UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO - CHILE

"GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN BASE A ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN CHILE"

MATÍAS SEBASTIÁN VILLARROEL RÍOS

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA : DR-ING ALEX FLORES M.

PROFESOR CORREFERENTE : MG-ING JAIME ESPINOZA S.

MAYO - 2019

RESUMEN

El presente trabajo se realiza con el fin de explorar el estado actual de la **Generación Distribuida** en Chile y su capacidad para entregar soluciones a los problemas del sector energético. Desarrollando el contexto energético mundial y nacional, se evidencia la dependencia a los combustibles fósiles, planteando la problemática que se abordará a lo largo del trabajo. En base a la pre-evaluación de los recursos energéticos naturales de la Región Metropolitana, se identificó que únicamente la energía solar presenta suficiente potencial para aplicar la generación distribuida a gran escala en macrozonas (comunas/ciudad) con alta factibilidad técnico-económica y medioambiental. Se investigan las tecnologías de generación FV y la GD en Chile, observando que año tras año la potencia instalada tiende a duplicarse, demostrando un avance en la masificación de proyectos FV y una mejora en la eficiencia y costo de las tecnologías. Adicionalmente se revisa el marco legal vigente notando avances en el tamaño permitido, el manejo de los excedentes e instalaciones comunitarias. Se escoge la comuna de La Florida para desarrollar tres casos de estudio, entregando una propuesta técnica de los sistemas de generación (32, 257 y 1.600 $[kWp]$) llegando a un valor promedio de 1.282 $[\frac{USD}{kWp}]$. Se calcula la generación anual de energía utilizando la herramienta web del *Explorador Solar*. La Evaluación financiera muestra que teóricamente los proyectos propuestos son rentables, pero se observa que los indicadores superan por poco el mínimo exigido. Para complementar se calcula el costo por kWp instalado, el valor de la energía generada, la reducción de las emisiones en tCO_2 y la cantidad de árboles "salvados" al utilizar fuentes de energía limpia, indicando los beneficios económicos y ambientales de los proyectos de este tipo. Para finalizar se realizan estimaciones en dos casos, *baja de un 10 % en precio de paneles solares* y un *subsidio a la inversión de un 30 %*, buscando un mejor escenario para la inversión. Como conclusión, la inversión en proyectos de generación fotovoltaica es rentable pero no resulta llamativa al revisar la magnitud de los indicadores financieros, de todas formas, es necesario recalcar el aporte económico, ambiental y en la gestión de este tipo de proyectos.

ABSTRACT

The present work is carried out in order to explore the current state of the **Distributed Generation** in Chile and its capacity to deliver solutions to the problems of the energy sector. Developing the global and national energy context, fossil fuel dependency is evident, raising the problem that will be addressed throughout the work. Based on the pre-evaluation of the natural energy resources of the Metropolitan Region, it was identified that only solar energy has sufficient potential to apply distributed generation on a large scale in macrozones (communes / city) with high technical-economic and environmental feasibility. FV and DG generation technologies are researched in Chile, observing that year after year the installed capacity tends to double, demonstrating an advance in the massification of PV projects and an improvement in the efficiency and cost of technologies. Additionally, the current legal framework is reviewed, noting advances in the permitted size, the management of surpluses and community facilities. The municipality of La Florida was chosen to develop three case studies, delivering a technical proposal of the generation systems (32, 257 and 1,600 $[kWp]$), reaching an average value of 1,282 $[\frac{USD}{kWp}]$. The annual energy generation is calculated using the web tool *Solar Explorer*. The Financial Evaluation shows that the proposed projects are theoretically profitable, but it is observed that the indicators slightly exceed the minimum required. To complement the cost is calculated by kWp installed, the value of the energy generated, the reduction of emissions in tCO_2 and the number of trees "saved"when using clean energy sources, indicating the economic and environmental benefits of projects of this type. To finalize estimates are made in two cases, *low of 10 % in price of solar panels* and a *investment subsidy of 30 %*, looking for a better scenario for investment. In conclusion, the investment in photovoltaic generation projects is profitable but it is not striking when reviewing the magnitude of the financial indicators, in any case, it is necessary to emphasize the economic, environmental and management of this type of projects.

