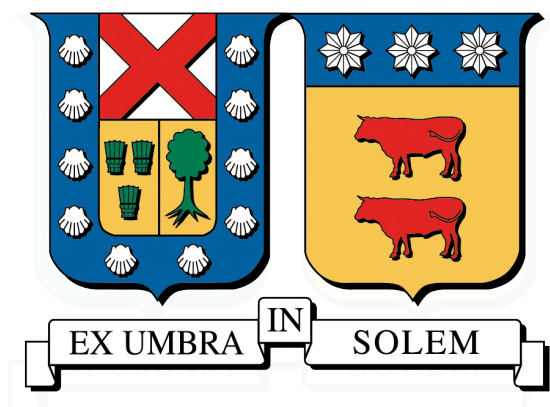


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE



**ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD
DE INCLUSIÓN AL SISTEMA DE NETBILLING
PARA COLEGIOS EN SANTIAGO DE CHILE**

PABLO CRISTIAN ORTIZ QUIERO

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : SRA. MARÍA PILAR GARATE CH.
PROFESOR CORREFERENTE : SR. HUGO OSORIO

JULIO 2017

Agradecimientos

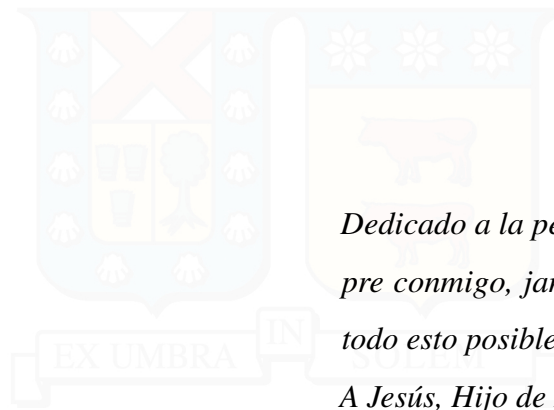
Quiero agradecer primero a la persona que me acompañó en todo momento en este camino, a quien me apoyó en mis momentos más bajos y me dio incontables victorias inmerecidas. A quién me dejó ser débil en sus brazos y peleó por mí cuando ya no tenía fuerzas. Quién me dio amigos en los que confiar y apoyarme, quien le dio sentido a mis años en la universidad y a los años que vienen de mi vida, poniendome una objetivo mucho más alto que aprobar mis ramos o satisfacer mis sueños personales. Te doy gracias a ti Jesús, Hijo de Dios, porque siempre has estado conmigo.

También le agradezco a mis padres, Miguel y Patricia, quienes siempre han estado para apoyarme y velar por mis necesidades y corazón, esforzándose a diario por darme un hogar lleno de amor al que pertenecer. A mis hermanos, por el solo hecho de ser mis hermanos y alegrar mi vida con su amistad y compañía, siempre es un honor crecer junto a ustedes.

A mis amigos y compañeros de la Universidad y de Vida Estudiantil, que son más personas de las que puedo nombrar y cuyo aporte a mi vida es una semilla en mi corazón que atesoraré siempre, ustedes han hecho que nunca olvide el destino de este camino. Mención especial a George y a Lisset Phillips por su paciencia y persistencia en el avance del Reino de Dios en uno de los terrenos más difíciles de avanzar, el corazón de los estudiantes, y en especial en el mío.

Agradezco a mi amiga y compañera, Karina. La mujer que amo. Gracias por tu paciencia al estar a mi lado durante estos tiempos de cambio, por creer en la misericordia y soberanía de Dios. Por ser valiente al enfrentar el futuro y ponerte siempre en sus manos. Gracias por estar conmigo en lo más profundo de mi corazón y por amarme.

Finalmente, agradezco a esta Universidad, a sus profesores y a don Federico Santa María Carrera, por creer que es responsabilidad de los más privilegiados ayudar a quienes más lo necesitan.



Dedicado a la persona que estuvo siempre conmigo, jamás dudo de mí, e hizo todo esto posible.

A Jesús, Hijo de Dios.

RESUMEN EJECUTIVO

En este estudio se realiza una investigación respecto de cuales son los requerimientos que debe cumplir una institución educativa de carácter escolar para poder llevar a cabo la instalación de un sistema fotovoltaico, el cual se encuentre aprobado para ser parte del sistema de Net Billing en el marco de la Ley 20.571. Esta Ley habilita a los clientes regulados del sistema eléctrico interconectado para que, por medio de una planta fotovoltaica en este caso en particular, puedan autobastecer sus necesidades de energía eléctrica e inyectar sus excedentes a la red, recibiendo un pago proporcional a la energía inyectada. También se presentan las diferentes opciones de modelos de negocio existentes para financiar dicho proyecto, realizándose un extenso análisis de las características cualitativas y económicas de cada modelo. Estos modelos son comparados por medio de la simulación de la aplicación de cada uno de estos en el Colegio Suizo de Santiago, gracias a la información de consumo eléctrico que fue facilitada por parte del colegio para este análisis. Finalmente se concluye respecto de cual de las opciones presentadas es la más atractiva para un colegio, en función de sus intereses y características.

Palabras Clave. Net Billing, Net Metering, Ley 20.571, Ley de generación distribuida, Energía Fotovoltaica, Colegio, Evaluación de proyecto.

ABSTRACT

In this study an investigation is made to find out what are the requirements that must be met by a school educational institution to be able to carry out the installation of a photovoltaic system, which is approved to be part of the Net Billing system within the framework Of Law 20,571. This Law empowers regulated customers of the interconnected electrical system so that, through a photovoltaic plant in this particular case, they can self-tap their electrical energy needs and inject their surplus into the grid, receiving a payment proportional to the energy injected. The different options of existing business models to finance this project are also presented, with an extensive analysis of the qualitative and economic characteristics of each model. These models are compared throw the simulation of the application of each one of these in the Swiss School of Santiago, thanks to the information of electrical consumption that was provided by the school for this analysis. Finally, it is concluded that one of the options presented is the most attractive for a school, depending on its interests and characteristics.

Keywords. Net Billing, Net Metering, Law 20,571, Law of Distributed Generation, Photovoltaic Energy, School, Project Evaluation.

Índice de Contenidos

1. Planteamiento general del trabajo	1
1.1. Objetivo general	1
1.2. Objetivos específicos	1
2. Marco Teórico	3
2.1. Crecimiento del consumo energético en Chile y el mundo	3
2.2. Cuáles son las fuentes energéticas en Chile	4
2.3. Política energética en Chile	6
2.4. Usos de la energía fotovoltaica en el mundo	8
2.5. Energía fotovoltaica en Chile	9
2.5.1. Qué es el Net Billing: El caso de Chile	9
2.5.2. Propósito del Net Billing en Chile	10
2.6. Sistema de tarifas eléctricas en Chile	11
2.6.1. Tarifa BT1	13
2.6.2. Tarifa BT2	13
2.6.3. Tarifa BT3	14
2.6.4. Tarifa BT4	14
2.7. ¿Quiénes son aptos para participar en el sistema de Net Billing?	15
2.8. ¿Por qué invertir en colegios?	16
2.8.1. ¿Por qué en la Región Metropolitana?	17
2.8.2. Colegio Suizo de Santiago	20
3. Evaluación Inicial del establecimiento	21
3.1. Propiedad y uso del inmueble	22
3.2. Potencial Fotovoltaico para el autoconsumo	22
3.3. Evaluación de los Techos Disponibles	24
3.3.1. Normativas de Construcción	25
3.3.2. Techos en buen estado	25
3.3.3. Techumbre incompatible	26
3.3.4. Área Disponible	26
3.3.5. Orientación e inclinación del Sistema Fotovoltaico	31
3.4. Evaluación del Sistema Eléctrico	32
3.4.1. Potencia conectada del inmueble	32
3.4.2. Norma de Electricidad	33
3.4.3. Distancia hasta el punto de inyección	34

4. Gastos en Electricidad previo al proyecto	35
4.1. Tarifa Eléctrica del cliente	35
4.2. Constitución general de la factura	38
4.2.1. Cargos Independientes del consumo	38
4.2.2. Cargos por Energía	38
4.2.3. Cargos por Potencia	39
4.3. Nivel de Consumo Eléctrico	40
4.4. Variables que explican el Consumo Eléctrico Escolar	41
4.4.1. Servicios e instalaciones	41
4.4.2. Cantidad de Alumnos	42
5. Modelos de Negocio y Análisis de Inversión para el establecimiento	44
5.1. Modelo 1: Inversión en Equipos por parte del Colegio	46
5.1.1. Modelo Subvencionado por medio del PTSP	48
5.2. Modelo 2: Financiamiento Parcial - Leasing Financiero sobre los equipos	50
5.3. Modelo 3: Compra de Energía a ESCO	52
5.4. Análisis del Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago	54
6. Conceptos particulares de un Proyecto Fotovoltaico	56
6.1. Análisis de Costos Totales	56
6.2. Gasto en Paneles Fotovoltaicos	60
6.3. Gasto en Inversores de Corriente	63
6.4. Gasto en Estructura	65
6.5. Gastos en Mantenimiento y Operación	66
6.5.1. Personal para el Mantenimiento	67
6.5.1.1. Requerimiento para contratistas	68
6.5.2. Plan de Mantenimiento	69
6.6. Valorización de la Energía	72
7. Análisis y Resultados sobre los Modelos en Estudio	75
7.1. Datos Particulares del Proyecto	75
7.2. Modelo 1: Inversión en Equipos por parte del Colegio	78
7.2.1. Modelo Subvencionado por medio del PTSP	81
7.3. Modelo 2: Financiamiento Parcial - Leasing Financiero sobre los equipos	84
7.4. Modelo 3: Compra de Energía a ESCO	88
7.5. Análisis del Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago	93
7.6. Comparación entre Modelos	98
7.6.1. Comentarios del Modelo Subvencionado por medio del PTSP	98
7.6.2. Comentarios del Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago	99
7.6.3. Comparación de Modelos Genéricos	101
8. Conclusiones	104

Bibliografía	109
A. ANEXOS	111
A.1. Descripción General del Proceso de Conexión de la Ley de Generación Distribuida	111
A.2. Cómo funciona el Programa de Techos Solares Públicos	115
A.2.1. ¿Cuáles son las etapas del Programa?	115
A.2.2. Compromisos que adquieren las instituciones	116
A.3. Comparación costo unitario de adjudicación por proyecto	117
A.4. Tarifas de inyección	118
A.5. Detalle de Consumo del Colegio Suizo de Santiago	122
A.6. Detalle de generación Mensual	123
A.7. Herramientas Financieras	123
A.7.1. Tasa de descuento	123
A.7.2. Tablas de pago de intereses	125
A.7.3. Tablas de depreciación	125
A.8. Modelo 1: Inversión en Equipos por parte del Colegio	132
A.8.1. Modelo Subvencionado por medio del PTSP	137
A.9. Modelo 2: Financiamiento Parcial - Leasing Financiero sobre los equipos	142
A.10. Modelo 3: Compra de Energía a ESCO	147
A.11. Análisis del Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago	155

Índice de Tablas

3.1. Área mínima en un techo inclinado para la instalación de un sistema fotovoltaico, incluye espacio para bordes (Fuente: Programa Techos Solares Públicos, Ministerio de Energía (2016a))	27
3.2. Espacio entre filas para un sistema fotovoltaico inclinado sobre techo, asumiendo un módulo de $1,6 \times 1 \text{ m}^2$, en distintas ciudades de Chile (Fuente: Programa Techos Solares Públicos, Ministerio de Energía (2016a))	28
3.3. Área mínima libre en techo para la instalación de un sistema fotovoltaico orientado al norte e inclinado (Fuente: Programa Techos Solares Públicos, Ministerio de Energía (2016a))	29
5.1. Colegios que ya han sido beneficiados por medio del PTSP. (Fuente: Información extraída del documento publicado por MINERGIA y GIZ (2015))	49
6.1. Costo total de proyectos licitados por el PTSP durante el 2015. (Fuente: Programa Techos Solares Públicos, MINERGIA y GIZ (2015))	59
6.2. Porcentaje de gasto en equipos, considerando la suma de gastos de equipos como el total. (Fuente: Programa Techos Solares Públicos, MINERGIA y GIZ (2015))	60
7.1. Presupuesto general de costos de adquisición para el caso analizado (Fuente: Elaboración Propia)	77
7.2. Elementos financieros correspondientes al Prestamo para el modelo 1 (Fuente: Elaboración Propia)	78
7.3. Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo 1 (Fuente: Elaboración Propia)	78
7.4. Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo subvencionado por medio del PTSP (Fuente: Elaboración Propia)	82
7.5. Elementos financieros relevantes que constituyen el contrato de Leasing Financiero considerado para el Modelo 2 (Fuente: Elaboración Propia)	84
7.6. Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo 2 (Fuente: Elaboración Propia)	85
7.7. Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo 3 (Fuente: Elaboración Propia)	89
7.8. Presupuesto general de costos de adquisición para el caso del Colegio Suizo de Santiago (Fuente: Elaboración Propia)	94

7.9. Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago (Fuente: Elaboración Propia)	95
7.10. Permite comparar los modelos en base a sus características presentados en el capítulo 5 y sus resultados obtenidos y analizados en el capítulo 7. (Fuente: Elaboración Propia)	103
A.1. Detalle de los proyectos licitados individualmente por el PTSP durante el año 2015. Todos los precios mostrados se encuentran evaluados en USD/W. (Fuente: Programa Techos Solares Públicos, MINERGIA y GIZ (2015))	117
A.2. Muestra el comportamiento de la tarifa de Inyección para clientes conectados en baja tensión pertenecientes al Área 1A y que son abastecidos por la compañía Enel Distribución Chile S.A. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP]. (Fuente: Elaboración Propia en base a las publicaciones realizadas por Enel Distribución Chile S.A.)	118
A.3. Proyección de la tarifa de inyección entre los años 2018 y 2026 considerando un 3 % de inflación anual. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP]. . .	119
A.4. Proyección de la tarifa de inyección entre los años 2027 y 2036 considerando un 3 % de inflación anual. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP]. . .	120
A.5. Proyección de la tarifa de inyección entre los años 2037 y 2042 considerando un 3 % de inflación anual. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP]. . .	121
A.6. Muestra el consumo de energía activa del Colegio Suizo de Santiago entre los años 2010 y 2016 . Medida en kiloWatts-hora. (Fuente: Elaboración Propia en base a los datos de consumo entregados por el Colegio Suizo de Santiago)	122
A.7. Muestra la generación de kiloWatss-hora estimada mes a mes por el explorador solar para un sistema fotovoltaico de 66 KiloWatts, ubicado en la comuna de Ñuñoa, José Domingo Cañas 2206, ciudad de Santiago. Montaje Paralelo al techo, inclinación de los equipos en 27°, grado Azimut -5° y máxima inclinación HSAT 45°. (Fuente: Explorador Solar)	123
A.8. Muestra el desglose del pago de los intereses correspondientes a los elementos del prestamo presentandos en la tabla 7.2 para el Modelo 1 (Fuente: Explorador Solar)	125
A.9. Tabla de depreciación entre los años 0 al 7 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo 1, Modelo PTSP, Modelo 2 y Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	126
A.10. Tabla de depreciación entre los años 8 al 15 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo 1, Modelo PTSP, Modelo 2 y Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	127
A.11. Tabla de depreciación entre los años 16 al 7 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo 1, Modelo PTSP, Modelo 2 y Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	128
A.12. Tabla de depreciación entre los años 0 al 7 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	129

A.13. Tabla de depreciación entre los años 8 al 16 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	130
A.14. Tabla de depreciación entre los años 17 al 25 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	131
A.15. Muestra las tasas de interés obtenidas para diferentes bancos al simular el prestamo de la tabla 7.2. (Fuente: Elaboración Propia)	132
A.16. Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo 1. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	133
A.17. Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 15 calculado para el Modelo 1. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	134
A.18. Muestra el flujo de caja entre los años 16 al 20 calculado para el Modelo 1. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	135
A.19. Muestra el flujo de caja entre los años 21 al 25 calculado para el Modelo 1. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	136
A.20. Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo Subvencionado por el PTSP. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP]. . .	138
A.21. Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 14 calculado para el Modelo Subvencionado por el PTSP. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP]. . .	139
A.22. Muestra el flujo de caja entre los años 15 al 20 calculado para el Modelo Subvencionado por el PTSP. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP]. . .	140
A.23. Muestra el flujo de caja entre los años 21 al 25 calculado para el Modelo Subvencionado por el PTSP. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP]. . .	141
A.24. Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo 2. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	143
A.25. Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 15 calculado para el Modelo 2. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	144
A.26. Muestra el flujo de caja entre los años 16 al 21 calculado para el Modelo 2. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	145
A.27. Muestra el flujo de caja entre los años 22 al 25 calculado para el Modelo 2. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	146
A.28. Proyección de la tarifa de venta de la ESCO al colegio para el modelo 3 entre los años 2018 y 2026 considerando este precio como un 10 % menor al precio de la Tarifa de Inyección. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	148
A.29. Proyección de la tarifa de venta de la ESCO al colegio para el modelo 3 entre los años 2027 y 2036 considerando este precio como un 10 % menor al precio de la Tarifa de Inyección. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	149
A.30. Proyección de la tarifa de venta de la ESCO al colegio para el modelo 3 entre los años 2037 y 2042 considerando este precio como un 10 % menor al precio de la Tarifa de Inyección. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	150
A.31. Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	151
A.32. Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 14 calculado para el Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	152

A.33. Muestra el flujo de caja entre los años 15 al 21 calculado para el Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	153
A.34. Muestra el flujo de caja entre los años 22 al 25 calculado para el Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	154
A.35. Muestra la generación de kiloWatss-hora estimada mes a mes por el explorador solar para un sistema fotovoltaico de 25 KiloWatts, ubicado en la comuna de Ñuñoa, José Domingo Cañas 2206, ciudad de Santiago. Montaje Paralelo al techo, inclinación de los equipos en 27°, grado Azimut -5° y máxima inclinación HSAT 45°. (Fuente: Explorador Solar)	155
A.36. Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	156
A.37. Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 14 calculado para el Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	157
A.38. Muestra el flujo de caja entre los años 15 al 20 calculado para el Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	158
A.39. Muestra el flujo de caja entre los años 21 al 25 calculado para el Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].	159

Índice de Figuras

2.1. Matriz energética primaria de Chile para el año 2012	5
2.2. Perfil de consumo eléctrico de la sociedad Española	11
2.3. Mapa de Irradiación solar de Chile	18
4.1. Comparación de la diferencia unitaria de precios entre la Demanda Máxima y la Demanda máxima en Hora Punta	37
4.2. Consumo energético en centros escolares	42
5.1. Modelo 1	47
5.2. Modelo 2	51
5.3. Modelo 3	53
6.1. Comportamiento del precio unitario del Watt Instalado	57
6.2. Comportamiento del precio de paneles fotovoltaicos por unidad de Watt. .	61
6.3. Comportamiento del precio de Inversores de Corriente On-Grid por unidad de Watt	63
6.4. Comportamiento del precio de Estructura por unidad de Watt	65
6.5. Comportamiento de la tarifa de Inyección	73
7.1. Analisis de Sensibilidad VAN - Modelo 1	79
7.2. Analisis de Sensibilidad VAN - Modelo Subvencionado por medio del PTSP	83
7.3. Analisis de Sensibilidad VAN - Modelo 2: Financiamiento Parcial - Leasing Financiero sobre los equipos	86
7.4. Analisis de Sensibilidad VAN - Modelo 3:: Compra de Energía a ESCO .	91
7.5. Analisis de Sensibilidad VAN - Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago	96

1 | Planteamiento general del trabajo

1.1. Objetivo general

En el contexto de la Ley 20.571 de generación distribuida, que permite a los clientes regulados que cumplan con los parámetros establecidos por la ley a participar del sistema de Net Billing. Se desea conocer cuáles son las características que debe poseer un colegio de la Región Metropolitana de Chile para llevar a cabo un proyecto fotovoltaico en sus dependencias, y cuáles de los modelos disponibles para esto maximizaría su beneficio.

1.2. Objetivos específicos

- Determinar cuáles son las mínimas condiciones físicas que debe cumplir el inmueble de un colegio para llevar a cabo un proyecto fotovoltaico.
- Identificar y explicar las variables relevantes del consumo eléctrico en un colegio.
- Identificar y explicar los Modelos de Negocio a los que un colegio puede acceder para realizar un proyecto fotovoltaico en sus dependencias.
- Identificar y explicar los actores involucrados en dichos Modelos de Negocio.
- Determinar los Gastos asociados de cada una de las variables que son parte de un proyecto fotovoltaico.

- Simular la implementación de cada uno de los modelos de Negocio identificados, en el Colegio Suizo de Santiago.
- Analizar y comparar los resultados obtenidos de cada uno de los modelos de Negocio cuya implementación fue simulada en el Colegio Suizo de Santiago.
- Concluir respecto de la viabilidad, los costos y beneficios que significan el realizar un proyecto fotovoltaico en un colegio. Esto, en base a los resultados obtenidos de las simulaciones de proyectos realizadas en el Colegio Suizo de Santiago.

2 | Marco Teórico

2.1. Crecimiento del consumo energético en Chile y el mundo

La energía ha existido desde el inicio de nuestro universo. Es la causa de porque el universo continúa en movimiento y la vida sigue floreciendo en nuestro planeta. Todo trabajo requiere energía ([Serway y Kirkpatrick, 1988](#)), y durante los dos últimos siglos el trabajo, de todo tipo, realizado por el ser humano ha crecido de manera considerable. En otras palabras, el consumo energético en las diversas actividades humanas ha ido en aumento y Chile no es la excepción.

El año 2002, de acuerdo a la comisión nacional de energía (CNE), la energía bruta primaria consumida en el país fue igual a 262.401 [Tcal] ([Comisión Nacional de Energía, 2002](#)). Sin embargo, para finales del año 2014, esta cifra ascendió a 313.853 [Tcal] ([Comisión Nacional de Energía, 2008](#)). Esto significa un aumento de un 19,6 % tan solo en 12 años en el consumo de energías primarias a nivel nacional. Entiéndase por energía primaria, a las fuentes de energía en su estado natural, antes de que estas sufran algún tipo de transformación física o química mediante intervención humana.

Puede ser que estas cifras no suenen tan sorprendentes, pero si se tiene en cuenta que el consumo promedio de un hogar de 4 personas en Chile es igual a 0,22 [MWh] mensuales ([Ministerio de Energía, 2010](#)), es decir 2,64 [MWh] al año, y que de acuerdo a las cifras expuestas en el parrafo anterior en el año 2014 se consumieron aproximadamente

59.827.906 [MWh] más que en el año 2002, se puede tener en perspectiva que el aumento en el consumo de energía entre estos años si es significativo.

Independiente de cualquier razón que sugiera explicar este aumento, lo que si es cierto es que a modo de respuesta al aumento de la demanda, es natural que ocurra lo mismo con la matriz energética del país. De hecho, de acuerdo a lo expresado por la OECD en su libro “OECD Factbook: Economic, environmental, and social statistics (2014)” (Oecd, 2014), para el año 2002 la generación de energía eléctrica en Chile fue igual a 43,7 [TWh], sin embargo para el año 2012 está subió hasta 68,4 [TWh]. Un crecimiento en la producción energética equivalente a un 56,52 %.

2.2. Cuáles son las fuentes energéticas en Chile

Ahora bien, respecto de este crecimiento en la producción de energía eléctrica en Chile recién expuesto, de acuerdo a lo publicado por la Biblioteca del Congreso Nacional en su informe “Comparación de precios de electricidad en Chile y países de la OECD y América Latina” (Biblioteca del Congreso Nacional, 2012), se observa una clara tendencia al alza entre los años 2006 y 2008 en el precio de electricidad para las industrias y también para los hogares, tanto para el caso de Chile como para el promedio ponderado de países de la OECD. Sin embargo, a partir del año 2007 se acentuó la diferencia entre los precios de Chile y la OECD. Según lo mencionado en el texto *“la principal diferencia que se observa es que, respecto al resto de países de la OCDE, los precios para la industria sitúan a Chile en un puesto más alto que los precios para los hogares. En concreto, Chile fue el sexto país con mayores precios para la industria en el año 2011, por detrás de Italia, Japón, Eslovaquia, República Checa y Alemania, registrando un precio de 154 US\$/MWh. En cuanto a los precios para los hogares, Chile se sitúa en un lugar intermedio respecto al conjunto de países de la OCDE, con un precio en el año 2011 de 211 US\$/MWh.”*

Por otro lado, al observar los datos publicados por el ministerio de energía en el artículo “Matriz energética primaria y secundaria” publicado en la página web www.midec.cl.

aprendeconenergia.cl. Para el año 2012, un 21 % de la matriz energética primaria del país estaba compuesta por carbón, un 31 % por petróleo crudo y un 14 % por gas natural (observar figura 1). Sacando cuentas, esto significa que de la matriz energética primaria del país, un 66 % de esta dependía exclusivamente de combustibles fósiles.

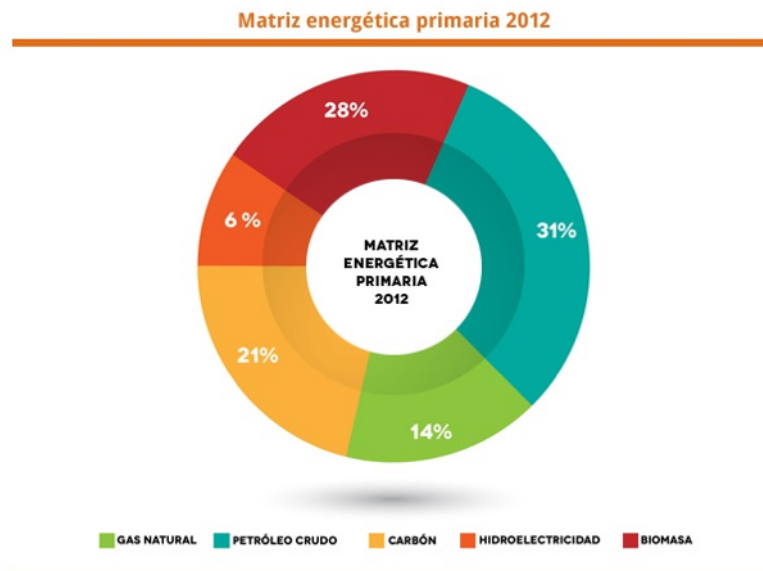


Figura 2.1: Matriz energética primaria de Chile para el año 2012

(Fuente: Ministerio de Energía)

Según lo expresado en otro artículo del sitio web del ministerio de energía (“Recursos Energéticos: Petróleo”), la dependencia de combustibles fósiles, si bien ha sido capaz de generar una estabilidad energética debido a que es la fuente de energía más explotada en las industrias a nivel mundial (solo el petróleo representa un 40 % de las necesidades energéticas mundiales), ha dejado dos efectos colaterales:

i. La matriz energética de Chile debido al uso de combustibles fósiles genera una importante cantidad de gases de efecto invernadero, contribuye al fenómeno de lluvia ácida, al aumento de los niveles de ozono (gas que es causante múltiples enfermedades respiratorias a niveles cercanos a la troposfera) y generación de material particulado.

ii. Baja seguridad energética debido a la dependencia de combustibles fósiles que son importados desde el extranjero, y que Chile no es capaz de sustituir fácilmente.

De acuerdo al estudio mostrado por la [International Energy Agency \(2015\)](#), el aumento del consumo energético es una tendencia mundial. Sin embargo, otra realidad a la que el planeta entero está sujeto es al hecho de que los combustibles fósiles, la principal fuente de energía de las industrias en el mundo, son un bien finito y cuyo término se encuentra peligrosamente cerca. Como si fuera poco, el uso de este tipo de combustibles es conocido por producir emisiones de gases que contribuyen a aumentar el efecto invernadero.

En este contexto mundial, es que se han dedicado esfuerzos considerables por encontrar nuevas fuentes de energía que puedan ayudar a satisfacer los requerimientos energéticos que el desarrollo económico de las naciones trae consigo. Las energías renovables no convencionales, definidas según el ministerio de energía del gobierno de Chile, como una fuente energética que en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana, han sido una respuesta certera a esta necesidad. Entre ellas están la energía de tipo Hidráulica, eólica, mareomotriz y solar entre otras. Este tipo de energía se ha alzado en los últimos años como la respuesta necesaria a la pregunta ¿qué hacer cuando se acaben los combustibles fósiles?

2.3. Política energética en Chile

El año 2014 fue presentada, por la presidenta de la República de Chile, la agenda energética del país en la cual se habla acerca de las metas y proyecciones con que se espera el desarrollo de Chile en los próximos años. Mencionándose en cuanto a esta materia como una de sus principales tareas el "*diseñar y ejecutar una Política energética de largo plazo que contará con validación social, política y técnica.*"

Fruto de esta iniciativa y luego de un año de trabajo, el gobierno de Chile lanzó al público la política energética de largo plazo contenida en la publicación del [Ministerio de Energía \(2014\)](#), **Energía 2050**.

En esta publicación se habla acerca de los 4 pilares que sostendrán la visión propuesta, los cuales son Seguridad y Calidad del Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente y Eficiencia y Educación Energética.

Al colocar sobre la mesa estos pilares fundamentales, dentro de la iniciativa de **Energía 2050** y del pilar de Compatibilidad con el Medio Ambiente, es que se incluye el ítem de desarrollar una Matriz Energética Renovable. Según lo mencionado en este documento, para septiembre del 2015 un 11,43 % de la generación eléctrica del país correspondía a fuentes de ERNC y el 2014 solo un 40 % del total de la generación eléctrica correspondía a energías renovables (principalmente hidroeléctricas). Sin embargo, la meta propuesta, es que para el año 2.035 al menos el 60 % de la generación eléctrica del país provenga de energías renovables, y para el año 2.050 este porcentaje corresponda al 70 %.

Aunque dichas metas son alentadoras para lograr un mayor involucramiento de energías renovables no convencionales en el sistema eléctrico nacional, cabe mencionar que dentro de los lineamientos de acción para conseguir dichas metas se menciona:

- Promover una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica.
- Promover un desarrollo Hidroeléctrico sustentable que permita alcanzar una alta participación renovable en la matriz energética.
- Fomentar la participación de combustibles de baja emisiones de GEI y contaminantes atmosféricos en la matriz energética.

Por lo que se observa que pese al compromiso presentado, de alcanzar un 70 % de generación eléctrica por medio de energías renovables para el 2050, la política de largo plazo del gobierno de Chile no especifica una meta mínima en cuanto al involucramiento de las energías renovables no convencionales, sino más bien centra sus lineamientos hacia el uso de recursos hídricos.

Es por esto que es necesario promover el impacto positivo que pueden tener la ERNC en el desarrollo del país, y como pueden ayudar a cumplir los planes de desarrollo propuestos para el año 2050.

2.4. Usos de la energía fotovoltaica en el mundo

Ante la problemática expuesta, los esfuerzos por buscar una manera para hacer uso de estas energías renovables no convencionales (ERNC) es que surge el llamado sistema de Net Metering. Nacido en los Estados Unidos, California como una alternativa para dar la posibilidad a pequeñas generadoras residenciales en base a ENRC, de autoabastecerse de energía e inyectar los excedentes a la red.

Si bien se propone que estas generadoras residenciales pueden funcionar por medio de cualquier tipo de ERNC, la energía que se ha preferido es la solar fotovoltaica. Esto debido a su sencilla instalación, y a que la tecnología que se ha desarrollado sobre esta presenta niveles de eficiencia que la ha hecho competitiva frente a otras fuentes energéticas. Una vez realizada la instalación del sistema fotovoltaico (que por ejemplo, el estado de California establece una capacidad máxima de 1 [MW] instalado) el cliente puede auto consumir la energía proveniente de su propia generadora eléctrica sin desconectarse nunca de la red. Yamamoto (2012) explica que la energía generada que excede el consumo de la residencial es inyectada al sistema eléctrico. Finalmente, el precio al que el cliente vende la energía generada por medio del sistema fotovoltaico, es pagada al mismo precio a la que el mismo cliente compraría la energía de la red. Ahora bien, este modelo no propone desconectar los hogares del sistema eléctrico, ya que si bien existe la posibilidad de que la energía generada (por el sistema fotovoltaico residencial) exceda la energía consumida a lo largo del mes, aquellos horarios donde no existe radiación solar suficiente para generar electricidad para el uso doméstico (luego del ocaso) el cliente de todas formas necesitará consumir energía desde la red. En estos casos, el sistema de medición consiste en la instalación de un medidor eléctrico bidireccional que es capaz en ambos sentidos, según se inyecte o consuma energía eléctrica.

El resultado a fin de mes, es sencillo de observar en la cuenta. Si la energía total consumida por la residencial es mayor a la energía generada por esta, se deberá pagar solo por la diferencia consumida desde la red. Si la energía total consumida por la residencial es igual a la energía generada por esta, el saldo a pagar a la compañía de distribución eléctrica será nulo. Y si la energía total consumida por la residencial es menor a la energía generada por esta, existirá un saldo a favor del cliente-generador que deberá pagar la compañía de distribución eléctrica.

2.5. Energía fotovoltaica en Chile

2.5.1. Qué es el Net Billing: El caso de Chile

Sin embargo, el sistema adoptado en Chile por medio de la ley 20.571 difiere del sistema utilizado en los Estados Unidos. La ley promulgada por el [Ministerio de Energía \(2012b\)](#) propone un sistema de Net Billing, siendo en esencia su funcionamiento bastante parecido al sistema de Net Metering, salvo con una diferencia. Dado que la ley permite y promueve la instalación de generadoras residenciales para el autoconsumo de los clientes y la inyección de los excedentes al sistema interconectado, el precio al que es comprada por la compañía distribuidora la energía inyectada por el cliente corresponde al precio nudo de energía, llamado tarifa de inyección. Este precio nudo es el costo que los concesionarios de servicio público traspasan a sus clientes regulados, y representa alrededor de un 50 % del precio al que el cliente compra la energía de la red. Para llevar la contabilidad de dicho sistema, el modelo convencional consiste en la instalación de dos medidores eléctricos simples, de modo que uno registra la energía consumida desde la red y otro registra la energía inyectada desde el generador residencial hacia la red.

Siendo que el resto del sistema funciona con una lógica similar al Net Metering, esta realidad en Chile plantea un paradigma totalmente diferente. Donde la energía en el país ya

se encuentra dentro de las más caras de Latino América ([Biblioteca del Congreso Nacional, 2012](#)), siendo que esta propuesta nace como una alternativa para democratizar el acceso a la energía y ayudar disminuir sus costos, el hecho de que el precio de compra de energía desde la red y el precio de la tarifa de inyección no se encuentren en una proporción 1:1, establece una importante diferencia entre las condiciones que percibe el cliente como generador residencial y las generadoras eléctricas tradicionales

2.5.2. Propósito del Net Billing en Chile

Es importante recordar que la ley 20.571 tiene como propósito incentivar la instalación de generadoras residenciales para aquellos clientes que tienen tarifa eléctrica regulada, siendo su principal enfoque el incentivar la instalación de estas generadoras para los pequeños y medianos consumidores.

