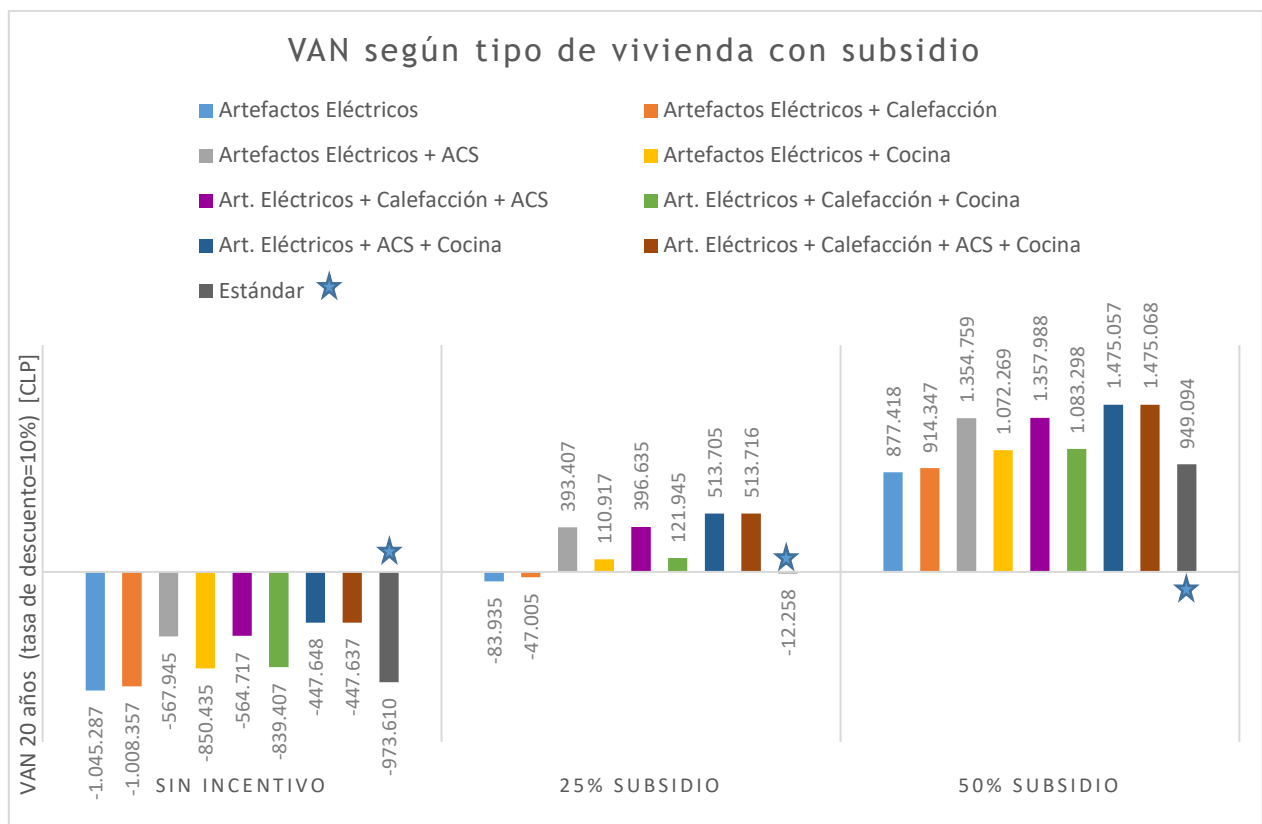


Figura 24 VAN a 20 años (tasa de dcto. 10%) del sistema FV para las diferentes tipologías - Subsidio  
Fuente: Elaboración Propia

Por otro lado, cuando se utiliza una tasa de descuento del 6%, a partir del año 2017 los proyectos sí son rentables, salvo para el caso de la tipología artefactos eléctricos, aun cuando las tipologías estándar y artefactos eléctricos + calefacción están en el límite de aceptación.

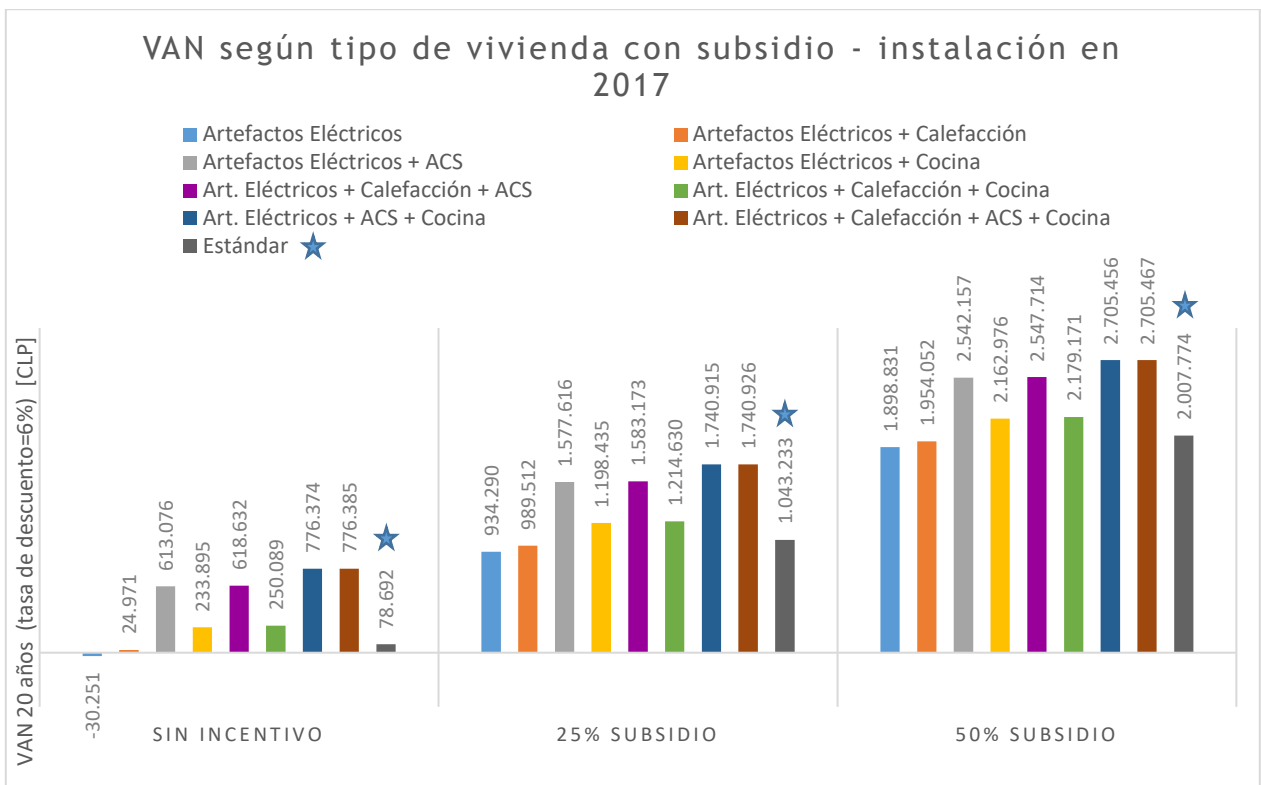


Figura 25 VAN a 20 años (tasa de dcto. 6%) del sistema FV para las diferentes tipologías - Subsidio  
Fuente: Elaboración Propia

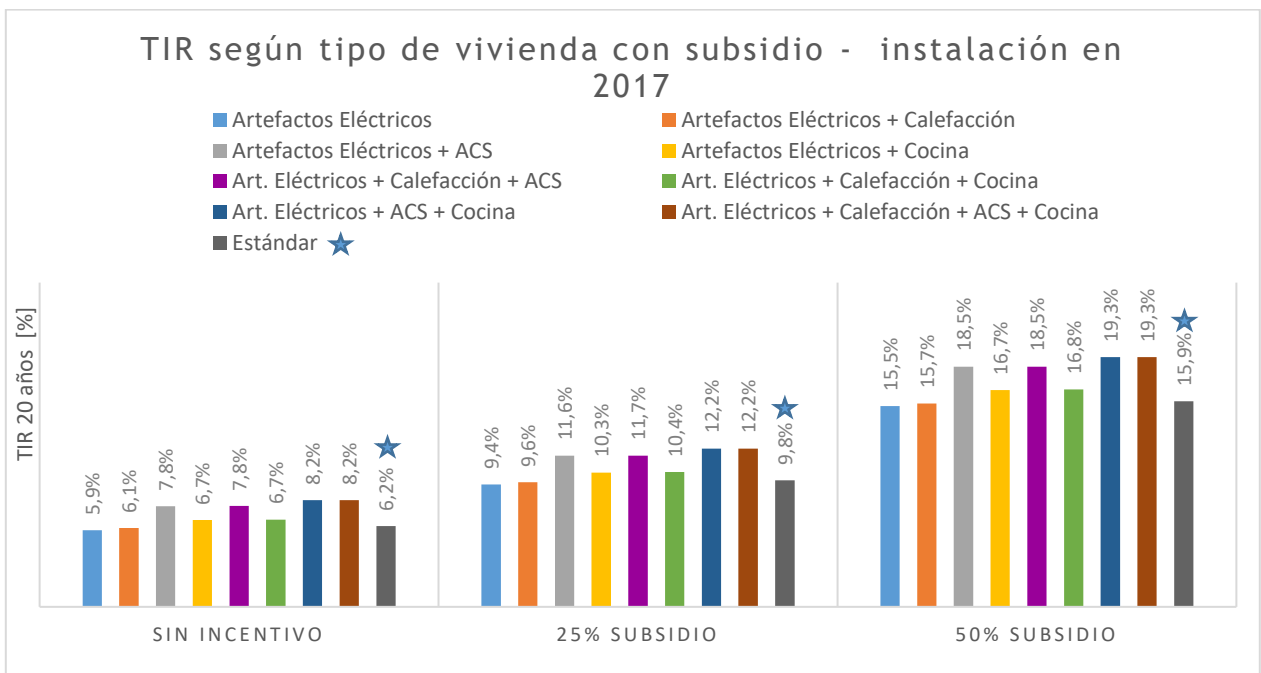


Figura 26 TIR a 20 años del sistema FV para las diferentes tipologías - Subsidio  
Fuente: Elaboración Propia



### 5.2.1.2 Netbilling año 2017

Se evalúan los indicadores que se obtienen según el porcentaje que represente el precio de venta de la energía, con respecto al precio a la que esta es comprada por los usuarios.

En la Figura 27, se observa que para la tasa de descuento de 10%, los proyectos no son rentables, ni siquiera en el largo plazo.

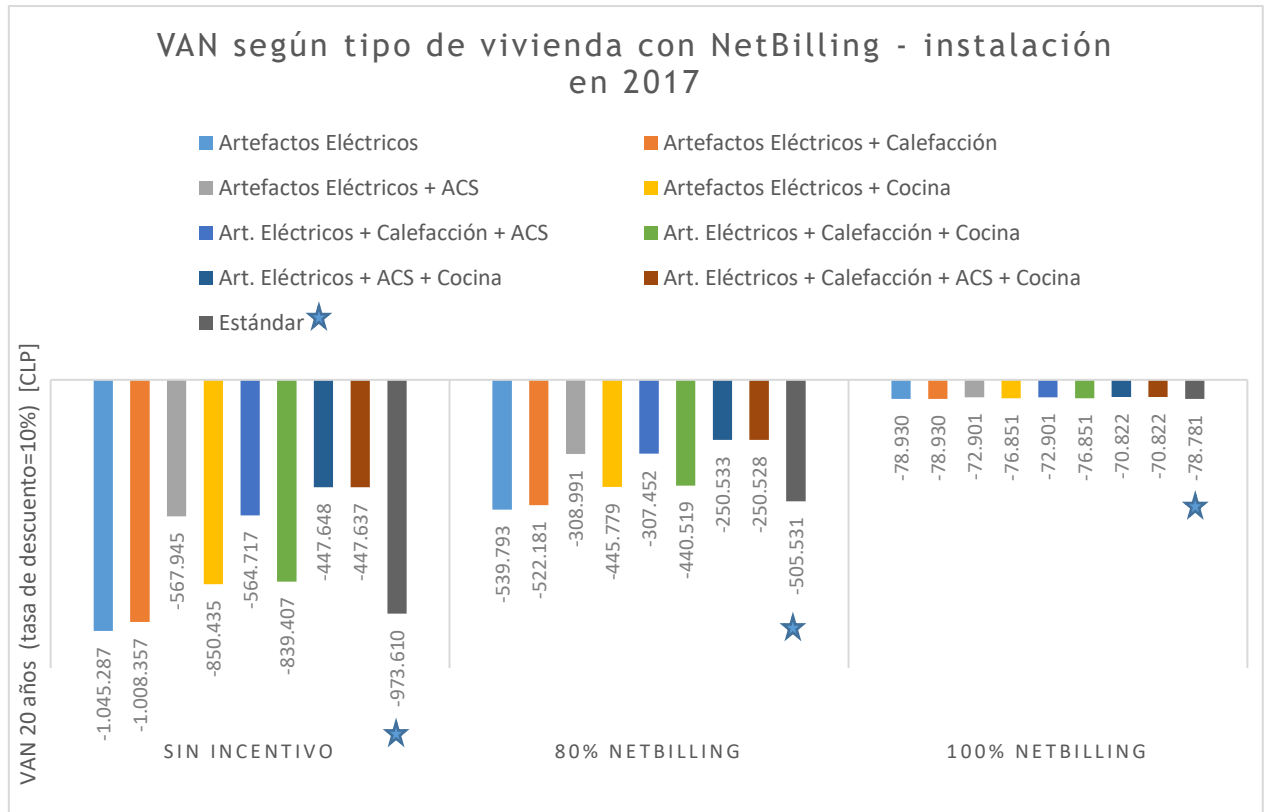


Figura 27 VAN a 20 años (tasa de dcto. 10%) del sistema FV para las diferentes tipologías - NetBilling  
Fuente: Elaboración Propia

Diferente es el caso que se tiene al utilizar una tasa de descuento del 6%, en el cual a partir del año 2017 la mayoría de los proyectos sí son rentables, salvo para el caso de las tipologías artefactos eléctricos, artefactos eléctricos + calefacción y estándar.

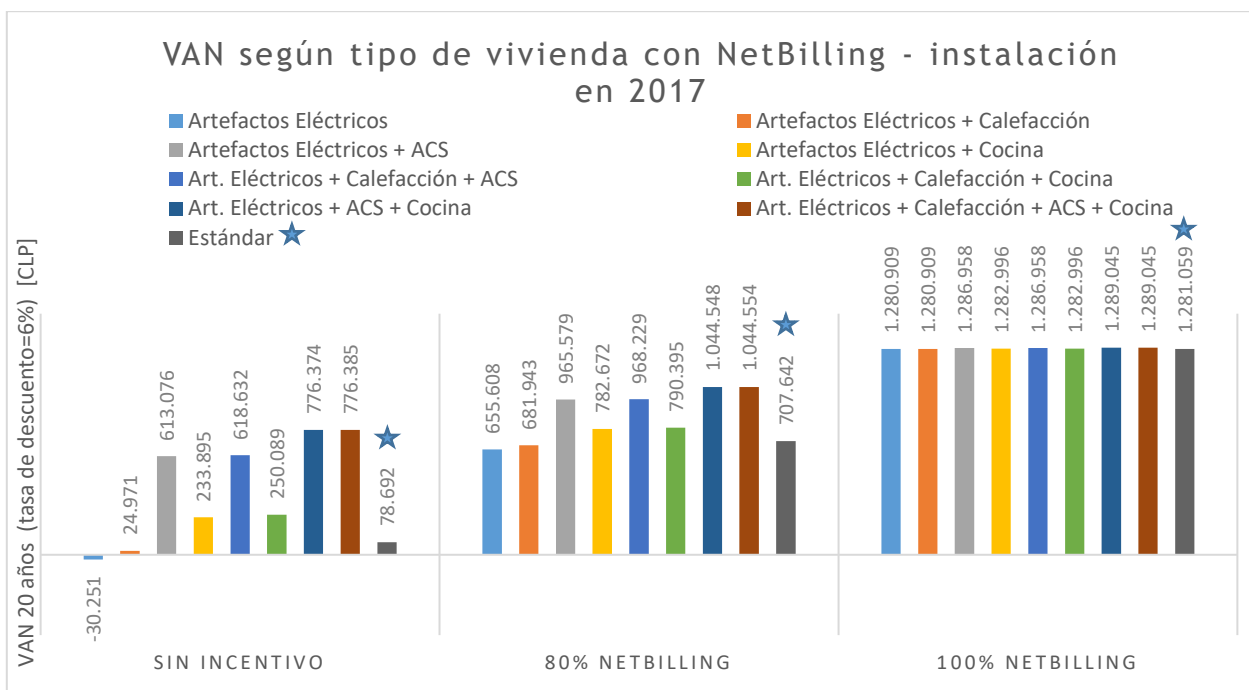


Figura 28 VAN a 20 años (tasa de dcto. 6%) del sistema FV para las diferentes tipologías - NetBilling  
Fuente: Elaboración Propia

Se destaca, además, que para el caso en que el precio de venta de los excedentes sea el mismo que el de la tarifa eléctrica (en el gráfico netbilling 100%), los retornos obtenidos para las diferentes tipologías es el mismo, debido a que se está evaluado el mismo sistema fotovoltaico, por lo que la generación de energía es igual para todas las viviendas, y al tener el precio de venta y compra de energía igual, no influye en el resultado los diferentes consumos de energía que presentan las viviendas.