Índice de Contenidos

RESUMEN I

ABSTRACT II

INTRODUCCIÓN IX

OBJETIVOS XII

PLAN DE TRABAJO XIV

1. Desarrollo de la problemática 1
- 1.1. Situación Energética Actual 1
- 1.2. Situación energética actual del país 5

2. Marco Teórico 10
- 2.1. Generación Distribuida 10
- 2.2. Energía solar 15
  - 2.2.1. Parámetros para el estudio de potencial energético 19
- 2.3. Sistemas fotovoltaicos 20
  - 2.3.1. Componentes principales de un sistema FV 21
    - 2.3.1.1. Celdas Fotovoltaicas 22
    - 2.3.1.2. Inversor DC/AC 25
  - 2.3.2. Indicadores de eficiencia en Sistemas FV 26
  - 2.3.3. Configuración de montaje para paneles FV 28
- 2.4. Explorador Solar 32
  - 2.4.1. Calcular el ahorro en la cuenta de luz 32
  - 2.4.2. Calcular Sistemas Fotovoltaicos 33
  - 2.4.3. Calcular Sistemas Solares Térmicos 34
  - 2.4.4. Explorador 36
    - 2.4.4.1. Mediciones 36

3. Estado del Arte 37
- 3.1. Objetivos energéticos del país 37
  - 3.1.1. Política Energética 2050 37

3.2. Sistemas Eléctricos 39
3.2.1. Sistema Interconectado Central (SIC) 40
3.3. Marco Normativo para sistemas de autoconsumo 42
3.3.1. Información para el Procedimiento de Conexión 42
3.3.2. Información para el Procedimiento de conexión - PMGD 44
3.3.3. Ley 21.118 45
3.4. Generación distribuida en Chile 46
3.4.1. Índice de precios Sistemas FV con conexión a la red de distribución 49
3.5. Proyectos Relacionados 50
3.5.1. Programa Techos Solares Públicos 51
3.5.2. NAMA - Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile . 53
3.5.3. Estrategias Energéticas Locales 54
3.5.4. Programa de Energización Rural y Social (PERyS) 55

4. Contexto del sector escogido 57
4.1. Antecedentes Comuna de La Florida 58
4.1.1. Consumo de energía 61
4.1.2. Potencial Solar 62
4.1.3. Elementos presentes en la comuna 63
4.1.4. Áreas Urbanas con potencial de generación local 65

5. Evaluación Financiera 68
5.1. Indicadores para la Evaluación de Proyectos de Inversión 68
5.2. Supuestos y condiciones de evaluación 70
5.2.1. Sobredimensionamiento de la Capacidad Instalada 72
5.2.2. Estructura de Costos Sistema FV 73
5.3. Club Vive La Florida 74
5.3.1. Costos de Inversión 75
5.3.2. Generación Sistema Fotovoltaico 76
5.3.3. Evaluación Financiera del proyecto 77
5.4. Hospital La Florida - Dra. Eloísa Díaz Insunza 79
5.4.1. Costos de Inversión 79
5.4.2. Generación Sistema Fotovoltaico 81
5.4.3. Evaluación financiera del proyecto 82
5.5. Mall Florida Center 84
5.5.1. Costos de Inversión 85
5.5.2. Generación Sistema Fotovoltaico 87
5.5.3. Evaluación Financiera del proyecto 88