Sin embargo, considerando el perfil de consumo eléctrico de un hogar promedio, un segmento de las horas punta coincide con el final del día y por lo tanto baja o nula radiación solar, lo cual se puede explicar por medio del regreso de los trabajadores a sus hogares. En la siguiente imagen se muestra como el segmento de consumo más alto de los clientes residenciales se encuentra entre las 18 y las 22 horas del día.

Esto significa que durante aquel periodo del horario punta donde la radiación solar es baja, los clientes residenciales no podrán generar energía suficiente por medio de la generadora fotovoltaica para abastecer su consumo, por lo que se verán obligados a consumir energía desde la red. Es decir, durante los periodos de mayor consumo eléctrico deberán abastecerse desde la red, y durante las horas de menor consumo es que la energía proveniente de la generadora fotovoltaica será inyectada a la red y vendida a la mitad del precio de la que más tarde deberá comprarse durante las horas puntas. Para ponerlo en perspectiva, la única forma de que un cliente logre llevar a cero su cuenta de electricidad a fin de mes, será que cada día, la cantidad de energía inyectada a la red por el generador residencial durante las horas de sol sea cercano al doble de la energía consumida.

Si bien el propósito, del sistema Net Billing no es necesariamente llevar a cero la

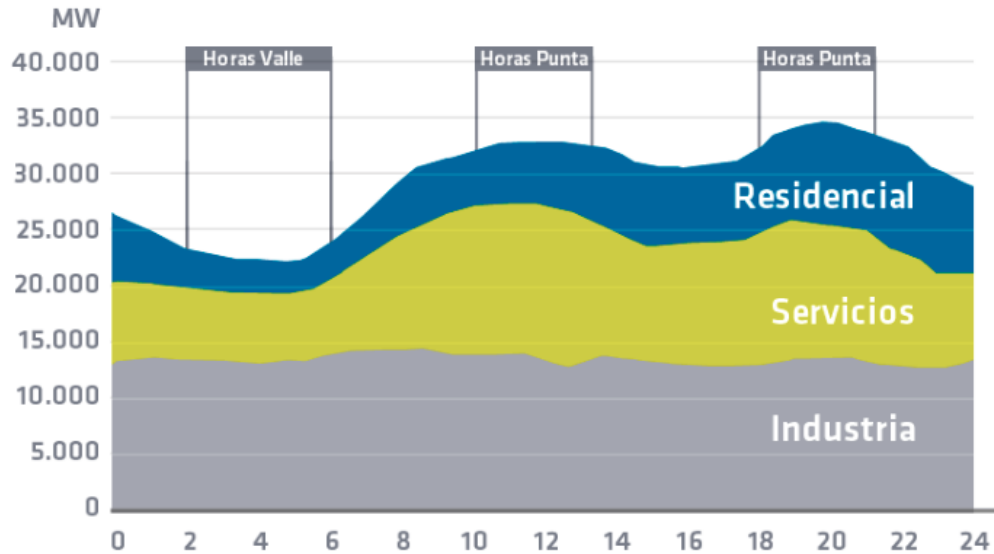


Figura 2.2: Perfil de consumo eléctrico de la sociedad Española

(Fuente: Red Eléctrica de España, S.A.U.)

cuenta mensual del mes, sino más bien democratizar la generación de electricidad, el paradigma actual establece que con la actual diferencia entre las tarifas de compra y venta de energía, donde una puede llegar a ser el doble de la otra, el tiempo de recuperación de la inversión por medio del ahorro hace del actual modelo instaurado (Net Billing), una apuesta poco atractiva para su principal cliente objetivo, los hogares de las familias chilenas.

Ahora bien, el atractivo de la inversión en un sistema de autogeneración como es el propuesto por la ley 20.571 tiene directa relación con el retorno de esta, y por tanto de cuanta energía es capaz de inyectar al sistema. Mientras mayor sea la cantidad de energía inyectada a la red, mayor será el "descuento.^{en} la cuenta de electricidad que el cliente-generador recibirá a final de mes por parte de la empresa distribuidora.

2.6. Sistema de tarifas eléctricas en Chile

Al momento de hablar de electricidad, uno de los temas que no puede dejarse de lado es el costo de este tipo de energía. En Chile, el sistema de cobros o el sistema de tarifas eléctricas se encuentra regulado por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles

(SEC). Esta institución es la principal agencia pública encargada de supervigilar el mercado de la energía. La información referente al sistema de tarifas se encuentra publicada en el Diario Oficial de la República de Chile ([Ministerio de Energía, 2012a](#)). SEC agrupa a todos los consumidores que participan del sistema en dos grandes grupos, **Cientes Libres** y **Cientes Regulados**.

- **Cientes Libres:** Son usuarios finales cuya potencia conectada es superior a los 2.000 kilowatts. Es por esto que poseen la facultad de negociar sus propias tarifas con la empresa distribuidora o generadora. Por tanto, el sistema de tarifas no es aplicable a ellos.
- **Cientes Regulados:** Según lo mencionado por el ([Ministerio de Energía, 2012a](#)) son aquellos clientes con una potencia instalada inferior o igual a los 2.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria, o si es que efectuado desde instalaciones de generación o transporte de una empresa eléctrica, en sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts de capacidad instalada de generación.

Por tanto, según lo expuesto recién, el sistema de tarifas presentado a continuación aplica solo a **Cientes Regulados**, es decir que poseen una capacidad instalada inferior o igual a 2.000 kiloWatts y que por tanto no se encuentran en condiciones de negociar sus propias tarifas con la empresa distribuidora o generadora de electricidad. Entre los clientes regulados existe otra distinción, y es que los clientes son considerados como conectados en **Baja Tensión** cuando están conectados con su empalme a líneas cuya tensión es igual o inferior a 400 volts. En caso de que dicho empalme sea realizado a líneas cuya tensión sea superior a 400 volts, serán catalogados como clientes en **Alta Tensión**.

Los diferentes sistemas de cobros se nombran según el tipo de tensión y la elección tomada por el cliente (por ejemplo, BT4 es una tarifa en Baja Tensión tipo 4). Los diferentes sistemas de cobros serán mostrados a continuación en detalle, pero cabe destacar que la

estructura de cobros en **Alta Tensión** es similar a su homólogo en **Baja Tensión**, salvo el caso de la denominada BT1. Por lo explicado previamente, continuación se explicará a grandes rasgos el sistema de cobro de tarifas solo para **Baja Tensión**.

2.6.1. Tarifa BT1

Opción de tarifa simple en Baja Tensión, para clientes en medidor simple con medidor simple de energía. Solo podrán optar a esta tarifa los clientes alimentados en baja tensión cuya potencia instalada sea inferior a 10 kilowatts y aquellos clientes que instalen un limitador de potencia para cumplir esta condición. Se considerarán los siguientes casos:

- **Caso a:**

1. Aplicable a los clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que se han definido horas de punta; y
2. Aplicable a clientes abastecidos por empresas cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que no se hayan definido horas de punta y cuyo Factor de Clasificación sea igual o inferior a dos coma cinco.

- **Caso b:** Aplicable a los clientes abastecidos cuya demanda máxima anual de consumos en esta opción se produce en meses en que se han definido horas de punta, y cuyo Factor de Clasificación sea superior a dos coma cinco.

2.6.2. Tarifa BT2

Opción de tarifa en baja tension con potencia contratada, para clientes con medidor de energía y potencia contratada.

Los clientes que decidan optar por la presente tarifa podrán contratar libremente una potencia máxima con la respectiva distribuidora, la que registrará por un plazo de 12 meses. Durante dicho periodo los consumidores no podrán disminuir ni aumentar su potencia contratada sin el acuerdo de la distribuidora. Al término de la vigencia anual de la potencia contratada los clientes podrán contratar una nueva potencia.

Los consumidores podrán utilizar la potencia contratada sin restricción en cualquier momento durante el período de vigencia de dicha potencia contratada.

La potencia contratada que solicite el cliente deberá ceñirse a las capacidades de limitadores disponibles en el mercado.

2.6.3. Tarifa BT3

Opción de tarifa en baja tensión con demanda máxima leída, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima leída.

Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en períodos sucesivos en 15 minutos.

2.6.4. Tarifa BT4

Opción de tarifa horaria en baja tensión, para clientes con medidor simple de energía y demanda máxima contratada o leída en horas de punta del sistema eléctrico.

En esta opción existirán las siguientes tres modalidades de medición:

- **BT4.1:** Medición de la energía mensual total consumida, y contratación de la demanda máxima de potencia en horas de punta y de la demanda máxima de potencia.
- **BT4.2:** Medición de la energía mensual total consumida y de la demanda máxima de

potencia en horas de punta, y contratación de la demanda máxima de potencia.

- **BT4.3:** Medición de la energía mensual total consumida, de la demanda máxima de potencia en horas punta y de la demanda máxima de potencia suministrada.

2.7. ¿Quienes son aptos para participar en el sistema de Net Billing?

Si bien el sistema Net Billing planteado por la ley 20.571 ([Ministerio de Energía, 2012b](#)) tiene como objetivo incentivar el uso de energías limpias (ERNC) por medio de generadoras residenciales en las viviendas familiares del país, también es necesario mencionar que quienes realmente quedan suscritos a la opción de ser parte de esta propuesta son, de acuerdo a lo manifestado por la ley 20.571 del [Ministerio de Energía \(2012b\)](#), aquellos **Clientes Regulados** cuya capacidad instalada sea igual o inferior a 10 kilowatts y que estén conectados a la red en cualquiera de las tarifas **AT2, AT3, AT4, BT1, BT2, BT3, BT4** las cuales fueron explicadas en el segmento anterior.

Además, recalcar que la generadora a instalar no debe superar los 100 kilowatts, la capacidad conectada del inmueble debe ser inferior a los 5.000 kilowatts y debe funcionar en base a Energías Renovables No Convencionales o por medio de un sistema de Cogeneración Eficiente.

Dentro de estos posibles candidatos a formar parte del sistema del Net Billing se encuentran otro tipo de clientes diferentes a los residenciales. Estos pueden ser colegios, PyMes, y cualquier otro que cumpla con las condiciones mencionadas previamente en este segmento.

2.8. ¿Por qué invertir en colegios?

Como se mencionó anteriormente, la dinámica de consumo eléctrico en el caso de los clientes residenciales presenta un alto consumo en horarios de baja radiación solar. Sin embargo, aquellos clientes eléctricos cuyo consumo se concentra en horarios de alta radiación solar tienen la oportunidad de (en gran medida) autoabastecer su consumo energético. Esto es debido a que sus principales actividades coinciden con los horarios de mayor radiación, y justamente dentro de este grupo de clientes es que se encuentran los recintos educacionales, en particular, la mayoría de los colegios del país.

Para entrar en detalle, el [Ministerio de Educación \(2004\)](#) publicó la ley 19.532 que crea el régimen de Jornada Escolar Completa para el sistema educacional chileno, donde establece que todos los colegios del país (salvo excepciones de alto rendimiento académico y falta de disponibilidad de infraestructura adecuada) deberán extender la jornada escolar a 38 horas semanales en la educación básica, y a 42 horas semanales en la educación media. Siendo por tanto la jornada más común entre los colegios del país, entre las 8:00 am y las 16:30 pm aproximadamente.

Los colegios, además de ser un público altamente atractivo para el presente estudio debido al horario de sus actividades, también es un segmento significativo con un comportamiento homogéneo que en el año 2010 incluía un total de 1.125.738 personas en la educación básica y 752.935 personas en la educación media ([INE, 2011](#)).

Como se mencionó en el párrafo anterior, el involucrar las ERNC en el ámbito escolar permite alcanzar una masa crítica cercana a los 2.000.000 de personas, las cuales tienen la particularidad de estar en una etapa formativa de su vida. Es en esta etapa de sus vidas en la cual el contacto con este tipo de tecnologías permitirá una interiorización que creará conciencia, como se expresa en

[Barraza \(1998\)](#) "*Las escuelas como instituciones sociales deben evaluar sus programas y dirigir su atención al desarrollo paralelo de la formación de valores y a la educación*

ambiental".

FENERCOM (2012) *"Las instalaciones FV (Fotovoltaicas) en los centros escolares son una buena manera de educar a los alumnos en la realidad energética actual. Los propios centros educativos reconocen el valor que tiene para los alumnos y sus familias"... "En adición a los beneficios formativos difícilmente cuantificables, los beneficios medioambientales de tener una instalación fotovoltaica, al igual que los de la rentabilidad de la inversión, se pueden cuantificar."*

En definitiva, el impacto de involucrar las ERNC en el segmento de clientes dedicados al área escolar tiene un impacto no solo para hoy, sino que además para la creación de conciencia respecto de temas ambientales y de uso de nuevas tecnologías para las generaciones futuras.

2.8.1. ¿Por qué en la Región Metropolitana?

La Región Metropolitana según estudios realizados por la compañía SolarGIS, posee una irradiación solar directa normal cercana a los 2.200 [kWh/m²]. En la figura 2.3 se presenta un mapa de irradiación solar de Chile, publicado en el sitio web de la Asociación Chilena de Energía Solar www.acesol.cl.

¿Es suficiente dicho nivel de irradiación? Es válido cuestionar si es que dicho nivel de irradiación permite que un proyecto fotovoltaico sea viable. Para tener a modo de referencia, Alemania es uno de los países que más ha desarrollado la energía fotovoltaica en el mundo. En el año 2015, en Alemania se produjo un total de 38,5 [TWh] solo en base a plantas fotovoltaicas, y para finales de ese mismo año se registró un total nominal de 40 [GW] de potencia instalada en este tipo de tecnología (**Wirth y Schneider, 2013**), siendo que la ciudad más cálida de Alemania, Friburgo, posee una irradiación promedio que no excede los 1.200 [kWh/m²] de acuerdo al mapa de irradiación solar publicado en el sitio www.zonu.com. Es decir, los niveles de irradiación presentados en la región metropolitana, al ser casi el doble de los comparados con los Alemania, son perfectamente competentes.

Por otro lado, como puede observarse en la figura, los niveles más altos de irradiación

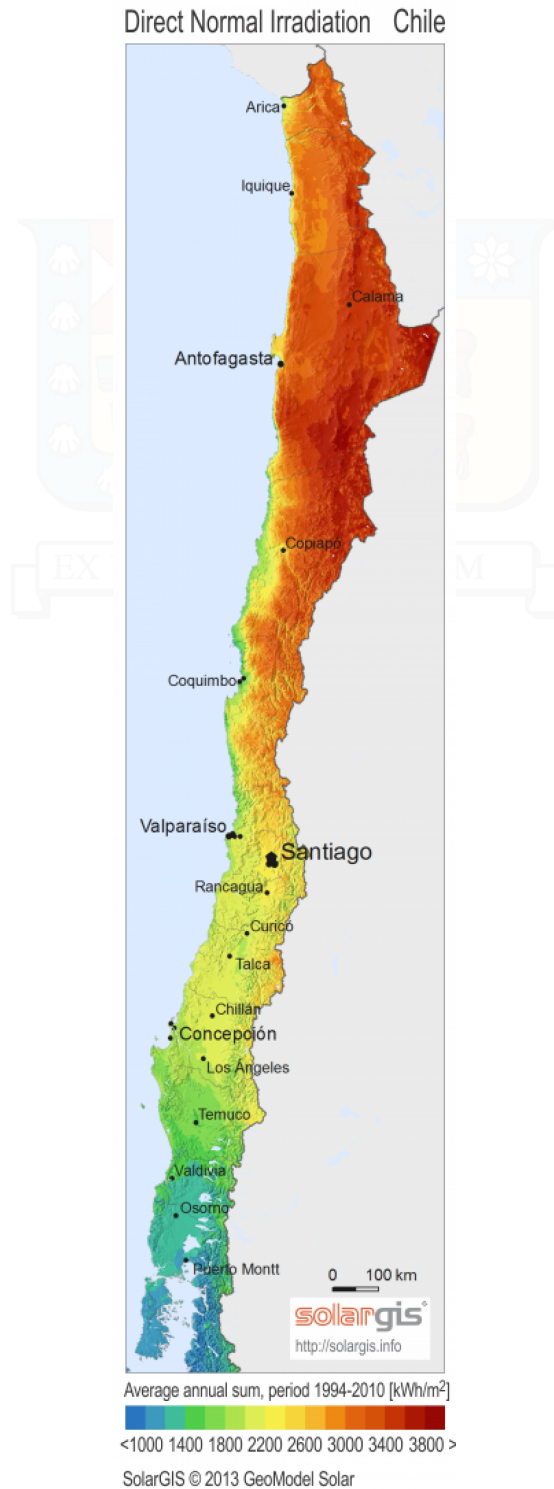
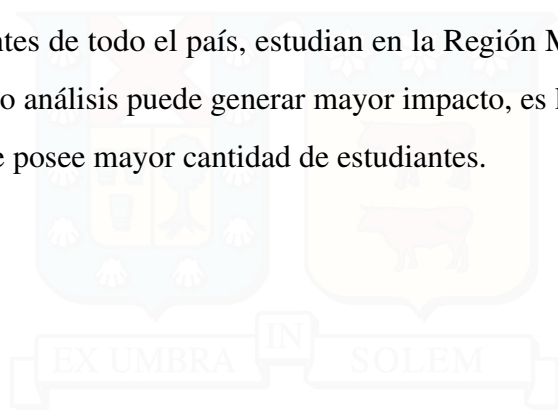


Figura 2.3: Mapa de Irradiación solar de Chile

(Fuente: SOLARGIS)

solar en el país se encuentran en la zona norte. Entonces, ¿por qué enfocar el presente

estudio en la Región Metropolitana? La razón es sencilla, según los datos entregados por el Instituto Nacional de Estadísticas (INE, 2011), el año 2010 se observó que, a nivel de los alumnos matriculados en la educación regular en todo Chile, de un total de 4.688.935 matriculados, 1.905.895 correspondía a la Región Metropolitana. Esto quiere decir que un 40,6 % de los estudiantes de todo el país, estudian en la Región Metropolitana. En otras palabras, la región cuyo análisis puede generar mayor impacto, es la región metropolitana, ya que es la región que posee mayor cantidad de estudiantes.



2.8.2. Colegio Suizo de Santiago

El año 2015, el Colegio Suizo de Santiago fue el primer proyecto en adherirse a la ley de Net Billing. Según lo referido en la página web del mismo colegio, este “impulsa un proyecto inédito que le permitirá producir el 100 % de su energía, consolidando su compromiso con su entorno inmediato y el medioambiente global”. En el sitio web de la [Camará chileno-suiza de Comercio \(2015\)](#) figura que actualmente la capacidad instalada por esta institución es igual a 25[kW], capaces de producir 40.000 [KWh] al año, lo que corresponde a un 20 % del consumo actual anual del colegio.

El ejemplo de esta institución educativa y la información referente al desempeño de su planta de energía solar, generación y consumo eléctrico (información ubicada en anexos), será utilizada como referencia para poder analizar la factibilidad de extender esta tecnología a otros colegios.

3 | Evaluación Inicial del establecimiento

La finalidad del presente trabajo es poder establecer una guía práctica que permita definir las posibilidades reales que tiene un establecimiento escolar de llevar a cabo un proyecto fotovoltaico en sus dependencias. A lo largo de este capítulo se explicarán los principales aspectos mencionados por el Programa Techos Solares Públicos ([Ministerio de Energía, 2016a](#)) que necesitan ser evaluados para determinar la factibilidad de la instalación de una planta fotovoltaica.

El Programa Techos Solares Públicos es una iniciativa del Estado que busca promover el uso y la instalación de sistemas de generación eléctricos fotovoltaicos en instituciones públicas, fundaciones y corporaciones sin fines de lucro que sean beneficiosas para el país. El costo de la inversión del proyecto es asumido por el Ministerio de Energía, debiendo postularse a un concurso para evaluar si se cuenta con los requisitos necesarios para ser un candidato válido, lo cual se encuentra principalmente sujeto a las condiciones del concurso y a las condiciones de infraestructura del inmueble en postulación. El objetivo de este programa, además de convertir al estado en un demandante de este tipo de soluciones y de ayudar a la maduración del mercado fotovoltaico en el país, es difundir información real y actualizada acerca de los conocimientos relevantes para poder llevar a cabo este tipo de proyectos.

El documento publicado por el [Ministerio de Energía \(2016a\)](#) es el texto guía para el presente capítulo.

3.1. Propiedad y uso del inmueble

Al momento de realizar una inversión de la magnitud que corresponde a un proyecto de estas características es primordial verlo como una inversión de largo plazo, cuyos beneficios se extenderán durante los años de funcionamiento del sistema fotovoltaico, lo cual puede llegar a ser alrededor de 25 a 30 años. Por otra parte, la inclusión al sistema propuesto por la Ley 20.571 requiere de un contrato establecido entre el dueño del inmueble y la empresa distribuidora.

Por lo anterior, el caso ideal es que la persona que realice la inversión del proyecto fotovoltaico sea a su vez el mismo propietario del inmueble, para que el proyecto no se vea cancelado antes de plazo debido a una cancelación del contrato de arriendo de la propiedad. Sin embargo, es completamente válido que la persona que realice la inversión se encuentre arrendando el lugar, previo acuerdo con el propietario. En cuyo caso, los siguientes consejos pueden ser útiles:

- No se debe proyectar el traslado del servicio a otro edificio diferente en los próximos 15 años.
- No se deben proyectar intervenciones en el área prevista para la instalación del proyecto.
- Conocer o averiguar la existencia de nuevas edificaciones aledañas en el entorno que pudieran generar en un futuro, sombrar en un eventual sistema fotovoltaico, como puede ser la construcción de un nuevo edificio.

Todo lo mencionado anteriormente tiene como objeto asegurar la realización y finalización exitosa del proyecto a fin de poder percibir el máximo de beneficios correspondientes al sistema fotovoltaico.

3.2. Potencial Fotovoltaico para el autoconsumo

La potencia instalada de un sistema fotovoltaico para el autoconsumo depende, entre otros aspectos, del consumo eléctrico del inmueble. Esto, ya que la instalación del sistema

fotovoltaico tiene como principal objetivo disminuir la dependencia eléctrica del establecimiento del sistema interconectado y de los grandes generadores de electricidad, lográndose así disminuir los gastos por consumo eléctrico. Esto último puede sólo ser logrado por medio del autoconsumo de la energía generada por el sistema fotovoltaica.

Al momento de dimensionar la planta fotovoltaica y estimar su rendimiento, es un factor crítico el identificar los niveles de radiación solar en el sector donde se llevará a cabo el proyecto, y como esta radiación varía durante el día, y en los diferentes periodos del año. El correcto dimensionamiento de la planta fotovoltaica permitirá optimizar la relación de inversión/rendimiento de la planta fotovoltaica, de manera que la energía generada sea mayoritariamente auto-consumida. El ahorro generado debido al no consumo de energía desde la red será lo que permitirá evaluar la rentabilidad del proyecto, por lo que el correcto dimensionamiento será clave para el éxito del proyecto.

Para poder determinar la inversión del proyecto, se debe determinar cuál es la potencia máxima que se podría instalar en el establecimiento estudiado. Para esto se debe comenzar por conocer dos indicadores. El primero es el Consumo Eléctrico anual del establecimiento (C_a), y el segundo es la Generación de energía fotovoltaica anual del lugar (G_a).

- **Consumo Eléctrico anual del establecimiento:** Consiste en la medición en kilo watts hora de toda la energía consumida por el colegio durante el año ($\frac{KWh}{año}$). Este dato puede obtenerse por medio de la inspección de las facturas de electricidad entregadas al establecimiento mensualmente por la compañía distribuidora, observando el ítem Energía o Energía Activa y sumando dicho valor para los meses del año en estudio. Para obtener un indicador fidedigno se recomienda considerar el valor de los últimos años y obtener un promedio.
- **Generación de energía fotovoltaica anual:** Consiste en un indicador estimativo de cuál es la energía fotovoltaica que puede obtenerse anualmente en el sector donde se encuentra el inmueble, con una planta fotovoltaica de 1 KiloWatt de potencia instalada ($\frac{KWh}{kWp*año}$). Este indicador puede obtenerse desde la herramien-

ta pública "Explorador de Energía Solar para el Autoconsumo", en el sitio web <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar/>. Dicho sitio web genera un informe de Generación fotovoltaica, permitiendo modificar las características del sistema fotovoltaico evaluado, tanto en su capacidad instalada (KW), características de la estructura y del sistema de paneles fotovoltaicos. Entre los datos entregados para la locación obtenida se encuentra la producción diaria de energía, el total anual (G_a) y el factor de planta.

La ecuación a continuación permite obtener el valor máximo de KiloWatts que debería instalarse para el establecimiento en estudio:

$$\text{Potencia máxima de un sistema FV} = \frac{\text{Consumo eléctrico anual}}{\text{Generación de energía fotovoltaica}} \quad (3.1)$$

La ecuación 3.1 permitirá conocer la capacidad máxima que se debería instalar en esta ocasión (la cual debe ser inferior a los 100 kiloWatts para cumplir con lo establecido por la Ley 20.571). Sin embargo, la capacidad real que se podrá instalar también está determinado por la superficie disponible para llevar a cabo dicha instalación. Este aspecto de los requerimientos, serán evaluados en la sección siguiente.

3.3. Evaluación de los Techos Disponibles

Al momento de evaluar el proyecto fotovoltaico, es necesario considerar los requerimientos físicos del proyecto. Cuando se trata de un sistema fotovoltaico, es de esperar que la instalación de los paneles fotovoltaicos sea llevada a cabo en la techumbre del establecimiento, a fin de poder dar una utilidad a dicha superficie, que por lo común no posee un uso permanente. Los aspectos elementales con que deben cumplir los techos sobre los cuales se realizará la instalación se presentan a continuación.

3.3.1. Normativas de Construcción

Existen ciertas normativas dictaminadas por el Ministerio de Vivienda y Urbanismo en lo que respecta a las normas técnicas que debe cumplir un inmueble. Luego de realizar las instalaciones correspondientes al proyecto en la techumbre, se debe verificar que esta siga cumpliendo con las normativas correspondientes, estas son:

- Como mínimo el techo fue diseñado para una sobrecarga de techo de 30 [kgf/m²]
- Que el techo fuera diseñado originalmente considerando al menos, las cargas aplicables de uso, es decir, viento, nieve y sismo.

Considerando que la estructura soporte y los módulos fotovoltaicos pesan aproximadamente entre 15-20 [kgf/m²], los techos que se hayan construido de acuerdo a la normativa son, en principio viables para instalar un sistema fotovoltaico. Esto último es la mayoría de los casos, salvo ciertas estructuras metálicas que han sido construidas como patios de sombra o multicanchas techadas.

3.3.2. Techos en buen estado

Un techo se compone de una cubierta, una estructura soportante y del material de la construcción (Muros). Para la instalación de un sistema fotovoltaico se recomienda que estos componentes estén en buenas condiciones, cuyas características son presentadas a continuación:

- **Techumbre:** Parte de una edificación que comprende desde el cielo del recinto más elevado hasta la cubierta; es el conjunto de la estructura y la cubierta
- **Cubierta:** Parte exterior de la techumbre de un edificio, que lo asila y evita el paso de lluvia, nieve sol, etc. Por lo anterior, una buena cubierta debe satisfacer ciertas condiciones básicas tales como: ser impermeable al agua, resistente a la acción de la intemperie, y en lo posible ser también un obstáculo a la propagación del fuego; además de ser liviano y tener una larga vida útil.

- **Estructura soportante de la cubierta:** Es la destinada a soportar sobre sí la cubierta y todas las otras instalaciones a que se ve sometida la techumbre. Generalmente, en viviendas se utiliza madera como estructura soportante, para edificaciones de mayor luz se utiliza acero y en otros casos se utiliza también hormigón armado.

Es importante que, una vez realizada la instalación de los paneles fotovoltaicos, reparaciones sobre cualquiera de los elementos mencionados arriba serán difíciles de realizar. Por tanto, se debe asegurar previo a la instalación que no existan daños como goteras, corrosión, erosión, oxidación, desprendimientos de material, perforaciones o grandes manchas por la humedad, entre otros.

3.3.3. Techumbre incompatible

De acuerdo a lo señalado en el texto guía del presente capítulo, existen dos materiales incompatibles con la instalación de un sistema fotovoltaico, estos son el fibrocemento (pizarreño) presente en las cubiertas, y el adobe utilizado como material de construcción. Adicionalmente, las techumbres con formas curvas también pueden ser incompatibles. En ambos casos se debe a la fragilidad de los materiales, que no soportarían el proceso de instalación de los paneles solares y su permanencia posterior.

Los materiales recomendables para estos casos son, hormigón armado, acero estructural, madera estructural (incluye madera laminada encolada), albañilería armada y albañilería confinada. Una fuente válida para evaluar si el techo disponible es recomendable es la NCh433 Of. 1996 Mod. 2009.

3.3.4. Área Disponible

Además de lo mencionado previamente, condiciones básicas para la instalación de los paneles fotovoltaicos, es también necesario conocer el área útil para el proyecto fotovoltaico, y como utilizarla para alcanzar la máxima productividad posible. En cualquiera de los casos, el área a utilizar será dependiente de las dimensiones de los paneles fotovoltaicos

utilizados, la cantidad de paneles, y las características del techo.

En el caso de un techo inclinado, los paneles pueden ser instalados paralelos a la superficie de la techumbre, y el área necesaria dependerá principalmente de la superficie utilizada por los paneles fotovoltaicos. En general, cada módulo tiene una potencia nominal de entre 250 a 310 Watts, y tiene dimensiones entre 1,6 x 1,0 hasta 1,95 x 1,0 [m²] La tabla 3.1 muestra el resultado del cálculo de la superficie necesaria para instalar un sistema fotovoltaico de distintas potencias, utilizando un módulo de 250 Watts.

Tabla 3.1: Área mínima en un techo inclinado para la instalación de un sistema fotovoltaico, incluye espacio para bordes

(Fuente: Programa Techos Solares Públicos, [Ministerio de Energía \(2016a\)](#))

kW INSTALADOS	ÁREA LIBRE EN TECHO [m ²]
5	60
10	100
20	210
50	500
100	990

En base a los datos de la tabla 3.1 se realizó una regresión lineal con la cual se espera entregar un valor aproximado a la superficie necesaria para la instalación de una planta fotovoltaica sobre un techo inclinado, en función de la capacidad instalada. Esta regresión se muestra en la ecuación 3.2, de forma que la variable *Capacidad a instalar* se mida en Kilowatts y represente lo que se planea para el proyecto, y la variable *Superficie Requerida* se mide en metros cuadrados y permite conocer la superficie mínima requerida para instalar un sistema fotovoltaico de una determinada *Capacidad a instalar*.

$$\text{Superficie Requerida} = 9,82 * \text{Capacidad a instalar} + 8,71 \quad (3.2)$$

Por otro lado, también en base a los mismos datos de la tabla 3.1 para un techo

inclinado sobre el cual realizar la instalación, se puede considerar la superficie que el edificio efectivamente posee disponible como una variable restrictiva para la capacidad de la planta fotovoltaica que puede ser instalada. Para lo mismo se realizó la regresión que se muestra en la 3.3. Aquí se observa al igual que en la ecuación 3.2, que la variable *Superficie Disponible* se mide en metros cuadrados y es determinada por la superficie disponible para instalar el sistema fotovoltaico, y la variable *Capacidad Máxima* se mide en Kilowatts y representa la capacidad máxima que podría tener la planta fotovoltaica a instalarse sobre la *Superficie Disponible*.

$$\text{Capacidad Máxima} = 0,10 * \text{Superficie Disponible} + 0,88 \quad (3.3)$$

Las regresiones lineales que entregan las ecuaciones 3.2 y 3.3 expresan una proporcionalidad directa entre las variables capacidad a instalar de la planta fotovoltaica y la superficie requerida, así como también la relación entre la superficie disponible y la capacidad máxima que es posible instalar. Esto también es confirmado por los coeficientes de correlación entre las variables, donde para la ecuación 3.2 el coeficiente es $R^2=0,99$ y para la ecuación 3.3 también es $R^2=0,99$.

El caso de los techos planos en donde se proyecta un sistema fotovoltaico con módulos inclinados, el área requerida no es rápidamente determinable, ya que se debe considerar un espacio entre filas para que no se generen sombras (como regla general, la distancia mínima entre filas debe considerar evitar sombras entre 10 am y 2 pm en el solsticio de invierno). La tabla 3.2 presenta el espacio entre filas que se debe considerar para sistemas fotovoltaicos inclinados en algunas ciudades de Chile.

Tabla 3.2: Espacio entre filas para un sistema fotovoltaico inclinado sobre techo, asumiendo un módulo de $1,6 \times 1 \text{ m}^2$, en distintas ciudades de Chile

(Fuente: Programa Techos Solares Públicos, [Ministerio de Energía \(2016a\)](#))

ARICA	ANTOFAGASTA	LA SERENA	SANTIAGO	CONCEPCIÓN	P. MONTT
0,36 [m]	0,55 [m]	0,87 [m]	1,09 [m]	1,47 [m]	2,09 [m]

El espacio entre filas mostrado en la tabla 3.2 explica la variación de la superficie necesaria para llevar a cabo un proyecto fotovoltaico bajo estas circunstancias. La tabla

3.3 muestra el valor de las áreas para un techo rectangular plano, dejando un metro libre a los bordes, para paneles de 250 Watts, de 1,6 x 1 m², inclinados sobre una superficie horizontal.