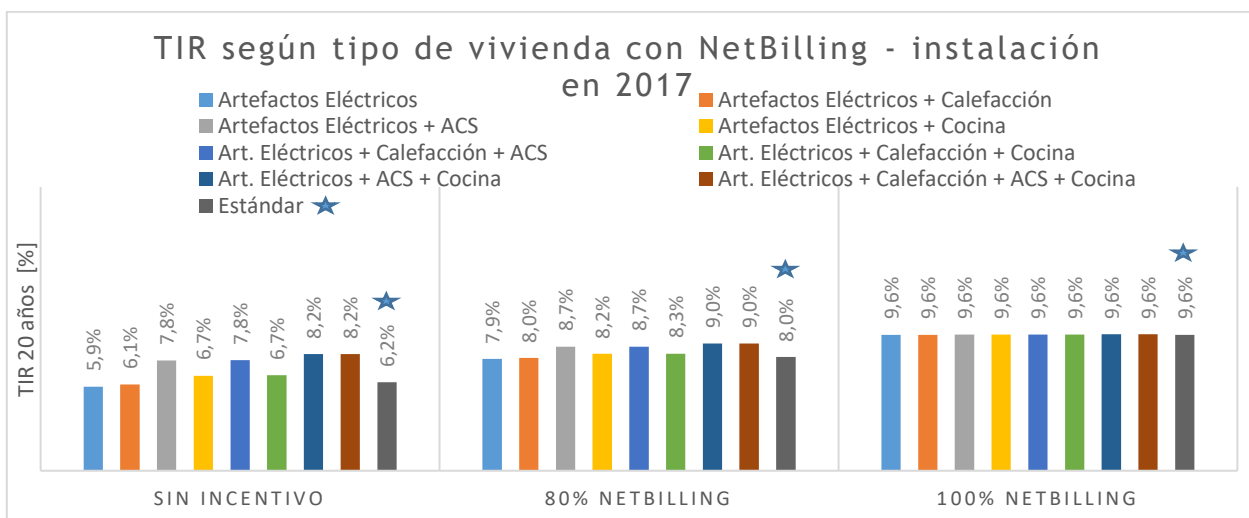


Figura 29 TIR a 20 años del sistema FV para las diferentes tipologías - NetBilling  
Fuente: Elaboración Propia

### 5.2.1.3 Préstamo año 2017

Se estudian los indicadores producto de la rebaja de la tasa de interés en los préstamos de 5 años de plazo, para cubrir el 70% del financiamiento del sistema fotovoltaico. La tasa de mercado utilizada es de 20% y la tasa rebajada de 10%.

Como se observa en la Figura 30, si se evalúa el proyecto con una tasa de descuento de 10%, ninguno de los proyectos resulta ser rentable.

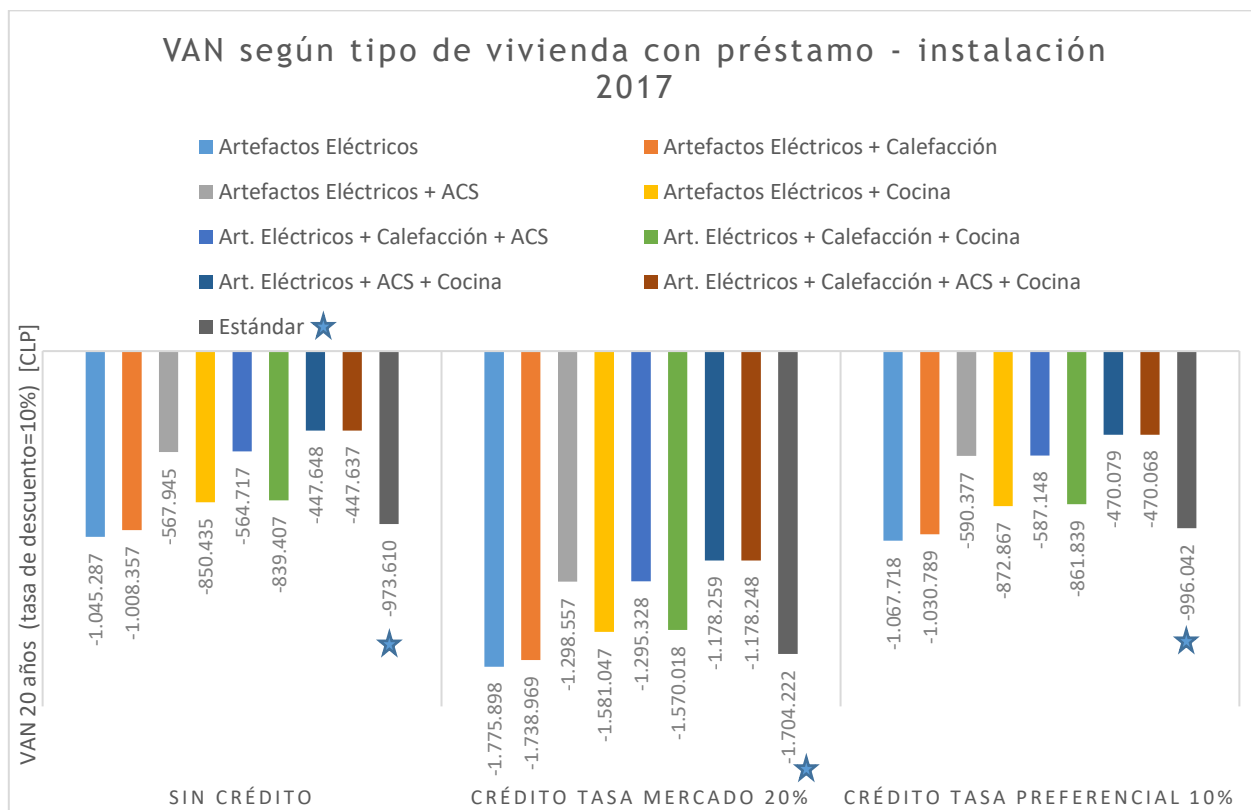


Figura 30 VAN a 20 años (tasa de dcto. 10%) del sistema FV para las diferentes tipologías - Préstamo  
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 31, se puede observar de mejor manera la diferencia entre los escenarios sin crédito, con crédito y tasa de mercado y con tasa preferencial. Para el primer caso, como vimos anteriormente, sin tener incentivos aplicados, de igual manera con la tasa social del 6%, la mayoría de los proyectos son rentables. Para el caso de crédito, con la tasa de mercado, los proyectos dejan de ser rentables al sumarse al costo de la inversión el pago por el préstamo. Por último, para el caso de la tasa mejorada, de un 10%, los proyectos sí se vuelven rentables para las tipologías artefactos eléctricos + ACS, artefactos eléctricos + calefacción + ACS, artefactos eléctricos + ACS + cocina y artefactos eléctricos + calefacción + ACS + cocina, por lo que sería una interesante alternativa para los usuarios que tengan dificultades para costear la inversión inicial del sistema.

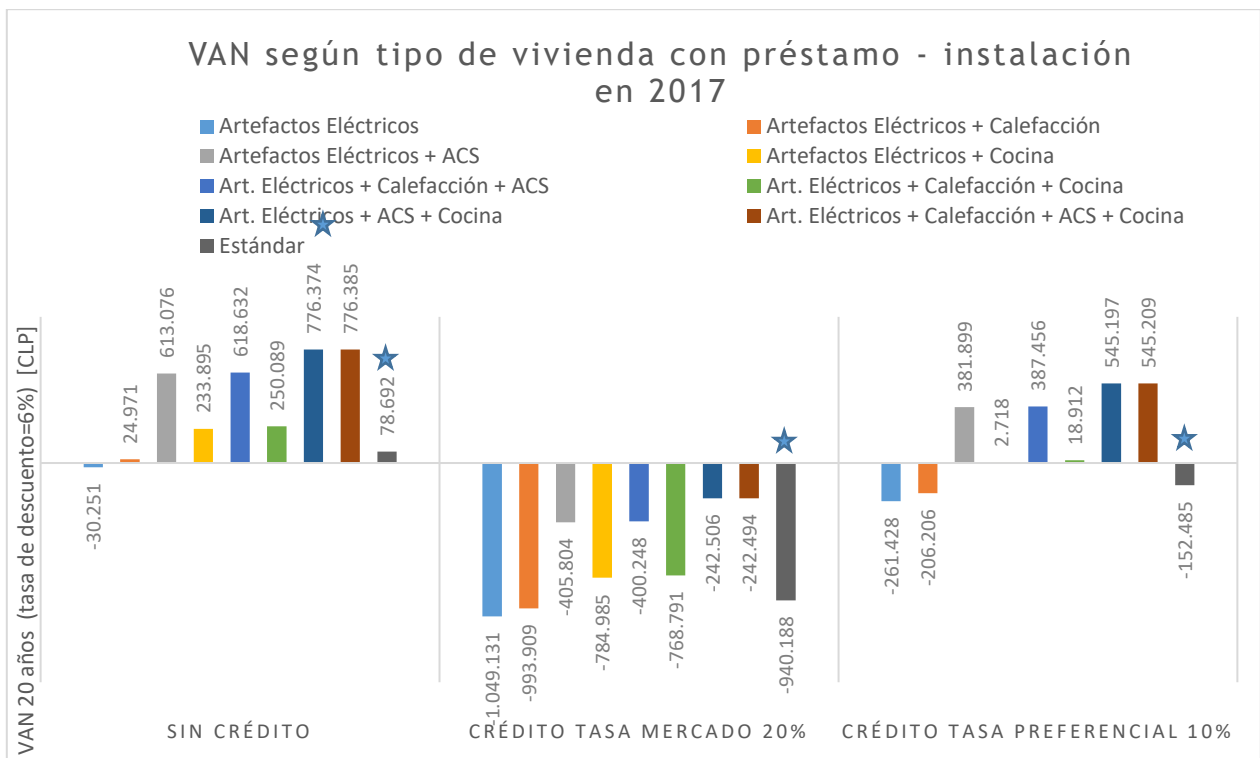


Figura 31 VAN a 20 años (tasa de dcto. 6%) del sistema FV para las diferentes tipologías - Préstamo  
Fuente: Elaboración Propia

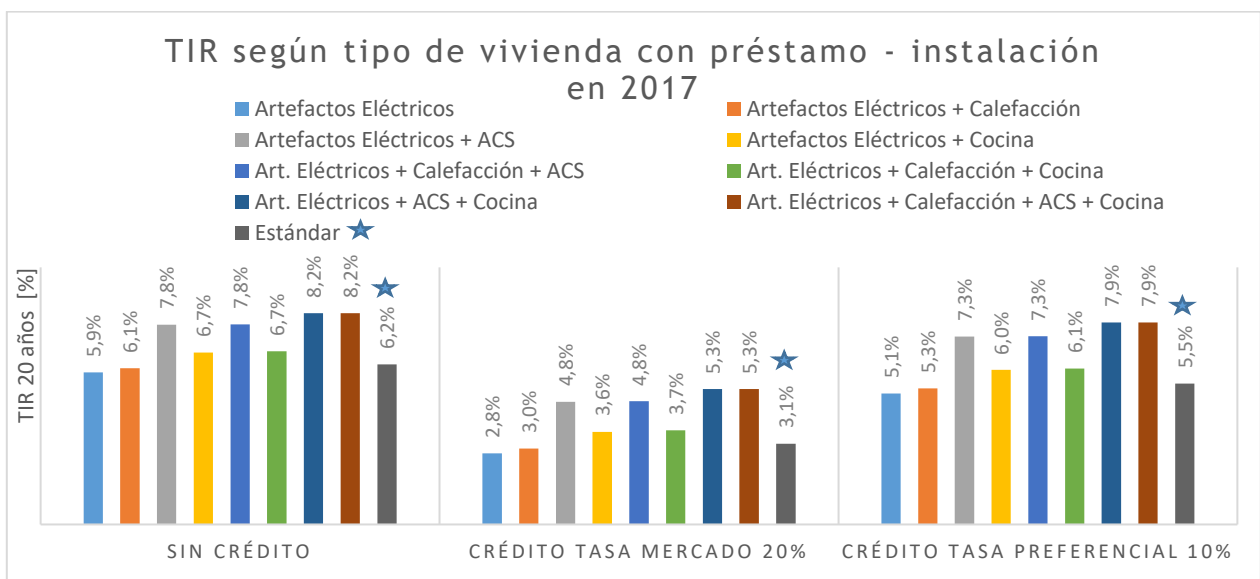


Figura 32 TIR a 20 años del sistema FV para las diferentes tipologías - Préstamo  
Fuente: Elaboración Propia

## 5.2.2 Evaluación impacto sistémico

En esta sección, se analiza el impacto que podría tener para el Estado la aplicación de los distintos instrumentos de política pública que incentivan el uso de la energía solar a nivel residencial, que se habían seleccionado.

Para simplificar este análisis, se utiliza la tipología estándar para realizar esta evaluación, debido que esta corresponde al consumo de electricidad promedio de una casa, la cual utiliza energía eléctrica para todos los usos finales, pero no exclusivamente. Es decir, que utiliza también otros combustibles para satisfacer su demanda.

Luego, se realiza el flujo de caja y se calculan las emisiones que tendría la vivienda, si esta adoptara un sistema fotovoltaico para cada año, desde el 2017 al 2050.

Cada uno de estos flujos de cajas y proyección de emisiones es multiplicada por la cantidad de viviendas que adoptarían el sistema, también, desde el año 2017 al 2050, obteniéndose el flujo de caja agregado y el total de las emisiones indirectas producto del consumo de energía eléctrica reducidas en el horizonte de evaluación.

En la Tabla 26, se muestra la cantidad de viviendas que instalarían paneles fotovoltaicos para cada año. En el año 2050, se llega a un total de 627.121 viviendas adoptadoras, lo cual corresponde al 18% de las viviendas de la Región Metropolitana proyectada para ese entonces.

*Tabla 26 Penetración de sistemas fotovoltaicos en la R.M. considerada para el proyecto.*

Año	Adopción Viviendas Anual	Adopción Viviendas Acumulado	Año	Adopción Viviendas Anual	Adopción Viviendas Acumulado
2017	1.260	1.260	2034	45.987	295.679
2018	1.635	2.895	2035	47.751	343.430
2019	2.119	5.015	2036	47.451	390.881
2020	2.743	7.757	2037	45.003	435.885
2021	3.543	11.300	2038	40.700	476.585
2022	4.567	15.867	2039	35.149	511.734
2023	5.869	21.736	2040	29.085	540.819
2024	7.513	29.249	2041	23.177	563.996
2025	9.569	38.818	2042	17.894	581.890
2026	12.111	50.929	2043	13.464	595.354
2027	15.202	66.131	2044	9.930	605.285
2028	18.885	85.017	2045	7.213	612.498
2029	23.154	108.171	2046	5.181	617.679

Año	Adopción Viviendas Anual	Adopción Viviendas Acumulado	Año	Adopción Viviendas Anual	Adopción Viviendas Acumulado
2030	27.925	136.096	2047	3.690	621.369
2031	32.999	169.094	2048	2.613	623.983
2032	38.038	207.132	2049	1.843	625.826
2033	42.560	249.692	2050	1.295	627.121

Fuente: Elaboración Propia

Además, se consideró que las viviendas que ya hayan instalado el sistema, y cuyo tiempo de evaluación del proyecto se haya cumplido (20 años), volverían a instalar uno nuevo. Esto se espera, dado a que sí ya era rentable en ese entonces, con mayor razón, sería rentable en el futuro, gracias a la reducción en los costos de inversión.

Debido a que el modelo no captura el efecto de que la cantidad de viviendas que adoptan el sistema aumenta si es que el proyecto se vuelve más rentable, posterior a la aplicación de los incentivos, la cantidad de emisiones indirectas, producto del consumo de energía eléctrica, que se reducen es constante para todos los incentivos, y sólo se diferencian en los costos y beneficios que traería para el Estado y los usuarios respectivamente.