6. Análisis de resultados 90
6.1. Costo por kW instalado 90
6.2. Análisis de sensibilidad 91

6.3. Precio de la energía generada 93
6.4. Reducción de emisiones - CO_2 equivalente 94

Conclusiones **96**

Bibliografía **101**

Anexos **104**

A. Cotización Proyecto Ecoenergías **105**

B. Fichas Técnicas productos utilizados **107**

C. Reportes de Generación Fotovoltaica Explorador Solar **110**

D. Flujos de caja proyectos propuestos **114**

Índice de Tablas

2.1. Características de los Niveles de Clasificación 24

3.1. Potencia Instalada kW y cantidad de Proyectos de Generación Distribuida declarados por Región 46
3.2. Distribución por región de Proyectos Programa Techos Solares Públicos 52

4.1. Cantidad de habitantes Censo 2017 - Top 5 comunas de Chile 58
4.2. Tipo de Vivienda comuna La Florida 59
4.3. Establecimientos de educación primaria y secundaria Comuna de la Florida 61
4.4. Clientes regulados comuna La Florida 62
4.5. Consumo anual de energía en GWh clientes regulados comuna La Florida 62
4.6. Líneas de Transmisión presentes en la comuna de La Florida 64
4.7. Subestaciones eléctricas presentes en la comuna de La Florida 64
4.8. Áreas urbanas con potencial de generación local 67

5.1. Resumen condiciones de Evaluación 72
5.2. Estructura de Costos Sistema FV 73
5.3. Resumen Costos de Inversión Proyecto 32,34 kWp Club Vive La Florida 76
5.4. Datos Base para Evaluación de Proyecto Club Vive La Florida 77
5.5. Indicadores Económicos Proyecto Club Vive La Florida 78
5.6. Resumen Costos de Inversión Proyecto 257,40 kWp Hospital La Florida 81
5.7. Datos Base para Evaluación de Proyecto Hospital La Florida 83
5.8. Indicadores Económicos Proyecto Hospital La Florida 83
5.9. Resumen Costos de Inversión Proyecto 1,6 MWp Mall Florida Center . 87
5.10. Datos Base para Evaluación de Proyecto Mall Florida Center 88
5.11. Indicadores Económicos Proyecto Mall Florida Center 89

6.1. Precio de la energía generada por los sistemas FV propuestos 90
6.2. Indicadores Económicos Proyecto Club Vive La Florida 91
6.3. Indicadores Económicos Proyecto Hospital La Florida 92
6.4. Indicadores Económicos Proyecto Mall Florida Center 92
6.5. Costo de la energía producida por los Sistemas FV propuestos 93
6.6. Huella de carbono por consumo eléctrico y equivalencias 95

Índice de Figuras

1.1. Generación de energía en el mundo por fuente año 2016 2
1.2. Generación bruta total de energía 3
1.3. Generación bruta total de energía por fuente 3
1.4. Consumo mundial total de energía por fuente 4
1.5. Capacidad instalada Sistema Eléctrico Nacional 5
1.6. Capacidad instalada del SEN y la cobertura de las fuentes ERNC 6
1.7. Distribución de las fuentes ERNC en la Capacidad Instalada del SEN . . 7
1.8. Generación bruta durante el 2018 por los sistemas que componen el SEN 7
1.9. Distribución de la generación bruta del año 2018 de acuerdo a su fuente 8
1.10. Generación de Energía total y de fuentes ERNC del SEN año 2018-2019 9

2.1. Formas de generación para autoconsumo 11
2.2. Diagrama del comportamiento de la generación sin inyección de excedentes a la red 11
2.3. Principales componentes de un sistema de Generación Distribuida con inyección 13
2.4. Esquema de Generación Distribuida con inyección de excedentes 13
2.5. Esquema de Generación Distribuida sin inyección de excedentes, consumo mixto 14
2.6. Esquema de Generación Distribuida sin inyección de excedentes, consumo desde la red 14
2.7. Diagrama del comportamiento de la generación con inyección de excedentes a la red 15
2.8. Movimiento aparente del Sol 19
2.9. Ángulo de declinación del Sol 19
2.10. Esquema de un generador fotovoltaico compuesto por dos ramas de tres módulos en serie 21
2.11. Esquema de un sistema fotovoltaico con conexión a la red 22
2.12. Orientación (azimut) e Inclinación de un panel solar FV 28
2.13. Esquema de panel fijo con inclinación **b** y orientado con un azimut **a** . . 29
2.14. Esquema de panel instalado en un sistema de seguimiento con eje horizontal norte-sur 29