Tabla 3.3: Área mínima libre en techo para la instalación de un sistema fotovoltaico orientado al norte e inclinado

(Fuente: Programa Techos Solares Públicos, Ministerio de Energía (2016a))

POTENCIA	ARICA	ANTOFAGASTA	LA SERENA	SANTIAGO	CONCEPCIÓN	P. MONTT
5 kWp	61 m ²	64 m ²	70 m ²	74 m ²	82 m ²	94 m ²
10 kW	121 m ²	128 m ²	140 m ²	149 m ²	164 m ²	189 m ²
20 kWp	240 m ²	254 m ²	277 m ²	294 m ²	323 m ²	372 m ²
50 kWp	590 m ²	624 m ²	681 m ²	720 m ²	791 m ²	910 m ²
100 kWp	1.173 m ²	1.239 m ²	1.351 m ²	1.429 m ²	1.568 m ²	1.803 m ²

En base a los datos de la tabla 3.3 se realizó una regresión lineal con la cual se espera entregar un valor aproximado a la superficie necesaria para la instalación de una planta fotovoltaica sobre un techo plano, en función de la capacidad instalada. Esta regresión se muestra en la ecuación 3.4, de forma que la variable *Capacidad a instalar* se mida en Kilowatts y represente lo que se planea para el proyecto, y la variable *Superficie Requerida* se mide en metros cuadrados y permite conocer la superficie mínima requerida para instalar un sistema fotovoltaico de una determinada *Capacidad a instalar*.

$$\text{Superficie Requerida} = 14,24 * \text{Capacidad a instalar} + 6,35 \quad (3.4)$$

Por otro lado, también en base a los mismos datos de la tabla 3.3 para un techo plano sobre el cual realizar la instalación, se puede considerar la superficie que el edificio efectivamente posee disponible como una variable restrictiva para la capacidad de la planta fotovoltaica que puede ser instalada. Para lo mismo se realizó la regresión que se muestra en la 3.5. Aquí se observa al igual que en la ecuación 3.4, que la variable *Superficie Disponible* se mide en metros cuadrados y es determinada por la superficie disponible para instalar el sistema fotovoltaico, y la variable *Capacidad Máxima* se mide en Kilowatts y representa la capacidad máxima que podría tener la planta fotovoltaica a instalarse sobre la *Superficie Disponible*.

$$\text{Capacidad Máxima} = 0,07 * \text{Superficie Disponible} - 0,45 \quad (3.5)$$

Las regresiones lineales que entregan las ecuaciones 3.4 y 3.5 expresan una proporcionalidad directa entre las variables capacidad a instalar de la planta fotovoltaica y la superficie requerida, así como también la relación entre la superficie disponible y la capacidad máxima que es posible instalar. Esto también es confirmado por los coeficientes de correlación entre las variables, donde para la ecuación 3.4 el coeficiente es $R^2=0,99$ y para la ecuación 3.5 también es $R^2=0,99$.

Dentro de la estimación de la superficie necesaria para instalar un sistema fotovoltaico, se debe descartar toda superficie que tenga sombra, temporal o permanente. Las sombras sobre los módulos fotovoltaicos son especialmente perjudiciales, no solo evitan que se genere energía, sino que también pueden generar que los módulos fotovoltaicos se sobrecalienten, lo que acorta su vida útil.

Existe dos tipos de sombras:

- **Sombras internas:** Generadas por elementos que forman parte del techo o se encuentran sobre él, como equipos de enfriamiento, ventilación, muros, etc.
- **Sombras externas:** Producidas por elementos que no son propios de la edificación, como árboles, edificaciones cercanas y otros.

Dado que una zona geográfica con latitud baja la altura percibida del sol es mayor, la sombra generada por un objeto es menor que la sombra del mismo objeto en una mayor latitud. Por ejemplo, un objeto de un metro de longitud puede proyectar una sombra de 1,12 metros en la ciudad de Arica y de 3,13 metros en la ciudad de Puerto Montt. Esto es importante mantener en consideración al momento de pensar en cuales son los objetos que rodean el área que será destinada para las celdas fotovoltaicas, y como su sombra podría afectar el desempeño de estos.

3.3.5. Orientación e inclinación del Sistema Fotovoltaico

Para obtener un mayor rendimiento del sistema fotovoltaico, además de mantener el cuidado con las sombras proyectadas sobre los paneles solares también se debe considerar la orientación (ángulo azimut) e inclinación del panel. Una diferencia respecto de la posición ideal de los paneles fotovoltaicos puede llegar a generar pérdidas respecto de la posición ideal iguales hasta del 20 % o más, siendo valores menores al 10 % valores aceptables de operación. Instalar los paneles fotovoltaicos correctamente puede conllevar un gasto mayor en la inversión del proyecto, pero que puede significar aumentos significativos en la productividad de la planta fotovoltaica.

La Orientación o Ángulo Azimut es el ángulo imaginario que describe la perpendicular a la superficie del panel fotovoltaico con el eje Norte-Sur del planeta. Dependiendo de cuál sea la latitud donde se encuentra el inmueble, el ángulo azimut óptimo para obtener un mayor rendimiento varía.

La inclinación es el ángulo que describe la superficie del panel fotovoltaico con la superficie de la tierra. Como regla general o primera aproximación, se sugiere proyectar los módulos fotovoltaicos con un ángulo similar a la latitud donde se encuentra. Sin embargo, debido a factores climáticos y geográficos la orientación óptima podría ser distinta.

La Orientación e inclinación ideal para cada sector puede obtenerse desde el explorador solar mencionado previamente <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar/> siguiendo los siguientes pasos.

- Elegir una locación en el mapa del explorador solar.
- Presionar el Botón **Generar Información**
- Presionar el Botón **Personalizar sistema fotovoltaico**
- En el menú desplegado (asegurarse de que el campo *Tipo de arreglo* se encuentre en la opción *Fijo - inclinado*) presionar el Botón **Optimizar ángulos de instalación.**

Los datos obtenidos de los campos *Inclinación* y *Azimuth* corresponden a los valores ideales para dicha locación de Angulo de inclinación y Orientación, correspondientemente.

3.4. Evaluación del Sistema Eléctrico

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red se integran a la instalación eléctrica del inmueble existente. Para que lo anterior sea posible, existen dos condiciones básicas que se deben cumplir para no incurrir en gastos mayores para adecuar el sistema vigente al proyecto.

- El sistema fotovoltaico a instalar no debe superar la potencia conectada del inmueble.
- La instalación eléctrica sobre la cual se llevará a cabo el proyecto debe encontrarse acorde a la normativa de instalaciones eléctricas en baja tensión.

3.4.1. Potencia conectada del inmueble

Previo a la realización del proyecto es necesario conocer cuál es la capacidad instalada que posee el inmueble, debido a que la capacidad del sistema fotovoltaico a instalar no puede exceder la capacidad ya instalada del inmueble. Esto último es debido a que el tablero eléctrico general del establecimiento, el cuál funcionará para el proyecto como punto de inyección de electricidad, cuenta con un sistema de protección el cual soporta una capacidad máxima de corriente permitida. En caso de que la potencia instalada a través del sistema fotovoltaico exceda la de la potencia previamente indicada en el tablero general, esto generaría una sobrecarga en el sistema.

Por tanto, la potencia máxima del sistema fotovoltaico a instalar se puede calcular por medio de la ecuación 3.6 con la corriente máxima permitida por el tablero (I medida en Amperes), el voltaje (V) correspondiente a un sistema en baja tensión (220 V) y el factor de potencia ($\cos(\varphi)$) cuyo valor es aproximadamente 0,98.

$$P = IV\cos(\varphi) \quad (3.6)$$

En caso de que el tablero sea trifásico, para conocer la potencia instalada se debe considerar la ecuación 3.7, la cual contempla los mismos parámetros de la ecuación 3.6.

$$P = \sqrt{3}IV\cos(\varphi) \quad (3.7)$$

3.4.2. Norma de Electricidad

Las normas de seguridad para los sistemas eléctricos de los inmuebles se pueden encontrar en la Norma Chilena de Electricidad 4/2003. Aunque los sistemas fotovoltaicos no generan problemas adicionales las instalaciones eléctricas existentes, siempre y cuando estos se encuentren de acuerdo a la norma previamente mencionada en este párrafo. A continuación, se mencionan algunos de los aspectos relevantes de la Norma 4/2003:

- Los tableros deben cumplir con un volumen de espacio libre de 25 % para proveer ampliaciones.
- Los alimentadores y subalimentadores cumplen con el dimensionamiento y canalización adecuada.
- Los conductores de los circuitos deben quedar protegidos por la capacidad del disyuntor.
- Los circuitos que contienen enchufes deben disponer de protección diferencial.
- Los circuitos que contienen enchufes deben disponer de protección diferencial.
- Los tableros deben contar con una cubierta, que cubra el equipo, la puerta exterior y los terminales.
- Los tableros cuentan con barras de distribución las cuales tienen disponibilidad y están bien dimensionados.
- Las partes metálicas de la instalación se encuentran protegidos contra tensiones peligrosas.
- Existe continuidad de conductores de protección.

- Los tableros deben estar rotulados y contar con luces piloto.
- El recinto debe contar con un sistema de puesta a tierra de acuerdo a la norma (máxima 20 omh).

3.4.3. Distancia hasta el punto de inyección

Una última evaluación que se puede considerar es la distancia del sistema fotovoltaico hasta el punto de inyección, que puede ser un tablero eléctrico de distribución o el tablero general. Por un tema de costos y seguridad conviene que esta distancia sea la menor posible. Se recomienda que las eventuales canalizaciones desde el techo seleccionado hasta el punto de conexión, no incrementen los costos del proyecto significativamente.

4 | Gastos en Electricidad previo al proyecto

4.1. Tarifa Eléctrica del cliente

El sistema tarifario según el cual se cobra a un cliente regulado es una decisión que puede ser tomada por el cliente al momento de contratar el servicio y puede ser modificado posteriormente (al final del contrato vigente, con una anticipación de 30 días) de acuerdo a las condiciones de la tarifa que haya sido contratada. El cliente tiene la libertad de acordar con la compañía de distribución correspondiente la tarifa que mejor le convenga de acuerdo a cuáles sean las características de su consumo y de sus necesidades. El uso de una tarifa eléctrica no limita el consumo de la energía (salvo condiciones máximas de potencia, como en el caso de la tarifa BT1), si no que determina la forma en que esta será cobrada.

De acuerdo a lo anterior, la actual tarifa eléctrica que pueda tener un colegio no es una variable excluyente para la inclusión del colegio en el programa de Net Billing. Sin embargo, si es importante mencionar que una vez realizada la instalación podría ser recomendable un cambio en la tarifa vigente.

La elección de alguna de las tarifas eléctricas mencionadas previamente en la sección 2.6 determinará cuáles son los cobros que se realizarán por el consumo eléctrico. Los conceptos usualmente cobrados, dependiendo del sistema tarifario vigente para el cliente pueden ser energía, mal factor de potencia, demanda máxima facturada, demanda máxima

facturada en hora punta, entre otros. Los conceptos mencionados se profundizarán en la sección siguiente. En fin, la elección de una correcta tarifa requiere que el cliente conozca si es que su consumo de electricidad corresponde a una demanda continua y homogénea, a una demanda con uno o varios puntos altos de potencia, y cuáles son los horarios de esas demandas.

En el caso del Colegio Suizo de Santiago, quienes desde el año 2015 cuentan con una planta fotovoltaica de 154 metros cuadrados, decidieron actualizar su tarifa eléctrica a la tarifa BT4.3 caracterizada por ser una tarifa horaria, con una estructura de costos de Cargo fijo mensual, Cargo único por uso del sistema del sistema troncal, Cargo mensual por energía, Cargo mensual por demanda máxima leída de potencia en horas punta y Cargo mensual por demanda máxima de potencia suministrada. Entre las razones que justifican la adopción de la tarifa BT4.3 se encuentra el cobro por demanda máxima de potencia contrarada en horario fuera de punta y en horario en punta, ya que los puntos de mayor demanda de potencia por el establecimiento se encuentra fuera de punta (el horario punta comprende entre las 18:00 y las 23:00 horas desde el 01 de abril y hasta el 30 de septiembre inclusive, según lo definido en Decretos de Fijación de Precios de Nudo de Corto Plazo, del Ministerio de Energía), ya que durante la hora punta no hay actividades académicas en el colegio por lo que los alumnos no se encuentran presentes (la relevancia de esto último se explicará en la sección 4.4.2). Esto permite al colegio demandar altas cantidades de potencia a un precio mucho menor al de horario en punta. A continuación, se muestra un gráfico el cual muestra la relación unitaria de precios entre la potencia demandada y la potencia demandada en hora punta.

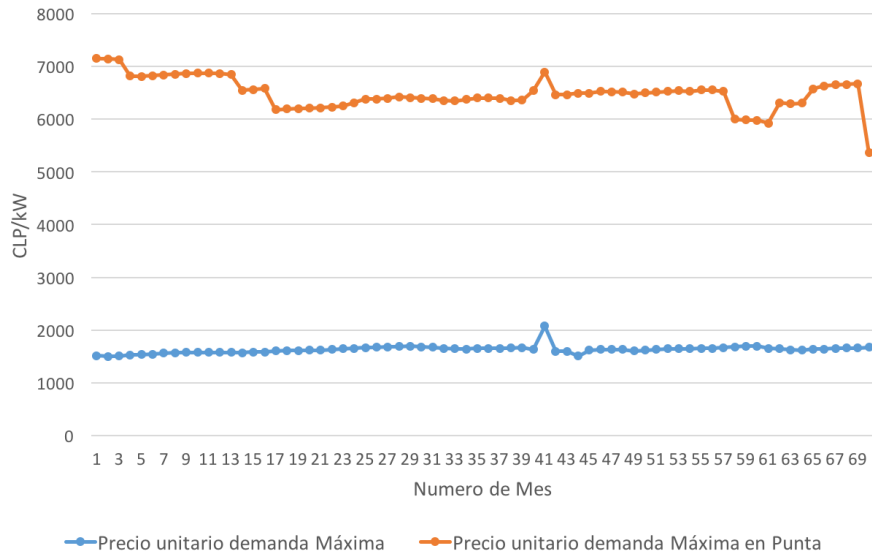


Figura 4.1: Comparación de la diferencia unitaria de precios entre la Demanda Máxima y la Demanda máxima en Hora Punta. Considerando desde los meses de Enero del 2010 a Octubre del 2015.

(Fuente: Elaboración propia en base al registro de precios realizado por el Colegio Suizo de Santiago entre los meses de Enero del 2010 a Octubre del 2015.

El gráfico de la figura 4.1 muestra una diferencia abismante, donde los precios unitarios correspondientes a potencia en hora punta son por mucho superior a los precios unitarios correspondientes a potencia fuera de la hora punta.

Por otro lado, una de las otras razones que convirtieron a la tarifa BT4.3 en una opción atractiva para el Colegio Suizo de Santiago fue que el precio de venta de energía base bajo esta tarifa es el mismo precio nudo. Es decir, el mismo precio al que la energía es inyectada desde los paneles solares a la red. Con esto, al momento de consumir e inyectar energía, gracias a la relación uno a uno entre el precio de venta y compra es que se genera un sistema de Net Metering "artificial". Esto último, **en realidad ocurre para todos los sistemas de tarifa eléctrica (conectados tanto en alta como en baja tensión), excepto para la tarifa residencial (BT1)**, y resulta vital para la recuperación de la inversión en el proyecto ¹

¹ El detalle puede observarse en la cualquiera de las publicaciones mensuales hechas por las empresas distribuidoras, que en el caso de la empresa ENEL Distribución S.A. tiene el nombre **TARIFA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO PARA CLIENTES SUJETOS A REGULACIÓN DE PRECIOS**.

Es por estas razones que se recomienda a los colegios en el territorio de Chile que deseen integrarse al sistema de *Net Metering* que evalúen el optar por una tarifa eléctrica que les beneficie en función de sus horarios y perfil de consumo, siendo la más recomendable la tarifa BT4.3 según lo expuesto anteriormente.

4.2. Constitución general de la factura

Como se mencionó en la sección anterior la tarifa eléctrica no determina el consumo de la energía, pero sí la forma en que esta se cobra. A continuación, se explicará a grandes rasgos los diferentes aspectos que constituyen una factura eléctrica y se explicarán los tipos de cobros asociados según la tarifa a la que corresponde el cobro.

4.2.1. Cargos Independientes del consumo

Los siguientes cargos son independiente del consumo de energía y tienen relación con los procesos administrativos y de distribución para poder entregar la energía.

- **Cargo Fijo: (Todas las tarifas en alta y baja tensión están sujetas a este cobro.)**
Cubre gastos como lectura de medidores, facturación, reparto de boletas y otros procesos administrativos y su precio depende de la tarifa.

4.2.2. Cargos por Energía

- **Cargo único por uso del sistema troncal: (Todas las tarifas en alta y baja tensión están sujetas a este cobro.)** Consiste en un cobro proporcional a la energía utilizada y cubre el mantenimiento de las líneas. Su precio es igual para todas las tarifas.
- **Cargo por energía base: (Todas las tarifas en alta y baja tensión están sujetas a este cobro.)** Realiza el cobro por cada unidad de energía utilizado durante el periodo y su precio varía para cada tarifa.
- **Cargo por energía adicional de Invierno: (Solo la tarifa BT1 se encuentra sujeta a este cobro.)** Consiste en un cobro realizado sobre las unidades de energía que

exceden el límite de invierno, esto con una tarifa de penalización superior al precio de la energía base.

4.2.3. Cargos por Potencia

- **Cargo por potencia contratada:** (Las Tarifas AT2 y BT2 están sujetas a este cobro) Este cargo es aplicado en aquellas tarifas que cuentan con contratación de potencia, su valor es unitario y además depende de si el suministro está clasificado como "Presente en Punta." "Parcialmente Presente en Punta".
- **Cargo por demanda máxima leída:** (Las tarifas BT3/AT3 están sujetas a este cobro.) Se cobra la demanda máxima leída durante el periodo en curso y las dos demandas más altas de los últimos 12 meses que consideren hora punta. El precio depende de si el suministro está clasificado como "Presente en Punta." "Parcialmente Presente en Punta".
- **Cargo por demanda máxima contratada:** (Las tarifas BT4.1/AT4.1, BT4.2/AT4.2 están sujetas a este cobro.) Su valor es unitario y depende de la cantidad de kW contratados en horas fuera de punta.
- **Cargo por demanda máxima contratada en hora punta:** (Las tarifas BT4.1/AT4.1, BT4.2/AT4.2 están sujetas a este cobro.) Su valor es unitario y depende de la cantidad de kW contratados en horas de punta, entre Abril y Septiembre.
- **Cargo por demanda máxima de potencia suministrada:** (Las tarifas BT4.3/AT4.3 se encuentran sujetas a este cobro.) Este cargo se obtiene multiplicando el promedio de las dos demandas máximas más altas registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes que se facture, por su precio unitario.
- **Cargo por demanda máxima leída de potencia en horas punta:** (Las tarifas BT4.3/AT4.3 se encuentran sujetas a este cobro.) Este cargo se realiza durante los meses de Abril a Septiembre multiplicando el demanda máxima más alta del mes por su precio unitario. Durante los meses de octubre a marzo, este cargo se obtiene multiplicando el promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los

meses de horas de punta del periodo inmediatamente anterior por su precio unitario correspondiente.

4.3. Nivel de Consumo Eléctrico

Como se mencionó anteriormente en la sección 3.2, para poder determinar la inversión a realizar que permita obtener un mayor rendimiento, es primero necesario conocer cuál es el nivel de consumo del establecimiento en análisis. Para esto, un indicador que permite obtener una visión en el largo plazo de la magnitud del consumo energético de un establecimiento es su Consumo Eléctrico Anual (C_a). Este indicador es la suma mes a mes del total de energía efectivamente consumida por el establecimiento (usualmente medido en kilo watts-hora [Kwh]) a lo largo del año. La cantidad mensual de energía consumida puede observarse directamente en la boleta que la empresa distribuidora hace llegar mensualmente para el cobro de la energía. La suma de los 12 meses del año del ítem *Energía* permitirá conocer el Consumo Eléctrico Anual del establecimiento. Como también se mencionó anteriormente, puede ser de gran utilidad el observar este indicador para varios años y considerar un promedio del mismo, lo que permitirá suavizar el impacto de anomalías en el consumo.

Considerando también lo expuesto en la sección 4.2, también es importante el analizar el consumo eléctrico a la luz de la potencia consumida para poder adoptar una tarifa que beneficie el gasto en función de la dinámica del colegio.

Con todo esto en consideración, además de realizar el cálculo de la cantidad de energía consumida (C_a) también es clarificador realizar un análisis similar respecto a cuál fue el gasto de dinero por conceptos de electricidad a lo largo del año, sumando las cuentas mensuales del mismo periodo. De acuerdo a lo calculado con la información otorgada por el Colegio Suizo de Santiago para el presente colegio, el gasto anual en electricidad entre los años 2010 y 2015 fue en promedio, superior a los \$ 9.800.000. De acuerdo a lo expuesto en el segmento 4.4.2 es importante considerar que la cantidad de alumnos matriculados del

colegio es cercana a 670 estudiantes, y cerca de 58 profesores. Por lo que, dependiendo de la cantidad de alumnos, este valor podría aumentar. Un gasto de dinero no menor que no significa ninguna ganancia para actividades futuras.

4.4. Variables que explican el Consumo Eléctrico Escolar

El consumo eléctrico de un colegio se explica principalmente a través de dos variables en particular, las cuales serán expuestas en detalle a continuación.

4.4.1. Servicios e instalaciones

De acuerdo a la Guía de Ahorro y Eficiencia Energética en Centros Docentes ([FENERCOM, 2012](#)), que consiste en una guía enfocada en ayudar al desarrollo de la sustentabilidad de centros educacionales en la región de Madrid, España; alrededor del 70 % del consumo energético en centros escolares, corresponde a los ítems de calefacción, climatización e iluminación. Esto incluye otras fuentes de energía no eléctricas, siendo la principal el consumo de gas natural.

El mismo artículo se refiere al detalle del consumo eléctrico según los servicios que ofrece un centro escolar promedio en la región de Madrid, España.

Al observar la imagen [4.2](#) se puede identificar que en el ámbito eléctrico, los principales consumos están asociados a iluminación, climatización y equipos. Esta información resulta representativa del consumo energético en España, sin embargo, en el caso de los colegios de Chile, el ítem de climatización en particular no es un área en la cual exista una fuerte inversión en instalaciones y por lo tanto menos en su uso, esto es a nivel general de país. Es decir, la mayoría de los colegios en Chile, no cuenta con sistemas de aire acondicionado en sus salas, por lo que el porcentaje de consumo eléctrico referido a iluminación es mayor en Chile que en el caso mencionado, encontrándose en segundo lugar el ítem Equipos.

Por tanto, para generalizar el análisis del consumo eléctrico, se considerará como la

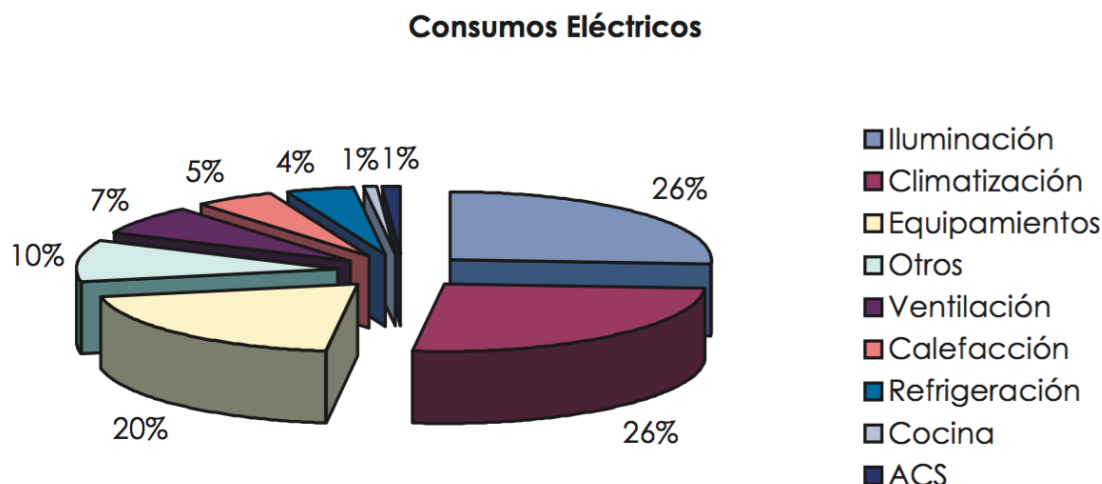


Figura 4.2: Consumo energético eléctrico medio en centros escolares

(Fuente: FENERCOM)

principal variable crítica para este punto, el gasto en iluminación, seguido de gasto en equipos, siendo dichos gastos transversales para cada alumno de la educación escolar en la Región Metropolitana.

4.4.2. Cantidad de Alumnos

El nivel de consumo de un recinto comunitario, como lo es un colegio, esta estrictamente relacionado con el tamaño del establecimiento y por lo mismo con la cantidad de usuarios que forman parte de dicha comunidad ya que la permanencia de cada usuario en el recinto implica gastos energéticos individuales.

En el caso del colegio las fuentes de consumo energético, en términos de personas, contempla los siguientes grupos.

- Estudiantes. Son el grupo más numeroso dentro de la comunidad escolar y por tanto aquel que incide principalmente sobre el consumo energético.
- Profesores. Este grupo se caracteriza por tener una relación de uno a muchos, oscilando al interior de la sala de clases la relación profesor-estudiante entre 1:20 y 1:40

en la mayoría de los casos. Por otro lado, la mayor parte del consumo eléctrico de este grupo ocurre en función de las actividades realizadas en el proceso educativo de los estudiantes, por lo que para fines de este análisis se podrá atribuir la mayor parte del consumo de este grupo como si fuera de los mismos estudiantes.

- Auxiliares. Este grupo es el encargado de mantener el orden y el aseo de las instalaciones del colegio para su uso en el proceso educativo y recreativo. Debido a que la cantidad de auxiliares es mucho menor en comparación con la cantidad de estudiantes en la mayoría de los colegios, su consumo energético no será considerado como crítico para el presente análisis.
- Administrativos. En este grupo se encuentra aquellos miembros de la comunidad que se dedican a la administración del colegio y cuyas actividades pueden representar un consumo eléctrico relevante, aun cuando el volumen del grupo no es crítico frente a la cantidad de alumnos. Por otro lado, el consumo eléctrico de este grupo está considerado dentro de la facturación mensual del colegio, al igual que la de todos los demás. De todas formas, el cómo varía la cantidad de administrativos de un colegio a otro según la cantidad de alumnos es difícil de estandarizar.

Finalmente, para simplificar el análisis y para ayudar a la visión crítica del problema es que se considerará solo al grupo de los **estudiantes** como variable crítica dentro de todos los grupos que coexisten en la comunidad escolar, estableciéndose que existe una proporcionalidad directa entre el consumo de energía y la cantidad de alumnos de un colegio.

5 | Modelos de Negocio y Análisis de Inversión para el establecimiento

En el presente capítulo, se presentarán los diferentes modelos de Negocios que se han observado como opciones para que un colegio pueda auto-abastecerse de energía de origen fotovoltaico por medio de la instalación de equipos en sus propias dependencias. El marco general del funcionamiento de los Modelos descritos en las secciones 5.1, 5.2 y 5.3 se encuentran inspiradas en el documento [Ministerio de Energía \(2016b\)](#), publicado por el Ministerio de Energía de Chile en asociación con la organización alemana GIZ.

Además, los modelos descritos en este capítulo, en el capítulo 7 serán aplicados sobre los datos conocidos (datos de consumo, características físicas y meteorológicas, entre otras) del Colegio Suizo de Santiago. Esto a fin de comparar cual de dichas opciones es la más conveniente.

En los modelos a presentar la mayor parte de los actores se encuentran siempre presentes, por lo que serán descritos a continuación:

- **Colegio:** Es el cliente que desea conectarse a la red para inyectar excedentes de energía generados mediante una planta fotovoltaica. Para lo cual, buscará distintas formas de acceder a dicho beneficio. Estas formas son descritas en los modelos 1, 2 y 3.
- **ESCO (*Energy Services Company*):** Este tipo de empresas son especialistas en el área de soluciones energéticas y pueden proveer tanto suministro energético,

como operación y mantenimiento de los equipos instalados, entre otros servicios. El colegio acudirá a una empresa de este tipo debido al alto nivel de conocimiento y pericia técnica requerido para realizar la instalación, y en su defecto también para la aprobación de la conexión a la red (aun cuando estos trámites pueden ser realizados de manera autónoma, mediante el proceso explicado en el anexo [A.1](#).

- **Empresa Distribuidora:** Es la empresa encargada de suministrar la energía eléctrica a los clientes regulados. Bajo el Marco de la Ley de Net Billing es que también tendrá el rol de recibir la energía que sea inyectada como excedente del cliente, en este caso el colegio, y fruto de dicha inyección de energía generar un crédito a favor del cliente.
- **Banco:** Institución financiera con la cual, para los modelos a presentar, se establecerá un acuerdo de préstamo crediticio a fin de poder solventar los gastos del proyecto. Esto es en el caso del modelo, donde el colegio pedirá un préstamo al banco. Para los modelos 2 y 3 lo más probable es que la ESCO sea quien acuda al Banco para obtener el préstamo.

Además de considerar el aspecto técnico de las instalaciones fotovoltaicas y su correcto funcionamiento, la planta fotovoltaica debe ser aprobada por la Superintendencia de Energía y Combustibles (SEC) y su conexión a la red debe ser aprobada por la empresa distribuidora de electricidad, para que así los excedentes de energía puedan ser inyectados a la red. Dado que, en los modelos a presentar a continuación, en cada uno de ellos existe una empresa ESCO que se encuentra involucrada en el proyecto, es que se dejará esta gestión en sus manos. El proceso y trámites necesarios para poder validar la planta fotovoltaica se encuentra en el anexo [A.1](#).

También aclarar, en las imágenes [5.1](#), [5.2](#) y [5.3](#) se observará que existen flechas que representan flujo de servicios y dinero entre los actores. Sobre estas flechas existen diferentes comentarios de color, donde el color rojo representa un costo que el colegio debe cubrir y el azul representa un beneficio que recibe el colegio, siendo esto correspondiente con el

actor que es vinculado al colegio por medio de la flecha.

5.1. Modelo 1: Inversión en Equipos por parte del Colegio

La primera opción a analizar es probablemente la que primero se vendrá a la mente del consumidor habitual de energía, y es la de emprender el proyecto de manera autónoma, lo que en el presente trabajo será llamado Modelo 1. Esto es que la entidad del colegio asuma la responsabilidad de la inversión para llevar a cabo el proyecto fotovoltaico que le permita ser parte del sistema de Net Billing.

Dada la alta inversión que esto requiere, difícilmente el colegio podrá disponer de la totalidad del dinero requerido de forma inmediata para la adquisición de los equipos, su instalación y los tramites asociados a la validación del proyecto para ser conectado a la red de la empresa distribuidora. Por lo mismo es que el colegio se vería en la obligación de solicitar un crédito de consumo en alguna institución bancaria (de ahora en adelante, Banco) para poder llevar a cabo la inversión. Dentro de dicha inversión también deben ser considerados los costos de instalación y tramitación para la validación del proyecto.

Como se mencionó al inicio de este capítulo, aunque la inversión y el proyecto en sí son propiedad y responsabilidad del colegio, si será necesario acudir a una empresa que tenga un mayor conocimiento en cuanto a la instalación, operación y proceso de conexión a la red de la planta fotovoltaica. Es aquí donde la empresa ESCO se vuelve necesaria.

Como tema aparte, es posible que para la realización del proyecto el colegio desee comprar los equipos a la misma ESCO. Es importante aclarar que esto último consistiría en un negocio aparte, siendo la ESCO proveedor de los equipos y además de los servicios ya mencionados en este párrafo, pero en ningún caso existirá bajo este concepto propiedad de la ESCO sobre el sistema fotovoltaico.

El modelo presentado en esta sección se ilustra en la imagen a continuación.



Figura 5.1: Representa la relación entre el colegio y las demás entidades para el Modelo 1, donde la Responsabilidad por la inversión es enteramente del colegio.

(Fuente: Elaboración Propia)

Una de las grandes ventajas de este modelo es que permite al cliente consumir la energía fotovoltaica generada por los paneles solares, sin pagar por ella y además recibiendo crédito a favor por las inyecciones a la red. Esto ya que los paneles solares son de su propiedad luego de haber realizado la inversión por sus propios medios y mediante el uso del crédito bancario. La propiedad inmediata de los equipos es un beneficio que no se replica de la misma forma en los demás modelos.

Otro punto a favor de este modelo es que el compromiso adquirido con la ESCO por la prestación de servicios no significa en sí la pérdida de derechos sobre el uso de los techos del colegio (como se verá en otro modelo), y en caso de que el colegio lo decidiera, podría renunciar a recibir los servicios de la ESCO para encontrar otra que le ofrezca una alternativa más atractiva, o prescindir de la misma. En otras palabras, no se encuentra comprometido en el largo plazo con la ESCO.

Por otro lado, este modelo implica el endeudamiento del colegio en el largo plazo, es decir que durante el periodo de pago del crédito, difícilmente se podrá acceder a otro crédito para llevar a cabo otro proyecto. Esto, además generará la obligación de pagar las cuotas mensuales del proyecto independiente de si el desempeño de la planta fotovoltaica es la esperada, o de la situación financiera del colegio.

5.1.1. Modelo Subvencionado por medio del PTSP

El modelo presentado a continuación podría considerarse como una variación del modelo 1, debido a que no depende de una compañía ESCO que provea de los equipos. Sin embargo, de diferencia del modelo 1 en que el colegio no sería quien debe asumir la inversión de la planta fotovoltaica.

El Programa Techos Solares Públicos (PTSP) es una iniciativa del Ministerio de Energía inserta en la Agenda de Energía, orientada a instalar sistemas fotovoltaicos en los techos de los edificios públicos, con el objetivo 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 millones².

"Los beneficiarios del Programa son instituciones públicas, fundaciones y corporaciones sin fines de lucro, de carácter nacional, que cumplan un rol social y público, y que beneficien directamente a toda la población."³ Considerando lo anterior, es que aquellos Colegios cuya dependencia sea Municipal (es decir Pública), podrían postular al PTSP, excluyendo a los colegios con otro tipo de dependencia, por no ser considerados "Instituciones públicas".

El ser beneficiado por este programa significa que tanto la adquisición e instalación del sistema fotovoltaico es cancelada por el Ministerio de Energía. Algunos casos de colegios

²Este párrafo fue citado textualmente desde el sitio web del programa www.minenergia.cl/techossolares/

³Citado textualmente desde el sitio web del programa www.minenergia.cl/techossolares/

que ya han sido beneficiados por este programa se presentan a continuación:

Tabla 5.1: Colegios que ya han sido beneficiados por medio del PTSP.

(Fuente: Información extraída del documento publicado por [MINERGI A y GIZ \(2015\)](#))

COLEGIO	COMUNA	REGIÓN	CAPACIDAD LICITADA [kWp]
Escuela Gabriela Mistral	Tocopilla	II	20
Escuela Básica Hacienda San Pedro	Copiapó	III	12
Liceo Federico Heisse	Parral	VII	20
Escuela Arrau Méndez	Parral	VII	20
Escuela Diferencial San Clemente	S. Clemente	VII	10
Escuela Pehuenche	S. Clemente	VII	30
Escuela Edmundo Quezada	Vallenar	III	50
Liceo Politécnico El Olivar	Vallenar	III	50
Escuela Capitán Rafael Torrealba	Vallenar	III	10

Como se observa en la tabla 5.1 es posible acceder a la subvención entregada por el PTSP. Sin embargo, para ello es necesario cumplir con ciertos requisitos, los cuales pueden observarse en el documento publicado por el [Ministerio de Energía \(2016a\)](#) y en el anexo A.2.