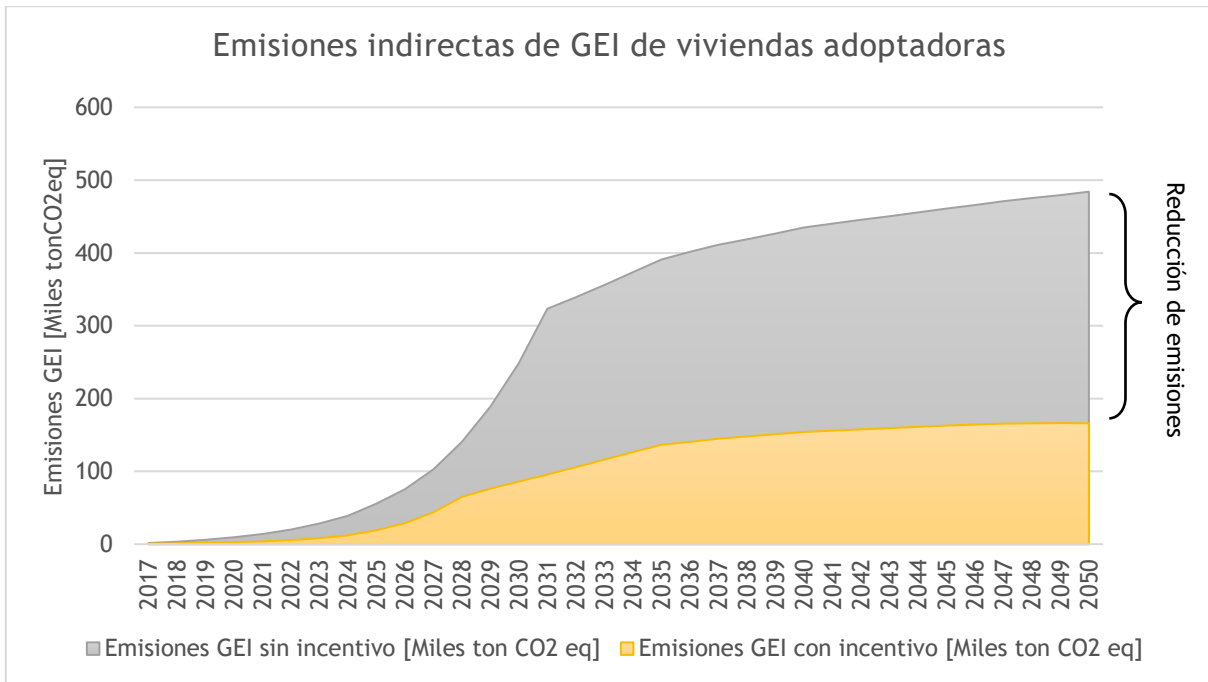


Figura 33 Comparación de emisiones indirectas de GEI en diferentes escenarios

Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 33, el área amarilla, cuantifica las emisiones de las casas con paneles solares, y el área gris representa las emisiones que se estarían generando, por la misma

cantidad de viviendas evaluadas, de no aplicarse el incentivo. La diferencia entre ambas correspondería a las emisiones indirectas reducidas.

Con la aplicación de los incentivos, en todo el horizonte de evaluación, la reducción de emisiones indirectas sería de 6,28 [millones de tCO<sub>2</sub>eq] y se generarían 16,8 [MWh], participando de esta iniciativa un 18% de las viviendas de la Región Metropolitana.

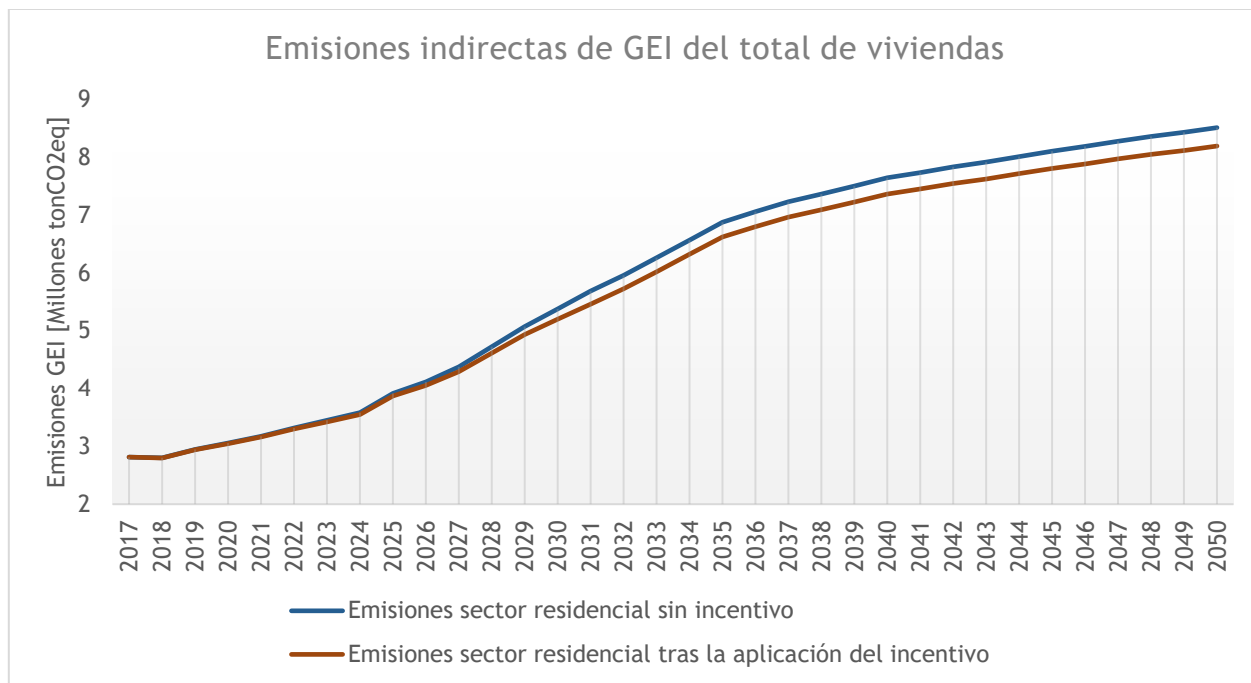


Figura 34 Emisiones indirectas del total de viviendas con y sin la aplicación del incentivo  
Fuente: Elaboración Propia

Como se observa en la Figura 34, se proyecta que las emisiones del sector residencial crezcan desde 2,8 [millones tCO<sub>2</sub>eq] el año 2017, a 8,5 [millones tCO<sub>2</sub>eq] el año 2050. Con la aplicación de uno de los incentivos evaluados, en el año 2050, las emisiones serían de 8,1 [millones tCO<sub>2</sub>eq], lo cual representa un 3,7% menos que el escenario original.

Tabla 27 Detalle de la reducción de emisiones indirectas producto de la aplicación del incentivo

	Emisiones sector residencial sin incentivo [miles tCO <sub>2</sub> eq]	Emisiones sector residencial tras la aplicación del incentivo [miles tCO <sub>2</sub> eq]	Total disminución de emisiones acumulada [miles tCO <sub>2</sub> eq]
2017	2.814	2.813	1
2020	3.056	3.048	18
2025	3.917	3.871	154

	Emisiones sector residencial sin incentivo [miles tCO <sub>2</sub> eq]	Emisiones sector residencial tras la aplicación del incentivo [miles tCO <sub>2</sub> eq]	Total disminución de emisiones acumulada [miles tCO <sub>2</sub> eq]
2030	5.378	5.199	723
2040	7.647	7.366	3.281
2050	8.513	8.195	6.283

Fuente: Elaboración Propia

### 5.2.2.1 Subsidio

A continuación, se presenta la evaluación económica agregada de los usuarios y los costos para el Estado de los incentivos. La primera, expresada por el VAN (tasa de descuento=10%) que percibirían de manera conjunta las viviendas en cada periodo. La segunda, como el costo descontado en el tiempo (tasa de descuento=10%) para el Estado para cada año.



Figura 35 Proyección de costos para el Estado - Subsidio 25%

Fuente: Elaboración Propia

Se obtuvo que proveer de un subsidio de un 25% tiene un costo total para el Estado de \$409.552 millones de pesos.





Figura 36 Proyección de costos para el Estado - Subsidio 50%  
Fuente: Elaboración Propia

A su vez, la aplicación de un subsidio del 50%, tiene un costo total para el Estado de \$749.272 millones de pesos.

#### 5.2.2.2 NetBilling

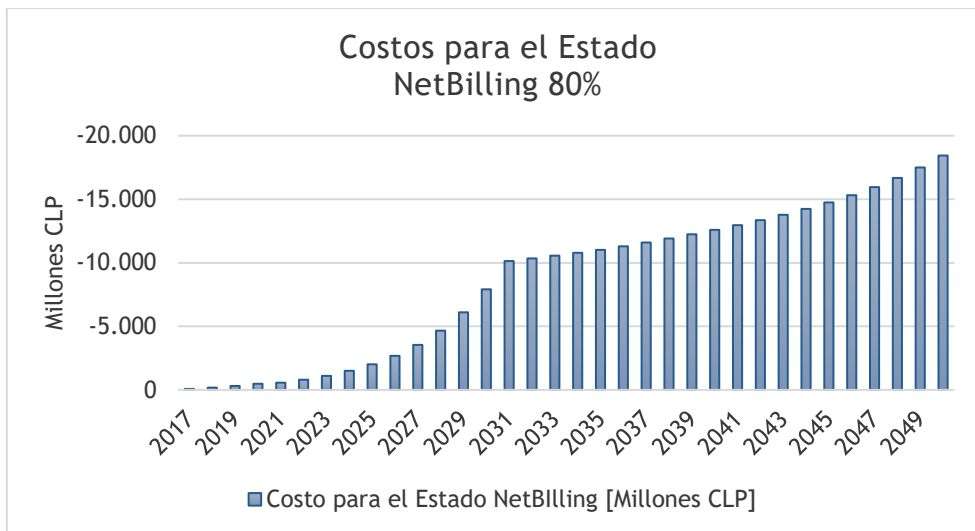


Figura 37 Proyección de costos para el Estado - NetBilling 80%  
Fuente: Elaboración Propia

Se obtuvo que subir el pago de la tarifa de NetBilling a un 80% del precio que la tarifa del suministro eléctrico, tendría un costo de \$297.242 millones de pesos.



Figura 38 Proyección de costos para el Estado - NetBilling 100%  
Fuente: Elaboración Propia

El pago de la tarifa de NetBilling al mismo precio que la tarifa del suministro eléctrico, tiene un costo de \$568.240 millones de pesos.

### 5.2.2.3 Préstamo

Para evaluar esta medida se considera un endeudamiento de un 70% y 100% de la inversión inicial, por un periodo de 5 años, con una tasa preferente de un 10% anual, tomando como referencia, una tasa del mercado del 20%, para financiar el costo de inversión del sistema fotovoltaico.

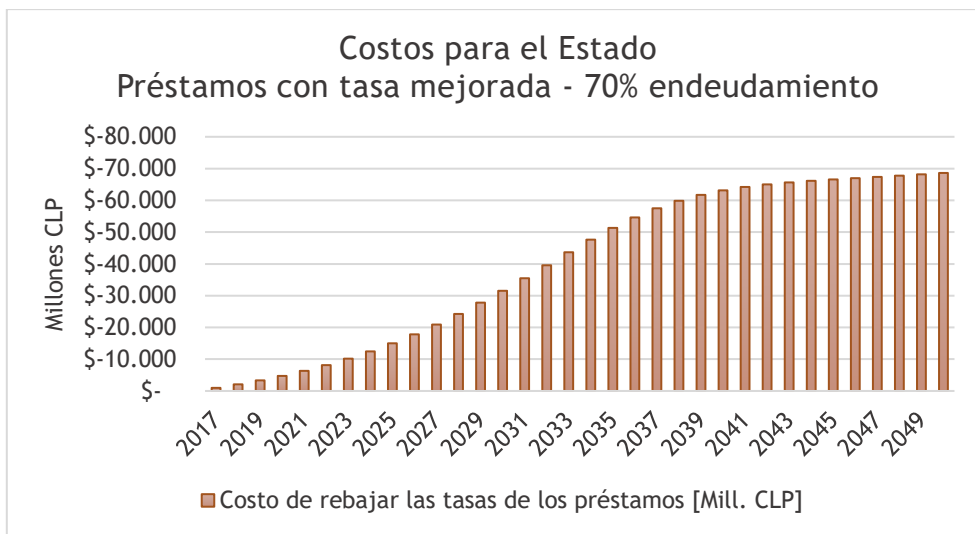


Figura 39 Proyección de costos para el Estado - Préstamo con un 70% de endeudamiento  
Fuente: Elaboración Propia

Para el caso de un endeudamiento de un 70% de la inversión inicial, el costo para el Estado, o institución financiera, de esta medida, sería de \$361.007 millones de pesos.



Figura 40 Proyección de costos para el Estado - Préstamo con un 100% de endeudamiento  
Fuente: Elaboración Propia

De la misma forma, al otorgar un endeudamiento de un 100%, con las mismas características antes señaladas, se obtiene un costo para el Estado de \$489.344 millones de pesos.

## 6 Análisis de resultados

### 6.1 Análisis de sensibilidad caso vivienda estándar

Se realizó un análisis de sensibilidad sobre los parámetros que afectan la rentabilidad, para la tipología estándar, para los años de iniciación del proyecto 2017, 2020, 2025 y 2030. La tasa de descuento utilizada, es la tasa de descuento social, de un 6%.

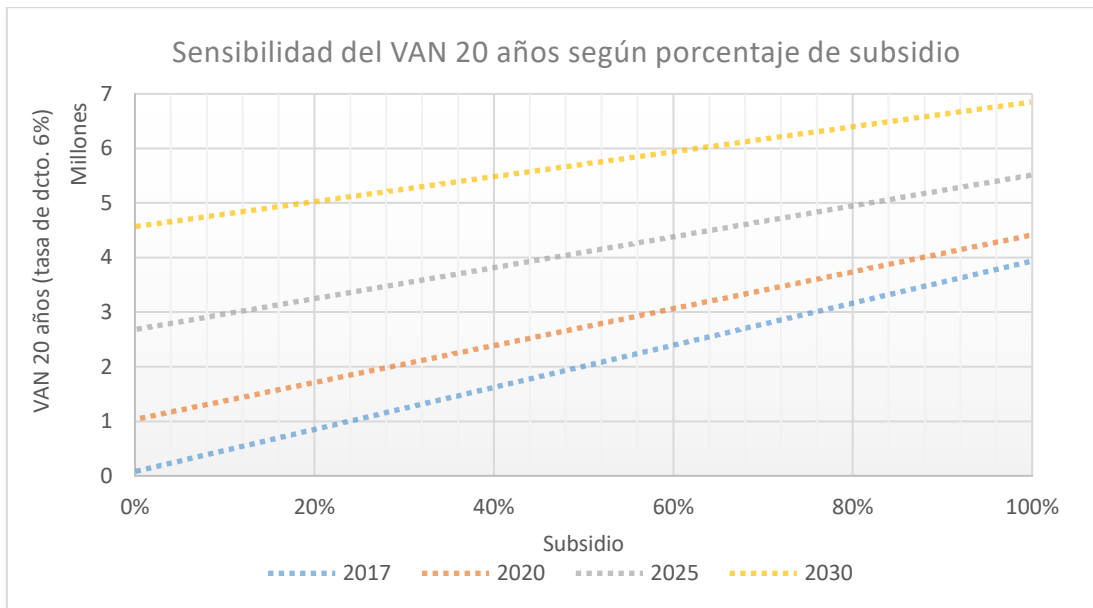


Figura 41 Análisis de Sensibilidad del VAN - Subsidio  
Fuente: Elaboración Propia

El gráfico de la Figura 41, muestra el cambio en el VAN a 20 años (tasa de dcto.=6%) del proyecto fotovoltaico, según los diferentes porcentajes de subsidio al financiamiento de la inversión inicial que se entregue, siendo todos ellos rentables, sin necesitar la aplicación de subsidios, pero teniendo como barrera de entrada la necesidad de financiar la inversión con recursos propios el primer año.

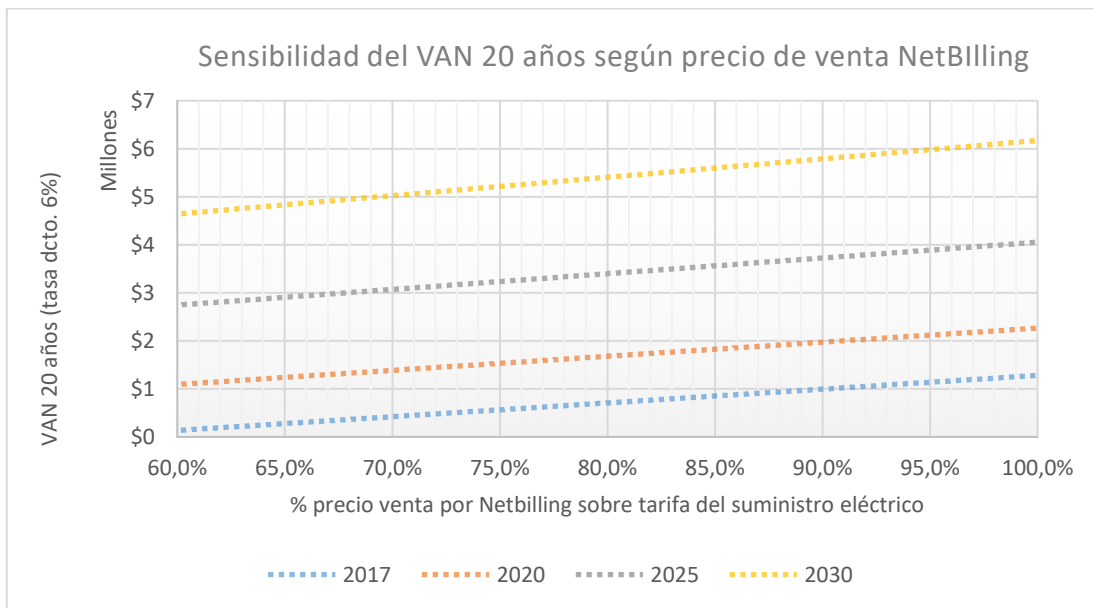


Figura 42 Análisis de Sensibilidad del VAN - NetBilling  
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 42, se muestra cómo varía el VAN a 20 años (tasa de dcto. 6%) con el aumento del precio de venta de la energía con respecto al precio de compra de esta.