En caso de que el Colegio logrará verse beneficiado con el PTSP, existen varios aspectos positivos a considerar. Entre ellos el hecho de que sin necesidad de una inversión, deuda bancaria (por lo que el actor Banco no sería parte del escenario) o arrendamiento de equipos, el colegio puede consumir libremente la energía eléctrica fotovoltaica generada por la planta que ha sido subvencionada por medio del Ministerio de Energía. Esto último sin entrar en un compromiso de largo plazo con una ESCO, ni depender de sus servicios para la instalación y conexión de la planta fotovoltaica a la Red.

Por otro lado, probablemente la mayor desventaja es que este modelo es estrictamente aplicable para instituciones de carácter público, y su aprobación se encuentra sujeta al estudio que realice el Ministerio de Energía de los edificios postulados.

5.2. Modelo 2: Financiamiento Parcial - Leasing Financiero sobre los equipos

Este modelo se basa en el principio de Leasing Financiero. Esto es decir, una entidad del tipo ESCO realiza la compra de equipos específicos con el fin específico de que sean arrendados por un cliente, con el cual usualmente se llega a acuerdo previo a la compra de los equipos. El objetivo es que este cliente efectúe los pagos de arriendo durante un plazo de tiempo acordado previamente, para que luego al final del periodo del acuerdo el cliente pueda acceder a la independencia por medio de la compra de los equipos a un precio que represente su valor residual o lo que le reste de vida útil.

El colegio establece por lo tanto una relación con la empresa ESCO, donde esta se compromete a entregar en arriendo los equipos necesarios, en las condiciones apropiadas, para el correcto funcionamiento de la planta fotovoltaica. Los gastos de instalación y la gestión de los procesos para lograr la conexión a la red (revisar en anexos [A.1](#)) podrían ser acordados como una cuota extra al arriendo mismo de los equipos.

Por otro lado, el colegio mantiene su relación actual de consumidor con la Empresa Distribuidora, pero ahora también tiene la capacidad de inyectar aquella energía que no haya sido consumida, vendiéndola a la empresa distribuidora a fin de obtener crédito a favor en su propia facturación, de la misma forma en que ocurre en la sección [5.1](#) donde se explica el Modelo 1.

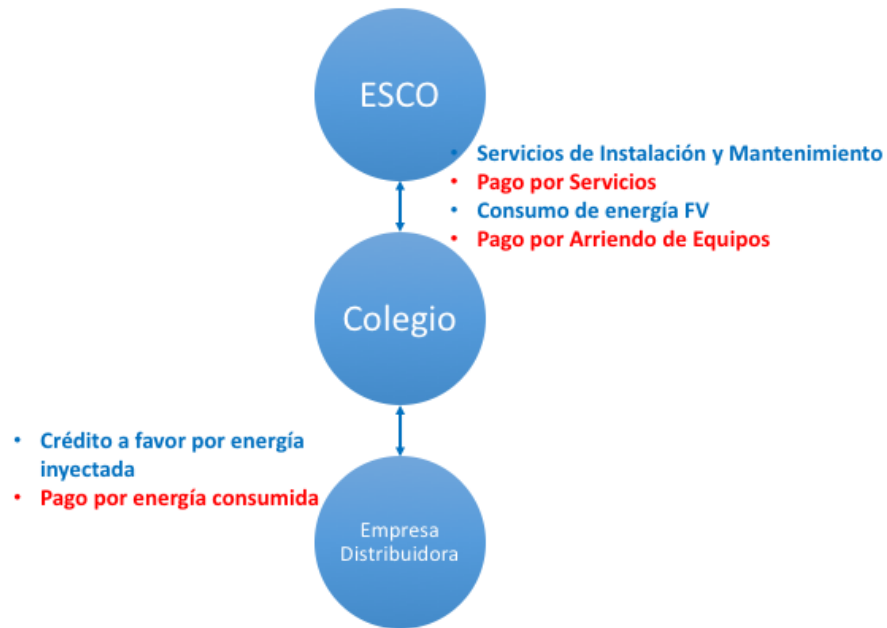


Figura 5.2: Representa la relación entre el colegio y las demás entidades para el Modelo 2, donde el colegio paga un arriendo fijo por los equipos para adquirirlos a futuro.

(Fuente: Elaboración Propia)

El primero de los beneficios de este modelo es que la energía generada por la planta fotovoltaica puede ser consumida libremente por el colegio, sin tener que pagar por ella. Esto debido a que los equipos utilizados para la generación fotovoltaica son arrendados, lo que permite al colegio usufructuar de su uso.

Además, el colegio no incurre en una deuda para usufructuar de los beneficios de obtener una planta fotovoltaica en su propiedad, sino que retribuye a la ESCO haciendo pago de una cuota fija pactada previamente. Teniendo la posibilidad de al final del contrato, adquirir la planta fotovoltaica a un precio mucho menor que el de su valor original.

Los puntos desfavorables del Modelo 2 es que el cliente al formar parte de este acuerdo con la ESCO se ve obligado a cumplir con los pagos acordados por el arriendo del equipo durante el periodo previamente estipulado, independiente de cual sea su situación financiera, o la producción real de los equipos. Esto significa que no podrá abandonar el acuerdo antes de terminado el periodo acordado, a no ser que se disponga a pagar por los equipos que ha utilizado.

También se encuentra el hecho de que los equipos no son propiedad del colegio durante la duración del contrato de Leasing Financiero, lo que es una diferencia relevante en comparación con el primer modelo. Aun así, hay algo que el colegio no pierde y es el libre uso de sus techos durante el proyecto, lo cual difiere del modelo 3, como se verá a continuación.

5.3. Modelo 3: Compra de Energía a ESCO

El tercer modelo a presentar en este trabajo consiste en que la ESCO se encarga de la inversión, instalación, mantenimiento y operación de la planta fotovoltaica en las dependencias del colegio. Es decir, el colegio no es responsable ni económica, ni operativa ni administrativamente de la planta fotovoltaica instalada en sus dependencias. Su relación con la ESCO se basa en que el colegio es el consumidor de la energía que es suministrada por medio de la planta fotovoltaica, la cual no es propiedad del colegio. De manera que el colegio no está en la obligación de pagar por nada, excepto la energía que es generada por la planta fotovoltaica, independiente de si esta es consumida o no.

El precio de la energía generada por el sistema fotovoltaico deberá ser acordado mutuamente por las partes involucradas, junto con sus reajustes. El valor de la energía consumida desde el sistema fotovoltaico por el colegio (P_{ESCO}), deberá ser menor o igual al precio que actualmente el colegio se encuentra pagando a la empresa distribuidora (P_{Red}) para que el proyecto sea económicamente atractivo para el colegio. Al mismo tiempo, dicho precio (P_{ESCO}) deberá ser tal que permita asegurar el retorno de la inversión a la empresa ESCO, de forma que sea este un proyecto atractivo también para la empresa. La fijación de ese precio (P_{ESCO}) dependerá de las condiciones que esté dispuesta a ofrecer la empresa ESCO, pero mientras menor sea en comparación con la tarifa de inyección (P_{Red}), esta oferta será mas atractiva para los fines del colegio. Por tanto, debe cumplirse siempre lo mostrado en la ecuación 5.1.

$$P_{ESCO} \leq P_{Red} \quad (5.1)$$

Por otro lado, el colegio mantiene su relación actual de consumidor con la Empresa Distribuidora, pero ahora también tiene la capacidad de inyectar aquella energía que no haya sido consumida, vendiéndola a la empresa distribuidora a fin de obtener crédito a favor en su propia facturación, de la misma forma en que ocurre en la sección 5.1 donde se explica el Modelo 1.

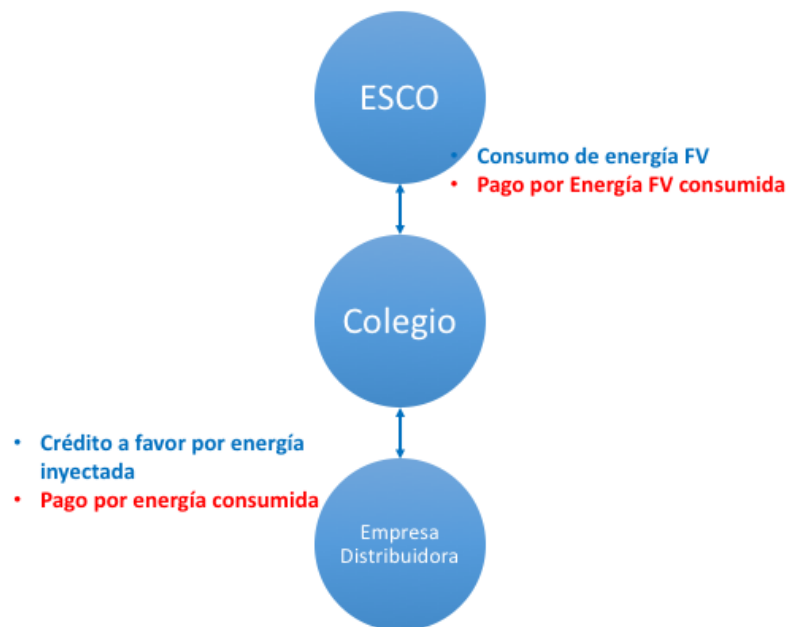


Figura 5.3: Representa la relación entre el colegio y las demás entidades para el Modelo 3, donde los equipos son propiedad de la ESCO y el colegio solo paga por la energía consumida.

(Fuente: Elaboración Propia)

La ventaja principal de este modelo es que el colegio no incurre nunca en los gastos propios de la adquisición, mantención u operación de los equipos fotovoltaicos, pudiendo usufructuar de la energía que sea generada a un precio que es menor que el cobrado por la empresa distribuidora. Es por esto, que en caso de que el colegio deseará salir de este proyecto, su salida no se ve castigada por el desuso de equipos que significaron una alta inversión.

Otra diferencia a los dos primeros modelos, es que el costo mensual en este caso es

variable ya que se basa en la venta de la energía generada por la planta fotovoltaica, y no es una cuota de arriendo ni el pago de un préstamo bancario. Otra arista del caso es que el colegio eventualmente se vería en la obligación de pagar a la ESCO por energía que no fue consumida, pero si generada. Esto ocurriría en caso de que la generación excediera la necesidad de consumo de energía del colegio.

Por otro lado, una vez finalizado el contrato con la ESCO el colegio no contará más con este suministro, debiendo volver a consumir energía desde la red. Además, durante la duración del contrato el colegio se vería en la obligación de renunciar a la posibilidad de llevar a cabo cualquier otro tipo de proyecto en sus techos ya que el contrato que se adecúa a esta figura es el arriendo de los techos del colegio por parte de la ESCO. También es necesario considerar que una vez terminado el contrato, sus pagos no habrán sido una inversión para el futuro. Es decir el colegio con sus pagos no se hace dueña de ninguna forma de la planta fotovoltaica, como si ocurre en los casos de los modelos 1 y 2.

5.4. Análisis del Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago

El colegio Suizo de Santiago es una institución escolar - particular no subvencionado - fundada por inmigrantes suizos en el año 1939. Ubicado en la calle José Domingo Cañas, número 2206, Comuna de Ñuñoa. El proyecto educacional del colegio cuenta con dos años de educación pre-escolar, enseñanza básica y enseñanza media completa.

En Octubre del año 2014, el Colegio Suizo de Santiago informo a su comunidad un acuerdo firmado con la compañía RAME Energy para instalar una planta fotovoltaica de 25 KW y abastecer así al rededor del 20 % del consumo eléctrico anual del colegio. El acuerdo firmado, compromete a la empresa a hacerse cargo de la funcionamiento y mantención de la planta fotovoltaica durante un plazo de 14 años, luego de los cuales el colegio se hará propietario de la planta generadora⁴. Además, durante esos 14 años la

⁴Declaración realizada el 11 de Febrero del Año 2015 en el Sitio Web del Colegio (<http://www.css.>

empresa se compromete a vender la energía del colegio a un precio fijo durante la duración del proyecto. Todo esto sin costo adicional para el Colegio Suizo de Santiago. La implementación y montaje del proyecto se realizó durante los meses de Enero y Febrero del 2015.

En el sentido práctico, el acuerdo se traduce a que la compañía RAME Energy es propietaria de la planta fotovoltaica ubicada en la techumbre del Colegio Suizo de Santiago, por lo que también la compañía es dueña de la energía producida por este medio. Para el colegio, esto significa que al momento de consumir energía deberá pagar su consumo eléctrico a la empresa distribuidora (*Enel distribución* para este caso, como ha sido hasta ahora) por aquella energía que necesite utilizar y que no pueda ser provista por el sistema de paneles fotovoltaicos. En cuanto a la energía generada por los paneles fotovoltaicos, el colegio deberá pagar por ella a RAME Energy independiente de si esta energía fue consumida o no, aunque sus excedentes mas tarde generarán un crédito a favor en el cobro realizado por la empresa distribuidora.

En otras palabras, para el Colegio Suizo la implementación de este sistema no significa un nuevo gasto, sino que ahora su energía consumida deberá pagarla a dos proveedores en lugar de a uno. Para el colegio los beneficios consisten en, primero que un porcentaje de su consumo energético proviene de una energía limpia, renovable no convencional (energía fotovoltaica), y segundo que la energía que compre a RAME Energy conservará su precio durante los primeros 14 años luego de iniciado el proyecto, manteniéndose una tarifa fija. Esto último es positivo para el colegio cuando se considera la tendencia al alza en los precios de la electricidad en Chile mencionado previamente en la sección 2.2 de este mismo trabajo.

En conclusión, el modelo aplicado en el caso del Colegio Suizo de Santiago es bastante similar al modelo 3, presentado en la sección anterior de este capítulo, con la diferencia de que al final del acuerdo el colegio tiene el derecho de hacer suyos los equipos propios de la planta fotovoltaica.

6 | Conceptos particulares de un Proyecto Fotovoltaico

Antes de analizar cada uno de los modelos expuestos en el capítulo 5, existen conceptos que son transversales a los modelos. Estos conceptos tienen que ver con la inversión a realizar en los equipos, mano de obra, costos totales, radiación de la zona y generación del sistema fotovoltaico. Estos conceptos son particulares para cada proyecto y necesitan ser determinados previamente para llevar a cabo una correcta evaluación del proyecto.

6.1. Análisis de Costos Totales

Se observó la publicación realizada por el MINERGI y GIZ (2015) donde se expone el resultado de las licitaciones de los diferentes proyectos que desarrollo el PTSP durante el año 2015. En este documento se expone el precio final que se obtuvo para cada uno de los proyectos presentados. Es importante mencionar que los proyectos que se mencionan en este capítulo fueron licitados individualmente, de manera que se asemeja más a la experiencia que podría presentar un cliente regulado común que si la licitación de los proyectos hubiera sido realizada como un conjunto.

Estos proyectos poseen diferentes características, estando ubicados en diferentes lugares del país y cubriendo necesidades de instituciones distintas. Por lo tanto, con diferentes requerimientos energéticos. De acuerdo con lo anterior, se realizó el gráfico de la figura 6.1, donde se evalúa el comportamiento del precio de la inversión total en el proyecto por unidad de Watt instalada, en función de la cantidad de kiloWatts instalados en la planta.

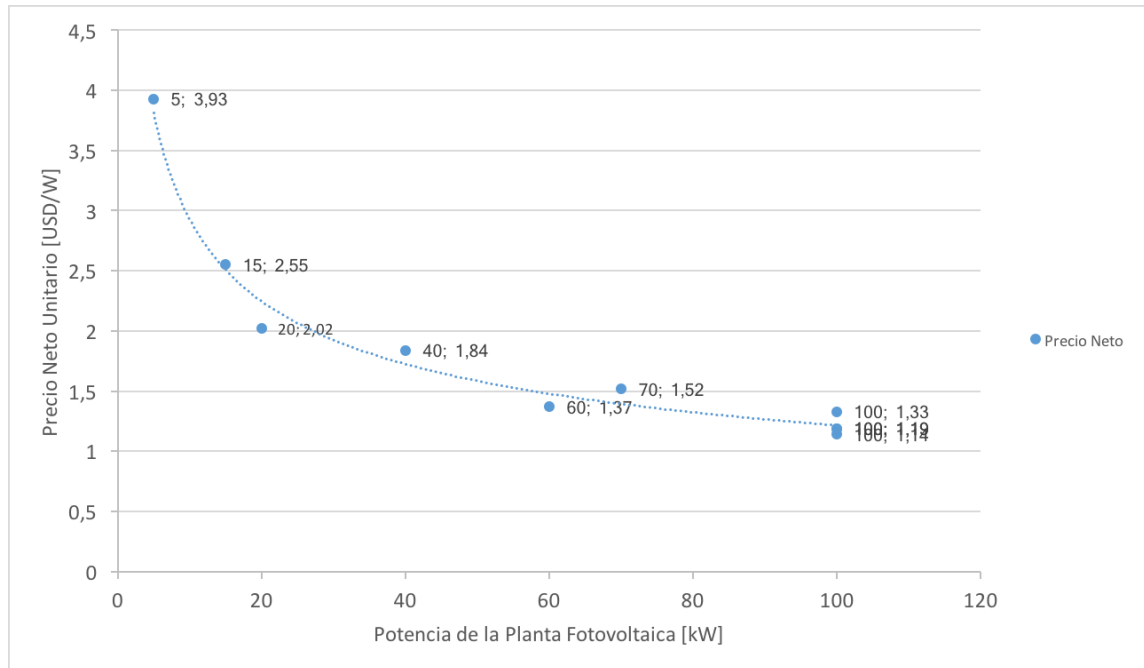


Figura 6.1: Muestra el precio unitario de Watt instalado, dependiendo de la capacidad instalada en la planta fotovoltaica.

(Fuente: Elaboración Propia en base a los datos provistos por MINERÍA y GIZ (2015))

Se puede evidenciar un comportamiento de economías de escala en el precio total de las plantas fotovoltaicas, en función de la capacidad de kiloWatts instalados. Es decir, a mayor cantidad de kiloWatts instalados en la planta fotovoltaica, menor es el precio unitario que se debe pagar por cada Watt instalado. De acuerdo a lo expresado por la fuente de estos mismos resultados, existe la posibilidad de que la disminución de los precios unitarios en los proyectos de 100 [kW], tenga relación con que estos proyectos se encuentran en la Región Metropolitana (observar el detalle de los proyectos en la tabla A.1 en anexos), a diferencia de los demás proyectos. Esto ya que la mayor parte de las empresas que participaron en los procesos de licitación realizan sus operaciones desde Santiago. Sin embargo, el autor no descarta la economía de escalas que se describe en el gráfico de la figura 6.1.

Se menciona esto ya que existe la tentación de proyectar el precio neto del proyecto en base a un precio promedio de cada kiloWatt instalado. Sin embargo, como se muestra en el gráfico anterior, realizar dicha aproximación podría ser poco fiel a la realidad debido a las

economías de escala presentes en este tipo de proyectos. Por lo tanto, consecuentemente con la línea de tendencia que se muestra en el gráfico de la imagen 6.1, se propone el modelo de la ecuación 6.1 potencial que permita expresar el fenómeno de economía de escala ya mostrado.

$$\text{Precio Neto por unidad de potencia} = 7,06 * \text{Potencia de la Planta}^{-0,382} \quad (6.1)$$

El modelo anterior se presenta con un coeficiente de correlación de $R^2=0,97$ que habla del alto nivel de ajuste que existe entre los datos y la línea de tendencia. Ahora bien, el modelo anterior habla acerca del costo neto de la inversión, pero no de sus componentes. El costo neto de la planta fotovoltaica se encuentra formada por el gasto Paneles Fotovoltaicos, Inversores de corriente e instalación, gastos administrativos y utilidades de la empresa ESCO. Las secciones siguientes de este capítulo analizarán el costo de los componentes del proyecto.

En la tabla 6.1 se muestra el valor en precio de pesos chilenos de los proyectos mostrados en la tabla A.1, de acuerdo al valor vigente del dólar al momento de la licitación y el valor final del proyecto es calculado conforme a la cantidad de kiloWatts a instalar en el proyecto.

Tabla 6.1: Costo total de proyectos licitados por el PTSP durante el 2015.

(Fuente: Programa Techos Solares Públicos, MINERGI A y GIZ (2015))

PROYECTO	CAPACIDAD [kW]	INVERSIÓN TOTAL [CLP]
Gobernación Calama	5	\$ 12.216.209
Fiscalía Calama	15	\$ 23.779.643
Escuela Gabriela Mistral	20	\$ 27.769.748
Teletón Calama	40	\$ 45.756.384
Hospital San José	60	\$ 57.434.784
Teletón Santiago	70	\$ 69.085.520
GAM	100	\$ 89.965.190
Hospital Cauquenes	100	\$ 82.951.330
Hospital Barros Luco	100	\$ 82.951.330
Hospital Padre Hurtado	100	\$ 81.585.240

La tabla de arriba se muestra con el objetivo de que el lector pueda dimensionar más directamente cuál es el rango de costos que podría significar una inversión en paneles fotovoltaicos de acuerdo a la capacidad que desee instalarse. Ahora bien, aunque los valores mostrados en la tabla 6.1 representan los valores reales que el Ministerio de Energía pagó por la inversión total de los proyectos, estos deberían considerarse como un valor mínimo y no un referente absoluto. Lo último se menciona debido a que siendo el cliente que realiza la compra de los equipos y servicios es el Ministerio de Energía del país, el poder de negociación y la información respecto del mercado y los proveedores activos que maneja el ministerio, es mucho mayor de lo que un cliente común puede acceder.

A modo de ilustración de los puntos que se expondrán en las siguientes secciones, la tabla 6.2 muestra el porcentaje de costos de cada uno de los equipos, en base al gasto total en equipos, para cada uno de los proyectos mencionados en la tabla 6.1.

Tabla 6.2: Porcentaje de gasto en equipos, considerando la suma de gastos de equipos como el total.
(Fuente: Programa Techos Solares Públicos, MINERGIA y GIZ (2015))

PROYECTO	CAPACIDAD [kW]	PANELES	INVERSORES	ESTRUCTURA
Gobernación Calama	5	51.11 %	40.74 %	8.15 %
Fiscalía Calama	15	62.69 %	22.39 %	14.93 %
Escuela Gabriela Mistral	20	62.83 %	19.47 %	17.70 %
Teletón Calama	40	67.12 %	15.07 %	17.81 %
Hospital San José	60	72.60 %	15.07 %	12.33 %
Teletón Santiago	70	71.26 %	16.09 %	12.64 %
GAM	100	67.95 %	15.38 %	16.67 %
Hospital Cauquenes	100	72.60 %	15.07 %	12.33 %
Hospital Barros Luco	100	67.09 %	13.92 %	18.99 %
Hospital Padre Hurtado	100	67.11 %	14.47 %	18.42 %
Promedio		66.24 %	18.77 %	15.00 %

6.2. Gasto en Paneles Fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos son el tema central en cuanto a la adquisición de equipos para el proyecto. El adquirir el producto de una marca, implica comprometer el proyecto según el diseño del producto, tanto en el sentido de capacidad eléctrica, como en su diseño geométrico, y el costo del producto mismo. Ahora bien, la adquisición de un producto de este tipo difícilmente se realizará autónomamente por parte del cliente, sino siendo guiado por una compañía ESCO que realice la venta de la totalidad de los equipos. Por lo tanto, al momento de realizar la compra, más que preocuparse de las características técnicas del producto en sí, el cliente debe buscar encontrar la mejor oferta del proyecto en su totalidad.

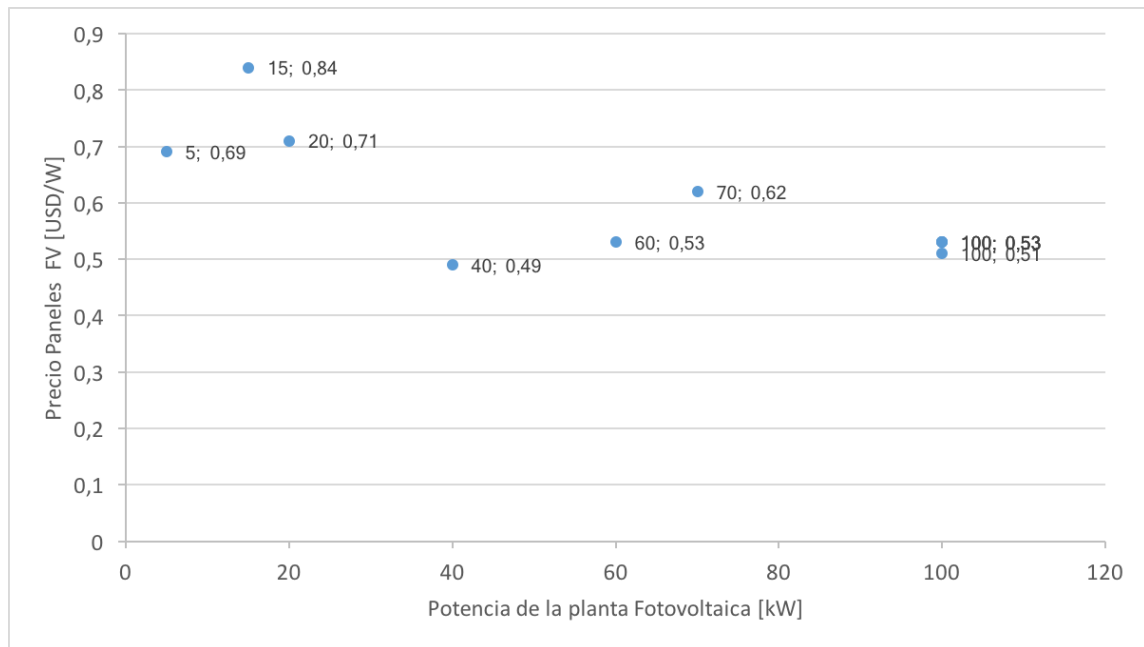


Figura 6.2: Muestra el comportamiento del precio unitario de los paneles fotovoltaicos, en función de la capacidad instalada en la planta fotovoltaica. Los datos pueden observarse en la tabla A.1 en anexos.

(Fuente: Elaboración Propia en base a los datos provistos por MINERGI A y GIZ (2015))

El gráfico de la figura 6.2 muestra el comportamiento del precio unitario de los paneles fotovoltaicos, en función de la cantidad de kilowatts a instalar en el proyecto correspondiente. Estos datos son el desglose del gráfico mostrado en el gráfico de la imagen 6.1 y a diferencia de este gráfico, en gráfico de la imagen 6.2 no es evidente un comportamiento de economías de escala igual de pronunciado. Si es posible observar que a mayor cantidad de kiloWatts instalados los precios van a la baja, aunque es difícil asumir un comportamiento lineal o potencial, si se aprecia una proporcionalidad inversa entre ambas variables.

El mayor precio observado en esta muestra es para el proyecto de la Fiscalía de Calama. Este proyecto consiste en la instalación de una planta fotovoltaica solamente 15 [kW], y donde el precio de cada Watt instalado de paneles fotovoltaicos es igual a 0,84 [USD/W]. Por otro lado, el menor precio observado en esta muestra es para el proyecto del centro de la Teletón Calama. El proyecto consiste en la instalación de una planta fotovoltaica 40 [kW], y donde el precio de cada Watt instalado de paneles fotovoltaicos es igual a 0,49 [USD/W].

La diferencia entre ambos precios es de un 41,67 % respecto del precio del proyecto de la fiscalía de Calama. Una diferencia bastante relevante considerando que ambos proyectos se encuentran en la misma región y fueron realizados por la misma compañía ESCO (Tritec) y que el precio del dólar fue valorizado de igual forma (621,69 [CLP/USD])⁵.

También considerar que, para el precio en estudio, aquellos proyectos que contemplan una mayor capacidad a instalar, estos son los proyectos del GAM, Hospital de Cauquenes, Barros Luco y Padre Hurtado, no poseen el menor precio unitario por Watt instalado de paneles fotovoltaicos. Estos proyectos consideran instalar una capacidad de 100 [kW], que es más del doble de la capacidad del proyecto que si posee el menor precio (Proyecto Teletón Calama). Sin embargo, los precios de adquisición de paneles fotovoltaicos se encuentran entre los 0,51 y 0,53 [USD/W].

Considerando todo lo anterior, es difícil asegurar que la mayor capacidad instalada de la planta fotovoltaica implique una disminución sustancial en los precios de los paneles fotovoltaicos. Más bien este indicador tiene un comportamiento disperso (como se observa en la imagen del gráfico 6.2) y se ve más bien afectado por la negociación que se haya llevado con la compañía ESCO para efectos del proyecto en general.

Por otro lado, el [Ministerio de Energía \(2016a\)](#) estima que en general, cada módulo de panel fotovoltaico posee una capacidad nominal de entre 250 a 310 [kW]. Entonces, el efecto de economías de escala difícilmente puede observarse en estos equipos debido a que la variación de potencia entre un equipo y otro no parece ser significativa.

De todas formas, el precio promedio de los casos en estudio se calcula en 0,59 [USD/W]. Probablemente el precio al que el cliente común pueda acceder se encuentre entre dicho valor o un poco mas cercano a 0,84 [USD/W]⁶.

⁵ Observar tabla [A.1](#) para observar detalles.

⁶ Este es el mayor precio observado para este indicador en la tabla [A.1](#).

6.3. Gasto en Inversores de Corriente

El inversor de corriente es una pieza clave dentro del sistema fotovoltaico. Si bien no es el elemento encargado de generar la energía eléctrica, es el encargado de tomar la corriente continua entregada por los paneles fotovoltaicos y convertirlos a corriente alterna para que puedan ser inyectados en el sistema interconectado. Sin estos equipos los clientes regulados no podrían participar del sistema de Net Billing.

Estos equipos están diseñados para poder soportar una cierta potencia eléctrica, siendo capaz una sola unidad de procesar la corriente entregada por varias celdas fotovoltaicas simultáneamente.

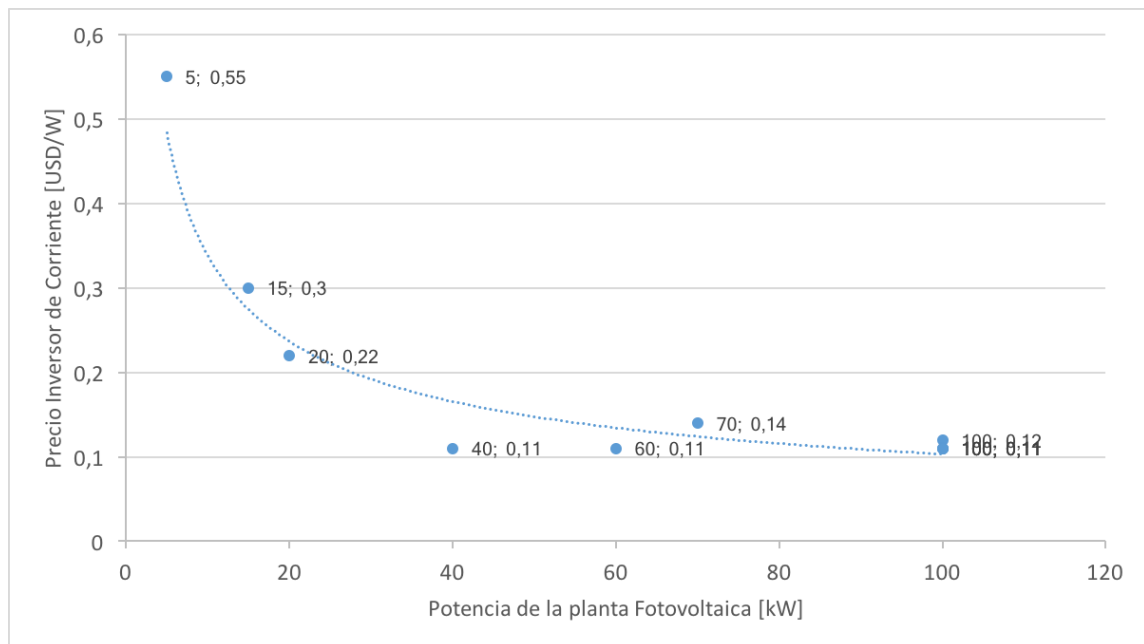


Figura 6.3: Muestra el comportamiento del precio unitario de los Inversores de Corriente On-Grid, en función de la capacidad instalada en la planta fotovoltaica. Los datos pueden observarse en la tabla A.1 en anexos.

(Fuente: Elaboración Propia en base a los datos provistos por MINERGIA y GIZ (2015))

Similar a lo que se observó en el gráfico de la figura 6.1, se puede evidenciar en el gráfico de la figura 6.3 un comportamiento de economías de escala en el precio de adquisición de los equipos Inversores de Corriente On-Grid, en función de la capacidad

de kiloWatts instalados en la planta. Es decir, a mayor cantidad de kiloWatts instalados en la planta fotovoltaica, menor es el precio unitario que se debe pagar por cada Watt de capacidad que tendrá el Inversor. Por otro lado, la curva mostrada en la figura corresponde a una línea de tendencia potencial, mostrada en la ecuación 6.2, la cual explica de alguna forma la relación que existe entre las variables implicadas.

$$\text{Precio de Inversores por unidad de potencia} = 1,11 * \text{Potencia de la Planta}^{-0,516} \quad (6.2)$$

Para esta regresión, se consideró que la variable *Potencia de la Planta* esta medida en kiloWatts, y la variable *Precio de Inversores por unidad de potencia* se encuentra medida en *USD/Watt*. La relación entre estas variables, mostrada en la ecuación 6.2, presenta un coeficiente de correlación igual a $R^2 = 0,89$. Esto muestra que existe un buen ajuste de las variables al modelo, y retrata el efecto de economías de escala que ya se mencionó en esta sección. Ahora bien, es importante recalcar que los valores obtenidos de la variable *Precio de Inversores por unidad de potencia* producto de utilizar esta relación no son absolutistas y sirven principalmente para obtener un parámetro de comparación con las alternativas que existen en el mercado.

Finalmente, el precio en *USD/Watt* obtenido para el proyecto que desee analizarse también dependerá en gran medida de los equipos que vayan a utilizarse. Esto es debido a que un equipos Inversor de Corriente On-Grid cuenta con una potencia predeterminada, la cual puede subutilizarse si es necesario, pero no sobreutilizarse. Por lo tanto, la adquisición de un equipo de una determinada capacidad tendrá que ser en función de cuál es la capacidad total de la planta fotovoltaica a instalar, para así que el conjunto de equipos inversores se encuentren lo más cercano a la capacidad de la planta, pero sin que estos equipos tengan el riesgo de ser sobreutilizados.

El efecto de economía de escala apreciado en el gráfico de la figura 6.3 se explica entonces en gran medida por la capacidad de los equipos seleccionados para el sistema

fotovoltaico. Siendo que a mayor sea la capacidad de los equipos Inversores de Corriente, menor será el precio correspondiente $USD/Watt$ percibido en el proyecto.

6.4. Gasto en Estructura

Los gastos en Estructura son aquellos que son destinados para realizar el montaje e instalación de las estructuras necesarias para poder ubicar los paneles fotovoltaicos en una posición que maximice su rendimiento. El cómo maximizar el rendimiento de los paneles fotovoltaicos dependerá en cada proyecto de cuál es la ubicación del inmueble, las sombras que puedan afectar el sistema fotovoltaico, cual es el tipo de techo del inmueble y su estado, entre otros. Por tanto, el gasto en este ítem es particular para cada proyecto fotovoltaico y difícil de generalizar.

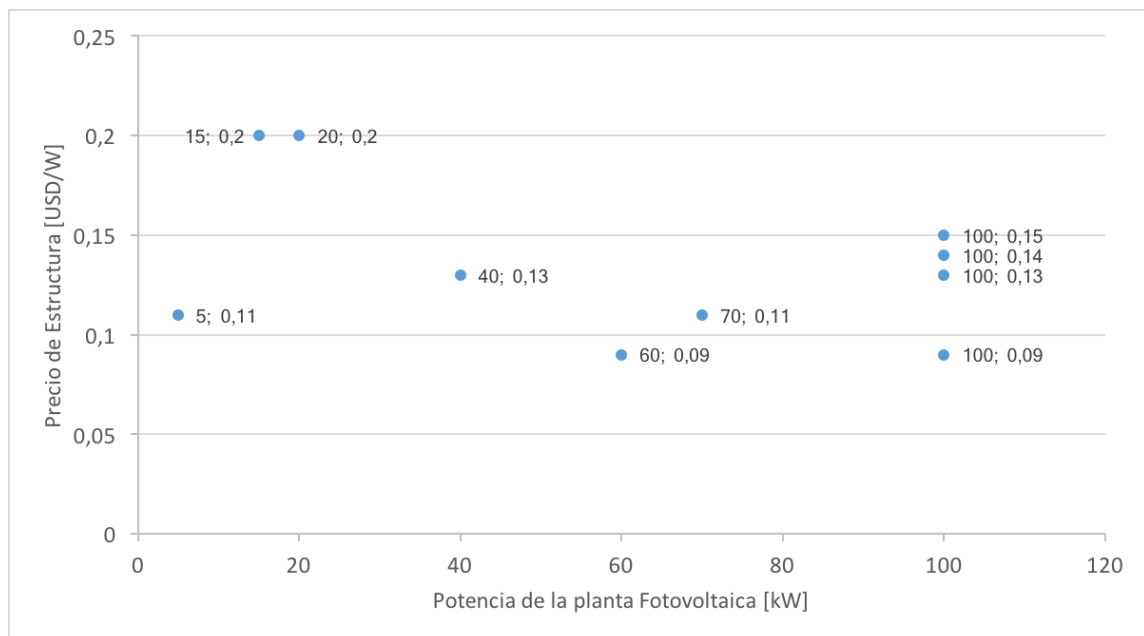


Figura 6.4: Muestra el comportamiento del precio de la Estructura del sistema fotovoltaico, en función de la capacidad instalada en la planta fotovoltaica. Los datos pueden observarse en la tabla A.1 en anexos.

(Fuente: Elaboración Propia en base a los datos provistos por MINERÍA y GIZ (2015))

En el gráfico de la figura 6.4 no se observa una relación de proporcionalidad entre el precio unitario de estructura por Watt y la cantidad de kiloWatts instalados en la planta

fotovoltaica. Es decir, la cantidad de kiloWatts de la planta no afecta el precio unitario que se percibe en términos de estructura correspondiente a cada kiloWatt instalado. Y esto último, como se mencionó en el párrafo anterior, tiene relación con el hecho de que el gasto en Estructura tiene más bien que ver con las condiciones físicas y arquitectónicas del inmueble, que con la potencia del sistema fotovoltaico a instalar.

De todas formas, de los casos en análisis, el menor precio observado es en los proyectos del Hospital San José (capacidad instalada de 60 [kW]) y el Hospital de Cauquenes (Capacidad instalada de 100 [kW]). Para ambos casos el precio obtenido para términos de gasto en Estructura fue igual a 0,09 [USD/W]. Por otro lado, el precio más alto se observa en los proyectos de la Fiscalía de Calama (Capacidad instalada de 15 [kW]) y la Escuela Gabriela Mistral (Capacidad instalada de 20 [kW]), ambos proyectos con un precio de 0,20 [USD/W]. Siendo el precio promedio de todos los casos observados 0,14 [USD/W].

Nuevamente, estos valores se presentan para que sirvan de referencia para el cliente regulado que desee hacer una instalación fotovoltaica en sus dependencias, y no como una regla a cumplir.

6.5. Gastos en Mantenimiento y Operación

Los procesos de Mantenimiento y Operación significan gastos necesarios para asegurar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico, su durabilidad y la maximización de su producción. El [MINERGIA y GIZ \(2016\)](#) entrega una serie de recomendaciones e información que el usuario debería tener al momento de instalar una planta fotovoltaica en sus dependencias, y que le serán de gran utilidad a lo largo de toda la vida útil del proyecto. Algunas de estas indicaciones serán mencionadas en esta sección, siendo citadas directamente desde "La guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos", la cual fue publicada en el marco del Programa Techos Solares Públicos. Para mayor información y detalle se recomienda directamente observar el documento mencionado en las líneas anteriores.

Respecto de la operación de la planta fotovoltaica, la producción en este tipo de tecnologías no requiere de una supervisión constante, ya que la energía eléctrica es generada de manera instantánea ante la exposición del sistema fotovoltaico a la luz solar. Por tanto, esta sección se centrará en la importancia del mantenimiento de la planta fotovoltaica, y cómo llevarlo a cabo.

Por otra parte, se considera que el gasto promedio anual en mantenimiento de una planta fotovoltaica es cercano al 1,5 % del costo de inversión en el sistema fotovoltaico total (Breyer et al., 2009).

6.5.1. Personal para el Mantenimiento

El mantenimiento de la planta fotovoltaica debe ser llevado a cabo por medio de personal capacitado, el cual puede ser provisto por:

- Personal propio capacitado para realizar el mantenimiento.
- Personal contratado por la empresa que ejecutó la instalación.
- Contratar a un proveedor de mantenimiento externo.

La ventaja de un contrato de mantenimiento, es que personal calificado de una empresa especialista realiza el mantenimiento y emite un reporte del rendimiento, de las actividades realizadas, incluyendo fallas si existieran, y su corrección. Sin embargo, debe existir una contraparte técnica capacitada, capaz de validar dicho plan de mantenimiento y aprobar el trabajo. La desventaja del contrato de mantenimiento es que agrega otros costos y el conocimiento no siempre es transferido al beneficiario/dueño, pero evita el costo de capacitación de un técnico propio. Así, antes de decidir de qué manera se realizará el mantenimiento se debe tener en consideración un análisis de costos y beneficios.

6.5.1.1. Requerimiento para contratistas

No todos los instaladores eléctricos están familiarizados con los trabajos en corriente continua, por eso es muy importante que las personas que trabajen en el mantenimiento tengan capacitación en sistemas fotovoltaicos y además contar con experiencia comprobada en mantenimiento.

A continuación, se dan algunas recomendaciones generales sobre los requerimientos que deben tener los contratistas para poder realizar trabajos de O& M:

- **Experiencia de la Empresa**

- Se sugiere que la empresa tenga experiencia (comprobable) de haber realizado mantenciones de sistemas fotovoltaicos, mayores a 5 [kW].

- **Experiencia del Equipo de Trabajo**

- Debe tener un instalador eléctrico autorizado por la SEC, clase A o B, con experiencia en instalación y mantención de sistemas fotovoltaicos.
- En caso que sea necesario diagnosticar y reparar alguna falla mayor del inversor, el personal debe tener capacitación del fabricante del inversor. Para conocer las capacidades que debe tener el equipo de trabajo a cargo de realizar cada actividad específica, se puede observar los Anexos A, B, C y D de "La guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos".

- **Instrumentos y Herramientas**

- Dependiendo del tamaño de la instalación, se deben tener los equipos apropiados para diagnosticar fallas, siendo los instrumentos más fundamentales: multitester, equipos de medición de puesta a tierra, sonda de corriente, verificador del aislamiento, medidor de curva característica y cámara termográfica, se puede ver en la sección Diagnósticos y Pruebas de "La guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos", cuales son las mediciones más apropiadas a realizar.

■ Seguridad

- El contratista debe seguir las recomendaciones de seguridad indicadas en las normas chilenas y en este documento o proponer sus propias recomendaciones antes de iniciar los trabajos. Se puede contrastar las recomendaciones de seguridad propuesta por las empresas con las de esta Guía o con indicaciones de un especialista en prevención de riesgos.

■ Documentación

- Se le debe facilitar al contratista, el Plan de O&M, así como también toda la información que se tenga de la planta. El contratista debe dejar un registro de las actividades de mantención realizadas, tales como: observaciones de condiciones actuales, las condiciones ambientales en el momento de la visita (radiación, temperatura, viento, etc.), trabajo realizado, lecturas del medidor, imágenes térmicas y resultados de las pruebas al sistema. Incluir informes de no conformidad para identificar posibles problemas de producción de energía a corto y a largo plazo. Un informe anual es ventajoso, si el contratista también es responsable de la operación.

6.5.2. Plan de Mantenimiento

Al momento de considerar el desarrollo del plan de mantenimiento de la planta fotovoltaica se debe considerar que las iniciativas de mantenimiento se pueden categorizar en tres tipos: Mantenimiento Preventivo, Mantenimiento Correctivo y Mantenimiento Predictivo.

Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo busca evitar o mitigar las consecuencias de fallas de los equipos y del sistema y así aumentar su disponibilidad, limitar los costos y aumentar la vida útil de un sistema fotovoltaico. El mantenimiento preventivo se debe balancear de manera tal que sus costos no sobrepasen a sus beneficios. Los protocolos de mantenimiento

preventivo dependen del sistema, tamaño, diseño y entorno. Las condiciones ambientales que afectan al mantenimiento incluyen: humedad, temperatura, nieve, polen, población de aves, ambientes marinos, altos niveles de viento, emisiones industriales o polvo causado por agricultura o construcciones cercanas.

Los equipos que se encuentran afectos a este tipo de mantenimiento son los Módulos de paneles fotovoltaicos y los inversores. En el caso de los paneles fotovoltaicos, requieren limpieza y la constante revisión de las condiciones del entorno. En el caso de los Inversores, estos requieren ser protegidos de la radiación solar y deben estar en un lugar que se mantenga limpio, seco, bien ventilado y que no sea invadida por insectos y otros animales.

Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo corresponde a todas las operaciones de reparación y/o sustitución de partes necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil. Aunque el objetivo del mantenimiento preventivo es reducir la necesidad de reparaciones inesperadas, es importante conocer los procedimientos de éste para poder hacer frente a situaciones que requieran de acciones inmediatas, de tal forma que se reduzcan los costos asociados al tiempo de inactividad no planificado del sistema o la reducción en la generación.

Dentro de las fallas típicas se encuentra el fallo de los inversores. Su fallo representa aproximadamente el 50 % de los costos totales de mantenimiento del sistema, y entre el 60 % y el 69 % de las fallas reportadas corresponden al inversor.

Por lo mismo expuesto en el párrafo anterior, un buen plan de mantenimiento debiese considerar la avería del inversor a lo largo de la vida útil del sistema, pues es la parte del sistema más propensa a causar pérdidas en la generación.

Los módulos fotovoltaicos suelen presentar alguna de las fallas a continuación: degradación del laminado, delaminación, interconexión defectuosa, roturas y micro-roturas, puntos

y celdas calientes.

Cableado y conexiones del sistema eléctrico de la planta fotovoltaica pueden presentar fallas, por lo que es importante revisar el cableado que se encuentra expuesto a la intemperie regularmente para identificar roturas en el aislamiento. Además, asegurarse de que las conexiones se encuentren en la posición correcta para su funcionamiento.

La estructura del montaje podría llegar a sufrir corrosión si se utilizan materiales metálicos incompatibles, sin separadores electroquímicos. Además, se debe verificar que la estructura está bien fijada, por lo tanto todos los tornillos y fijaciones deben ser revisados regularmente.

Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo (o basado en la condición) es la práctica de usar información en tiempo real para llevar a cabo medidas preventivas como limpieza, o mantenimientos correctivos anticipándose a fallas o encontrándolas tempranamente. Las medidas de mantenimiento que se activan por la condición son las mismas que la de mantenimiento preventivo o correctivo, por esta razón no están listadas por separado. Su objetivo es disminuir la frecuencia de las medidas preventivas, reduciendo el impacto en los costos del mantenimiento correctivo. Por ejemplo, si una falla es detectada en el sistema de monitoreo, hay que tomar una decisión respecto a si la falla es tan grave como para realizar un mantenimiento. En general, no evita el mantenimiento preventivo, pero puede extender el periodo hasta la próxima visita y así reducir el tiempo fuera de operación y aumentar el rendimiento. Fundamental para esta labor de mantenimiento es el monitoreo de la instalación en tiempo real.

6.6. Valorización de la Energía

De acuerdo a lo expresado por [Benavente et al. \(2005\)](#), el precio que enfrentan los consumidores cambia mes a mes, influido por tres factores. Primero, cada cuatro años la Comisión Nacional de Energía (CNE) regula el Valor Agregado de Distribución (VAD, el cual corresponde al cobro por estar conectado y usar las instalaciones de distribución) de cada distribuidora para cada una de las áreas geográficas que atiende, conocidas como áreas de concesión. Segundo, cada seis meses también fija el precio de la energía, y de la potencia, el así llamado precio de nudo. Tercero, la tarifa real que paga el consumidor cambia mes a mes, porque el reajuste por inflación ocurre cada seis meses. Por lo que la tarifa eléctrica es fijada por el regulador cada mes. Esto es importante de tener en cuenta ya que el precio de la electricidad y su variación es un parámetro que puede tener un efecto relevante sobre los resultados de la evaluación del proyecto de inversión en un sistema fotovoltaico.

Como ya se ha mencionado anteriormente, los clientes regulados pueden optar a diferentes tarifas eléctricas para que se les cobre la energía consumida de acuerdo a los valores que entrega su tarifa para el comportamiento de su consumo. Sin embargo, algo que es transversal e independiente de la tarifa que el cliente tenga contratada, es la llamada "Tarifa de Inyección"⁷. Esta tarifa representa el precio nudo de la energía, el cual es el costo que los concesionarios de servicio público traspasan a sus clientes regulados, y representa alrededor de un 50 % del precio al que el cliente-generador compra la energía de la red. En otras palabras, es el precio al que la empresa distribuidora compra la energía a las empresas generadoras. Los únicos casos en que la Tarifa de Inyección es distinta, es en aquellas áreas donde el precio de la energía es distinto, pero esto tiene que ver con el sector observado y no con la tarifa eléctrica del cliente.

Por dichas razones, el foco de este análisis se encuentra en realidad sobre la variación de las Tarifas de Inyección (es decir, precio nudo) y no sobre el valor de la energía para

⁷Todos los clientes conectados en alta tensión tienen la misma tarifa de inyección, y todos los clientes conectados en baja tensión tienen la misma tarifa de inyección. Sí es diferente la tarifa entre los clientes en alta tensión respecto de los conectados en baja tensión.

cada uno de los sistemas tarifarios.

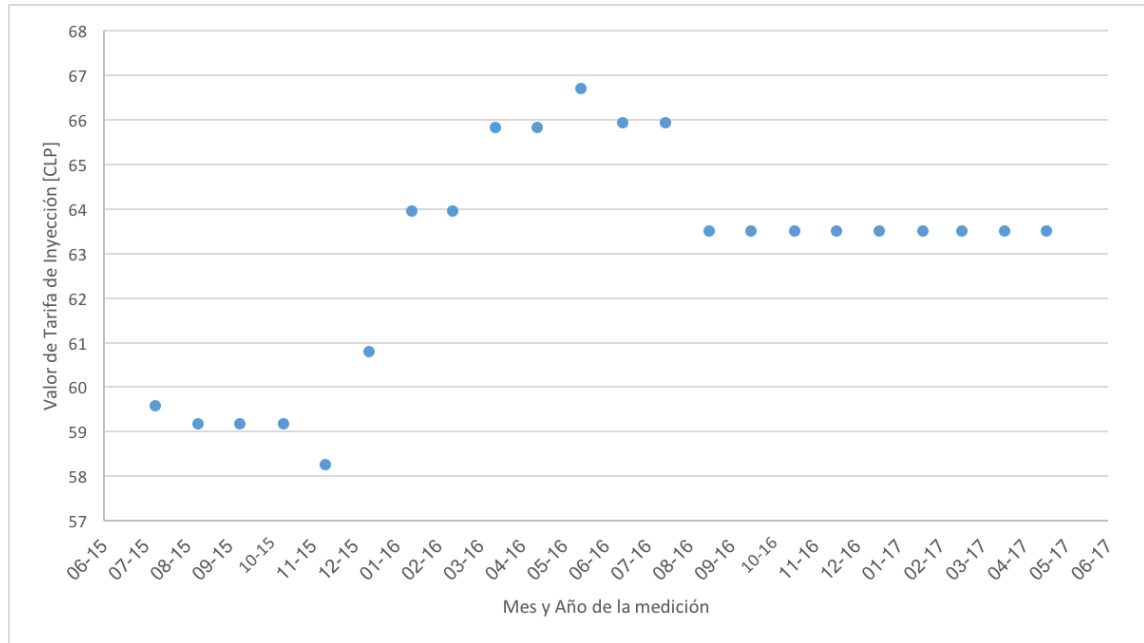


Figura 6.5: Muestra el comportamiento de la tarifa de Inyección para clientes conectados en baja tensión pertenecientes al Área 1A y que son abastecidos por la compañía Enel Distribución Chile S.A. Pueden observarse los valores del gráfico en anexos, la tabla A.2

(Fuente: Elaboración Propia)

Al observar el gráfico de la figura 6.5 se puede apreciar que el comportamiento del precio de la tarifa de inyección no es constante, siendo que entre Junio del 2015 y Mayo del 2017, los precios fluctuaron entre los 58,2504 [clp/kWh] en Diciembre del 2015 y los 66,711 [clp/kWh] para el mes de Junio del 2016. Esto hace difícil de proyectar el precio en el largo plazo, y suponerlo constante sería poco realista. Por tanto, es necesario realizar algún supuesto en torno a su comportamiento para que el análisis de los ahorros generados por el proyecto tenga mayor validez.

Considerando los precios observados desde Junio del año 2016 a Mayo del 2017 como base de cálculo, para efectos de reajuste de la tarifa en los años siguientes, se considerará que el precio del mes presente es el mismo precio del mismo mes del año anterior, con un reajuste del 3 %. Este porcentaje se encuentra fundamentado en que la inflación es una de las tres componentes que afecta la fijación del precio (de acuerdo a Benavente et al. (2005)), y que esa es la meta del Banco Central de acuerdo a su política económica y

meta de inflación ([Central Bank of Chile, 2007](#)). La proyección de la tarifa de inyección considerada para este trabajo, en contexto de lo descrito en las líneas anteriores puede observarse en las tablas [A.3](#), [A.4](#) y [A.5](#) en Anexos.



7 | Análisis y Resultados sobre los Modelos en Estudio

En el presente capítulo se realizará un análisis aplicado sobre los modelos presentados en el capítulo 5. Este análisis consiste en considerar la aplicación hipotética de cada uno de los modelos explicados previamente en el Colegio Suizo de Santiago, considerando un escenario donde no existan sus actuales instalaciones fotovoltaicas.

Por tanto, se considera un colegio que posee alrededor de 671 alumnos⁸, con una capacidad instalada de 85 kiloWatts de potencia instalada, que ocupa una tarifa eléctrica tipo **BT4.3**, correspondiendo a la zona **1A** al estar ubicado en la comuna de Ñuñoa en la calle José Domingo Cañas 2206.

7.1. Datos Particulares del Proyecto

De acuerdo a los datos entregados por el Colegio Suizo de Santiago a fin de cooperar en esta investigación y de manos del Gerente de Sustentabilidad del colegio, el señor Gabriel Acevedo, el consumo promedio anual de energía activa del colegio entre los años 2010 y 2013 se consideró como 100.800 kWh. Lo anterior puede observarse en anexos en la tabla [A.6](#).

Según lo obtenido por el explorador solar según lo explicado previamente en la sección

⁸Dato obtenido de la ficha del establecimiento, registrada en el sitio del Ministerio de Educación <http://www.mime.mineduc.cl/>

3.2, para este sector se espera de que un equipo solar fotovoltaico de una unidad de potencia en kiloWatt, pueda generar 1.537 kWh al año.

En base a lo anterior y utilizando lo explicado en la ecuación 3.1, es que se determina que la cantidad de kiloWatts máxima a instalar en el colegio no debería ser superior a **66 kiloWatts**. Considerando la ecuación 3.2 se estima que la superficie necesaria para realizar la instalación de esa cantidad de potencia son 653 metros cuadrados. Al consultar en el explorador solar la cantidad de energía que será posible obtener de un sistema fotovoltaico de 66 kiloWatts ubicado en este sector de Ñuñoa, este informo de un total de 95.827 kiloWatts-hora al año. El detalle mensual de la generación puede observarse en la tabla A.7 ubicada en Anexos.

Por otro lado, al considerar que dados los planes iniciales del Colegio Suizo de Santiago de instalar en un futuro una cantidad total de paneles fotovoltaicos equivalentes a 100 kiloWatts⁹ es que según lo mostrado en la misma tabla 3.1, el colegio debe contar con al menos 990 metros cuadrados. Por lo tanto la instalación de 66 kiloWatts es viable en terminos de superficie y no requiere un cambio en el sistema general eléctrico del colegio (según lo explicado en la sección 3.4) ya que no excede la capacidad instalada del colegio (85 kiloWatts).

En base a lo mostrado en el capítulo 6 es que se logró determinar, en función de la potencia a instalar en el sistema fotovoltaico, la sección 6.1 permite determinar el costo total de la instalación del sistema fotovoltaico en caso de que la compra e instalación se realice directamente con una empresa ESCO, con lo señalado en la sección 6.2 se determinó el costo en paneles fotovoltaicos. En base a lo señalado en la sección 6.3 se determinó el gasto en inversores de corriente. La sección 6.4 da una idea de cuánto podría llegar a gastarse en instalar las estructuras que sostendrían el sistema fotovoltaico y la sección 6.5 entrega una idea de los gastos anuales en mantenimiento. En base a todo lo anterior, se

⁹Declaración realizada por el Colegio en Noviembre del 2016 en el marco de su proyecto "CSS Techo Solar+" y publicada en su sitio web.

realizó el siguiente presupuesto¹⁰

Tabla 7.1: Presupuesto general de costos de adquisición para el caso analizado
(Fuente: Elaboración Propia)

	Costo Unitario (USD/W)	Costo Parcial (USD)	Costo Parcial (CLP)
Panel FV	0,575	37.710	25.057.047
Inversor	0,128	8.407	5.586.285
Estructura	0,100	6.558	4.357.747
Cobros	0,625	40.990	27.236.721
por Servicio			
		Total	62.237.801

Para términos contables, estos activos serán depreciados¹¹ de manera lineal durante su vida útil, que se considera igual a la duración de los proyectos a evaluar en 7.2, 7.3 y 7.4, en este caso 25 años.

Finalmente, al considerarse los costos anuales de mantenimiento como el 1,5 %¹² del total del costo total de adquisición de los paneles fotovoltaicos, estos se consideran equivalentes a \$ 525.016 pesos chilenos.

En las secciones siguientes se mostrarán los resultados obtenidos del análisis aplicado de los modelos explicados en el capítulo 6.

¹⁰El precio considerado para el Dolar Observado es igual a 664,47 pesos chilenos. Dato obtenido de la Base de Datos Estadísticos del Banco Central de Chile para el 12 de Junio del 2017.

¹¹El detalle de los montos depreciables y de los valores residuales de estos equipos pueden encontrarse en anexos en las tablas A.9, A.10 y A.11.

¹²En base a lo mencionado en el capítulo 6 por Breyer et al. (2009) .

7.2. Modelo 1: Inversión en Equipos por parte del Colegio

Como se explicó anteriormente en la sección 5.1, este modelo consiste en la adquisición de los equipos fotovoltaicos por parte del colegio y la contratación de una ESCO para su instalación, lo que implica que las actividades de mantenimiento y operación son responsabilidad del colegio. También la adquisición de una posible deuda por parte del colegio para llevar a cabo la inversión. A continuación, se muestran la información relevante respecto del préstamo ¹³.

Tabla 7.2: Elementos financieros correspondientes al Préstamo para el modelo 1
(Fuente: Elaboración Propia)

Préstamo		
Inversión	62.237.801	CLP
Prestamo	50	%
	31.118.900	CLP
Plazo	5	años
Tasa	14,15 %	anual
Pago Anual	9.097.669	CLP

Para la evaluación del proyecto se utilizó una tasa del 6,71 %, la cual fue calculada por medio del método CAPM, y cuyo cálculo se muestra en anexos, en la sección A.7.

Tabla 7.3: Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo 1
(Fuente: Elaboración Propia)

Evaluación Financiera		
Tasa	6,71 %	Anual
Inversión	62.237.801	CLP
Relación de Deuda	50 %	
VAN	8.135.798	CLP
TIR	8,15 %	Anual
Payback	21	Años

Como se puede observar en la tabla 7.3, el Valor Actual Neto del proyecto¹⁴ es positivo,

¹³Se destaca que la tasa anual de interés para el préstamo mostrado en la tabla 7.2 fue obtenida como el promedio de las tasas entregadas por diferentes bancos. Las diferentes tasas y los bancos considerados se presentan en la tabla A.15 en Anexos.

¹⁴Puede observarse el detalle de la proyección futura de flujos de caja para la evaluación de este modelo en Anexos, en las tablas A.16, A.17, A.18 y A.19

siendo superior a los 8 millones de pesos chilenos. Esto significa que el proyecto, realizado bajo las condiciones explicadas en la sección 5.1 es capaz de validarse a sí mismo desde la perspectiva financiera, siendo que el retorno de la inversión en el proyecto se traduce en un beneficio para el colegio para el final del horizonte de evaluación. Siendo más específico, en el año 21 del proyecto se recupera la inversión, como se observa en el indicador Payback de esta tabla.

Por otro lado, se observa en el gráfico de la figura 7.1 la variación que tiene el VAN frente a la disminución porcentual de diferentes variables que son relevantes del proyecto. Este gráfico permite tener en cuenta el comportamiento cuantitativo de las variables relacionadas al proyecto y observar respecto de cuál de ellas existe una mayor sensibilidad.

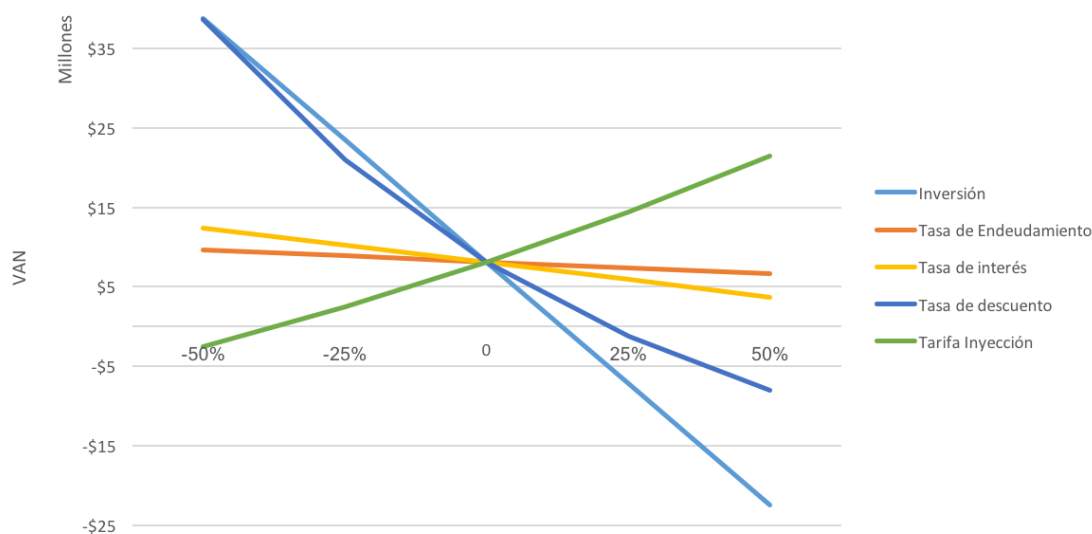


Figura 7.1: Muestra la variación del VAN ante un cambio porcentual de ciertos parámetros dados en el proyecto.

(Fuente: Elaboración Propia)

Como se puede apreciar en el gráfico de Análisis de sensibilidad de VAN para el modelo 1, y como era de esperarse, la variable que genera una caída más abrupta en el valor del VAN es el aumento de la inversión. De manera que al aumentar en un 25 % el VAN cae drásticamente desde un valor de \$8.135.798 a un valor de -\$7.196.437, lo cual convierte al proyecto financieramente en inviable. Además, como muestra la figura, existe un claro

comportamiento inversamente proporcional, presumiblemente lineal¹⁵. Cuando el costo de la inversión aumenta 13,27 %, es decir llega al valor de \$70.494.166, el proyecto adquiere un valor actual neto nulo, por lo que un costo superior a ese precio en inversión, haría inviable el proyecto. Por otro lado, una breve disminución del costo de adquisición también tiene la cualidad de impactar considerablemente el VAN¹⁶.

Como es de esperarse para el común de una evaluación de proyecto, indicadores financieros como la tasa de endeudamiento, la tasa de interés del préstamo y la tasa de descuento son variables inversamente proporcionales al VAN. Siendo la más relevante de ellas la tasa de descuento.

Por otro lado, la variable Tarifa de Inyección es la única de las variables presentadas en el gráfico que es directamente proporcional al VAN. Por lo mismo, el comportamiento que tenga la tarifa de inyección en el tiempo será determinante para el éxito del proyecto y para que el VAN del mismo sea positivo. En la evaluación inicial, se hace el supuesto de que el precio de la tarifa de inyección presente un comportamiento similar que el registrado entre los meses de Junio del 2016 y Julio del 2017, pero considerando un aumento de la tarifa mensual del 3 % entre el mes del año anterior al presente por conceptos de inflación. Esto genera el efecto de constante crecimiento de la tarifa de inyección respecto de los años anteriores, al comparar el mismo mes con el del año anterior.

Sin embargo, si se considera una disminución de esos precios, es decir que la tarifa de inyección mensual actual sea menor que el del año anterior. Por ejemplo, en el gráfico de la figura 7.1 se puede observar que el VAN toca el eje horizontal cuando existe una disminución del 37 % respecto del crecimiento originalmente considerado. Esto último es equivalente a decir que en lugar de haber un crecimiento anual del 3 % en la tarifa de inyección, este fuera solamente del 1,9 % de un año a otro, el proyecto se volvería inviable, manteniendo el resto de las variables constantes. Por otro lado, si el crecimiento

¹⁵Considerando la estructura matemática del VAN, efectivamente la relación que existe entre este indicador y la inversión del mismo proyecto, es inversamente proporcional y lineal.

¹⁶Manteniendo el resto de las variables constantes.

de la tarifa de inyección para los próximos años fuera de un 50 % respecto del crecimiento originalmente considerado (o sea de un crecimiento del 4,5 % respecto del año anterior), el VAN llegaría a un valor de \$ 21.435.731, lo que es más del doble del VAN original, que considera un crecimiento anual del 3 % en la tarifa de inyección.

En la tabla 7.3 se muestra también el valor de la TIR del proyecto bajo este modelo de implementación, pero ya que este indicador entrega un resultado que conduce a la misma regla de decisión que el VAN, no permite comparar entre proyectos y puede tener más de un valor (Chain, 2001) es que no será utilizado como herramienta de evaluación en este proyecto. Además, dada la naturaleza de los modelos que serán explicados en las secciones 7.2.1 y 7.4, que no contemplan una inversión inicial en el año 0, sino un costo distribuido a lo largo del proyecto, este indicador entrega valores que no son interpretables.

Finalmente, este modelo además de ser económicamente viable de acuerdo a lo mostrado en la tabla 7.3, es atractivo ya que entre sus características se encuentra la adquisición del equipo fotovoltaico desde el inicio del proyecto, dándole a lo largo de este la autonomía al colegio para decidir qué hacer tanto con los techos donde se encuentra el sistema fotovoltaico, como con los equipos y con la energía generada por medio de estos. Por tanto, aunque el colegio debe incurrir en el endeudamiento para llevar a cabo el proyecto bajo el modelo 1, este puede ser atractivo en caso de que no existan proyectos que requieran el endeudamiento del colegio en los próximos 5 años de iniciado este.

7.2.1. Modelo Subvencionado por medio del PTSP

Este modelo es explicado en la sección A.8.1, y plantea un sistema de funcionamiento del proyecto bastante similar al Modelo 1, salvo una característica importante. No existe inversión por parte del colegio en el sistema fotovoltaico, ya que la inversión es subvencionada por el estado. Esto tiene implicancias trascendentales para el proyecto, ya que como se mencionó en la sección 7.2, la variable que genera un mayor impacto sobre el VAN del proyecto es el costo de la inversión. En la tabla a continuación se presentan los resultados

del análisis financiero del modelo ¹⁷.

Para la evaluación del proyecto se utilizó una tasa del 6,71 %, la cual fue calculada por medio del método CAPM, y cuyo cálculo se muestra en anexos, en la sección A.7.

Tabla 7.4: Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo subvencionado por medio del PTSP
(Fuente: Elaboración Propia)

Evaluación		
Tasa	6,71 %	Anual
Inversión	\$ 62.237.801	CLP
VAN	\$ 69.464.735	CLP
TIR	474805806.03 %	Anual

Como se puede observar, el valor del VAN es incluso superior al valor de la inversión que se debió haber realizado para llevar a cabo el proyecto¹⁸, pero dado que el costo de la inversión es asumido por un tercero, el proyecto representa casi solamente beneficios. Con esto en cuenta, este modelo no resiste a análisis desde el punto de vista que su implementación significa la adquisición de herramientas de manera gratuita, y en cuyo costo solo debe ser considerado la mantención.

En la tabla 7.4 se muestra también el valor de la TIR del proyecto bajo este modelo de implementación, pero ya que este indicador entrega un valor que no es interpretable, y que además en terminos generales entrega un resultado que conduce a la misma regla de decisión que el VAN, que no permite comparar entre proyectos y que puede tener más de un valor (Chain, 2001) es que no será utilizado como herramienta de evaluación en este proyecto.

¹⁷Debido a que el presente modelo no contempla una inversión inicial en el año 0, la TIR entrega valores que no son interpretables.