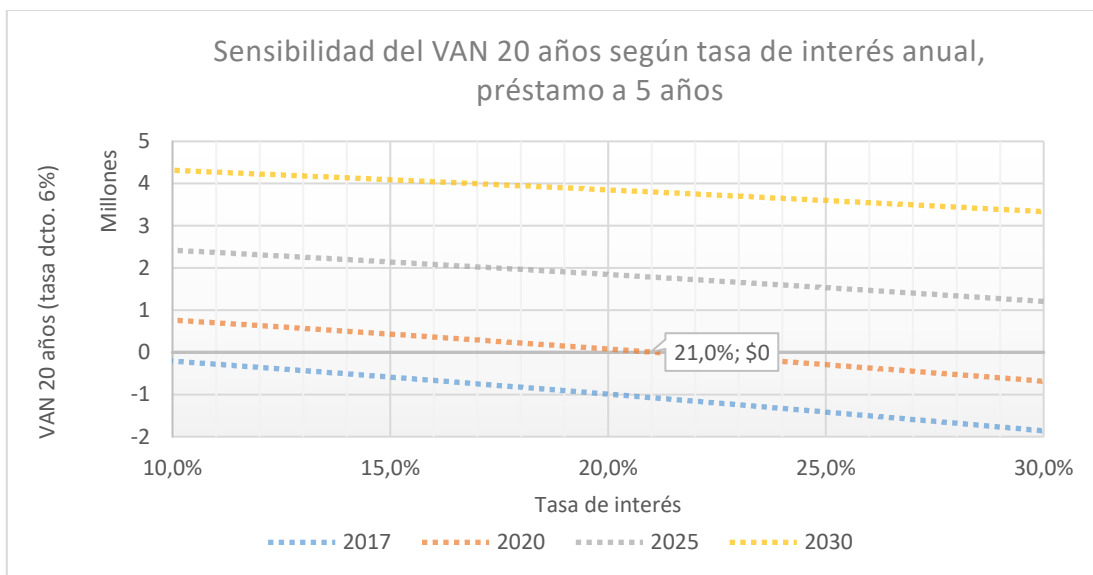


Figura 43 Análisis de Sensibilidad del VAN - Tasa de Interés préstamo  
Fuente: Elaboración Propia

De la Figura 43, se observa la interacción del VAN con la tasa de interés de un préstamo que cubra el 70% de la inversión inicial, a 5 años de plazo. El rango de variación de la tasa de interés es de un 10 a 30%. Se puede notar que, para un proyecto iniciado el año 2020, a partir de una tasa de interés del 21%, se alcanza un VAN a 20 años (tasa de dcto. 6%) igual a cero.

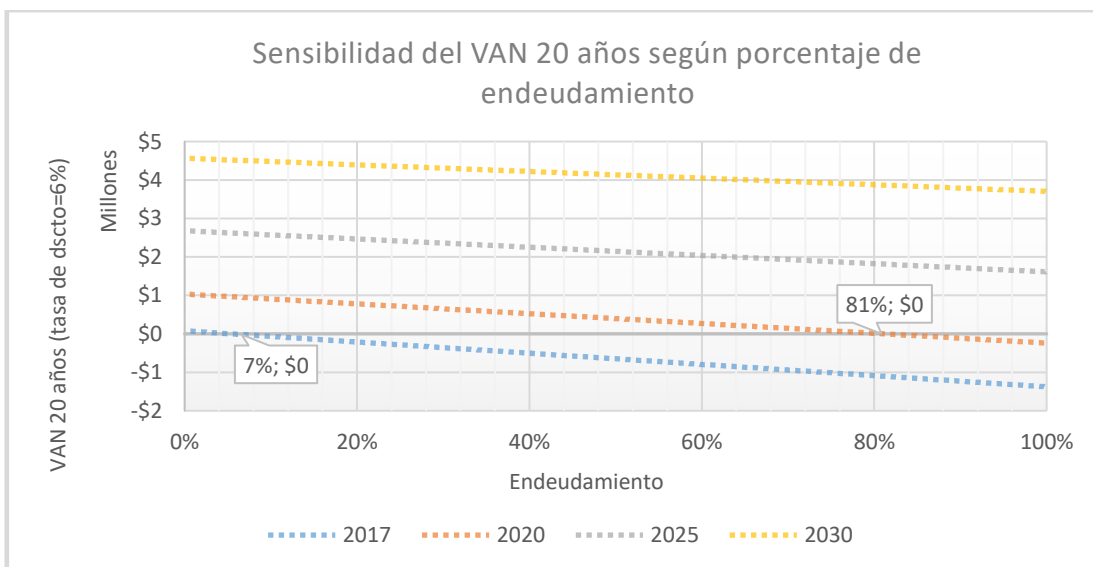


Figura 44 Análisis de Sensibilidad del VAN - Endeudamiento  
Fuente: Elaboración Propia

En la Figura 44, se observa la variación del VAN con respecto al porcentaje de endeudamiento que se necesita para cubrir la inversión inicial, para un préstamo a tasa de mercado (20%).

Para los proyectos iniciados en el año 2017, sólo son rentables los proyectos que tienen un endeudamiento menor a un 7% para financiar la inversión inicial con crédito, es decir, esta forma de financiamiento no es factible. Por otro lado, para el caso de los proyectos iniciados en el 2020, se tienen que son rentables los proyectos que tienen un máximo de financiamiento con préstamo de un 81%. A partir de esta fecha, los proyectos sí son factibles de financiar con préstamos.

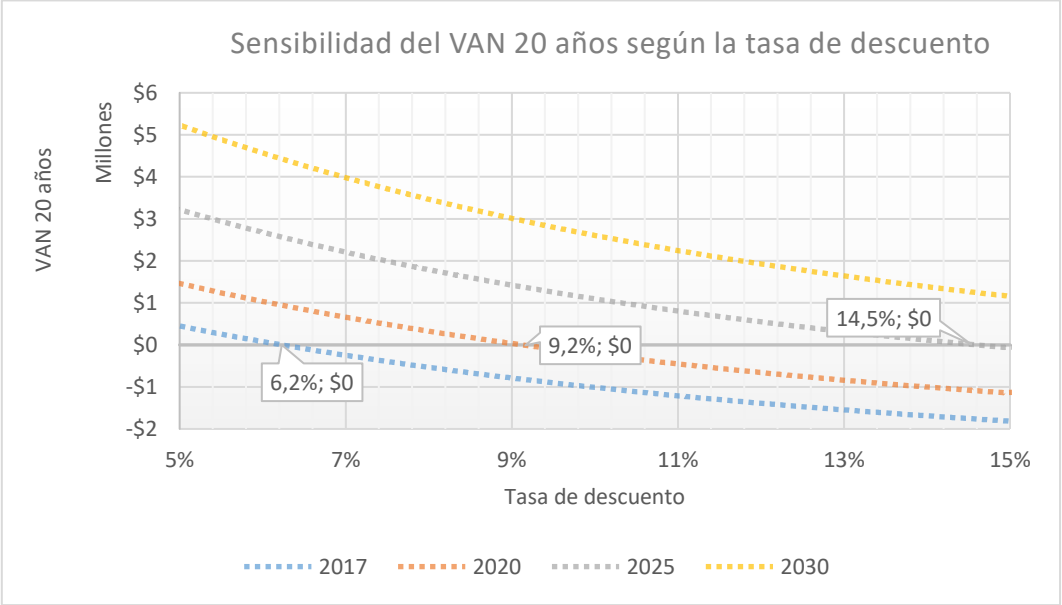


Figura 45 Análisis de Sensibilidad del VAN - Tasa de descuento  
Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, en la Figura 45, se muestra la sensibilidad del VAN a la tasa de descuento, la cual varía en un rango entre un 3 y 15%. Los proyectos iniciados en el año 2017, requieren de una tasa de descuento que no supere el 6,2% para ser rentables; los proyectos del 2020, una tasa de 9,2% y, los del 2025 una tasa de 14,5%.

## 6.2 Costos de abatimiento

A continuación, se presentan los costos actualizados de reducción de emisiones indirectas de GEI al instalar un sistema fotovoltaico para una vivienda del tipo estándar, en un periodo de evaluación de 20 años y con una tasa de descuento social del 6% <sup>8</sup>.

*Tabla 28 Costos de Abatimiento*

	2017	2020	2025	2030
Costo de Abatimiento: [CLP/tCO <sub>2</sub> eq]	-673	-65.976	-159.746	-247.787
Costo de Abatimiento: [USD/tCO <sub>2</sub> eq]	-1	-99	-240	-372

*Fuente: Elaboración Propia. Valor del Dólar actualizado al día 9 de marzo 2017*

Se observa que los costos de abatimiento son negativos, es decir, se obtienen ahorros al implementar el sistema de paneles fotovoltaico, además de las toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente reducidas. También se observa la tendencia al crecimiento de estos beneficios.

---

<sup>8</sup> Precios Sociales Vigentes año 2017, Ministerio de Desarrollo Social.

## 7 Conclusiones

Se modeló la aplicación de tres diferentes incentivos para la generación distribuida de energía solar, en el sector residencial: subsidios, NetBilling y facilidades de préstamos, con el objetivo de evaluar los costos de estas medidas y las reducciones de GEI que traerían consigo.

Las evaluaciones realizadas para el año 2017 para un sistema de 3 kW, muestran no ser económicamente factibles, para el caso que se les pida una tasa de descuento del 10%, pero sí para el caso de una tasa de descuento del 6%. En este caso, la mayor barrera para la realización de estos proyectos sería contar con el capital inicial necesario, que se calcula sería de \$3.287.841 en ese año.

Diferente es la situación para los proyectos realizados en el año 2030, pues gracias a la disminución en los costos de los paneles solares, hacen que los proyectos sean rentables incluso antes de la incorporación de incentivos.

Debido a la necesidad, en especial de la Región Metropolitana, de disminuir sus emisiones de GEI, resulta de interés evaluar cuál es el impacto en costos y reducción de emisiones indirectas, que se tendrían al aplicar incentivos que permitan que este tipo de proyectos se realicen antes del año 2030.

En relación al análisis de los préstamos, se obtuvo, que recién a partir del año 2020 son factibles los proyectos que se financian con créditos (con la tasa de mercado y a 5 años plazo), los cuales pueden llegar a cubrir un máximo del 80% de la inversión inicial para que sigan siendo rentables, por lo que se debería contar con al menos \$679.554 de ahorro para costear la diferencia que no cubriría el crédito.

Con la aplicación de una tasa preferencial de un 10%, se obtuvo que en el año 2017 cuatro tipologías de viviendas podrían obtener rentabilidad de este proyecto y que, a partir del año 2020, todas las tipologías de vivienda alcanzan una TIR superior al 6%, y en el 2025, mayor al 10%.

Por otro lado, la aplicación de un 25 y 50% de subsidios se ve fuertemente reflejado en el aumento del VAN de los proyectos, lo que hace que sea el escenario más favorable para los usuarios del sistema fotovoltaico, y a la vez, el más caro para el Estado.

Por último, para el caso de mejorar el precio de venta de la energía por Netbilling, se obtuvo que al igualar el precio de venta a un 80% del precio de compra, los proyectos entregan rentabilidades sobre el 7,9% en todas las tipologías de vivienda, y cuando este precio es del 100% del precio de compra, se alcanza una rentabilidad de 9,6%, en el año 2017.

Además, se destaca que cuando la tasa de NetBilling iguala al valor de la tarifa eléctrica, el retorno de los proyectos es el mismo, independiente de los consumos que pueda tener



cada tipología de vivienda, debido a la igual valoración de lo consumido con respecto a lo que se puede vender. Por lo que este subsidio no estaría incentivando un mayor uso de energía eléctrica, como sí pudiera pasar con los otros instrumentos, cuando la valoración de la energía es mayor al ser consumida que al inyectarla a la red.

En relación a las mejoras que se podrían realizar al modelo, se podría evaluar la incorporación de un análisis horario de la demanda de energía en la vivienda, que permita determinar de mejor manera la cantidad de energía que será utilizada para autoconsumo o para inyectar a la red, aun cuando fue un avance con respecto al modelo anterior, incluir una resolución mensual que permita determinar las diferencias de generación y consumo en los meses de invierno y verano.

Cabe señalar que el modelo utiliza una penetración de proyectos fotovoltaicos constante, cuando en la práctica sería mayor para los proyectos que entreguen mejores retornos a los usuarios, por lo que queda propuesto refinar la tasa de penetración, de modo que refleje este fenómeno entregando diferentes tasas para cada incentivo.

También queda propuesta la ampliación del modelo actual de una casa a un conjunto de éstas, particularmente sería interesante la aplicación de NetBilling a una escala de condominios e incluso edificios de departamentos, donde los incentivos pudieran ser mayores por el aprovechamiento de economías de escala.

Finalmente, también se podría realizar la evaluación para otras ciudades de Chile. Particularmente resulta interesante el caso de la macrozona Norte, donde la radiación solar es mayor, lo cual podría llevar a que el NetBilling, mediante paneles fotovoltaicos, sea más rentable.

## 8 Bibliografía

- Barroso, Rudnick, Sensfuss & Linares, 2010. The Green Effect. *IEEE Power and Energy Magazine*, Issue 22-35.
- Biying, Y., Zhang, J. & Fujiwara, A., 2012. Analysis of the residential location choice and household energy consumption behavior by incorporating multiple self-selection effects. En: *Energy Policy*. :Elsevier.
- BNE, 2014. *Balance Energía Global*. s.l.:s.n.
- CDT, 2015. *Medición del consumo nacional de leña y otros combustibles sólidos derivados de la madera*, s.l.: s.n.
- Charfuelan, M. J. & Losada, J., 2016. Household consumption of electricity in Brazil between 1985 and 2013. En: *Energy Policy*. s.l.:Elsevier.
- CIFES, 2016. *Reporte de Julio. Energías Renovables en el Mercado Eléctrico Chileno*, s.l.: s.n.
- Comité Consultivo de Energía 2050, 2015. *Hoja de Ruta 2050*. s.l.:s.n.
- Diario Financiero, 2015. *Programa Estratégico Solar recibe luz verde y US\$764 millones*, s.l.: s.n.
- Diario Financiero, 2016. Licitación Eléctrica: Las cuentas de electricidad bajarán hasta 20% a partir de 2021. 17 Agosto.
- EMOL, 2016a. *Financiamiento, el "gran pero" para la masificación de la energía solar residencial en Chile*, s.l.: s.n.
- EMOL, 2016b. *Crédito permitirá a BancoEstado financiar más de 4.000 viviendas energéticamente eficientes*, s.l.: s.n.
- Faulín, J. & Juan, Á. A., s.f. *Universitat Oberta de Catalunya*. [En línea] Available at: [http://www.uoc.edu/in3/emath/docs/Simulacion\\_MC.pdf](http://www.uoc.edu/in3/emath/docs/Simulacion_MC.pdf)
- Feller-Rate Consulting, 2011. *Asesoría para financiamiento de proyectos de inversión en energías renovables*, s.l.: s.n.
- Fronedel, M., Ritter, N. & Schmidt, C., 2008. Germany's solar cell promotion: Dark clouds on the horizon. En: *Energy Policy*. s.l.:Elsevier.

GIZ, 2015. *Modelo de Negocios ESCO para la Generación de Energía Fotovoltaica*. [En línea]

Available at: [www.4echile.cl/asset/documents/688](http://www.4echile.cl/asset/documents/688)

Goa, F., Kurdgelashvili, L., Bengtsson, M. & Akenji, L., 2016. Analysis of achievable residential energy-saving potential and its implications for effective policy interventions: A study of Xiamen city in southern China. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. s.l.:Elsevier.

Gobierno de Chile, 2016. *Conoce el Programa Techos Solares Públicos que beneficiará hospitales, municipalidades y liceos*. [En línea]

Available at: <http://www.gob.cl/programa-techos-solares-publicos-se-beneficiaran-hospitales-municipalidades-liceos/>

IEA, 2014. *Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy*, s.l.: s.n.

INE, 2013. *CHILE: Proyecciones y Estimaciones de Población. Total País 1950-2050*, s.l.: s.n.

Kuusela, P., Norros, I., Weiss, R. & Sorasalmi, T., 2015. Practical lognormal framework for household energy consumption modeling. En: *Energy and Buildings*. s.l.:Elsevier.

Lopez, A., 2016. *Generación Solar Distribuida*, s.l.: s.n.

MAPS Chile, 2014. *Proyección Escenario Línea Tendencial 2012 y Escenarios de Mitigación del Sector Comercial, Público y Residencial*, s.l.: s.n.

Mercado, I., 2016. *Reacondicionamiento térmico de las viviendas de la región metropolitana a través de la implementación de cubiertas vegetales*, s.l.: Memoria Universidad de Chile.

Ministerio de Energía, 2015a. *Energía 2050, Política Energética de Chile*. s.l.:s.n.

Ministerio de Energía, 2015b. *Programa Techos Solares Públicos*. Santiago: s.n.

Ministerio de Energía, 2016. *Avances en el Plan Energético Regional de Tarapacá*. [En línea]

Available at: <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/presentan-estado-de-avance-del>

[Último acceso: 15 Diciembre 2016].