¹⁸Puede observarse el detalle de los flujos de caja proyectados para la evaluación de este modelo en las tablas A.20, A.21, A.22 y A.23 ubicadas en Anexos.

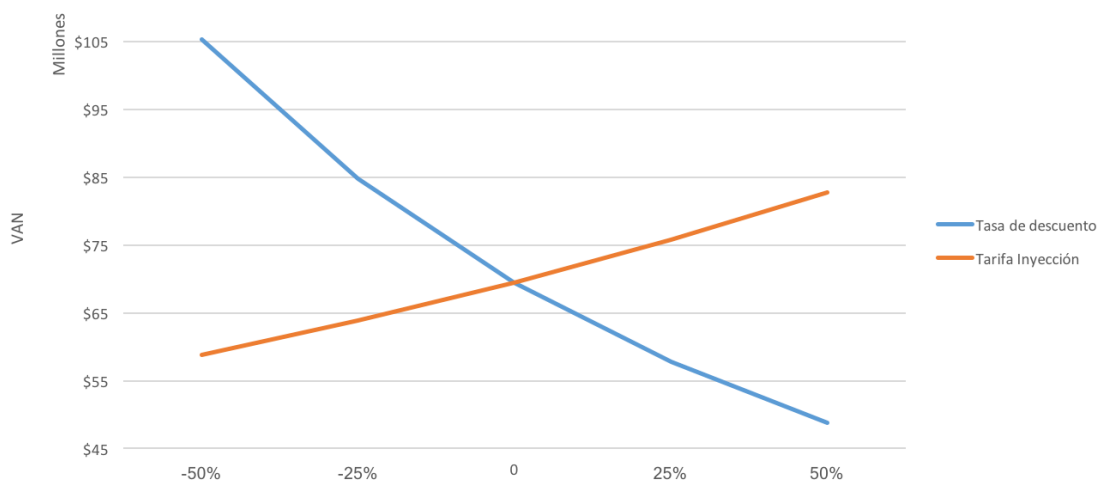


Figura 7.2: Muestra la variación del VAN ante un cambio porcentual de ciertos parámetros dados en el proyecto.

(Fuente: Elaboración Propia)

Aunque con lo mencionado en el párrafo anterior, un análisis de sensibilidad para este modelo, más allá de establecer límites válidos ante el cambio en las variables, ya que dado el alto VAN que presenta este modelo difícilmente dejaría de ser viable, este tipo de análisis deja ver el comportamiento cuantitativo de las variables relacionadas.

Como es de esperarse, la relación entre el VAN y la tasa de descuento del proyecto es inversamente proporcional. Sin embargo, como se observa en el gráfico de la figura 7.2 cuando la tasa de descuento aumenta en un 50 % aun el proyecto sigue siendo viable según el parámetro de decisión del VAN. En términos concretos, cuando la tasa de descuento es igual al 10,07 % el VAN tiene un valor igual a \$ 48.770.728 pesos chilenos.

Nuevamente, al igual que en el caso anterior, la otra variable que tiene un impacto contundente pero directamente proporcional en el VAN es el precio de la tarifa de inyección. Como se observa en el gráfico cuando existe una disminución del 50 %, pese a que existe una disminución en el VAN, aun el proyecto sigue siendo viable según este parámetro de decisión. De manera que cuando la tarifa de inyección tiene un crecimiento de solamente un 1,5 % respecto del año anterior, el VAN aun así tiene un valor igual a \$ 58.779.093 pesos chilenos.

Por tanto, entre las características de este proyecto se encuentra el hecho de que el colegio no debe incurrir en una deuda para llevarlo a cabo, no sostiene ninguna relación de compromiso con una empresa ESCO, no debe pagar por la energía generada por el sistema fotovoltaico ya que estos equipos son de su propiedad. La gran debilidad de este modelo es que su factibilidad depende de condiciones dadas previamente por la naturaleza de la institución, de modo que si este no tiene un carácter público y sus instalaciones no son aptas para ser validado por el PTSP, difícilmente podrán cambiarse esas condiciones.

7.3. Modelo 2: Financiamiento Parcial - Leasing Financiero sobre los equipos

Como se explicó en la sección 5.2, este modelo consiste en el arriendo de los equipos por medio de un contrato de Leasing Financiero. Es decir, que el colegio tiene la opción de utilizar los equipos y hacerse dueño del fruto de su utilización (en este caso, energía eléctrica de origen fotovoltaico), pagando un monto fijo que permita a la empresa dueña de los equipos (presumiblemente una ESCO) recuperar parte de la inversión y generar un beneficio monetario a su favor.

Tabla 7.5: Elementos financieros relevantes que constituyen el contrato de Leasing Financiero considerado para el Modelo 2
(Fuente: Elaboración Propia)

Leasing Financiero		
Valor Libro de Activos	\$ 35.001.079	CLP
Plazo	10	años
Tasa	10 %	anual
Cuota	\$ 4.378.571	anual

En la tabla 7.5 se presentan los elementos relevantes en el sentido financiero del contrato de Leasing, donde el ítem Valor Libro de Activos hace referencia al valor que tiene el equipo fotovoltaico (considérese, paneles fotovoltaicos, inversores de corriente y estructura) al momento de ser entregados para su arriendo al colegio.

Por otro lado, se encuentra el costo de instalación de los equipos fotovoltaicos. Este costo es una inversión realizada en el año cero, previo al inicio del proyecto y que no tiene relación con la adquisición de los equipos, sino que solamente constituye la contratación de los servicios de instalación eléctrica que dejará operativo el sistema fotovoltaico. Este costo se considera equivalente al concepto mostrado en la tabla 7.1 como Cobros por Servicio, y que fue valorizado en \$ 27.236.721 pesos chilenos.

Además, se considera que una vez terminado el contrato del Leasing Financiero (pasado los 10 años), la empresa ESCO entrega al colegio la oportunidad de hacer compra de los equipos correspondientes al sistema fotovoltaico de acuerdo a su valor residual¹⁹, lo que significa en el año once del proyecto, una inversión de \$ 14.000.432. Con esto, el colegio se convierte en el propietario definitivo del sistema fotovoltaico, pudiendo consumir dicha energía de manera completamente gratuita.

Para la evaluación del proyecto se utilizó una tasa del 6,71 %, la cual fue calculada por medio del metodo CAPM, y cuyo cálculo se muestra en anexos, en la sección A.7.

Tabla 7.6: Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo 2
(Fuente: Elaboración Propia)

Evaluación		
Tasa	6,71 %	Anual
Valor de los Equipos a Adquirir	35.001.079	CLP
VAN	9.905.115	CLP
TIR	9,06 %	Anual
Payback	20	Años

En la tabla 7.6 se muestra también el valor de la TIR del proyecto bajo este modelo de implementación, pero ya que este indicador entrega un valor que no es interpretable, y que además en terminos generales entrega un resultado que conduce a la misma regla de decisión que el VAN, que no permite comparar entre proyectos y que puede tener más de un valor (Chain, 2001) es que no será utilizado como herramienta de evaluación en este

¹⁹Como se mencionó anteriormente en este capítulo, la depreciación de estos activos se realiza de manera lineal

proyecto.

Como se puede observar en la tabla 7.6, el proyecto presenta un VAN positivo que supera los nueve millones de pesos chilenos²⁰. Considerando el VAN como parámetro de decisión, el proyecto es atractivo ya que presenta utilidades para el colegio una vez recuperada la inversión, pese al hecho de que este requiere dos inversiones relevantes. La primera para la instalación de la planta fotovoltaica, de \$ 27.236.721 pesos chilenos, y la segunda en el año once para la adquisición definitiva de los equipos, de \$ 14.000.432. Considerando estos pagos, el retorno de la inversión (observar indicador Payback en la tabla 7.6) se considera para el año 20 desde el inicio del proyecto. En el presente modelo no se consideró la posibilidad de que alguna de dichas inversiones fuera o fueran llevadas a cabo por medio del endeudamiento con alguna entidad financiera, ya que en cierta forma el contrato de Leasing Financiero ya consiste en un acuerdo de largo plazo que el colegio debe tomar con un tercero. Sin embargo, este contrato no debiese limitar al colegio de adquirir una deuda con un Banco, para este u otro proyecto en el futuro.

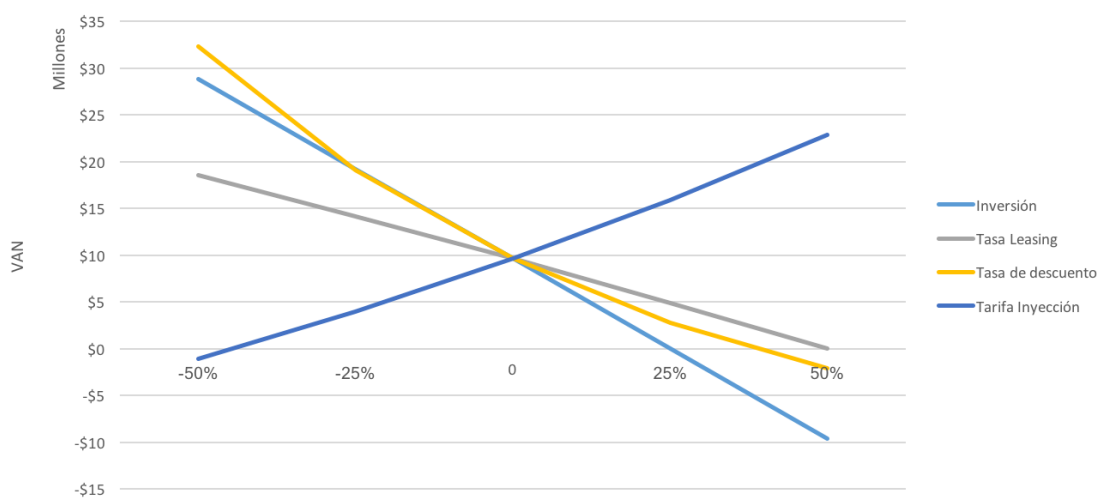


Figura 7.3: Muestra la variación del VAN ante un cambio porcentual de ciertos parámetros dados en el proyecto.

(Fuente: Elaboración Propia)

²⁰ Puede observarse el detalles de los flujos de caja proyectados para este modelo en las tablas A.24, A.25, A.26 y A.27 ubicadas en Anexos.

En la figura 7.3 igual que como se observó en el gráfico de la figura 7.1, las variables de inversión, tasa de Leasing (en el modelo 1 se considera en cambio una tasa de interés) y la tasa de descuento son variables inversamente proporcionales al Valor Actual Neto del proyecto, siendo de todas ellas la que puede disminuir este valor más abruptamente la inversión. Como se observa, cuando el valor de los equipos aumenta aproximadamente en un 26,02 % llegando a los \$44.108.360 pesos chilenos, el VAN del proyecto llega a ser aproximadamente cero, por lo que llevar a cabo el contrato de Leasing Financiero bajo los parámetros mostrados en la tabla 7.5, pero donde el valor de los activos a adquirir está por encima de los \$44.108.360 pesos chilenos, el proyecto deja de ser atractivo.

Por otro lado, también se observa que la variable tasa de descuento puede tener un efecto negativo sobre el VAN del proyecto si es que esta aumenta. Cuando esta aumenta en un 34,9 %, llegando a ser igual a un 9,06 % el proyecto también toba un VAN nulo, poniendo en duda el atractivo del proyecto. Dichas variaciones son difíciles de prever para un cliente ya que se explican solamente por medio de efectos macroeconómicos cuyo análisis escapa del objetivo de este análisis. Sin embargo, llama a tener en cuenta el comportamiento de esta variable.

El contrato del Leasing Financiero establece el arrendamiento de determinados equipos por una ESCO por el colegio, en este caso. En estas condiciones, la ganancia que tiene la empresa ESCO sobre el arrendamiento de los equipos está dada por la Tasa de Leasing, y esta será determinada por la ESCO. Como se muestra en la tabla 7.5 el porcentaje asociado a esta variable para este caso se estableció en un 10,00 % de manera arbitraria. Sin embargo, si se mantiene el resto de las variables sin cambios, si esta tasa aumentase en un 65,16 %, pasando a tener un valor de 16,52 % en lugar de un 10 %, el proyecto dejaría de ser atractivo. Por tanto considerar una tasa en el contrato del Leasing que fuera superior al 16,52 % para el caso expuesto, implicaría no llevar a cabo la inversión bajo los parámetros del modelo 2.

Ahora bien, de todas las variables consideradas en este análisis presentado por medio de la figura 7.3, la única que es directamente proporcional al VAN del proyecto es la variable

que considera el precio de la tarifa de inyección. Un aumento en el crecimiento anual de la tarifa de inyección incide positivamente en el VAN del proyecto, y una disminución del mismo incide negativamente. De hecho, cuando existe una disminución del 45,97 % en el crecimiento de la tarifa de inyección disminuiría el VAN a cero. Esto último significaría que el valor de la energía del año presentaría un aumento de un 1,62 % para el próximo año en lugar de un 3 % como se tenía presupuestado inicialmente. Por tanto, es relevante observar que en caso de que todas las demás variables permaneciesen constantes, pero se observara una contracción sustancial en el crecimiento anual del precio de la tarifa de inyección, el proyecto dejaría de ser rentable.

Considerando todo lo expuesto en la sección 5.2 y en la presente, se observa que el proyecto es económicamente rentable y atractivo, permitiendo al colegio consumir libremente la energía eléctrica fotovoltaica generada por el sistema fotovoltaico a cambio del pago de una cuota de arriendo fija durante un periodo determinado de tiempo. De manera que dicho pago está constituido además por una porción de este que permite hacer pago de los equipos de una forma que es más llevadera que una gran inversión inicial (como se observó en el modelo 1). Aunque el colegio no incurre en el sentido financiero en una deuda con la ESCO, si se compromete en acuerdo de largo plazo a pagar las cuotas de arriendo consistentemente. Uno de los grandes contras de este modelo es que el colegio no será dueño de los equipos hasta finalizado el contrato y pagado el valor residual de estos, sin embargo a diferencia del modelo 1, en este caso el colegio si podría endeudarse en caso de necesitarlo, en todo momento y de manera simultánea al proyecto.

7.4. Modelo 3: Compra de Energía a ESCO

Este modelo se caracteriza por el hecho de que la adquisición de los equipos nunca es parte del acuerdo establecido entre el colegio y la ESCO. La relación de estos dos actores se limita al suministro de energía fotovoltaica de la ESCO al colegio, de manera que la relación que existe entre estos dos es muy similar a la que sostiene el colegio con la empresa distribuidora, con la salvedad de que la planta generadora se encuentra en las dependencias

del consumidor, conectadas para que esa energía sea consumida primeramente por este cliente, y en segunda instancia sea inyectada a la red. Más detalles sobre este modelo puede leerse en la sección 5.3.

En términos simples, al implementarse este modelo, el colegio asume el compromiso con la ESCO de comprar toda la energía generada por la planta fotovoltaica a un precio previamente determinado, siendo un pre requisito para el modelo, el que este precio sea menor que el precio al que el colegio compra la electricidad desde la red.

Para retratar el párrafo anterior, es que se establece en el presente modelo que para cumplir con la condición mostrada en la inequación (5.1) $P_{ESCO} \leq P_{Red}$, que el precio al que la ESCO vende la energía fotovoltaica al colegio, será siempre un 10 % menor al precio que el colegio paga para consumir la energía desde la red. Considerando para este caso un sistema tarifario BT4.3, es que por transitividad la proyección del precio de la energía al que la ESCO vende la energía fotovoltaica al colegio, será un 90 % de la tarifa de inyección. Estos precios pueden observarse en concreto en las tablas A.28, A.29 y A.30 ubicada en Anexos A.10 de este documento.

Tabla 7.7: Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo 3
(Fuente: Elaboración Propia)

Evaluación		
Tasa	6,71 %	Anual
VAN	6.954.893	CLP
TIR	47821842,23 %	Anual

En la tabla 7.7 se presentan los resultados obtenidos de la evaluación del proyecto bajo el modelo 3. En este caso se observa que el Valor Actual Neto²¹ de los flujos de caja proyectados para los próximos 25 años que dura el proyecto es positivo, un poco inferior a los 7 millones de pesos. Este resultado sugiere que el proyecto de inversión de instalar un sistema fotovoltaico bajo las condiciones explicadas para el modelo 3 es atractivo.

²¹El detalle de los flujos de caja proyectados para el análisis de este modelo se encuentra ubicado en las tablas A.31, A.32, A.33 y A.34 en Anexos.

Este modelo se diferencia específicamente de los demás modelos presentados previamente en el no necesitar de una alta inversión en equipos para poder ser llevado a cabo. Es necesario recalcar esto una vez más, ya que modelo no apunta hacia la adquisición de un sistema fotovoltaico, y menos hacia su operación, gestión o mantenimiento. Este proyecto se puede resumir sencillamente bajo el concepto de acudir a un nuevo proveedor de energía eléctrica, cuya tarifa se compromete a ser consistentemente menor que la tarifa provista por la red. Por tanto, bajo este supuesto, el análisis del modelo difícilmente tendrá un balance negativo para el colegio.

En la tabla 7.7 se muestra también el valor de la TIR del proyecto bajo este modelo de implementación, pero ya que este indicador entrega un valor que no es interpretable, y que además en terminos generales entrega un resultado que conduce a la misma regla de decisión que el VAN, que no permite comparar entre proyectos y que puede tener más de un valor (Chain, 2001) es que no será utilizado como herramienta de evaluación en este proyecto.

Para la evaluación del proyecto se utilizó una tasa del 6,71 %, la cual fue calculada por medio del método CAPM, y cuyo cálculo se muestra en anexos, en la sección A.7.

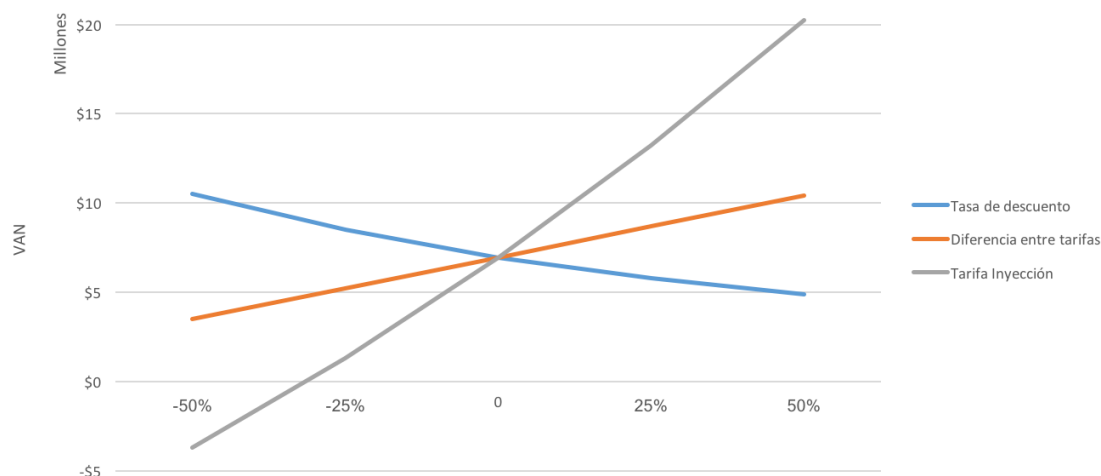


Figura 7.4: Muestra la variación del VAN ante un cambio porcentual de ciertos parámetros dados en el proyecto.

(Fuente: Elaboración Propia)

En el gráfico de la figura 7.4 se puede observar el comportamiento que tienen las variables tasa de descuento, Diferencia entre tarifas y Tarifa de Inyección sobre el Valor Actual Neto del proyecto, de modo que en este caso las dos últimas variables mencionadas son directamente proporcionales al VAN, mientras que la tasa de descuento es la única variable inversamente proporcional.

El gráfico de la figura 7.4 muestra que la tasa de descuento tiene un efecto menos abrupto sobre este proyecto que en los casos anteriores. Como se observa en la tabla 7.7, la TIR, es decir la tasa de descuento que puede hacer que el VAN sea cero es mucho mayor que la tasa de descuento considerada en el planteamiento original del modelo (6,71 %), y aun cuando esta aumentara en un 50 % como se muestra en el gráfico, la tasa de descuento solo llegaría a un valor del 10,07 %. Este valor sigue siendo por mucho menor que el valor de la TIR, la cual presenta un valor igual a 47.821.842,23 %. Como ya se mencionó anteriormente, este valor carece de interpretación, pero si permite evidenciar que si hay una variable de la cual depende la viabilidad del proyecto, no tiene que ver con los factores macroeconómicos que definen la tasa de descuento ²².

²²Observar la sección A.7 en Anexos.

Por otro lado, se puede observar que la variable Tarifa de Inyección presenta la mayor pendiente respecto del eje horizontal, siendo por tanto la variable que más influencia tiene sobre el valor del VAN. Un aumento de solo un 25 % en el ritmo de crecimiento anual de la tarifa de inyección (ritmo considerado en el modelo original como un 3 %) puede generar un importante crecimiento en el Valor Actual Neto del proyecto. Es decir, que el ritmo de crecimiento anual de la tarifa de inyección pase de ser un 3 % a un 3,8 % puede llevar el valor del VAN de \$ 6.954.893 a \$ 13.236.955, es decir, un aumento casi del 50 %. Sin embargo, así como el aumento de esta variable tiene un efecto positivo sobre el van, la disminución de este puede llevar al proyecto a perder su atractivo económico. Una disminución en el crecimiento anual de la tasa de inyección del 31,29 % puede llevar al VAN a un valor nulo. En otras palabras, si el ritmo de crecimiento anual de la tarifa de inyección es inferior al 2,1 %, el proyecto no debiese llevarse a cabo, según este parámetro de decisión.

Respecto de la variable Diferencia entre tarifas. Esta variable determina cual es el margen de diferencia que la empresa ESCO se compromete a guardar con el precio de la tarifa de inyección, para así asegurar un porcentaje predeterminado de ahorro respecto del consumo de la misma cantidad de energía desde la red. Para este caso se ha determinado que dicha diferencia sea un 10 %. Sin embargo, ante la situación de que esta diferencia aumente, el VAN del proyecto también aumenta. Esto se encuentra explicado en el hecho de que al aumentar esta diferencia entre tarifas, aumenta también proporcionalmente el margen que corresponde al flujo de caja del colegio. Por lo mismo, esta variable solamente llevará al VAN a cero cuando exista una disminución del 100 % de esta variable, lo que es lo mismo que decir que el precio de venta de energía de la ESCO será igual al ofertado por la Red, en cuyo caso, el proyecto no tendría sentido económicamente para el colegio.

Como ya se mencionó, este modelo es válido desde el punto de vista financiero, teniendo además la ventaja de que el colegio no debe incurrir en una alta inversión puntual para adquirir los equipos fotovoltaicos, ya que de hecho, nunca los adquiere y estos son propiedad de la ESCO hasta el final de su vida útil, a no ser que la empresa determine otra cosa. De esta manera el colegio tiene la oportunidad de ahorrarse gastos en instalación, mantención,

a costo de no hacerse dueño de los equipos. Esto último deja al colegio en una situación vulnerable desde el punto de vista de la negociación, ya que no tiene más alternativas para suplir sus necesidades eléctricas que la empresa distribuidora, la cual volverá a ser su único proveedor luego de terminado el contrato con la ESCO, a no ser de que se realice un nuevo contrato. Finalmente este modelo deja a la ESCO en libertad de llevar a cabo otros proyectos, ya que no requiere que el colegio se endeude para llevar este a cabo, ni que gaste en grandes inversiones, pudiendo acceder a otros proyectos de inversión en los cuales podría necesitar endeudarse para solicitar un préstamo.

7.5. Análisis del Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago

Este modelo se encuentra basado en el modelo que actualmente opera la empresa RAME Energy en el Colegio Suizo de Santiago, el cual se explica en mayor detalle en la sección 5.4. Este modelo es en esencia similar al modelo 3, cuyos resultados fueron analizados en la sección 7.4, con las siguientes diferencias:

1. La empresa ESCO vende la energía al colegio a un precio fijo, precio que es igual al precio que el colegio pagaba a la empresa distribuidora antes de iniciado el proyecto. En el modelo 3, este precio es variable y dependía de las condiciones del mercado.
2. El acuerdo firmado entre el colegio y la empresa ESCO tiene una duración de 14 años. En el modelo 3, la duración del contrato es de 25 años.
3. Una vez finalizados los 14 años del contrato, el sistema fotovoltaico pasa a ser propiedad del colegio. En el modelo 3, una vez finalizado el contrato, el sistema fotovoltaico sigue siendo propiedad de la empresa ESCO.

Para este caso en particular, a fin de replicar el modelo implementado en el sistema del Colegio Suizo de Santiago, se considerará un sistema fotovoltaico de capacidad 25 kiloWatts de potencia instalada, el cual se espera que pueda generar 36.298 kiloWatts-hora al año de acuerdo al informe entregado por el explorador solar. En la sección A.11 se puede

observar la proyección de generación eléctrica anual por este sistema fotovoltaico en la tabla A.35.

Por otro lado, con lo mostrado en el capítulo 6 es que se logró determinar, en función de la potencia a instalar en el sistema fotovoltaico, con lo señalado en la sección 6.2 se determinó el costo en paneles fotovoltaicos. En base a lo señalado en la sección 6.3 se determinó el gasto en inversores de corriente. La sección 6.4 da una idea de cuánto podría llegar a gastarse en instalar las estructuras que sostendrían el sistema fotovoltaico y la sección 6.5 entrega una idea de los gastos anuales en mantenimiento. En base a todo lo anterior, se realizó el presupuesto²³ de la tabla 7.8.

Tabla 7.8: Presupuesto general de costos de adquisición para el caso del Colegio Suizo de Santiago
(Fuente: Elaboración Propia)

	Costo Unitario (USD/W)	Costo Parcial (USD)	Costo Parcial (CLP)
Panel FV	0,620	15.500	10.299.285
Inversor	0,211	5.271	3.502.687
Estructura	0,170	4.250	2.823.998
		Total	34.293.120

Para términos contables, estos activos serán depreciados²⁴ de manera lineal durante su vida útil, en este caso 25 años.

Finalmente, al considerarse los costos anuales de mantenimiento como el 1,5 % del total del costo total de adquisición de los paneles fotovoltaicos, estos se consideran equivalentes a \$ 249.390 pesos chilenos.

Con esto en cuenta, y considerando el valor de la tarifa de inyección de Diciembre del 2017²⁵ como el precio fijo del valor de la tarifa al que la empresa ESCO vende su energía

²³El precio considerado para el Dolar Observado es igual a 664,47 pesos chilenos. Dato obtenido de la Base de Datos Estadísticos del Banco Central de Chile para el 12 de Junio del 2017.

²⁴Puede observarse el detalle de la depreciación en las tablas A.12, A.13 y A.14.

²⁵Observar la tabla A.3 en Anexos

al colegio, es decir 65,4032 pesos chilenos por kiloWatt-hora, se presentan los siguientes resultados. Sin embargo, es importante señalar que el precio exacto que realmente RAME Energy cobra al colegio por kiloWatt-hora consumido es información confidencial de la compañía. Por tanto se asume la tarifa mencionada previamente para obtener un acercamiento aproximado a lo que podría ser dicho precio.

Tabla 7.9: Muestra el resultado de ciertos indicadores financieros para el modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago
(Fuente: Elaboración Propia)

Evaluación		
Tasa	6,71 %	Anual
VAN	\$ 14.144.179	CLP
TIR	4.279.928,20 %	Anual

Para la evaluación del proyecto se utilizó una tasa del 6,71 %, la cual fue calculada por medio del método CAPM, y cuyo cálculo se muestra en anexos, en la sección [A.7](#).

Se observa en la tabla [7.9](#) que el VAN²⁶ es positivo, superior a los 14 millones de pesos chilenos. Este valor deja en evidencia que el proyecto tiene expectativas de ser atractivo, sobre todo considerando que este no contempla una inversión significativa ni puntual en ninguna parte del proyecto. El colegio únicamente se compromete a pagar por toda la energía generada por el sistema fotovoltaico, a un precio fijo establecido previamente. Y luego de pasado los 14 años del contrato, este adquiere sin costo adicional la propiedad sobre la totalidad del sistema fotovoltaico para usufructuar de la generación eléctrica correspondiente durante los años que le queden de vida.

En la tabla [7.9](#) se muestra también el valor de la TIR del proyecto bajo este modelo de implementación, pero ya que este indicador entrega un valor que no es interpretable, y que además en términos generales entrega un resultado que conduce a la misma regla de decisión que el VAN, que no permite comparar entre proyectos y que puede tener más de un valor ([Chain, 2001](#)) es que no será utilizado como herramienta de evaluación en este

²⁶ Puede observarse el detalle de los flujos de caja de la evaluación del modelo en las tablas [A.36](#), [A.37](#), [A.38](#) y [A.39](#) ubicadas en Anexos.

proyecto.

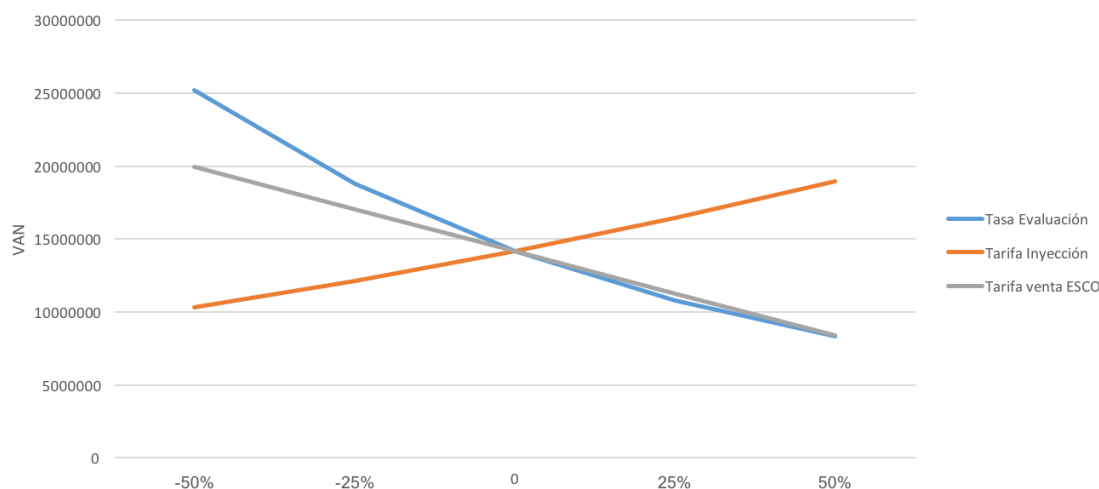


Figura 7.5: Muestra la variación del VAN ante un cambio porcentual de ciertos parámetros dados en el proyecto.

(Fuente: Elaboración Propia)

Como se muestra en el gráfico de la figura 7.5 existen tres variables que afectan el resultado del VAN en este modelo. La tarifa de inyección presenta un comportamiento directamente proporcional al VAN. En la otra mano, la tasa de descuento y también la Tarifa Venta de ESCO, ambas presentan un comportamiento inversamente proporcional.

Respecto de la tasa de descuento, se observa que su impacto en el valor del VAN es más bien lento. Como se mostró en la tabla 7.9, el valor de la tasa de descuento que haría que el valor del VAN disminuyera a cero (TIR) sería un valor de 4.279.928,20 %. Este valor en el sentido de la TIR carece de interpretación. Sin embargo, permite ver que el impacto que tiene la tasa de descuento sobre la viabilidad del proyecto es poco relevante frente a otras variables.

Sucede de la misma manera, pero en el sentido inverso con la variable Tarifa de Inyección para el VAN en este modelo. Dada la relación directamente proporcional entre estas variables, un aumento en el ritmo anual de crecimiento de la tarifa de inyección aumentaría el Valor Actual Neto del proyecto. Pero por otro lado, su disminución le afectaría

negativamente. Sin embargo, aun cuando exista una disminución del 50 % en el ritmo de crecimiento, es decir que el crecimiento anual de la tarifa de inyección fuera de un 1,5 % en lugar de un 3 %, el VAN del proyecto aún sería positivo y equivalente a \$ 10.096.599 pesos chilenos. Por lo tanto, la variación de este parámetro es relativamente despreciable para considerar la viabilidad del proyecto es poco relevante frente a otras variables.

Por otro lado, la variable Tarifa Venta de ESCO representa el “precio fijo.”²⁷ que el colegio debe comprar la energía fotovoltaica a la empresa ESCO. Como ya se mencionó previamente en esta sección, el precio al que realmente corresponde esta tarifa es información confidencial de la empresa RAME Energy, dado este desconocimiento es que se desea saber cómo un cambio en el precio ya considerado para este análisis (valor utilizado correspondiente al precio proyectado para Diciembre del 2017 ²⁷ igual a 65,402 clp/kW-h) podría afectar los resultados del proyecto. Se observa en el gráfico de la figura 7.5 que esta variable tiene un comportamiento inversamente proporcional al VAN, ya que como era de esperarse, al aumentar el precio cobrado por la energía generada del sistema fotovoltaico, disminuye el margen a favor del colegio. Aun así, se observa que al considerar un aumento del 50 % de esta tarifa, el efecto es similar que al disminuir la tasa de descuento, siendo que el VAN desciende a \$ 8.362.578 pesos chilenos, valor que aun hace considerar el proyecto como atractivo. Alterando únicamente esta variable, la forma en que a la luz de este análisis este modelo dejase de ser atractivo para el colegio, sería solo cuando esta variable fuese mayor en un 122,32 % al precio previamente considerado, llegando a ser igual 145,40 clp/kW-h. Por tanto, si el “precio fijo” fuese mayor a ese valor, el proyecto perdería su atractivo desde el punto de vista financiero, ya que el valor del VAN sería nulo.

Con todo lo anterior en mano, este modelo parece ser bastante conveniente debido a que tiene un positivo y alto VAN, además de carecer de una inversión fuerte previa o durante el proyecto, por lo que el colegio no debe incurrir en asumir una deuda, lo cual le permite adquirir otros compromisos financieros para acceder a otros proyecto. También antes de

²⁷ Observar en la tabla A.3 la tarifa correspondiente a la fecha de Diciembre del año 2017, tabla ubicada en Anexos

finalizado el proyecto, el colegio se vuelve propietario del sistema fotovoltaico, lo cual le permite desde el año 15 consumir la energía generada por el sistema fotovoltaico de manera libre de costos.

7.6. Comparación entre Modelos

En las secciones anteriores se presentó en detalle los resultados obtenidos para cada uno de los modelos explicados en el capítulo 5. Cada modelo presenta diferentes cualidades y por tanto diferentes resultados, por tanto en esta sección se procederá a evidenciar estas diferencias por medio de la comparación de los modelos.