Ministerio del Medio Ambiente, 2015. *Asamblea General de la ONU: Chile compromete reducción de un 30% de emisión de gases de efecto invernadero al año 2030*, s.l.: s.n.

Ministerio del Medio Ambiente, 2016. Ministro del Medio Ambiente da a conocer las medidas del nuevo Plan de Descontaminación del aire para la Región Metropolitana. *Ministerio del Medio Ambiente*, 4 Octubre.

Schaffrina, A. & Reiblingb, N., 2015. Household energy and climate mitigation policies: Investigating energy practices in the housing sector. En: *Energy Policy*. s.l.:Elsevier.

Sener, C. & Fthenakis, V., 2014. Energy policy and financing options to achieve solar energy grid. En: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32. s.l.:Elsevier, pp. 854-868.

Silva, S., 2009. *Uso eficiente de la energía en viviendas, aplicaciones en calefacción, calentamiento de aguas sanitarias y aislación envolvente*, s.l.: Memoria para optar al título de Ingeniero Civil. Universidad de Chile.

Sterner, T., 2003. *Policy Instruments for Environmental and Natural Resource Management*. s.l.:s.n.

Theoa, W. L. y otros, 2017. Review of distributed generation (DG) system planning and optimisation techniques: Comparison of numerical and mathematical modelling methods. En: s.l.:Elsevier, pp. 531-573.

Vargas, F., 2015. *Plan de negocio para la implementación de una empresa de instalación, mantención y financiamiento de sistemas fotovoltaicos para el sector residencial chileno*, s.l.: Memoria Universidad de Chile.

Yua, B., Tianb, Y. & Zhangc, J., 2015. A dynamic active energy demand management system for evaluating the effect of policy scheme on household energy consumption behavior. En: *Energy*. s.l.:Elsevier.

# Anexos

Anexo A: Ficha de panel solar fotovoltaico polycristalino de 250 Watts.  
 Precio: \$123.789 (IVA incluido).



250W POLY  
SOLAR MODULE

## Poly-Crystalline

Module type	Pm(W)	Number of cell	Cell Dimension (mm)	Max System Voltage(V)	Vm(V)	Im(A)	Voc(V)	Isc(A)
PS-250PJ	250W	60	156	1000	30.8	8.12	37.50	8.56

## Parameter

Maximum system voltage (V)	1000
Temperature coefficients of Isc (%)	+0.1%/°C
Temperature coefficients of Voc (%)	-0.38%/°C
Temperature coefficients of Pm (%)	-0.47%/°C
Temperature coefficients of Im (%)	+0.1%/°C
Temperature coefficients of Vm (%)	-0.38%/°C
Temperature Range	-40°C---85°C
Surface Maximum Load Capacity	60m/s (200kg/sq.m)
Junction Box Type	With TUV Certificate, IP65
Connectors and Cables Type	4mm2
Length of Cables (mm)	900
Cell Efficiency (%)	>17.12%
Output tolerance (%)	± 3%
Glass	High transmissivity low-iron 3.2 mm toughened glass
Frame (Material, Corners, etc.)	Anodized Aluminum Alloy
Standard Test Conditions	AM1.5 100MW/cm <sup>2</sup> 25°C
Guarantee of power	90% power for 12years, 80% power for 25years.
FF (%)	≥73.3%

## Physical Characters

Output	Module Net Weight	Module Size (MM)	Packing	20' Container	40' Container
250W	17.0(kg)	1650*992*40	2pcs/carton	264 pcs	586 pcs



IEC  
61730/61215



RoHS



www.kuhn.cl

Anexo B: Flujo de caja detallado para sistema fotovoltaico instalado el 2017, sin incentivos, tipología estándar.

Evaluación	Variable	2017	2018	2019	2020	2021
Demanda	Total [kWh]	2.178	2.218	2.281	2.349	2.418
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.426	4.403	4.381	4.359	4.338
	Autoconsumo [kWh]	1.961	1.997	2.049	2.103	2.150
	Excedente [kWh]	2.465	2.407	2.332	2.257	2.188
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -242.980	\$ -256.107	\$ -272.548	\$ -290.546	\$ -246.829
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -24.298	\$ -25.611	\$ -27.677	\$ -30.502	\$ -27.347
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 159.112	\$ 160.846	\$ 161.288	\$ 161.529	\$ 129.296
	Mantenimiento Sistema [CLP]	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -3.877.454	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -3.824.454	\$ 53.421	\$ 51.798	\$ 49.213	\$ 20.136
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ -3.581.473	\$ 309.528	\$ 324.346	\$ 339.759	\$ 266.965

Flujos acumulados [CLP]	\$ -3.848.132	\$ -3.550.870	\$ -3.240.023	\$ -2.914.303	\$ -2.581.532
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$ -3.816.329	\$ -3.537.642	\$ -3.273.836	\$ -3.023.602	\$ -2.791.930

Evaluación	Variable	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda	Total [kWh]	2.501	2.588	2.682	2.796	2.911
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.316	4.294	4.273	4.252	4.230
	Autoconsumo [kWh]	2.202	2.250	2.288	2.330	2.355
	Excedente [kWh]	2.114	2.044	1.985	1.921	1.876
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -264.249	\$ -283.100	\$ -303.566	\$ -327.536	\$ -352.992

Evaluación	Variable	2022	2023	2024	2025	2026
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -31.589	\$ -37.024	\$ -44.565	\$ -54.553	\$ -67.503
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 129.302	\$ 129.398	\$ 130.014	\$ 130.259	\$ 131.609
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ 15.900	\$ 10.560	\$ 3.635	\$ -6.108	\$ -17.708
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 280.149	\$ 293.660	\$ 307.201	\$ 321.427	\$ 335.285

Flujos acumulados [CLP]	\$ -2.313.387	\$ -2.032.034	\$ -1.737.147	\$ -1.428.682	\$ -1.106.000
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$ -2.623.148	\$ -2.462.831	\$ -2.310.721	\$ -2.166.686	\$ -2.030.288

Evaluación	Variable	2027	2028	2029	2030	2031
Demanda	Total [kWh]	3.047	3.174	3.295	3.388	3.471
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.209	4.188	4.167	4.146	4.126
	Autoconsumo [kWh]	2.378	2.382	2.385	2.385	2.384
	Excedente [kWh]	1.831	1.806	1.782	1.762	1.742
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -382.331	\$ -412.245	\$ -442.959	\$ -471.418	\$ -499.846
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -83.940	\$ -102.888	\$ -122.384	\$ -139.639	\$ -156.588
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 132.987	\$ 135.753	\$ 138.646	\$ 141.827	\$ 145.138
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -32.766	\$ -48.948	\$ -65.552	\$ -79.625	\$ -93.264
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 349.564	\$ 363.297	\$ 377.408	\$ 391.793	\$ 406.582

Flujos acumulados [CLP]	\$	-769.424	\$	-418.547	\$	-53.901	\$	324.879	\$	718.083
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$	-1.901.495	\$	-1.779.948	\$	-1.665.603	\$	-1.558.083	\$	-1.457.047

Evaluación	Variable	2032	2033	2034	2035	2036
Demanda	Total [kWh]	3.566	3.644	3.714	3.779	3.781
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.105	4.084	4.064	4.044	4.024
	Autoconsumo [kWh]	2.389	2.393	2.396	2.399	2.395
	Excedente [kWh]	1.716	1.692	1.668	1.645	1.629
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -531.433	\$ -562.113	\$ -592.973	\$ -624.453	\$ -646.638
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -175.443	\$ -193.024	\$ -210.431	\$ -228.046	\$ -237.083
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 148.018	\$ 150.992	\$ 154.076	\$ 157.245	\$ 161.166
	Mantenimiento Sistema [CLP]	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814	\$ -81.814
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -109.239	\$ -123.846	\$ -138.169	\$ -152.614	\$ -157.731
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 422.194	\$ 438.267	\$ 454.804	\$ 471.839	\$ 488.907

Flujos acumulados [CLP]	\$	1.126.164	\$	1.549.902	\$	1.989.757	\$	2.446.198	\$	2.919.660
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$	-1.362.127	\$	-1.272.906	\$	-1.189.070	\$	-1.110.319	\$	-1.036.372



Anexo C: Flujo de caja detallado para sistema fotovoltaico instalado el 2020, sin incentivos, tipología estándar.

Evaluación	Variable	2020	2021	2022	2023	2024
Demanda	Total [kWh]	2.349	2.418	2.501	2.588	2.682
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.426	4.403	4.381	4.359	4.338
	Autoconsumo [kWh]	2.106	2.157	2.209	2.260	2.298
	Excedente [kWh]	2.319	2.247	2.173	2.099	2.039
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -290.546	\$ -246.829	\$ -264.249	\$ -283.100	\$ -303.566
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -30.095	\$ -26.630	\$ -30.850	\$ -35.902	\$ -43.410
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 166.028	\$ 132.770	\$ 132.879	\$ 132.872	\$ 133.592
	Mantenimiento Sistema [CLP]	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -3.397.769	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -3.333.529	\$ 34.448	\$ 30.337	\$ 25.277	\$ 18.490
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ -3.042.983	\$ 281.277	\$ 294.586	\$ 308.377	\$ 322.055

Flujos acumulados [CLP]	\$ -3.363.118	\$ -3.015.411	\$ -2.732.942	\$ -2.437.139	\$ -2.127.521
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$ -3.335.323	\$ -3.008.951	\$ -2.769.220	\$ -2.541.960	\$ -2.326.622

Evaluación	Variable	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda	Total [kWh]	2.796	2.911	3.047	3.174	3.295
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.316	4.294	4.273	4.252	4.230
	Autoconsumo [kWh]	2.340	2.369	2.393	2.400	2.403
	Excedente [kWh]	1.976	1.926	1.880	1.852	1.828
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -327.536	\$ -352.992	\$ -382.331	\$ -412.245	\$ -442.959

Evaluación	Variable	2025	2026	2027	2028	2029
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -53.363	\$ -65.776	\$ -82.055	\$ -100.577	\$ -120.004
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 133.943	\$ 135.112	\$ 136.532	\$ 139.190	\$ 142.185
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ 8.887	\$ -2.357	\$ -17.214	\$ -33.079	\$ -49.511
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 336.423	\$ 350.636	\$ 365.116	\$ 379.166	\$ 393.448

Flujos acumulados [CLP]	\$ -1.804.188	\$ -1.466.497	\$ -1.114.555	\$ -748.111	\$ -367.581
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$ -2.123.057	\$ -1.930.597	\$ -1.749.019	\$ -1.577.868	\$ -1.416.982

Evaluación	Variable	2030	2031	2032	2033	2034
Demanda	Total [kWh]	3.388	3.471	3.566	3.644	3.714
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.209	4.188	4.167	4.146	4.126
	Autoconsumo [kWh]	2.402	2.401	2.406	2.410	2.413
	Excedente [kWh]	1.807	1.787	1.761	1.736	1.712
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -471.418	\$ -499.846	\$ -531.433	\$ -562.113	\$ -592.973
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -137.188	\$ -154.064	\$ -172.844	\$ -190.347	\$ -207.674
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 145.472	\$ 148.891	\$ 151.883	\$ 154.972	\$ 158.175
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -63.408	\$ -76.865	\$ -92.653	\$ -107.067	\$ -121.192
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 408.010	\$ 422.981	\$ 438.780	\$ 455.046	\$ 471.781

Flujos acumulados [CLP]	\$	27.255	\$	436.692	\$	861.188	\$	1.301.529	\$	1.758.181
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$	-1.265.869	\$	-1.124.019	\$	-990.892	\$	-865.884	\$	-748.534

Evaluación	Variable	2035	2036	2037	2038	2039
Demanda	Total [kWh]	3.779	3.781	3.789	3.787	3.784
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.105	4.084	4.064	4.044	4.024
	Autoconsumo [kWh]	2.416	2.412	2.407	2.403	2.398
	Excedente [kWh]	1.689	1.673	1.657	1.641	1.626
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -624.453	\$ -646.638	\$ -670.723	\$ -693.817	\$ -717.468
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -225.206	\$ -234.159	\$ -244.612	\$ -253.649	\$ -262.833
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 161.466	\$ 165.513	\$ 169.677	\$ 173.955	\$ 178.365
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692	\$ -71.692
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -135.432	\$ -140.338	\$ -146.627	\$ -151.387	\$ -156.160
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 489.020	\$ 506.299	\$ 524.095	\$ 542.430	\$ 561.308

Flujos acumulados [CLP]	\$	2.231.617	\$	2.722.281	\$	3.230.272	\$	3.756.111	\$	4.300.337
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$	-638.401	\$	-535.079	\$	-438.248	\$	-347.514	\$	-262.509

Anexo D: Flujo de caja detallado para sistema fotovoltaico instalado el 2025, sin incentivos, tipología estándar.

Evaluación	Variable	2025	2026	2027	2028	2029
Demanda	Total [kWh]	2.796	2.911	3.047	3.174	3.295
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.426	4.403	4.381	4.359	4.338
	Autoconsumo [kWh]	2.358	2.393	2.417	2.430	2.433
	Excedente [kWh]	2.068	2.011	1.964	1.930	1.905
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -327.536	\$ -352.992	\$ -382.331	\$ -412.245	\$ -442.959
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -51.340	\$ -62.860	\$ -79.030	\$ -96.647	\$ -115.956
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 140.207	\$ 141.080	\$ 142.666	\$ 145.033	\$ 148.202
	Mantenimiento Sistema [CLP]	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -2.848.130	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -2.819.357	\$ 18.125	\$ 3.541	\$ -11.709	\$ -27.849
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ -2.491.822	\$ 371.118	\$ 385.872	\$ 400.537	\$ 415.110

Flujos acumulados [CLP]	\$ -2.813.862	\$ -2.456.261	\$ -2.083.813	\$ -1.696.587	\$ -1.294.660
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$ -2.790.607	\$ -2.455.247	\$ -2.139.061	\$ -1.841.472	\$ -1.561.854

Evaluación	Variable	2030	2031	2032	2033	2034
Demanda	Total [kWh]	3.388	3.471	3.566	3.644	3.714
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.316	4.294	4.273	4.252	4.230
	Autoconsumo [kWh]	2.432	2.431	2.436	2.440	2.443
	Excedente [kWh]	1.884	1.863	1.837	1.812	1.788
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -471.418	\$ -499.846	\$ -531.433	\$ -562.113	\$ -592.973

Evaluación	Variable	2030	2031	2032	2033	2034
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -133.019	\$ -149.771	\$ -168.423	\$ -185.795	\$ -202.986
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 151.669	\$ 155.273	\$ 158.455	\$ 161.741	\$ 165.145
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -41.446	\$ -54.593	\$ -70.063	\$ -84.149	\$ -97.936
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 429.972	\$ 445.252	\$ 461.370	\$ 477.964	\$ 495.037

Flujos acumulados [CLP]	\$ -878.135	\$ -446.707	\$ 89	\$ 463.050	\$ 942.650
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$ -1.299.544	\$ -1.053.601	\$ -823.038	\$ -606.779	\$ -403.981

Evaluación	Variable	2035	2036	2037	2038	2039
Demanda	Total [kWh]	3.779	3.781	3.789	3.787	3.784
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.209	4.188	4.167	4.146	4.126
	Autoconsumo [kWh]	2.445	2.441	2.436	2.432	2.426
	Excedente [kWh]	1.764	1.747	1.731	1.715	1.699
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -624.453	\$ -646.638	\$ -670.723	\$ -693.817	\$ -717.468
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -220.378	\$ -229.187	\$ -239.492	\$ -248.376	\$ -257.403
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 168.644	\$ 172.905	\$ 177.290	\$ 181.794	\$ 186.439
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -111.829	\$ -116.377	\$ -122.297	\$ -126.677	\$ -131.059
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 512.624	\$ 530.261	\$ 548.426	\$ 567.140	\$ 586.409

Flujos acumulados [CLP]	\$	1.439.373	\$	1.953.671	\$	2.485.657	\$	3.035.860	\$	3.604.831
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$	-213.852	\$	-35.653	\$	131.202	\$	287.415	\$	433.645

Evaluación	Variable	2040	2041	2042	2043	2044
Demanda	Total [kWh]	3.781	3.776	3.772	3.768	3.767
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.105	4.084	4.064	4.044	4.024
	Autoconsumo [kWh]	2.422	2.416	2.411	2.406	2.400
	Excedente [kWh]	1.683	1.668	1.653	1.638	1.623
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -741.987	\$ -767.106	\$ -793.063	\$ -819.918	\$ -848.412
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -266.778	\$ -276.341	\$ -286.248	\$ -296.506	\$ -307.939
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 191.174	\$ 196.072	\$ 201.100	\$ 206.237	\$ 211.547
	Mantenimiento Sistema [CLP]	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095	\$ -60.095
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -135.700	\$ -140.364	\$ -145.243	\$ -150.364	\$ -156.488
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 606.287	\$ 626.742	\$ 647.820	\$ 669.554	\$ 691.924

Flujos acumulados [CLP]	\$	4.193.129	\$	4.801.360	\$	5.430.106	\$	6.079.992	\$	6.751.673
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$	570.510	\$	698.600	\$	818.460	\$	930.608	\$	1.035.529

Anexo E: Flujo de caja detallado para sistema fotovoltaico instalado el 2030, sin incentivos, tipología estándar.

Evaluación	Variable	2030	2031	2032	2033	2034
Demanda	Total [kWh]	3.388	3.471	3.566	3.644	3.714
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.426	4.403	4.381	4.359	4.338
	Autoconsumo [kWh]	2.463	2.462	2.466	2.470	2.473
	Excedente [kWh]	1.963	1.942	1.915	1.890	1.865
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -471.418	\$ -499.846	\$ -531.433	\$ -562.113	\$ -592.973
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -128.745	\$ -145.370	\$ -163.890	\$ -181.126	\$ -198.178
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 158.023	\$ 161.817	\$ 165.194	\$ 168.680	\$ 172.292
	Mantenimiento Sistema [CLP]	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -2.298.491	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -2.317.711	\$ -32.051	\$ -47.193	\$ -60.944	\$ -74.385
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ -1.846.293	\$ 467.795	\$ 484.239	\$ 501.169	\$ 518.588
Flujos acumulados [CLP]		\$ -2.255.521	\$ -1.801.839	\$ -1.332.471	\$ -846.611	\$ -343.775
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)		\$ -2.236.880	\$ -1.811.320	\$ -1.412.778	\$ -1.039.336	\$ -689.480

Evaluación	Variable	2035	2036	2037	2038	2039
Demanda	Total [kWh]	3.779	3.781	3.789	3.787	3.784
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.316	4.294	4.273	4.252	4.230
	Autoconsumo [kWh]	2.475	2.471	2.466	2.461	2.456
	Excedente [kWh]	1.841	1.824	1.807	1.791	1.775
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -624.453	\$ -646.638	\$ -670.723	\$ -693.817	\$ -717.468

Evaluación	Variable	2035	2036	2037	2038	2039
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -215.428	\$ -224.088	\$ -234.241	\$ -242.969	\$ -251.835
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 176.004	\$ 180.484	\$ 185.095	\$ 189.833	\$ 194.717
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -87.921	\$ -92.102	\$ -97.644	\$ -101.634	\$ -105.616
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 536.532	\$ 554.536	\$ 573.079	\$ 592.183	\$ 611.853

Flujos acumulados [CLP]	\$ 176.532	\$ 714.771	\$ 1.271.066	\$ 1.845.957	\$ 2.440.007
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$ -361.782	\$ -54.920	\$ 232.173	\$ 500.742	\$ 751.956

Evaluación	Variable	2040	2041	2042	2043	2044
Demanda	Total [kWh]	3.781	3.776	3.772	3.768	3.767
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.209	4.188	4.167	4.146	4.126
	Autoconsumo [kWh]	2.451	2.445	2.440	2.434	2.429
	Excedente [kWh]	1.758	1.743	1.727	1.712	1.697
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -741.987	\$ -767.106	\$ -793.063	\$ -819.918	\$ -848.412
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -261.044	\$ -270.435	\$ -280.167	\$ -290.243	\$ -301.490
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 199.699	\$ 204.851	\$ 210.141	\$ 215.548	\$ 221.135
	Mantenición Sistema [CLP]	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -109.843	\$ -114.082	\$ -118.523	\$ -123.193	\$ -128.852
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 632.144	\$ 653.024	\$ 674.539	\$ 696.725	\$ 719.560

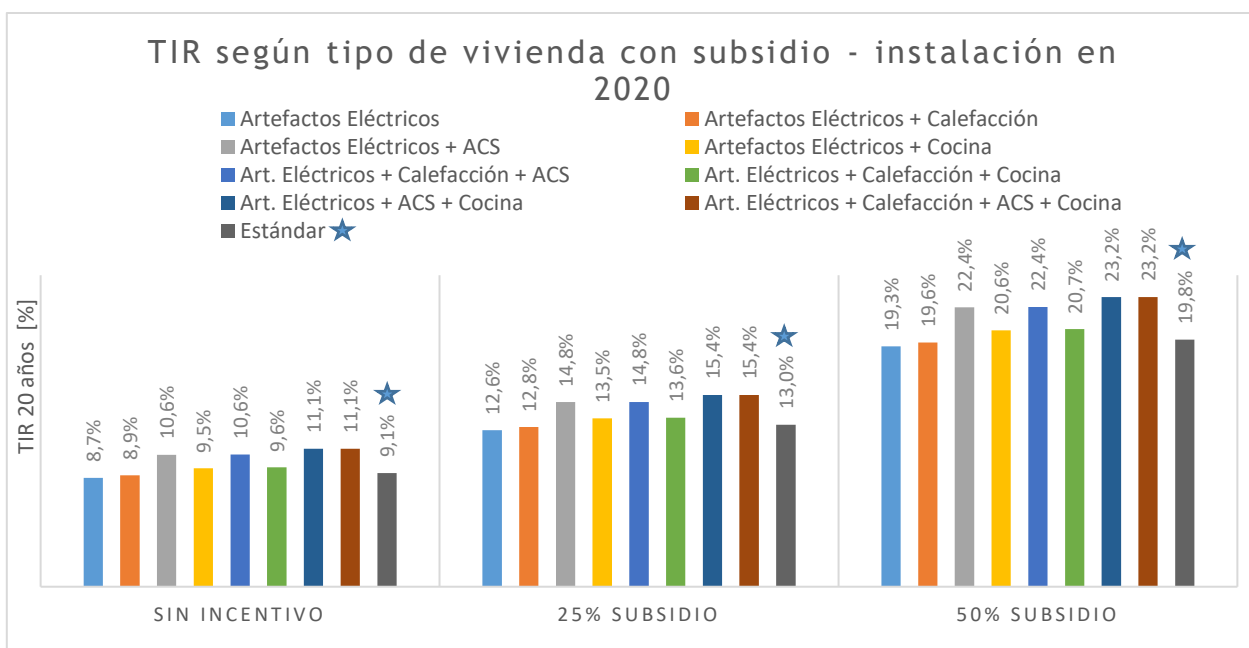
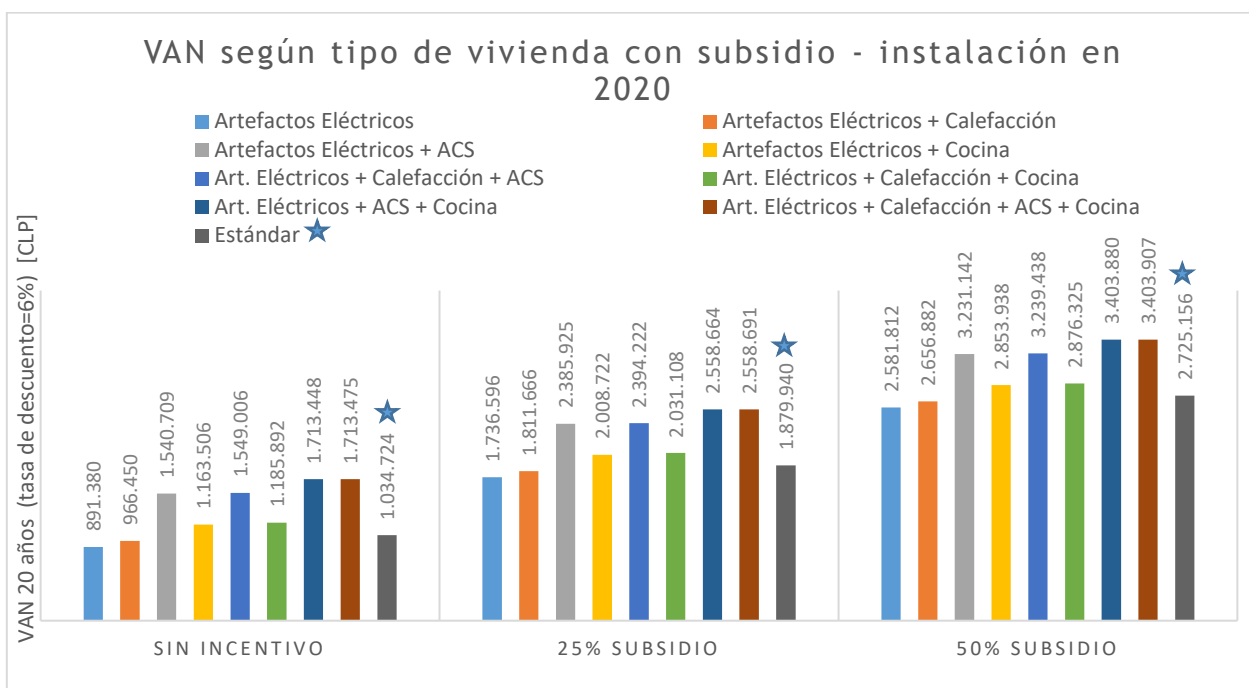


Flujos acumulados [CLP]	\$	3.053.786	\$	3.687.912	\$	4.342.978	\$	5.019.625	\$	5.718.518
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$	986.910	\$	1.206.644	\$	1.412.119	\$	1.604.245	\$	1.783.878

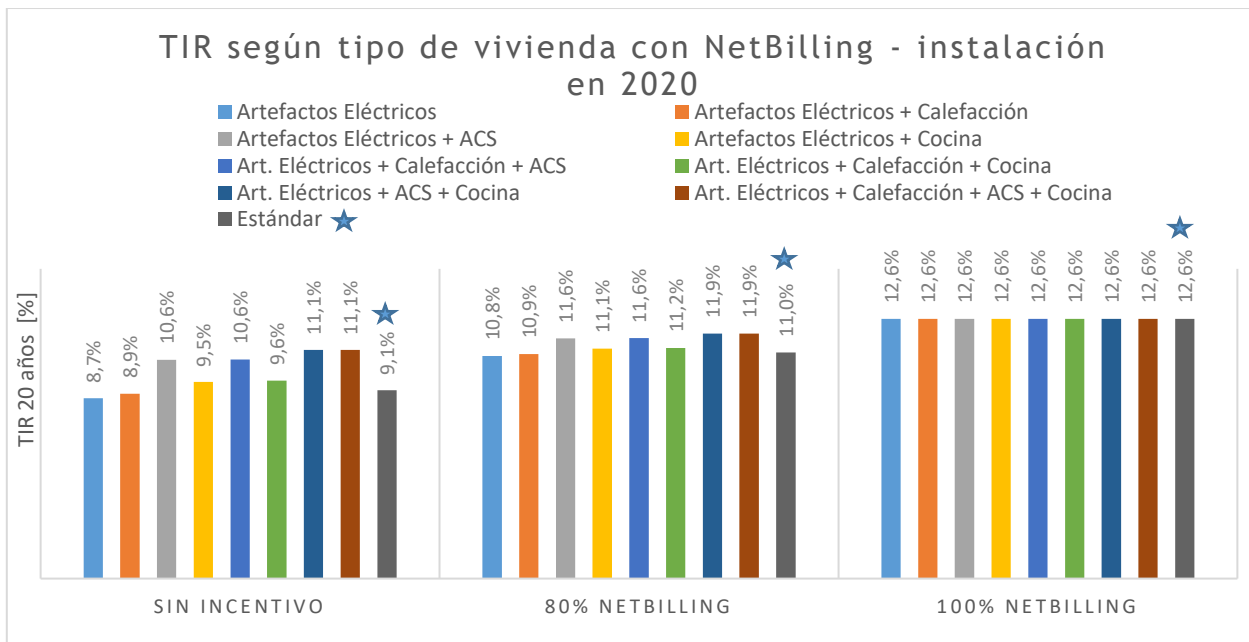
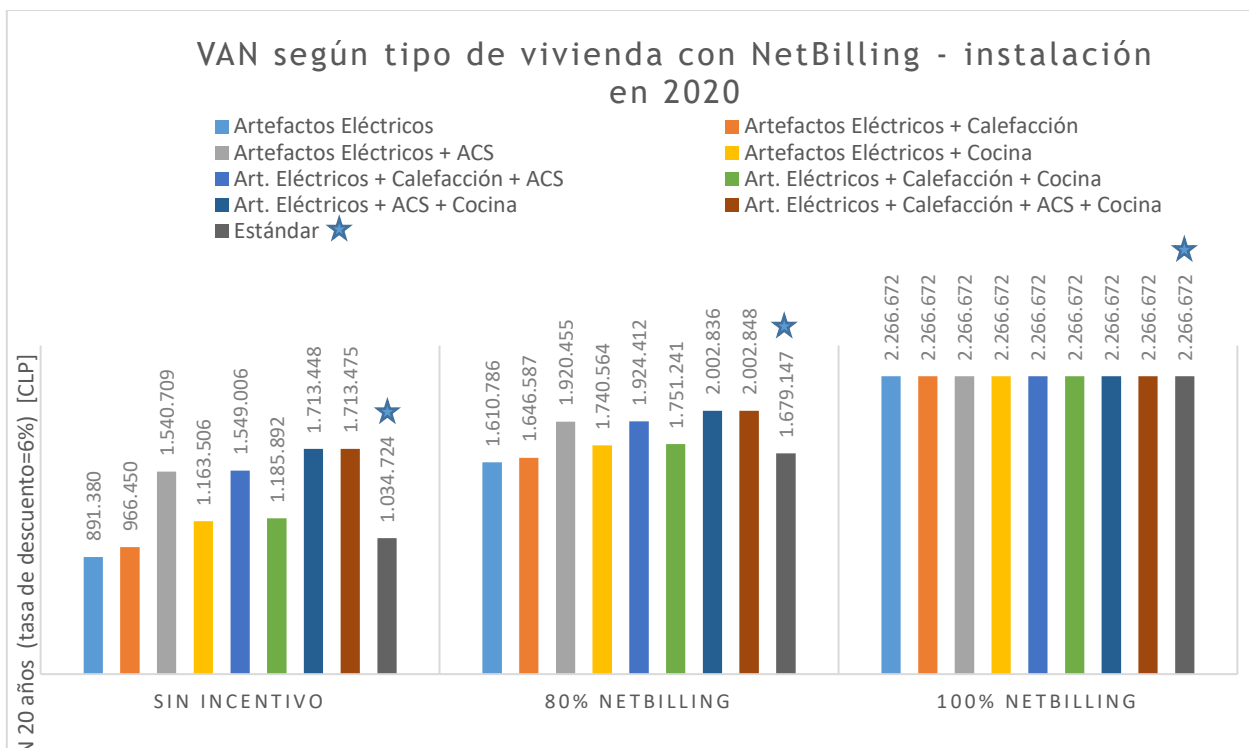
Evaluación	Variable	2045	2046	2047	2048	2049
Demanda	Total [kWh]	3.766	3.765	3.764	3.763	3.762
Panel FV	Generación Anual [kWh]	4.105	4.084	4.064	4.044	4.024
	Autoconsumo [kWh]	2.423	2.417	2.412	2.406	2.400
	Excedente [kWh]	1.682	1.667	1.653	1.638	1.623
Evaluación sin Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -877.891	\$ -908.381	\$ -939.923	\$ -972.554	\$ -1.006.311
Evaluación con Panel	Facturación por consumo de energía [CLP]	\$ -313.159	\$ -325.262	\$ -337.818	\$ -350.844	\$ -364.357
	Reembolso Excedente [CLP]	\$ 226.861	\$ 232.731	\$ 238.746	\$ 244.910	\$ 251.227
	Mantenimiento Sistema [CLP]	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498	\$ -48.498
	Inversión Inicial Usuario [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Pago Préstamo [CLP]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Total Evaluación [CLP]	\$ -134.796	\$ -141.029	\$ -147.570	\$ -154.432	\$ -161.628
Evaluación Total	Ahorros por periodo [CLP]	\$ 743.095	\$ 767.352	\$ 792.353	\$ 818.123	\$ 844.683

Flujos acumulados [CLP]	\$	6.440.313	\$	7.185.712	\$	7.955.439	\$	8.750.241	\$	9.570.888
VAN acumulado (tasa dcto. 10%)	\$	1.951.812	\$	2.108.800	\$	2.255.545	\$	2.392.708	\$	2.520.907