Como ya se explicó en las secciones anteriores de este capítulo, la TIR no será considerada como un parámetro de decisión en el análisis de estos modelos. Considerando lo anterior, en la tabla 7.10 se puede observar el VAN en la última fila el cual es el indicador financiero que será utilizado para comparar los resultados obtenidos.

7.6.1. Comentarios del Modelo Subvencionado por medio del PTSP

En esta sección se considerará lo observado tanto para el caso del modelo subvencionado por el PTSP y el actual Modelo en el Colegio Suizo de Santiago. Ambos proyectos son los que presentan el mayor VAN de los mostrados en la tabla 7.10, sin embargo también representan situaciones especiales que son difíciles de replicar para el común de los colegios

En términos del VAN, el modelo que se presenta como el más atractivo de todos es por gran diferencia el modelo subvencionado por el Programa de Techos Solares Públicos (PTSP). Este modelo, presenta un VAN igual a \$69.464.735, valor muy por encima de los demás presentados en la tabla. Este valor es muy alentador, en particular cuando se observa la comparación con los otros modelos en otros aspectos. Como por ejemplo, la energía fotovoltaica generada es consumida gratuitamente, ya que el sistema fotovoltaico es de

propiedad del colegio. Tampoco existe la necesidad de realizar una inversión en ningún momento del proyecto para la adquisición de los equipos, ya que estos son adquiridos por medio de la subvención del Ministerio de Energía, lo cual significa que el colegio jamás deberá incurrir en una deuda para llevar a cabo el proyecto. El estado funciona como mediador entre el colegio y la empresa ESCO, la cual será responsable de la instalación y conexión del sistema fotovoltaico a la red. Pese a no existir un incentivo para la cancelación temprana del proyecto, el colegio de todas formas podría hacerlo ya que el sistema fotovoltaico como proyecto solo requiere que el colegio se haga cargo de sus mantenciones. Con todo esto en cuenta, el proyecto tiene una importante limitancia, y es que como se explicó en la sección 5.1.1, sólo colegios que cuya dependencia sea Municipal, es decir con esto que cumplan con tener un carácter sin fines de lucro y cumplan con un rol social.

Como ya se mostró en la tabla 5.1 existen casos de proyectos ya realizados que se han visto beneficiados al utilizar este modelo, por lo que evidentemente recurrir a las oportunidades de subvención entregadas por el estado es una opción absolutamente válida y que puede entregar un gran beneficio al colegio interesado. Sin embargo, la gran debilidad de este modelo es que el colegio interesado requiere ser de carácter público y por otro lado, el que cumpla con esta condición no asegura el que sea aprobado para el PTSP. El colegio debe someterse a la etapa de postulación al concurso y aprobación del Ministerio de Energía. En otras palabras, no todos los colegios interesados en este tipo de tecnología fotovoltaica pueden recurrir a la implementación de este modelo.

7.6.2. Comentarios del Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago

El caso del modelo del Colegio Suizo de Santiago entrega un resultado muy atractivo. Considerando que este proyecto fue evaluado en base a la instalación de 25 kiloWatts de Potencia, en lugar de los 66 KiloWatts de Potencia instalados en los demás modelos mostrados en la tabla 7.10. Aun así, este modelo presenta el segundo mayor VAN de los

modelos presentados, aun cuando la generación de energía eléctrica es mucho menor que la de los demás modelos. Esto último hace que sea difícil comparar este modelo con los demás, ya que las condiciones de funcionamiento son muy diferentes y en realidad presenta una situación en extremo favorable para el colegio.

Se menciona que este modelo es en extremo favorable para el colegio ya que las condiciones de operación que fueron implementadas en el Colegio Suizo de Santiago son bastantes similares al Modelo 3, en el sentido de que el colegio no debe pagar por la instalación del sistema fotovoltaico, ni tampoco por la adquisición de este. El acuerdo establece que la única obligación del colegio hacia la ESCO es la compra del total de la electricidad generada por el sistema fotovoltaico a un precio fijo determinado previamente. Sin embargo, pese a que dicha condición inicial en el contrato es más favorable para el modelo 3 (ya que este cuenta con la libertad de realizar reajustes en el precio que sean proporcionales a la realidad del mercado de generación eléctrica), en el año 14 del modelo aplicado para el Colegio Suizo de Santiago, el acuerdo establece que la totalidad de los equipos fotovoltaicos pasan a ser propiedad del colegio, liberándose así de cualquier obligación con la ESCO, en este caso RAME Energy.

Finalmente, en Noviembre del 2016, el Colegio Suizo de Santiago declaró que luego de haber realizado un estudio de mercado para saber cuantas empresas estarían interesadas en participar bajo las condiciones propuestas por el colegio, sus planes futuros de poder instalar 100 KiloWatts de potencia en sistemas fotovoltaicos para el año 2018 en el colegio, deberán ser postergados. Esto debido a "La alta especialización que han desarrollado en el último tiempo la mayoría de las empresas (ESCO), las ha llevado a en proyectos residenciales (de pequeña escala) o comerciales (mediana y gran escala). Existen muy pocos interesados a involucrarse en ambos campos. En conclusión, de llevarse a cabo el proyecto como se había planteado, los resultados no serían los esperados"²⁸

²⁸Declaración realizada en el sitio web del colegio por Gabriel Acevedo, Gerente de Sustentabilidad del Colegio Suizo de Santiago. Noviembre del 2016.

Estas declaraciones podrían llevar a concluir que la cantidad de .^{em}presas estarían interesadas en participar bajo las condiciones propuestas por el colegio.^{es} bastante baja, y que la misma empresa RAME Energy que ya se encuentra en esta acuerdo con el colegio tampoco halla interés en extender este modelo de negocio, que como se muestra en el presente estudio deja beneficios para el colegio Suizo de Santiago superiores a las percibidas por su contraparte (RAME Energy), al punto de que estos últimos han perdido interés.

7.6.3. Comparación de Modelos Genéricos

Con modelos genéricos se refiere a modelos que pueden ser aplicados sin cumplir condiciones distintas a las expuestas en el capítulo 3 de este trabajo. Los Modelos 1, 2 y 3 fueron considerado en igualdad de condiciones, con un horizonte de evaluación de 25 años.

De estos tres modelos, el que presenta el menor VAN es el proyecto 3, con un valor de \$6.954.893. En conjunto con esto, este modelo es el único de los modelos genéricos que paga por unidad de energía eléctrica consumida, además de ser el único que al término del proyecto no es propietario del sistema fotovoltaico. Los beneficios percibidos por este modelo son pocos al compararse con los otros dos, sin embargo, presenta la ventaja de que también requiere pocos sacrificios. La implementación de este modelo no requiere de una inversión puntual significativa, ya que el colegio nunca persigue hacerse dueño de los equipos. Por lo mismo el colegio no requiere incurrir en la adquisición de una deuda para llevar a cabo el proyecto, y externaliza todos los procesos correspondientes a la instalación, conexión y mantenimiento del sistema fotovoltaico.

El modelo 1 se observa que se encuentra en medio de los tres modelos cuando se trata del VAN, con un valor de \$8.135.798. Si bien no resulta ser el modelo más atractivo en cuanto a este indicador si tiene otras ventajas. La primera de ellas es que desde el inicio del proyecto el colegio se establece como dueño del sistema fotovoltaico, lo cual le permite hacer libre uso de la energía eléctrica fotovoltaica y no tener que pagar por ella, en otras palabras el colegio es autónomo en la gestión del proyecto, lo cual también implica asumir los gastos en mantenimiento de la planta una vez en curso el mismo. Sin embargo, esto

implica para el colegio una alta inversión en el sistema fotovoltaico, la cual probablemente debido a su alto valor significará que el colegio deberá incurrir en la adquisición de una deuda para poder realizar el proyecto. Esta deuda puede significar renunciar a otros posibles proyectos en paralelo durante el periodo de endeudamiento, disminuyendo la capacidad de endeudamiento del colegio.

El modelo 2 es el que presenta el mayor VAN de los proyectos ya mencionados en esta sub-sección, con un valor de \$9.905.115. Este modelo presenta las comodidades de no requerir una alta inversión inicial como la del modelo 1, sino solamente incurrir en los gastos propios de la instalación. A lo largo del mismo es que el colegio puede pagar cuotas fijas para amortizar el pago de los equipos, de modo que una vez terminado el contrato de Leasing Financiero puede realizar una última inversión y adquirir de manera definitiva y absoluta la planta fotovoltaica. Sin embargo, no precisa entrar en una deuda debido a que puede pagar distendidamente por la adquisición de los equipos a lo largo del contrato de Leasing, lo cual entrega la facilidad al colegio de no disminuir su capacidad de endeudamiento al evaluar otros proyectos. Finalmente se observa que este modelo es el que presenta mayores beneficios para el colegio, tanto financiera como estratégicamente.

Se observa del parametro Payback del Proyecto²⁹ que solo los modelos 1 y 2 presentan este indicador, ya que son los únicos que presentan una inversión la cual debe ser recuperada. Aunque esto hace de este indicador un mal parámetro de comparación entre modelos, si permite tener una noción del tiempo que tarda un proyecto fotovoltaico de estas características (asumiendo la adquisición del sistema fotovoltaico por parte del cliente) en recuperar efectivamente la inversión. Una recuperación de entre 20 a 21 años en un proyecto cuyo horizonte de evaluación son 25 años es prueba de que a pesar de los resultados ya mencionados, el proyecto no es atractivo precisamente por su liquidez.

²⁹ Observar indicador en la última fila de la tabla 7.10

Tabla 7.10: Permite comparar los modelos en base a sus características presentados en el capítulo 5 y sus resultados obtenidos y analizados en el capítulo 7.

(Fuente: Elaboración Propia)

Temas de analisis	Modelo 1	Modelo PTSP	Modelo 2	Modelo 3	Modelo CSS
Energía FV	Gratis	Gratis	Gratis	Pagada	Pagada
Inversión para adquisición de Equipos	Si	No	Si	No	No
Endeudamiento Largo Plazo	Si	No	No	No	No
Responsable de instalación	ESCO	ESCO	ESCO	ESCO	ESCO
Responsable de Mantenimiento	Colegio	Colegio	Colegio	ESCO	ESCO
Gestión Trámites de conexión	ESCO	ESCO	ESCO	ESCO	ESCO
Propietario de los equipos al fin del proyecto	Colegio	Colegio	Colegio	ESCO	Colegio
Libertad de Cancelación anticipada del Proyecto	Si	Si	No	Si	No
Arrendamiento de la techumbre	No	No	No	Si	Si
Valor Actual Neto del Proyecto	\$8.135.798	\$69.464.735	\$9.905.115	\$6.954.893	\$14.144.179
Payback del Proyecto	21 Años	Sin inversión	20 Años	Sin inversión	Sin inversión

8 | Conclusiones

Como ya se mencionó al inicio de este trabajo, el consumo energético ha crecido en Chile y en el mundo. Esto está acompañado de la innegable dependencia de los combustibles fósiles, los que tienen una pronta fecha de extinción. Siendo que la mayor parte de las fuentes energéticas en Chile son de origen fósil, y que el país se posiciona como uno de los más caros de la OECD en cuanto a energía eléctrica se ha hecho necesario encontrar nuevas fuentes de energía, y las Energías Renovables No Convencionales se han alzado como una importante solución.

En el marco de la iniciativa de gobierno de crear una política energética de largo plazo que aporte hacia la independencia de los combustibles fósiles y el uso dominante de las energías renovables, es que se comenzó a observar el uso de la energía fotovoltaica en el mundo. Fruto de la necesidad energética del país y de las tendencias observadas en el extranjero es que en Chile se aprobó el año 2012 la Ley 20.571 de Net Billing.

La Ley de Net Billing fue creada con el propósito de diversificar la matriz energética de Chile, dando la posibilidad a cada cliente regulado de participar en el mercado de la generación eléctrica. Sin embargo, el recibimiento por parte de los consumidores residenciales de energía ha sido por debajo del esperado debido a las condiciones de funcionamiento que plantea. La Ley 20.571 ha fallado en generar el incentivo suficiente para que los clientes residenciales puedan realizar la inversión necesaria para llevar a cabo un proyecto fotovoltaico debido a la condición dispar que existe entre la energía consumida por estos clientes y la energía generada e inyectada a la red por los mismos.

Es por esto que la motivación de este trabajo ha sido evaluar un público relevante, distinto al residencial, que pueda verse beneficiado por medio de la Ley de Net Billing. Esto es, los colegios. Apostando por la dinámica de su curva de consumo diario, la cual coincide en horario con la curva de generación de un sistema fotovoltaico típico. Además, los colegios poseen una facultad de acceder a una tarifa de cobro por energía base distinta a los residenciales (BT1), y que es igual a la tarifa de inyección, generándose así un sistema de Net Metering "no oficial" pero completamente legal, y convirtiéndose así en un sistema mucho más atractivo que el ofrecido a los clientes residenciales.

En base a esto, se realizó en el capítulo 3 el levantamiento de información correspondiente a los requerimientos mínimos que debería cumplir un colegio para poder albergar un sistema fotovoltaico en sus dependencias. Con todo esto se logró determinar las características que corresponden a un sistema de estas características, tales como condiciones del inmueble, potencial fotovoltaico de acuerdo a la zona y a las características del recinto, superficie requerida para el sistema, capacidad de potencia apropiada a instalar y condiciones requeridas del sistema eléctrico. Con toda esta información en mano se deja en pública evidencia que los requisitos necesarios para participar dentro del sistema de Net Billing no son condiciones que escapen a las regulaciones exigidas previamente por el estado a las instituciones educativas escolares para su normal funcionamiento, por lo que se concluye que en este sentido las barreras de entrada para esta industria son bajas.

También se observó en el capítulo 4 la importancia que tiene el sistema tarifario vigente para un cliente regulado, determinando el tipo de cobro que recibirá por la energía consumida. Demostrándose que por la dinámica horaria de consumo diario del cliente, puede verse altamente castigada su facturación si es que su consumo eléctrico es abastecido por la red en los horarios que son más demandados. Con todo esto en cuenta, se vuelve mucho más relevante lo mencionado anteriormente, la forma en que se valoriza la energía (sistema tarifario) es una variable crítica del cobro que recibe finalmente el cliente, haciendo que el sistema de Net Metering que percibe un cliente no residencial (sistema tarifario diferente al BT1) sea mucho más atractivo que el sistema de Net Billing que percibe el cliente

residencial.

En la búsqueda de presentar las posibilidades a las que podría incurrir un colegio interesado en realizar un proyecto fotovoltaico, en el capítulo 5 se presentaron a fin de ilustrar conceptualmente los modelos disponibles. También se presentaron algunos casos de colegios que actualmente ya cuentan con plantas fotovoltaicas operativas y que fueron ya subvencionados por el Ministerio de Energía y el Programa de Techos Solares Públicos (PTSP), lo que permite concluir que efectivamente un colegio (incluso independiente de la Región del país estudiada) puede acceder a instalar un sistema fotovoltaico como un proyecto atractivo.

Del capítulo 6 se concluye que existen evidentes economías de escala al momento de adquirir un sistema fotovoltaico, y que también existe un mercado de oferentes de este tipo de soluciones energéticas que se encuentra en crecimiento.

Del capítulo 7 se destaca que las variables que pueden tener un efecto más crítico en el éxito de un proyecto fotovoltaico es justamente el costo de la inversión en el sistema fotovoltaico y los servicios asociados a su instalación, teniendo una relación inversamente proporcional al Valor Actual Neto del proyecto evaluado, independiente del modelo evaluado. Otra variable que es esencial para el éxito o fracaso del proyecto es el precio de la tarifa de inyección, de modo que una disminución sustantiva en su crecimiento anual puede hacer que el colegio sea económicamente inviable.

También se muestra en el capítulo 7 la relevancia que tiene el modelo a seleccionar para el éxito del proyecto. De modo que tanto el modelo subvencionado por el PTSP (observar modelo explicar en la subsección 5.1.1), como el modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago (observar modelo explicar en la subsección 5.4) son modelos que se presentan como altamente atractivos tanto en la valoración de los flujos futuros asociados al proyecto como en las libertades que entregan al colegio interesado en la adquisición futura de otros compromisos. Sin embargo, ambos modelos coinciden en que no son replicables para todos

los colegios. De modo que el modelo aplicado por medio de la subvención del PTSP aplica solo para colegios cuya dependencia sea Municipal (aunque en caso de obtener dicho beneficio, este sería el mejor de los casos estudiados) y que el modelo observado en el Colegio Suizo de Santiago es difícilmente replicable debido a la falta de interés de los actores presentes en el mercado de replicar bajo las condiciones propuestas por este colegio.

Por último, se recomienda recurrir al modelo 2 para llevar a cabo un proyecto fotovoltaico, este se encuentra explicado en detalle en la sección 5.2 y se caracteriza por utilizar la figura del Leasing Financiero para llevar a cabo el proyecto. Esta recomendación se basa en que es el modelo que presenta la mejor valoración en cuanto a los flujos futuro que generará (VAN) de los modelos 1, 2 y 3, entregando además una serie de beneficios estratégicos, entre los cuales se presenta el no tener que incurrir en una fuerte inversión inicial para adquirir los equipos del sistema fotovoltaico, evitando incurrir en una deuda para financiar el proyecto, lo cual a su vez entrega la libertad de realizar otros proyectos que requieran financiamiento crediticio. Además de esto, permite la adquisición del sistema fotovoltaico antes de terminado el horizonte de evaluación del proyecto, por lo que provee de cierta cantidad de años de libre consumo de energía.

En resumen, se observa que el realizar un proyecto fotovoltaico para un cliente regulado como lo es un Colegio puede representar una inversión económicamente rentable en el largo plazo. Si bien la inversión en un sistema fotovoltaico es relevante para el presupuesto de cualquier institución educativa (que debiese contar con limitados recursos al no ser una institución lucrativa), existen formas de disminuir el impacto de dicha inversión (como se presentó en el capítulo 5) y que sea definitivamente rentable. Por otro lado, el impacto que este tipo de proyectos puede tener en un público como este, es difícilmente cuantificable en el sentido de que el acercar este tipo de tecnologías a alumnos en una etapa formativa, como lo es la etapa escolar, solo debiese traer como fruto un mayor involucramiento entre las personas y las energías renovables no convencionales, lo que a largo plazo orientaría las políticas energéticas del país hacia este alineamiento. Con esto último se espera que el país aporte a la calidad de vida de sus propios ciudadanos y abra paso hacia la independencia de

las fuentes de energía fósiles, que son tan escasas en Chile.



Bibliografía

- Barraza, Laura (1998). Conservación y medio ambiente para niños menores de 5 años. *Especies, Revista sobre conservación y biodiversidad*, 7, 19–23. [2.8](#)
- Benavente, José Miguel; Galetovic, Alexander; Sanhueza, Ricardo; y Serra, Pablo (2005). Estimando la demanda residencial por electricidad en Chile: El consumo es sensible al precio. *Cuadernos de economía*, 42(125), 31–61. [6.6](#), [6.6](#)
- Biblioteca del Congreso Nacional (2012). Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina. *Biblioteca Nacional del Congreso de Chile*, 20, 1–8. [2.2](#), [2.5.1](#)
- Breyer, Ch; Gerlach, A; Mueller, J; Behacker, H; y Milner, A (2009). Grid-parity analysis for eu and us regions and market segments—dynamics of grid-parity and dependence on solar irradiance, local electricity prices and pv progress ratio. In *24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany* (pp. 21–25). [6.5](#), [12](#)
- Camará chileno-suiza de Comercio (2015). CSS : PRIMER COLEGIO EN CONECTARSE A LA RED ELÉCTRICA POR NET BILLING. [2.8.2](#)
- Central Bank of Chile (2007). Monetary Policy of the Central Bank of Chile in an Inflation Targeting Framework. (pp. 1–42). [6.6](#)
- Chain, Nassir Sapag (2001). *Evaluación de proyectos de inversión en la empresa*. Prentice Hall. [7.2](#), [7.2.1](#), [7.3](#), [7.4](#), [7.5](#), [A.7.1](#)
- Comisión Nacional de Energía (2002). Variación Consumo Bruto Energía Primaria. [2.1](#)
- Comisión Nacional de Energía (2008). Variación Consumo Bruto Energía Primaria. [2.1](#)
- FENERCOM (2012). Guía de Ahorro y Eficiencia Energética en Centros Docentes. [2.8](#), [4.4.1](#)
- INE (2011). Compendio estadístico 2011. [2.8](#), [2.8.1](#)
- International Energy Agency (2015). World Energy Outlook 2015 Factsheet. *Global energy trends to 2040: The energy sector and climate change in the run-up to COP21*, (pp. 1–4). [2.2](#)

- MINERGIA y GIZ (2015). Primer Reporte Costos de adjudicación Programa Techos Solares Públicos Licitaciones 2015. (pp.20). [\(document\)](#), [5.1](#), [6.1](#), [6.1](#), [6.1](#), [6.2](#), [6.2](#), [6.3](#), [6.4](#), [A.1](#)
- MINERGIA y GIZ (2016). Guía de operación y mantenimiento final de sistemas fotovoltaicos. [6.5](#)
- Ministerio de Educación, Gobierno de Chile (2004). Crea el regimen de Jornada Escolar Completa Diurna y dicta normas para su aplicación. [2.8](#)
- Ministerio de Energía (2014). Energía 2050. [2.3](#)
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2010). Chile renueva sus energías Hacia un futuro seguro y sustentable. (pp. 220). [2.1](#)
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2012a). Fija formulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados que se señalan, efectuados por las empresas concesionarias de distribución que indica. *Diario Oficial de la Republica de Chile*. [2.6](#)
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2012b). Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales - Ley 20.571. [2.5.1](#), [2.7](#)
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2016a). Guía de evaluación inicial edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos. [\(document\)](#), [3](#), [3.1](#), [3.2](#), [3.3](#), [5.1.1](#), [6.2](#)
- Ministerio de Energía, Gobierno de Chile (2016b). Modelo de Negocio para venta de energía generada por planta fotovoltaica para autoconsumo e inyección de excedentes de energía conforme a la legislación chilena. [5](#), [A.1](#)
- Oecd (2014). *OECD Factbook 2014: Economic, Environmental and Social Statistics*. [2.1](#)
- Serway, Raymond a. y Kirkpatrick, Larry D. (1988). *Physics for Scientists and Engineers with Modern Physics*, volume 26. [2.1](#)
- Wirth, Harry y Schneider, Karin (2013). Recent facts about photovoltaics in germany. *Report from Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, Germany*. [2.8.1](#)
- Yamamoto, Yoshihiro (2012). Pricing electricity from residential photovoltaic systems: A comparison of feed-in tariffs, net metering, and net purchase and sale. *Solar Energy*, 86(9), 2678–2685. [2.4](#)

A | ANEXOS

A.1. Descripción General del Proceso de Conexión de la Ley de Generación Distribuida

El contenido mostrado en la sección siguiente fue extraído de la sección 8.1 del documento [Ministerio de Energía \(2016b\)](#), con el mismo título aquí presentado.

a) **Inicio del proceso de conexión**, puede realizarse dos formas:

Solicitud de Información: El cliente o usuario final completa el Formulario N° 1 (Solicitud de Información), a través del cual proporcionará información a la Empresa Distribuidora sobre el lugar de instalación y las características del equipamiento de generación.

Dentro de los 10 días hábiles de recepcionada la solicitud de información, la empresa distribuidora proporcionará a través del Formulario N° 2 (Respuesta a la solicitud de información) la información técnica relativa a la conexión (propiedad del empalme, capacidad, tipo, transformador) datos de la red (potencia de cortocircuito, demanda mínima), junto con la capacidad instalada permitida.

GENERAL. Solicitud de conexión:

1) **Presentación**: el usuario o cliente final presentará a la Empresa Distribuidora respectiva el Formulario N° 3 (Solicitud de Conexión), ya sea por carta certificada, carta ingresada a la oficina de partes de la empresa distribuidora, u otro medio que establezca la empresa distribuidora.

2) **Contenido del formulario**:

- a) Nombre completo o razón social y Rol Único Nacional o Rol Único Tributario del colicitante, según corresponda. Si el solicitante es persona natural, deberá acompañar fotocopiada su cédula de indentidad. En caso que el propietario del inmueble sea una persona jurídica, la solicitud deberá ser presetntada por su representante legal, individualizado con su nombre completo y Rol Único Nacional y documento que acredite su personería con una vigencia no anterior a 30 días contados desde la fecha de solicitud.
 - b) Certificado de dominio vigente del inmueble donde se emplezará el Equipamiento de Generación, del Conservador de Bienes Raíces correspondiente, con una vigencia no an terior a 3 meses;
 - c) Dirección donde se instará el Equipamiento de Generación;
 - d) Número de identificación del servicio que corresponde al usuario o cliente final;
 - e) Teléfono, correo electrónico u otro medio de contacto;
 - f) Capacidad Instalada del equipamiento de Generación a conectar y sus principales características, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente;
 - g) Cualquier otro antecedente que el usuario o cliente final considere relevante.
- 3) Información incompleta o errónea de la Solicitud de conexión: La Empresa de Distribución podrá requerir, por escrito y fundamente al usuario o cliente final, que corrija su Solicitud de Conexión. La empresa de Distribución podrá solicitar dicha corección dentro del plazo de 10 días hábiles contadi desde la recepción de la Solicitud de Conexión. El usuario o cliente final deberña corregir o completar la Solicitud de Conexión dentro de 10 días hábiles contado desde la recepción del requerimiento de la Empresa de Distribución. En este caso, el plazo para responder la Solicitud de Conexión deberá contabilizarse a partir de la fecha de ingreso de la Solicitud de Conexión corregida.
- b) **Respuesta de la ED:** la ED dentro del plazo máximo de 20 días hábiles, emitirá respuesta a la SC a través del Formulario N° 4, el cual deberá detallar:
- a) La ubicación geográfica del punto de conexión del Equipamiento de Generación a su red de distribución eléctrica, de acuerdo al número de usuario o cliente final;

- b) La propiedad y capacidad del empalme asociado al usuario o cliente final, expresada en kilowatts;
 - c) La Capacidad Instalada Permitida en la respectiva red de distribución eléctrica, o del sector de ella donde se ubicará el Equipamiento de Generación, establecida según lo indicado en el Título III de este reglamento;
 - d) Las Obras Adicionales y/o Adecuaciones necesarias para la conexión del Equipamiento de Generación, si se requiriesen, junto a su valoración, plazo de ejecución y modalidad de pago;
 - e) El modelo de contrato de conexión que deberá firmarse una vez presentada la NC sin perjuicio que éste pueda ser modificado por mutuo acuerdo de las partes, y
 - f) El costo de las actividades necesarias para efectuar la conexión del Equipamiento de Generación, es decir, la descripción de las partidas principales de las Obras Adicionales y/o Adecuaciones, junto a su valorización, plazo de ejecución, modalidad de pago, entre otros.
- c) **Manifestación de conformidad:** dentro de un plazo no superior a 20 días contados desde la recepción de la respuesta de la ED, deberá el usuario o cliente final, manifestar su conformidad (carta, oficina de partes u otro medio).
- La manifestación de conformidad tiene una vigencia de 6 meses para efectos de presentar la NC.
- d) **Declaración de puesta en servicio:** todo usuario o cliente final que instale equipamiento de generación deberá efectuar la correspondiente declaración de puesta en servicio ante la SEC, previa ejecución por instaladores eléctricos debidamente autorizados por la SEC, que sea clase A o B75. Deberá completarse el Formulario de Declaración TE4.
- e) **Notificación de Conexión:** dentro del plazo máximo de 6 meses, contados desde la manifestación de conformidad por el cliente, se deberá enviar (carta, oficina de partes u otro medio), el Formulario N° 5 el cual debe contener la siguiente información:
- a) El nombre o razón social del titular y el Rol Único Nacional o Rol Único Tributario

del solicitante, según corresponda. Además, deberá incluir su domicilio y número de identificación del servicio que corresponde al usuario o cliente final;

- b) La Capacidad Instalada del Equipamiento de Generación y sus características técnicas esenciales que deberán ser consistentes con las principales características de dicho equipamiento consignadas en la SC, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente o en las instrucciones de carácter general que al efecto dicte la Superintendencia;
- c) El o los certificados de la(s) Unidad(es) de Generación y demás componentes del Equipamiento de Generación que así lo requieran, otorgados en conformidad a la normativa vigente;
- d) La identificación y clase del instalador eléctrico o la identificación del profesional de aquellos señalados en el decreto N° 92, de 1983, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, según corresponda, y
- e) Copia de la declaración o comunicación de la puesta en servicio del Equipamiento de Generación realizada por el usuario o cliente final ante la Superintendencia (copia del Formulario TE4).
- f) **Firma de Contrato de Conexión:** dentro del plazo de 5 días hábiles contados desde la recepción de la NC por la ED, ambos, cliente y ED deberán firmar el contrato de conexión el cual debe contener las siguientes menciones:
 - a) Identificación de las partes, esto es, el usuario o cliente final y la Empresa Distribuidora;
 - b) Opción tarifaria establecida en conformidad a la normativa vigente;
 - c) Capacidad Instalada del Equipamiento de Generación;
 - d) Propiedad del equipo medidor y modalidad de lectura;
 - e) Características técnicas esenciales del Equipamiento de Generación;
 - f) Ubicación del empalme y certificado(s) de la(s) Unidad(es) de Generación y demás componentes del Equipamiento de Generación que así lo requieran;

- g) Fecha de Conexión del Equipamiento de Generación;
- h) Causales de término o resolución del contrato de conexión;
- i) El mecanismo optado por el usuario o cliente final para el pago de los remanentes no descontados y su periodicidad, de acuerdo a las disposiciones legales vigentes;
- j) Vigencia del contrato, y
- k) Medio de comunicación acordado.

Puede convenir también con la ED que sea ella la encargada de traspasar los atributos ERNC a las empresas eléctricas obligadas al cumplimiento de la obligación del 20/25.

- g) **Protocolo de conexión de Equipamiento de Generación:** dentro de los 20 días hábiles de firmado el contrato de conexión la ED supervisará la conexión del equipamiento de generación mediante la presentación del Formulario N° 6, el cual verificará los requerimientos generales relativos a los equipos de medición, valores de ajustes de protección, sobretensión, des-energización, etc.
- h) **Cliente pone en servicio el equipamiento de generación, conectándose.** En caso de incumplimiento de los plazos en el procedimiento de conexión el usuario o cliente final deberá presentar una nueva Solicitud de Conexión.

A.2. Cómo funciona el Programa de Techos Solares Públicos

A.2.1. ¿Cuáles son las etapas del Programa?

El programa está concebido para identificar y seleccionar los edificios públicos a ser implementados con sistemas fotovoltaicos, para posteriormente, a través de una licitación pública, encomendar su instalación. Dentro de las actividades principales a desarrollar, las cuales serán periódicas a través de la duración del programa, se consideran:

1. Identificación de edificios públicos: Las instituciones públicas realizarán un levantamiento de los edificios públicos que cumplan con los criterios de elegibilidad y los postularán mediante una ficha básica de información.
2. Selección de proyectos: El Ministerio de Energía analizará la información contenida en la Ficha Básica y determinará la visita técnica a terreno para aquellos edificios que cumplen con los criterios de elegibilidad.
3. Diseño de la solución: El Ministerio de Energía analizará la información recolectada en terreno y elaborará un ante-proyecto de un sistema fotovoltaico adecuado para el edificio seleccionado, el que será presentado a la institución pública para su aprobación.
4. Licitación de los proyectos: El Ministerio de Energía realizará un llamado a licitación pública para que empresas instaladoras oferten la implementación de los proyectos elaborados.
5. Instalación: La empresa adjudicataria realizará la instalación del sistema fotovoltaico, cuya calidad y correcto desarrollo será supervisado por el Ministerio de Energía.
6. Evaluación programa: se realizará un monitoreo de los proyectos implementados a través de una evaluación anual del programa para verificar el cumplimiento de los objetivos planteados.

A.2.2. Compromisos que adquieren las instituciones

Antes de la correspondiente visita a terreno la institución pública deberá firmar un convenio de transferencia con la Subsecretaría de Energía para establecer el procedimiento mediante el cual se desarrollarán las acciones y actividades y los compromisos que asumirá cada uno. Entre los compromisos que debe asumir la institución pública se encuentran:

1. Identificar edificios institucionales que puedan ser objeto de la implementación de sistemas fotovoltaicos
2. Responder oportunamente a la solicitud de información, antecedentes y/o documentos que realice la Subsecretaría de Energía

3. Gestionar los procedimientos administrativos referidos en el Reglamento de la Ley N° 20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales
4. Velar por el buen funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos, responsabilizándose de la mantención y reparación de estos
5. Informar anualmente a la Subsecretaría sobre el programa de mantención desarrollado
6. Cumplir lo acordado en el Convenio de Transferencia de Bienes Muebles.

A.3. Comparación costo unitario de adjudicación por proyecto

Tabla A.1: Detalle de los proyectos licitados individualmente por el PTSP durante el año 2015.

Todos los precios mostrados se encuentran evaluados en USD/W.

(Fuente: Programa Techos Solares Públicos, [MINERGIA y GIZ \(2015\)](#))

PROYECTO	REGIÓN	PROVEEDOR	CAPACIDAD	PRECIO NETO	PANELES	INVERSOR	ESTRUCTURA	VALOR USD [CLP]
Gobernación Calama	II	Lumisolar	5	3,93	0,69	0,55	0,11	621,69
Fiscalía Calama	II	Tritec	15	2,55	0,84	0,3	0,2	621,69
Escuela Gabriela Mistral	II	Ecolife	20	2,02	0,71	0,22	0,2	687,37
Teleton Calama	II	Tritec	40	1,84	0,49	0,11	0,13	621,69
Hospital San Jose	VII	Chilectra	60	1,37	0,53	0,11	0,09	698,72
Teleton Santiago	RM	Tritec	70	1,52	0,62	0,14	0,11	649,30
GAM	RM	Andes Solar	100	1,33	0,53	0,12	0,13	676,43
Hospital de Cauquenes	VII	Solar del Valle - Chilectra	100	1,19	0,53	0,11	0,09	697,07
Hospital Barros Luco	RM	Solar del Valle	100	1,19	0,53	0,11	0,15	697,07
Hospital Padre Hurtado	RM	Solar del Valle	100	1,14	0,51	0,11	0,14	715,66

A.4. Tarifas de inyección

Tabla A.2: Muestra el comportamiento de la tarifa de Inyección para clientes conectados en baja tensión pertenecientes al Área 1A y que son abastecidos por la compañía Enel Distribución Chile S.A. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

(Fuente: Elaboración Propia en base a las publicaciones realizadas por Enel Distribución Chile S.A.)