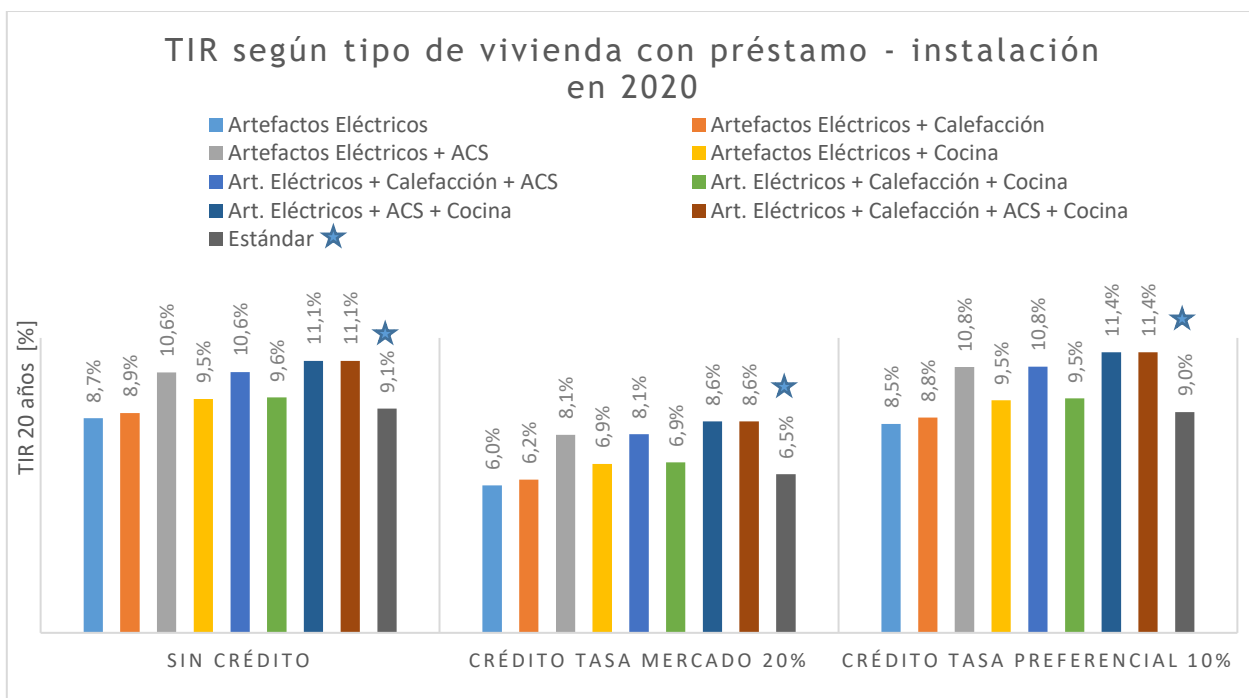
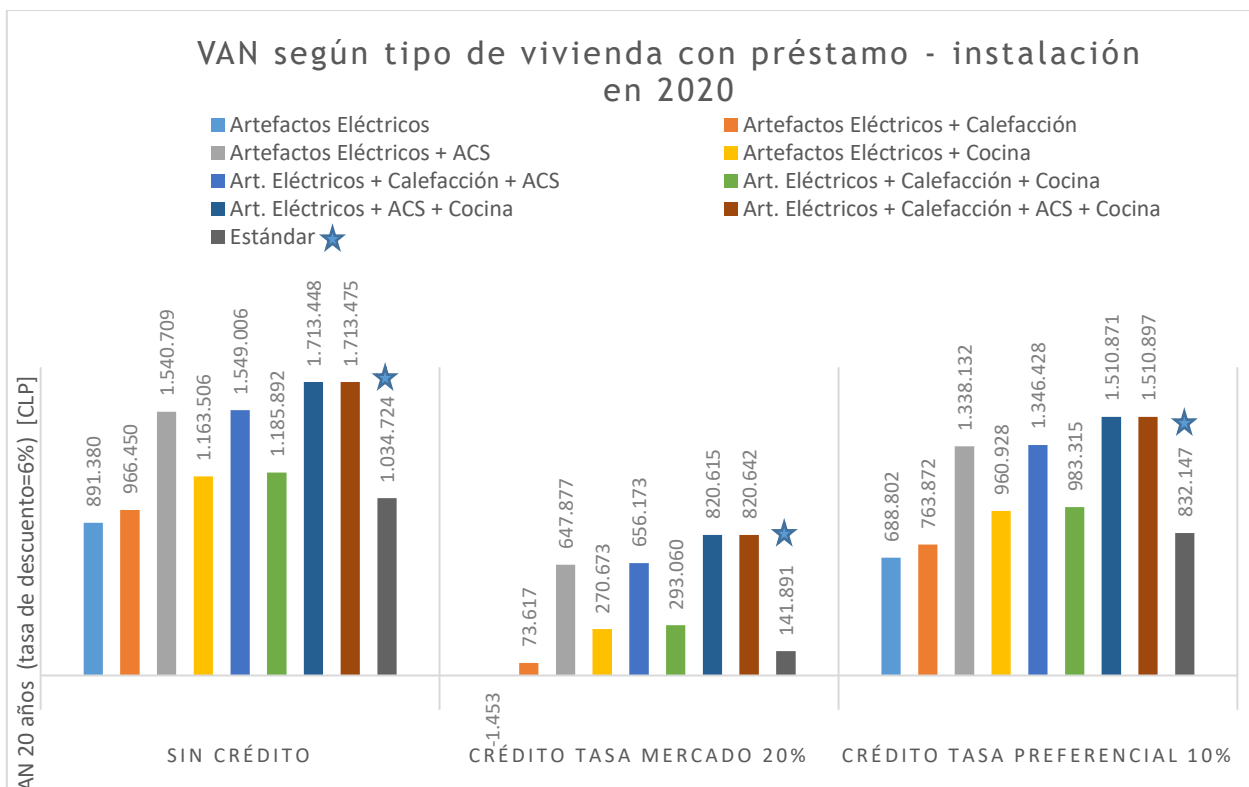
## Anexo F: Indicadores de la aplicación de subsidios por vivienda - Año 2020



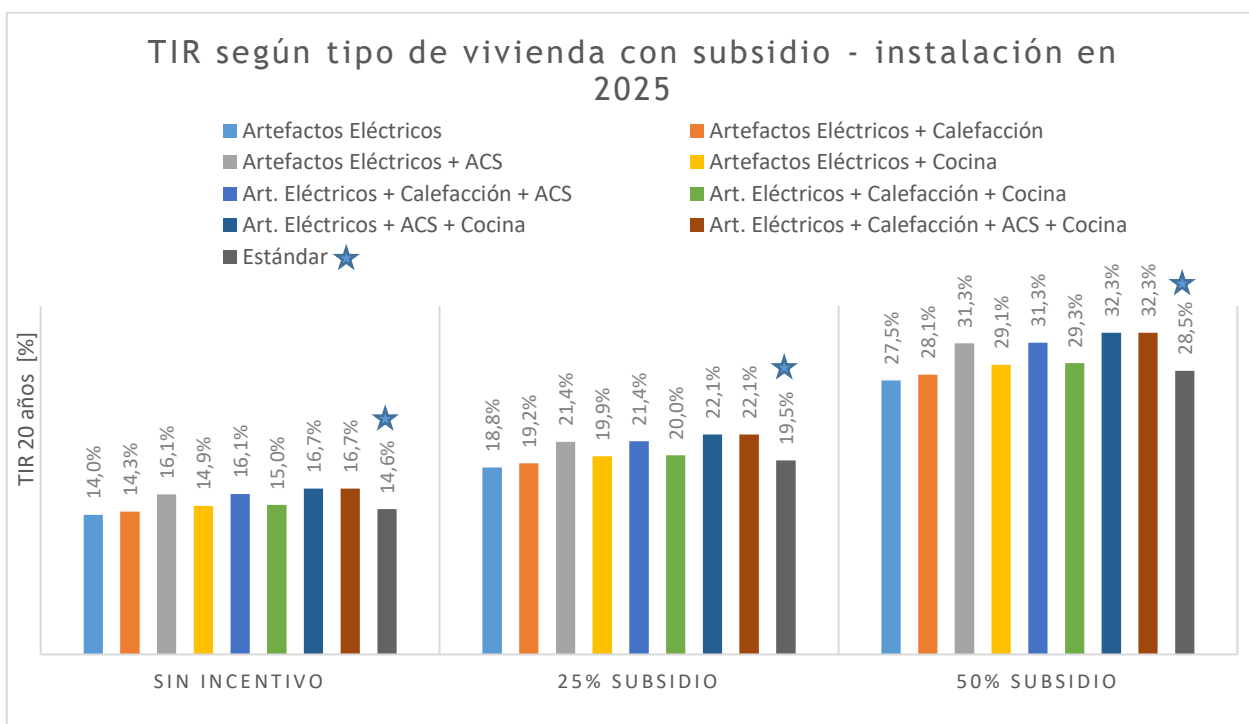
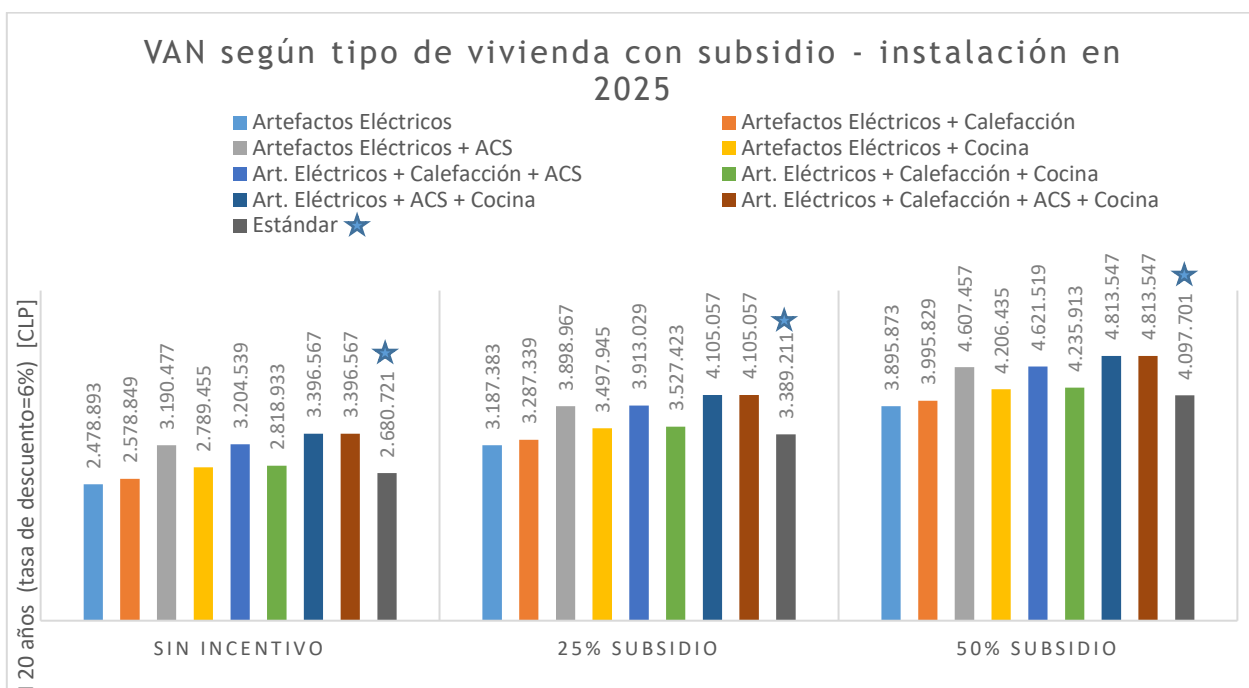
## Anexo G: Indicadores para diferentes pagos por NetBilling por vivienda - Año 2020



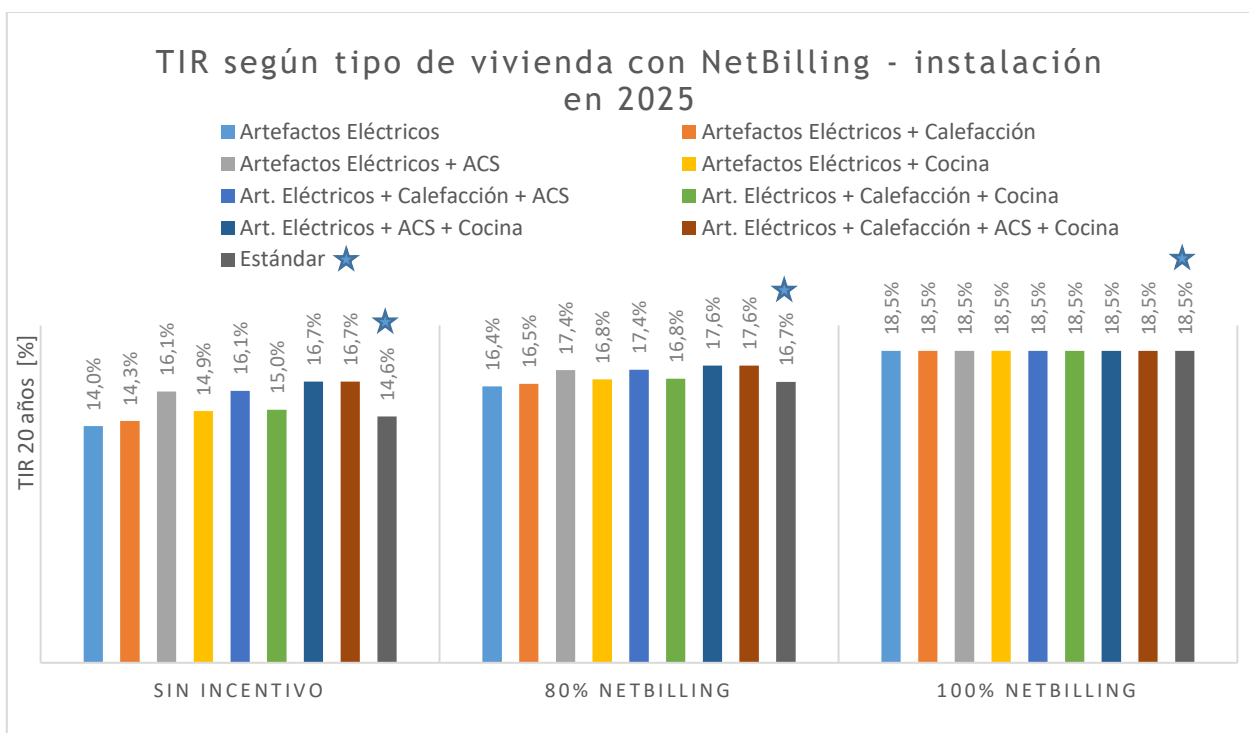
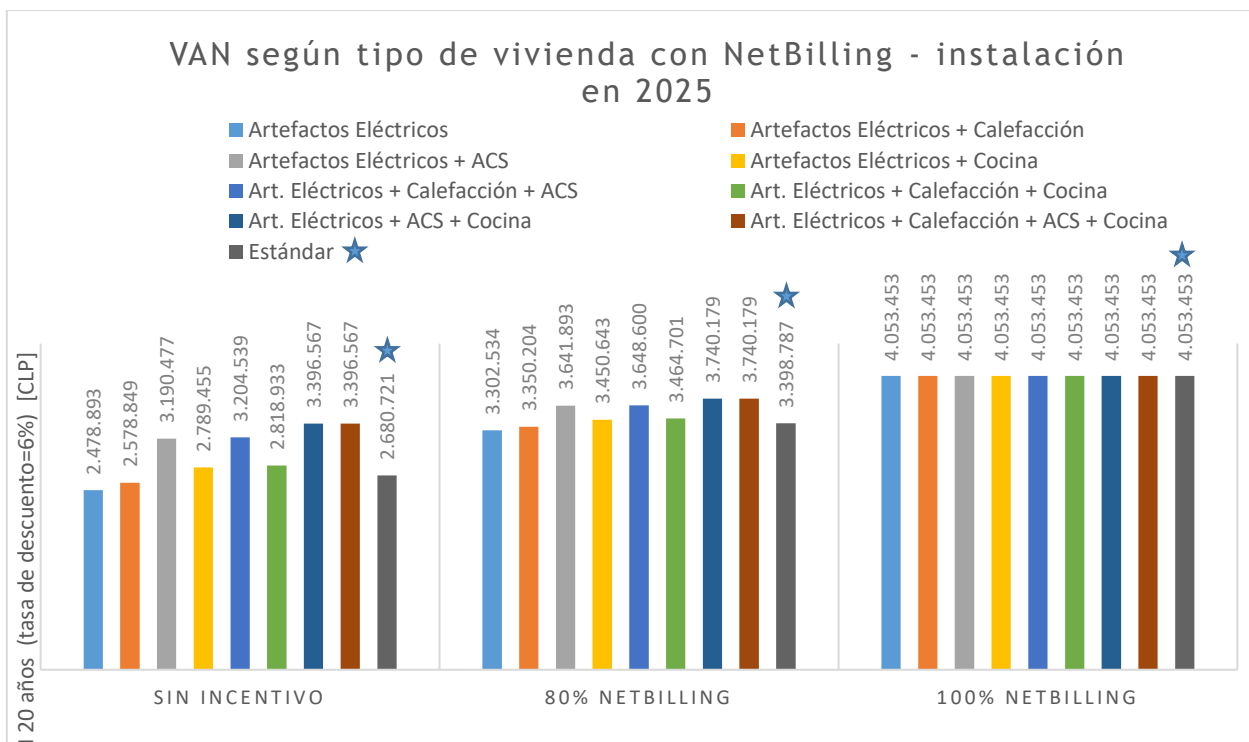
## Anexo H: Indicadores del proyecto para préstamos con diferentes tasas de crédito por vivienda - Año 2020