FECHA	VALOR DE TARIFA DE INYECCIÓN [CLP/kWh]
Aug-15	59,5789
Sep-15	59,1831
Oct-15	59,1831
Nov-15	59,1831
Dec-15	58,2504
Jan-16	60,8067
Feb-16	63,9579
Mar-16	63,9579
Apr-16	65,8277
May-16	65,8277
Jun-16	66,711
Jul-16	65,9344
Aug-16	65,9344
Sep-16	63,4983
Oct-16	63,4983
Nov-16	63,4983
Dec-16	63,4983
Jan-17	63,4983
Feb-17	63,4983
Mar-17	63,4983
Apr-17	63,4983
May-17	63,4983

Tabla A.3: Proyección de la tarifa de inyección entre los años 2018 y 2026 considerando un 3 % de inflación anual. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Mes	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Enero	60,8067	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509
Febrero	63,9579	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509
Marzo	63,9579	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509
Abril	65,8277	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509
Mayo	65,8277	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509
Junio	66,7110	68,7123	70,7737	72,8969	75,0838	77,3363	79,6564	82,0461	84,5075	87,0427	89,6540
Julio	65,9344	67,9124	69,9498	72,0483	74,2097	76,4360	78,7291	81,0910	83,5237	86,0294	88,6103
Agosto	65,9344	67,9124	69,9498	72,0483	74,2097	76,4360	78,7291	81,0910	83,5237	86,0294	88,6103
Septiembre	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509	85,3364
Octubre	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509	85,3364
Noviembre	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509	85,3364
Diciembre	63,4983	65,4032	67,3653	69,3863	71,4679	73,6119	75,8203	78,0949	80,4377	82,8509	85,3364

Tabla A.4: Proyección de la tarifa de inyección entre los años 2027 y 2036 considerando un 3 % de inflación anual. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Mes	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Enero	85,3364	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447
Febrero	85,3364	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447
Marzo	85,3364	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447
Abril	85,3364	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447
Mayo	85,3364	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447
Junio	92,3436	95,1139	97,9674	100,9064	103,9336	107,0516	110,2631	113,5710	116,9781	120,4875
Julio	91,2686	94,0067	96,8269	99,7317	102,7236	105,8054	108,9795	112,2489	115,6164	119,0849
Agosto	91,2686	94,0067	96,8269	99,7317	102,7236	105,8054	108,9795	112,2489	115,6164	119,0849
Septiembre	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447	114,6850
Octubre	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447	114,6850
Noviembre	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447	114,6850
Diciembre	87,8965	90,5334	93,2494	96,0469	98,9283	101,8961	104,9530	108,1016	111,3447	114,6850

Tabla A.5: Proyección de la tarifa de inyección entre los años 2037 y 2042 considerando un 3 % de inflación anual. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Mes	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Enero	114,6850	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513
Febrero	114,6850	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513
Marzo	114,6850	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513
Abril	114,6850	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513
Mayo	114,6850	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513
Junio	124,1021	127,8252	131,6599	135,6097	139,6780	143,8684
Julio	122,6574	126,3371	130,1272	134,0311	138,0520	142,1936
Agosto	122,6574	126,3371	130,1272	134,0311	138,0520	142,1936
Septiembre	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513	136,9399
Octubre	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513	136,9399
Noviembre	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513	136,9399
Diciembre	118,1255	121,6693	125,3194	129,0790	132,9513	136,9399

A.5. Detalle de Consumo del Colegio Suizo de Santiago

Tabla A.6: Muestra el consumo de energía activa del Colegio Suizo de Santiago entre los años 2010 y 2016 . Medida en kiloWatts-hora.

(Fuente: Elaboración Propia en base a los datos de consumo entregados por el Colegio Suizo de Santiago)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
enero	3.360	3.240	3.680	4.480	3.920	3.520	1.339
febrero	4.000	3.480	3.640	4.360	3.480	3.080	1.454
marzo	7.360	8.240	8.960	9.160	8.360	6.520	4.721
abril	10.200	9.400	8.680	10.600	9.920	7.720	5.574
mayo	10.120	10.080	10.920	10.680	11.080	9.240	6.322
junio	11.120	10.400	11.640	11.360	10.800	8.920	
julio	7.280	7.080	7.640	8.640	6.760	6.939	
agosto	12.040	10.920	10.800	11.720	11.080	10.127	
septiembre	9.560	8.880	10.160	10.040	8.720	7.777	
octubre	9.600	8.720	9.560	9.080	9.440	7.195	
noviembre	8.640	7.800	8.840	10.640	8.760	5.381	
diciembre	6.840	6.240	7.000	6.360	5.360	2.459	
Total Anual	100.120	94.480	101.520	107.120	97.680	78.878	19.410

A.6. Detalle de generación Mensual

Tabla A.7: Muestra la generación de kiloWatts-hora estimada mes a mes por el explorador solar para un sistema fotovoltaico de 66 KiloWatts, ubicado en la comuna de Ñuñoa, José Domingo Cañas 2206, ciudad de Santiago. Montaje Paralelo al techo, inclinación de los equipos en 27°, grado Azimut -5° y máxima inclinación HSAT 45°. (Fuente: Explorador Solar)

Mes	Generación [kWh]
Enero	10.564
Febrero	9.374
Marzo	9.370
Abril	7.429
Mayo	5.811
Junio	5.069
Julio	5.406
Agosto	6.143
Septiembre	7.508
Octubre	8.860
Noviembre	9.741
Diciembre	10.553
Total	95.827

A.7. Herramientas Financieras

A.7.1. Tasa de descuento

Para la evaluación de los proyectos evaluados en el capítulo 7 se utilizó una tasa de descuento igual a 6,71 %. Para llegar a esta tasa se utilizó el Modelo para la valoración de Activos de Capital (Chain, 2001) que establece $R_a = R_f + \beta(R_m - R_f)$.

Para esto se considero como tasa libre de Riesgo (R_f) el valor de la Tasa de Interés

mercado secundario, bonos en UF a 20 años (BTU). Esta fue obtenida de la Base de datos estadísticos para el Banco Central de Chile, que para el mes de Mayo fue igual a 1,62 %.

La tasa de retorno esperada para el mercado (R_m) se obtuvo de la base de datos publicada en el sitio de *Damodaran Online* (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>). Directamente desde el archivo *The Equity risk premium for a Country*, considerando el promedio de las variables *Equity Risk Premium (CDS)* y *Equity Risk Premium (Rating)* para Chile. El resultado fue $R_m = 6,68 \%$

Finalmente, el valor de la prisma por riesgo del mercado (β) es igual a 0,67. Este valor fue obtenido también de la base de datos publicada en el sitio de *Damodaran Online*. Considerando la industria *Green and Renewable Energy*, el dato de *Unlevered Beta*.

Por lo tanto, el cálculo es el siguiente:

$$R_a = R_f + \beta(R_m - R_f) \quad (\text{A.1})$$

$$R_a = 1,62 + 0,67(6,68 - 1,62) \quad (\text{A.2})$$

$$R_a = 6,71 \quad (\text{A.3})$$

A.7.2. Tablas de pago de intereses

Tabla A.8: Muestra el desglose del pago de los intereses correspondientes a los elementos del préstamo presentados en la tabla 7.2 para el Modelo 1

(Fuente: Explorador Solar)

Periodo	-	1	2	3	4	5
Saldo insoluto	31.118.900	26.425.334	21.067.510	14.951.420	7.969.750	(0)
Interés		4.404.102	3.739.845	2.981.579	2.116.000	1.127.919
Amortización		4.693.567	5.357.824	6.116.090	6.981.670	7.969.750
Cuota		9.097.669	9.097.669	9.097.669	9.097.669	9.097.669

A.7.3. Tablas de depreciación

Tabla A.9: Tabla de depreciación entre los años 0 al 7 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo 1, Modelo PTSP, Modelo 2 y Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Tabla Depreciación	0	1	2	3	4	5	6	7
Valor Libro Paneles	25.057.047	24.054.765	23.052.483	22.050.201	21.047.919	20.045.638	19.043.356	18.041.074
Depreciación Paneles		1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282
Valor Libro Inversores	5.586.285	5.362.834	5.139.382	4.915.931	4.692.480	4.469.028	4.245.577	4.022.125
Depreciación Inversores		223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451
Valor Libro Estructura	4.357.747	4.183.437	4.009.128	3.834.818	3.660.508	3.486.198	3.311.888	3.137.578
Depreciación Estructura		174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310
Valor Libro Sistema	35.001.079	33.601.036	32.200.993	30.800.950	29.400.907	28.000.864	26.600.820	25.200.777

Tabla A.10: Tabla de depreciación entre los años 8 al 15 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo 1, Modelo PTSP, Modelo 2 y Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Tabla Depreciación	8	9	10	11	12	13	14	15
Valor Libro Paneles	17.038.792	16.036.510	15.034.228	14.031.946	13.029.664	12.027.383	11.025.101	10.022.819
Depreciación Paneles	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282
Valor Libro Inversores	3.798.674	3.575.223	3.351.771	3.128.320	2.904.868	2.681.417	2.457.965	2.234.514
Depreciación Inversores	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451
Valor Libro Estructura	2.963.268	2.788.958	2.614.648	2.440.338	2.266.029	2.091.719	1.917.409	1.743.099
Depreciación Estructura	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310
Valor Libro Sistema	23.800.734	22.400.691	21.000.648	19.600.604	18.200.561	16.800.518	15.400.475	14.000.432

Tabla A.11: Tabla de depreciación entre los años 16 al 7 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo 1, Modelo PTSP, Modelo 2 y Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Tabla	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
De- pre- cia- ción										
Valor	9.020.537	8.018.255	7.015.973	6.013.691	5.011.409	4.009.128	3.006.846	2.004.564	1.002.282	(0)
Libro										
Pane- les										
Depreciación	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282	1.002.282
Pane- les										
Valor	2.011.063	1.787.611	1.564.160	1.340.708	1.117.257	893.806	670.354	446.903	223.451	(0)
Libro										
Inver- sores										
Depreciación	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451	223.451
Inver- sores										
Valor	1.568.789	1.394.479	1.220.169	1.045.859	871.549	697.240	522.930	348.620	174.310	0
Libro										
Es- truc- tura										
Depreciación	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310	174.310
Es- truc- tura										
Valor	12.600.389	11.200.345	9.800.302	8.400.259	7.000.216	5.600.173	4.200.130	2.800.086	1.400.043	(0)
Libro										
Siste- ma										

Tabla A.12: Tabla de depreciación entre los años 0 al 7 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Tabla Depreciación	0	1	2	3	4	5	6	7
Valor Libro Paneles	10.299.285	9.887.314	9.475.342	9.063.371	8.651.399	8.239.428	7.827.457	7.415.485
Depreciación Paneles	411.971	411.971	411.971	411.971	411.971	411.971	411.971	
Valor Libro Inversores	3.502.687	3.362.579	3.222.472	3.082.364	2.942.257	2.802.150	2.662.042	2.521.935
Depreciación Inversores	140.107	140.107	140.107	140.107	140.107	140.107	140.107	
Valor Libro Estructura	2.823.998	2.711.038	2.598.078	2.485.118	2.372.158	2.259.198	2.146.238	2.033.278
Depreciación Estructura	112.960	112.960	112.960	112.960	112.960	112.960	112.960	
Valor Libro Sistema	16.625.969	15.960.931	15.295.892	14.630.853	13.965.814	13.300.776	12.635.737	11.970.698

Tabla A.13: Tabla de depreciación entre los años 8 al 16 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Tabla	Deprecia- ción	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Valor Libro Pane- les		7,003,514	6,591,542	6,179,571	5,767,600	5,355,628	4,943,657	4,531,685	4,119,714	3,707,743
Depreciación Pa- neles		411,971	411,971	411,971	411,971	411,971	411,971	411,971	411,971	411,971
Valor Libro Inver- sores		2,381,827	2,241,720	2,101,612	1,961,505	1,821,397	1,681,290	1,541,182	1,401,075	1,260,967
Depreciación Inversores		140,107	140,107	140,107	140,107	140,107	140,107	140,107	140,107	140,107
Valor Libro Estructura		1,920,318	1,807,358	1,694,399	1,581,439	1,468,479	1,355,519	1,242,559	1,129,599	1,016,639
Depreciación Es- tructura		112,960	112,960	112,960	112,960	112,960	112,960	112,960	112,960	112,960
Valor Libro Siste- ma		11,305,659	10,640,620	9,975,582	9,310,543	8,645,504	7,980,465	7,315,427	6,650,388	5,985,349

Tabla A.14: Tabla de depreciación entre los años 17 al 25 del sistema fotovoltaico adquiridos para la aplicación del Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Tabla Depreciación	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Valor Libro Paneles	3.295.771	2.883.800	2.471.828	2.059.857	1.647.886	1.235.914	823.943	411.971	(0)
Depreciación Paneles	411.971	411.971	411.971	411.971	411.971	411.971	411.971	411.971	411.971
Valor Libro Inversores	1.120.860	980.752	840.645	700.537	560.430	420.322	280.215	140.107	0
Depreciación Inversores	140.107	140.107	140.107	140.107	140.107	140.107	140.107	140.107	140.107
Valor Libro Estructura	903.679	790.719	677.759	564.800	451.840	338.880	225.920	112.960	0
Depreciación Estructura	112.960	112.960	112.960	112.960	112.960	112.960	112.960	112.960	112.960
Valor Libro Sistema	5.320.310	4.655.271	3.990.233	3.325.194	2.660.155	1.995.116	1.330.078	665.039	(0)

A.8. Modelo 1: Inversión en Equipos por parte del Colegio

Tabla A.15: Muestra las tasas de interés obtenidas para diferentes bancos al simular el préstamo de la tabla 7.2.

(Fuente: Elaboración Propia)

Tasa Anual	Banco
12,96 %	Banco de Chile
12,36 %	Banco Santander
12,48 %	Banco Estado
18,81 %	Banco Falabella

Tabla A.16: Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo 1. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
0	1	2	3	4	5	6	7
Valor Energía Ge- nerada	6.419.039	6.611.610	6.809.959	7.014.257	7.224.685	7.441.426	7.664.668
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Intereses	(4.404.102)	(3.739.845)	(2.981.579)	(2.116.000)	(1.127.919)	-	-
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	89.877	946.706	1.903.320	2.973.198	4.171.707	5.516.366	5.739.609
Impuesto	(22.919)	(255.611)	(513.896)	(802.764)	(1.126.361)	(1.489.419)	(1.549.694)
Utilidad Neta	66.959	691.095	1.389.424	2.170.435	3.045.346	4.026.947	4.189.915
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Inversión (62.237.801)							
Prestamo 31.118.900							
Amortización	(4.693.567)	(5.357.824)	(6.116.090)	(6.981.670)	(7.969.750)		
Valor de Desecho							
Flujo de Caja	(31.118.900)	(3.266.686)	(3.326.623)	(3.411.192)	(3.524.361)	5.426.991	5.589.958

Tabla A.17: Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 15 calculado para el Modelo 1. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	8	9	10	11	12	13	14	15
Valor Energía Generada	7.894.608	8.131.447	8.375.390	8.626.652	8.885.451	9.152.015	9.426.575	9.709.373
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Intereses	-	-	-	-	-	-	-	-
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	5.969.549	6.206.387	6.450.331	6.701.592	6.960.392	7.226.956	7.501.516	7.784.313
Impuesto	(1.611.778)	(1.675.725)	(1.741.589)	(1.809.430)	(1.879.306)	(1.951.278)	(2.025.409)	(2.101.765)
Utilidad Neta	4.357.771	4.530.663	4.708.741	4.892.162	5.081.086	5.275.678	5.476.107	5.682.549
Depreciación Inversión	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Prestamo Amortización								
Valor de Desecho								
Flujo de Caja	5.757.814	5.930.706	6.108.785	6.292.206	6.481.129	6.675.721	6.876.150	7.082.592

Tabla A.18: Muestra el flujo de caja entre los años 16 al 20 calculado para el Modelo 1. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2033 16	2034 17	2035 18	2036 19	2037 20
Valor Energía Generada	10.000.654	10.300.673	10.609.694	10.927.984	11.255.824
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Intereses	-	-	-	-	-
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	8.075.594	8.375.614	8.684.634	9.002.925	9.330.765
Impuesto	(2.180.410)	(2.261.416)	(2.344.851)	(2.430.790)	(2.519.306)
Utilidad Neta	5.895.184	6.114.198	6.339.783	6.572.135	6.811.458
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Inversión					
Prestamo					
Amortización					
Valor de Desecho					
Flujo de Caja	7.295.227	7.514.241	7.739.826	7.972.178	8.211.501

Tabla A.19: Muestra el flujo de caja entre los años 21 al 25 calculado para el Modelo 1. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2038	2039	2040	2041	2042
	21	22	23	24	25
Valor Energía Generada	11.593.499	11.941.304	12.299.543	12.668.529	13.048.585
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Intereses	-	-	-	-	-
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	9.668.439	10.016.244	10.374.483	10.743.470	11.123.525
Impuesto	(2.610.479)	(2.704.386)	(2.801.111)	(2.900.737)	(3.003.352)
Utilidad Neta	7.057.961	7.311.858	7.573.373	7.842.733	8.120.174
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Inversión					
Prestamo					
Amortización					
Valor de Desecho					-
Flujo de Caja	8.458.004	8.711.901	8.973.416	9.242.776	9.520.217

A.8.1. Modelo Subvencionado por medio del PTSP



Tabla A.20: Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo Subvencionado por el PTSP. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
0	1	2	3	4	5	6	7
Valor Energía Generada	6.419.039	6.611.610	6.809.959	7.014.257	7.224.685	7.441.426	7.664.668
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	4.493.980	4.686.551	4.884.899	5.089.198	5.299.626	5.516.366	5.739.609
Impuesto	(1.145.965)	(1.265.369)	(1.318.923)	(1.374.083)	(1.430.899)	(1.489.419)	(1.549.694)
Utilidad Neta	3.348.015	3.421.182	3.565.976	3.715.115	3.868.727	4.026.947	4.189.915
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Inversión	-	-	-	-	-	-	-
Prestamo	-	-	-	-	-	-	-
Valor de Desecho	-	-	-	-	-	-	-
Flujo de Caja	(1)	4.748.058	4.821.225	4.966.020	5.115.158	5.268.770	5.426.991
							5.589.958

Tabla A.21: Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 14 calculado para el Modelo Subvencionado por el PTSP. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	8	9	10	11	12	13	14
Valor Energía Generada	7.894.608	8.131.447	8.375.390	8.626.652	8.885.451	9.152.015	9.426.575
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	5.969.549	6.206.387	6.450.331	6.701.592	6.960.392	7.226.956	7.501.516
Impuesto	(1.611.778)	(1.675.725)	(1.741.589)	(1.809.430)	(1.879.306)	(1.951.278)	(2.025.409)
Utilidad Neta	4.357.771	4.530.663	4.708.741	4.892.162	5.081.086	5.275.678	5.476.107
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Inversión							
Prestamo							
Valor de Desecho							
Flujo de Caja	5.757.814	5.930.706	6.108.785	6.292.206	6.481.129	6.675.721	6.876.150

Tabla A.22: Muestra el flujo de caja entre los años 15 al 20 calculado para el Modelo Subvencionado por el PTSP. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2032	2033	2034	2035	2036	2037
	15	16	17	18	19	20
Valor Energía Generada	9.709.373	10.000.654	10.300.673	10.609.694	10.927.984	11.255.824
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	7.784.313	8.075.594	8.375.614	8.684.634	9.002.925	9.330.765
Impuesto	(2.101.765)	(2.180.410)	(2.261.416)	(2.344.851)	(2.430.790)	(2.519.306)
Utilidad Neta	5.682.549	5.895.184	6.114.198	6.339.783	6.572.135	6.811.458
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Inversión						
Prestamo						
Valor de Desecho						
Flujo de Caja	7.082.592	7.295.227	7.514.241	7.739.826	7.972.178	8.211.501

Tabla A.23: Muestra el flujo de caja entre los años 21 al 25 calculado para el Modelo Subvencionado por el PTSP. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2038	2039	2040	2041	2042
	21	22	23	24	25
Valor Energía Generada	11.593.499	11.941.304	12.299.543	12.668.529	13.048.585
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	9.668.439	10.016.244	10.374.483	10.743.470	11.123.525
Impuesto	(2.610.479)	(2.704.386)	(2.801.111)	(2.900.737)	(3.003.352)
Utilidad Neta	7.057.961	7.311.858	7.573.373	7.842.733	8.120.174
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Inversión					
Prestamo					
Valor de Desecho					-
Flujo de Caja	8.458.004	8.711.901	8.973.416	9.242.776	9.520.217

A.9. Modelo 2: Financiamiento Parcial - Leasing Financiero sobre los equipos



Tabla A.24: Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo 2. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
0	1	2	3	4	5	6	7
Valor Energía Ge- nerada	6.419.039	6.611.610	6.809.959	7.014.257	7.224.685	7.441.426	7.664.668
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Intereses	(3.500.108)	(3.412.262)	(3.315.631)	(3.209.337)	(3.092.413)	(2.963.798)	(2.822.320)
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	993.872	1.274.289	1.569.268	1.879.861	2.207.212	2.552.569	2.917.289
Impuesto	(253.437)	(344.058)	(423.702)	(507.563)	(595.947)	(689.193)	(787.668)
Utilidad Neta	740.434	930.231	1.145.566	1.372.299	1.611.265	1.863.375	2.129.621
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Instalación e Inver- sión	-	-	-	-	-	-	-
Amortización	(878.463)	(966.309)	(1.062.940)	(1.169.234)	(1.286.157)	(1.414.773)	(1.556.250)
Valor de Desecho							
Flujo de Caja	1.262.015	1.363.965	1.482.669	1.603.108	1.725.151	1.848.645	1.973.414
(27.236.721)							

Tabla A.25: Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 15 calculado para el Modelo 2. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
	8	9	10	11	12	13	14	15
Valor Energía Ge-	7.894.608	8.131.447	8.375.390	8.626.652	8.885.451	9.152.015	9.426.575	9.709.373
nerada								
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Intereses	(2.666.695)	(2.495.508)	(2.307.202)	-	-	-	-	-
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de	3.302.854	3.710.879	4.143.129	6.701.592	6.960.392	7.226.956	7.501.516	7.784.313
Impuesto								
Impuesto	(891.770)	(1.001.937)	(1.118.645)	(1.809.430)	(1.879.306)	(1.951.278)	(2.025.409)	(2.101.765)
Utilidad Neta	2.411.083	2.708.942	3.024.484	4.892.162	5.081.086	5.275.678	5.476.107	5.682.549
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Instalación e Inver-	-	-	(21.000.648)	-	-	-	-	-
sión								
Amortización	(1.711.875)	(1.883.063)	(2.071.369)	-	-	-	-	-
Valor de Desecho								
Flujo de Caja	2.099.251	2.225.922	(18.647.489)	6.292.206	6.481.129	6.675.721	6.876.150	7.082.592

Tabla A.26: Muestra el flujo de caja entre los años 16 al 21 calculado para el Modelo 2. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	16	17	18	19	20	21
Valor Energía Generada	10.000.654	10.300.673	10.609.694	10.927.984	11.255.824	11.593.499
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Intereses	-	-	-	-	-	-
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	8.075.594	8.375.614	8.684.634	9.002.925	9.330.765	9.668.439
Impuesto	(2.180.410)	(2.261.416)	(2.344.851)	(2.430.790)	(2.519.306)	(2.610.479)
Utilidad Neta	5.895.184	6.114.198	6.339.783	6.572.135	6.811.458	7.057.961
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Instalación e Inversión	-	-	-	-	-	-
Amortización	-	-	-	-	-	-
Valor de Desecho	-	-	-	-	-	-
Flujo de Caja	7.295.227	7.514.241	7.739.826	7.972.178	8.211.501	8.458.004

Tabla A.27: Muestra el flujo de caja entre los años 22 al 25 calculado para el Modelo 2. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2039	2040	2041	2042
	22	23	24	25
Valor Energía Generada	11.941.304	12.299.543	12.668.529	13.048.585
Mantenimiento	(525.016)	(525.016)	(525.016)	(525.016)
Intereses	-	-	-	-
Depreciación	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)	(1.400.043)
Utilidad Antes de Impuesto	10.016.244	10.374.483	10.743.470	11.123.525
Impuesto	(2.704.386)	(2.801.111)	(2.900.737)	(3.003.352)
Utilidad Neta	7.311.858	7.573.373	7.842.733	8.120.174
Depreciación	1.400.043	1.400.043	1.400.043	1.400.043
Instalación e Inversión	-	-	-	-
Amortización	-	-	-	-
Valor de Desecho	-	-	-	-
Flujo de Caja	8.711.901	8.973.416	9.242.776	9.520.217

A.10. Modelo 3: Compra de Energía a ESCO



Tabla A.28: Proyección de la tarifa de venta de la ESCO al colegio para el modelo 3 entre los años 2018 y 2026 considerando este precio como un 10 % menor al precio de la Tarifa de Inyección. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Mes	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Enero	54,7260	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658
Febrero	57,5621	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658
Marzo	57,5621	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658
Abril	59,2449	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658
Mayo	59,2449	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658
Junio	60,0399	61,8411	63,6963	65,6072	67,5754	69,6027	71,6908	73,8415	76,0567	78,3385	80,6886
Julio	59,3410	61,1212	62,9548	64,8435	66,7888	68,7924	70,8562	72,9819	75,1714	77,4265	79,7493
Agosto	59,3410	61,1212	62,9548	64,8435	66,7888	68,7924	70,8562	72,9819	75,1714	77,4265	79,7493
Septiembre	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658	76,8028
Octubre	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658	76,8028
Noviembre	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658	76,8028
Diciembre	57,1485	58,8629	60,6288	62,4477	64,3211	66,2507	68,2383	70,2854	72,3940	74,5658	76,8028

Tabla A.29: Proyección de la tarifa de venta de la ESCO al colegio para el modelo 3 entre los años 2027 y 2036 considerando este precio como un 10 % menor al precio de la Tarifa de Inyección. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Mes	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Enero	76,8028	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102
Febrero	76,8028	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102
Marzo	76,8028	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102
Abril	76,8028	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102
Mayo	76,8028	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102
Junio	83,1093	85,6025	88,1706	90,8157	93,5402	96,3464	99,2368	102,2139	105,2803	108,4387
Julio	82,1418	84,6060	87,1442	89,7585	92,4513	95,2248	98,0816	101,0240	104,0547	107,1764
Agosto	82,1418	84,6060	87,1442	89,7585	92,4513	95,2248	98,0816	101,0240	104,0547	107,1764
Septiembre	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102	103,2165
Octubre	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102	103,2165
Noviembre	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102	103,2165
Diciembre	79,1068	81,4801	83,9245	86,4422	89,0355	91,7065	94,4577	97,2914	100,2102	103,2165

Tabla A.30: Proyección de la tarifa de venta de la ESCO al colegio para el modelo 3 entre los años 2037 y 2042 considerando este precio como un 10 % menor al precio de la Tarifa de Inyección. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

Mes	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Enero	103,2165	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562
Febrero	103,2165	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562
Marzo	103,2165	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562
Abril	103,2165	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562
Mayo	103,2165	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562
Junio	111,6919	115,0427	118,4939	122,0488	125,7102	129,4815
Julio	110,3917	113,7034	117,1145	120,6280	124,2468	127,9742
Agosto	110,3917	113,7034	117,1145	120,6280	124,2468	127,9742
Septiembre	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562	123,2459
Octubre	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562	123,2459
Noviembre	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562	123,2459
Diciembre	106,3130	109,5024	112,7874	116,1711	119,6562	123,2459

Tabla A.31: Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
0	1	2	3	4	5	6	7
Valor Energía Generada	6,419,039	6,611,610	6,809,959	7,014,257	7,224,685	7,441,426	7,664,668
Cobro por Energía Generada	(5,777,135)	(5,950,449)	(6,128,963)	(6,312,832)	(6,502,217)	(6,697,283)	(6,898,202)
Utilidad Antes de Impuesto	641,904	661,161	680,996	701,426	722,469	744,143	766,467
Impuesto	(163,685)	(178,513)	(183,869)	(189,385)	(195,066)	(200,918)	(206,946)
Utilidad Neta	478,218	482,648	497,127	512,041	527,402	543,224	559,521
Flujo de Caja	-1	482,648	497,127	512,041	527,402	543,224	559,521

Tabla A.32: Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 14 calculado para el Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	8	9	10	11	12	13	14
Valor Energía Generada	7.894.608	8.131.447	8.375.390	8.626.652	8.885.451	9.152.015	9.426.575
Cobro por Energía Generada	(7.105.148)	(7.318.302)	(7.537.851)	(7.763.987)	(7.996.906)	(8.236.813)	(8.483.918)
Utilidad Antes de Impuesto	789.461	813.145	837.539	862.665	888.545	915.201	942.658
Impuesto	(213.154)	(219.549)	(226.136)	(232.920)	(239.907)	(247.104)	(254.518)
Utilidad Neta	576.306	593.596	611.403	629.746	648.638	668.097	688.140
Flujo de Caja	576.306	593.596	611.403	629.746	648.638	668.097	688.140

Tabla A.33: Muestra el flujo de caja entre los años 15 al 21 calculado para el Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	15	16	17	18	19	20	21
Valor Energía Generada	9.709.373	10.000.654	10.300.673	10.609.694	10.927.984	11.255.824	11.593.499
Cobro por Energía Generada	(8.738.435)	(9.000.588)	(9.270.606)	(9.548.724)	(9.835.186)	(10.130.242)	(10.434.149)
Utilidad Antes de Impuesto	970.937	1.000.065	1.030.067	1.060.969	1.092.798	1.125.582	1.159.350
Impuesto	(262.153)	(270.018)	(278.118)	(286.462)	(295.056)	(303.907)	(313.024)
Utilidad Neta	708.784	730.048	751.949	774.508	797.743	821.675	846.325
Flujo de Caja	708.784	730.048	751.949	774.508	797.743	821.675	846.325

Tabla A.34: Muestra el flujo de caja entre los años 22 al 25 calculado para el Modelo 3. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2039	2040	2041	2042
	22	23	24	25
Valor Energía Generada	11.941.304	12.299.543	12.668.529	13.048.585
Cobro por Energía Generada	(10.747.173)	(11.069.588)	(11.401.676)	(11.743.726)
Utilidad Antes de Impuesto	1.194.130	1.229.954	1.266.853	1.304.858
Impuesto	(322.415)	(332.088)	(342.050)	(352.312)
Utilidad Neta	871.715	897.867	924.803	952.547
Flujo de Caja	871.715	897.867	924.803	952.547

Tabla A.35: Muestra la generación de kiloWatts-hora estimada mes a mes por el explorador solar para un sistema fotovoltaico de 25 KiloWatts, ubicado en la comuna de Ñuñoa, José Domingo Cañas 2206, ciudad de Santiago. Montaje Paralelo al techo, inclinación de los equipos en 27°, grado Azimut -5° y máxima inclinación HSAT 45°.

(Fuente: Explorador Solar)

Mes	Generación [kWh]
Enero	4.001
Febrero	3.551
Marzo	3.549
Abril	2.814
Mayo	2.201
Junio	1.920
Julio	2.048
Agosto	2.327
Septiembre	2.844
Octubre	3.356
Noviembre	3.690
Diciembre	3.997
Total	36.298

A.11. Análisis del Modelo aplicado en el Proyecto Fotovoltaico del Colegio Suizo de Santiago

Tabla A.36: Muestra el flujo de caja entre los años 0 al 7 calculado para el Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	-	1	2	3	4	5	6
Valor Energía Generada	2.431.448	2.504.391	2.579.523	2.656.908	2.736.616	2.818.714	2.903.276
Mantenimiento							
Cobro por Energía Generada	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)
Depreciación							
Utilidad Antes de Impuesto	57.447	130.390	205.522	282.908	362.615	444.714	529.275
Impuesto	(14.649)	(35.205)	(55.491)	(76.385)	(97.906)	(120.073)	(142.904)
Utilidad Neta	42.798	95.185	150.031	206.523	264.709	324.641	386.371
Depreciación							
Valor de desecho							
Flujo de Caja	-1	42.798	95.185	150.031	206.523	264.709	386.371

Tabla A.37: Muestra el flujo de caja entre los años 8 al 14 calculado para el Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	8	9	10	11	12	13	14
Valor Energía Generada	2.990.374	3.080.085	3.172.488	3.267.662	3.365.692	3.466.663	3.570.663
Mantenimiento							
Cobro por Energía Generada	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)	(2.374.001)
Depreciación							
Utilidad Antes de Impuesto	616.373	706.085	798.487	893.662	991.692	1.092.662	1.196.662
Impuesto	(166.421)	(190.643)	(215.592)	(241.289)	(267.757)	(295.019)	(323.099)
Utilidad Neta	449.953	515.442	582.896	652.373	723.935	797.644	873.563
Depreciación							
Valor de desecho							
Flujo de Caja	449.953	515.442	582.896	652.373	723.935	797.644	873.563

Tabla A.38: Muestra el flujo de caja entre los años 15 al 20 calculado para el Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2032 15	2033 16	2034 17	2035 18	2036 19	2037 20
Valor Energía Generada	3.677.783	3.788.116	3.901.760	4.018.812	4.139.377	4.263.558
Mantenimiento	(249.390)	(249.390)	(249.390)	(249.390)	(249.390)	(249.390)
Cobro por Energía Generada						
Depreciación		(665.039)	(665.039)	(665.039)	(665.039)	(665.039)
Utilidad Antes de Impuesto	3.428.393	2.873.688	2.987.331	3.104.384	3.224.949	3.349.130
Impuesto	(925.666)	(775.896)	(806.579)	(838.184)	(870.736)	(904.265)
Utilidad Neta	2.502.727	2.097.792	2.180.752	2.266.200	2.354.212	2.444.865
Depreciación		665.039	665.039	665.039	665.039	665.039
Valor de desecho	6.650.388					
Flujo de Caja	9.153.115	2.762.831	2.845.791	2.931.239	3.019.251	3.109.904

Tabla A.39: Muestra el flujo de caja entre los años 21 al 25 calculado para el Modelo aplicado en el Colegio Suizo de Santiago. Tarifas medidas en pesos chilenos [CLP].

	2038 21	2039 22	2040 23	2041 24	2042 25
Valor Energía Generada	4.391.465	4.523.209	4.658.905	4.798.672	4.942.632
Mantenimiento	(249.390)	(249.390)	(249.390)	(249.390)	(249.390)
Cobro por Energía Generada					
Depreciación	(665.039)	(665.039)	(665.039)	(665.039)	(665.039)
Utilidad Antes de Impuesto	3.477.037	3.608.781	3.744.477	3.884.244	4.028.204
Impuesto	(938.800)	(974.371)	(1.011.009)	(1.048.746)	(1.087.615)
Utilidad Neta	2.538.237	2.634.410	2.733.468	2.835.498	2.940.589
Depreciación	665.039	665.039	665.039	665.039	665.039
Valor de desecho					
Flujo de Caja	3.203.275	3.299.449	3.398.507	3.500.537	3.605.628