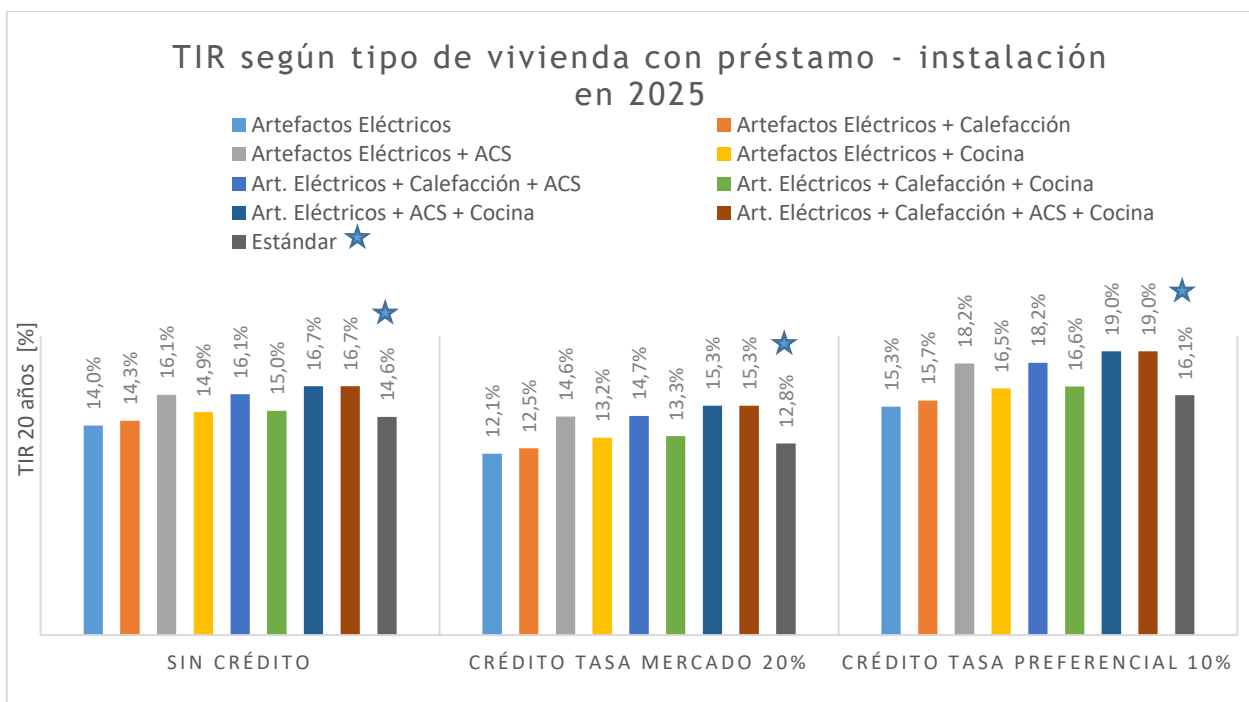
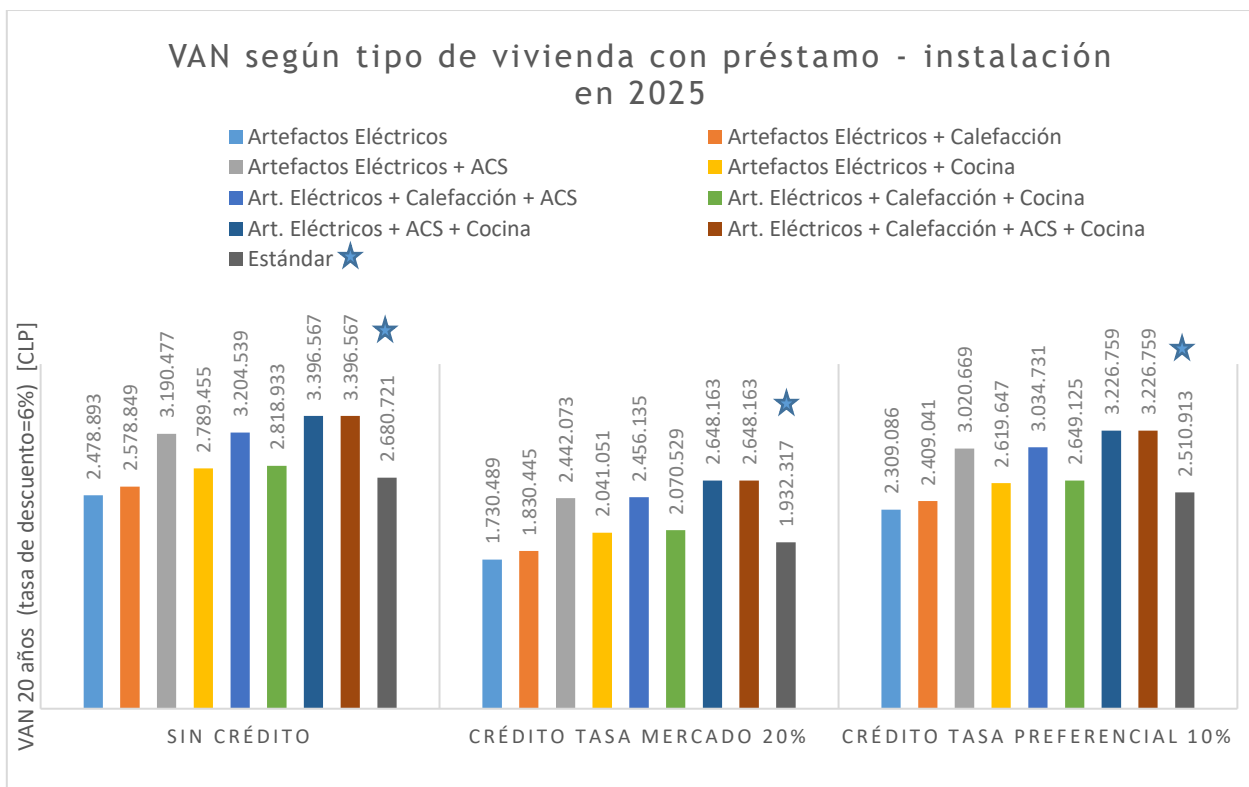
## Anexo I: Indicadores de la aplicación de subsidios por vivienda - Año 2025



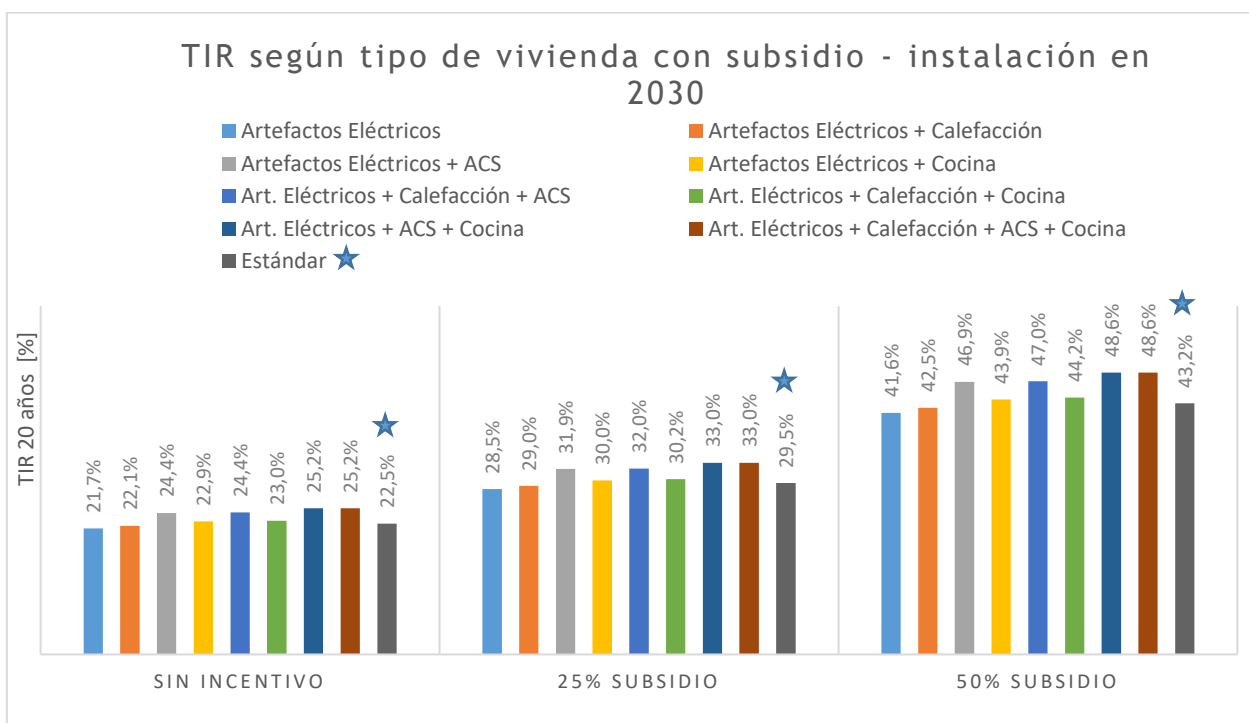
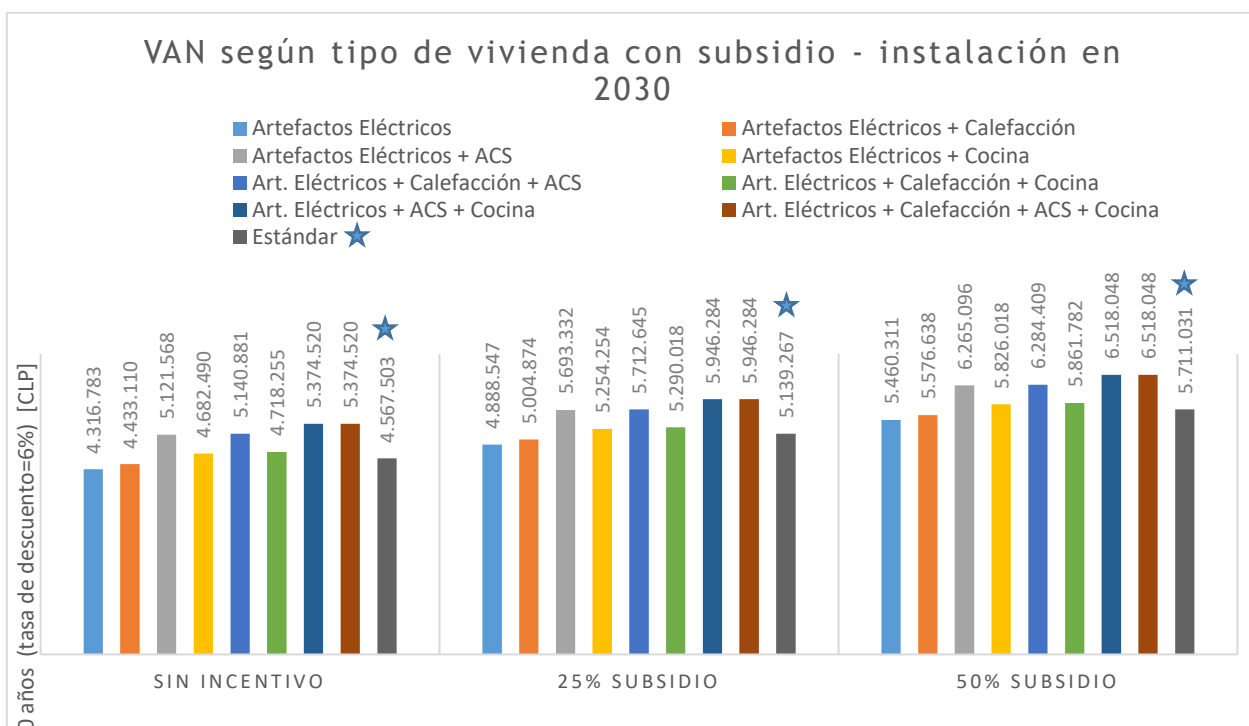
## Anexo J: Indicadores para diferentes pagos por NetBilling por vivienda - Año 2025



## Anexo K: Indicadores del proyecto para préstamos con diferentes tasas de crédito por vivienda - Año 2025

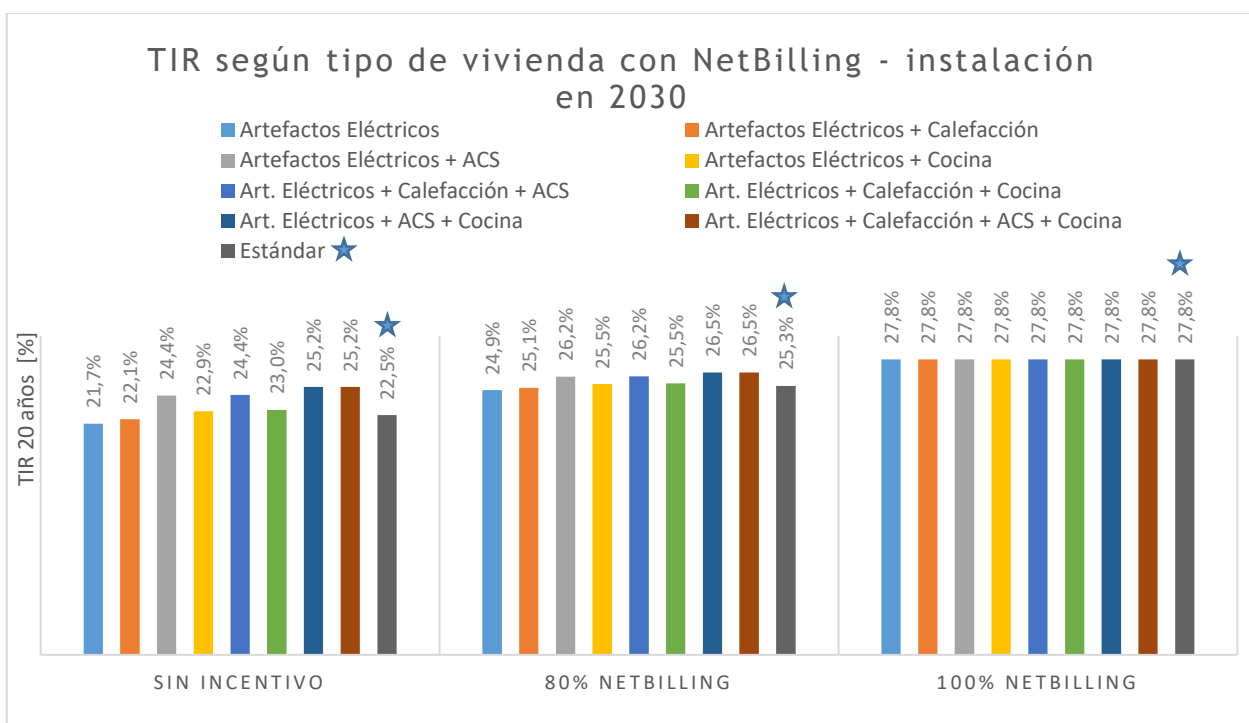
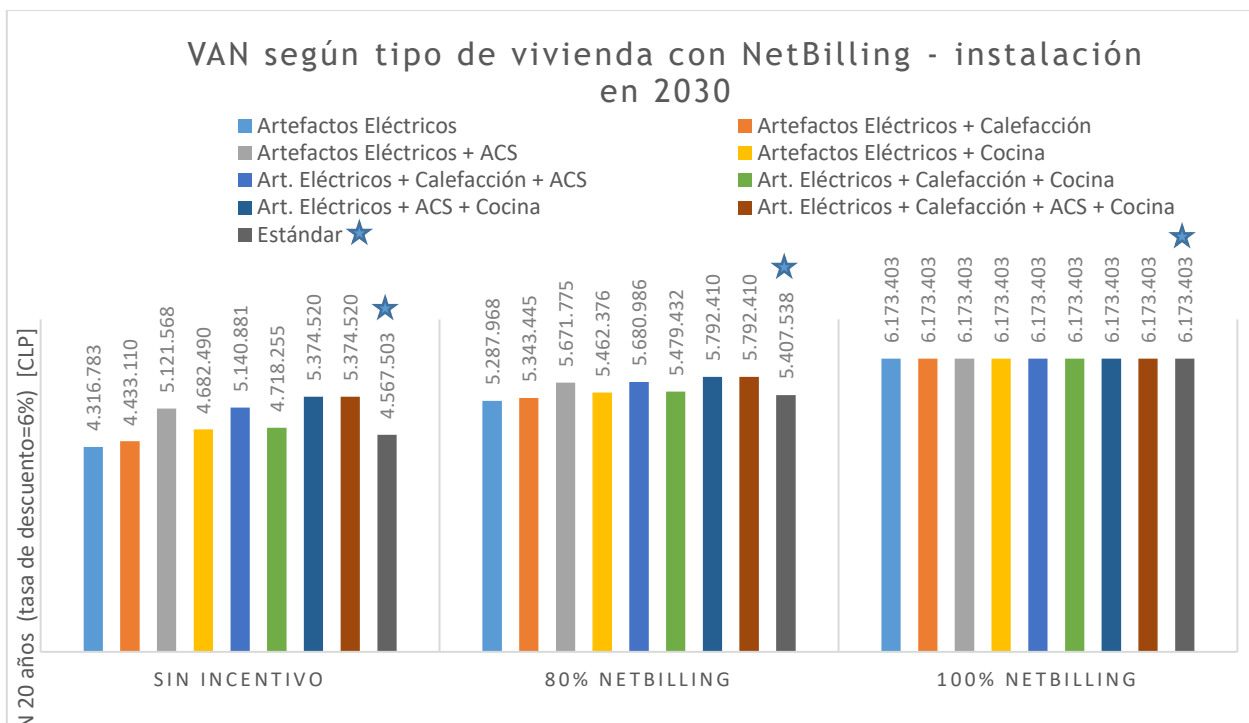


## Anexo L: Indicadores de la aplicación de subsidios por vivienda - Año 2030





## Anexo M: Indicadores para diferentes pagos por NetBilling por vivienda - Año 2030



## Anexo N: Indicadores del proyecto para préstamos con diferentes tasas de crédito por vivienda - Año 2030