2.15. Esquema de panel instalado en un ángulo de inclinación **b** sobre un sistema de seguimiento con eje horizontal norte-sur 30
2.16. Esquema de panel instalado en un sistema de seguimiento con eje inclinado en un ángulo **b** con orientación norte-sur 30
2.17. Esquema de panel instalado en un ángulo de inclinación **b** sobre un sistema de seguimiento con eje vertical 31
2.18. Esquema de panel instalado en un ángulo de inclinación **b** sobre un sistema de seguimiento con eje vertical 31
2.19. Reporte de Generación Eléctrica Fotovoltaica 34
2.20. Reporte de SST para agua caliente sanitaria, generación de agua caliente sanitaria versus la demanda 35

3.1. Mapa del Sistema Interconectado Central 41
3.2. Potencia instalada y número de proyectos declarados de Generación Distribuida por año 48
3.3. Segmentos de potencias instalada en sistemas de Generación Distribuida 48
3.4. Análisis de precios de sistemas FV de 1 a 1.500 kW en chile 50
3.5. Instalación fotovoltaica del Hospital Regional de Rancagua - Programa Techos Solares Públicos 53

4.1. Mapa de calor de la Irradiancia Global Horizontal de la comuna de La Florida 63
4.2. Sitios con área aprovechable para la generación local de energía, comuna de La Florida 65

5.1. Ciclo diario de la radiación incidente en $\frac{W}{m^2}$ 73
5.2. Vista superior de Club Vive La Florida con un esquema de las áreas seleccionadas para el proyecto propuesto 74
5.3. Ciclos anual de generación Sistema FV 32,34 kWp Club Vive 77
5.4. Vista superior del Hospital Dra. Eloísa Díaz I. con un esquema de las áreas seleccionadas para el proyecto propuesto 79
5.5. Ciclo anual de generación Sistema FV 257,40 kWp Hospital la Florida . 82
5.6. Vista superior del Mall Florida Center con un esquema de las áreas seleccionadas para el proyecto propuesto 85
5.7. Ciclo anual de generación Sistema FV 1,6 MWp Mall Florida Center . . 88

6.1. Promedio mensual del Factor de emisión año 2018 94

INTRODUCCIÓN

Hoy en día el sistema energético nacional está basado principalmente en la quema de combustibles fósiles, los cuales generan enormes cantidades de gases contaminantes. En este contexto el uso de fuentes de energía renovables reduce en gran medida los problemas ambientales ocasionados por las formas convencionales de generación de energía, donde la energía solar juega un papel fundamental. Un estudio elaborado por el Ministerio de Energía en 2014 arrojó que el potencial de generación solar fotovoltaica en Chile supera los 1.300 $[GW]$, lo que la transformaría en la fuente de energía primaria más abundante en el país.

Chile es uno de los países con mayor radiación a nivel mundial, contando con un gran potencial de generación, sin embargo recientemente se ha comenzado a utilizar la radiación solar obteniendo sus beneficios. Sumado a esto, las tecnologías fotovoltaicas han experimentado un enorme avance científico y tecnológico en los últimos años, reduciendo los costos e incrementando la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos.

Los cambios que ha experimentado el sector energético en los últimos años han sido significativos. A nivel global, la integración de energías renovables ha contribuido a transformar matrices energéticas alrededor del mundo. Especialmente en Chile, las energías solar y eólica tomaron rápidamente su lugar como las fuentes más relevantes entre los nuevos proyectos, debido a las condiciones naturales del país y un marco regulatorio y licitatorio favorable. Han excedido de esta forma las expectativas y pronósticos del sector.

Es interesante destacar las diferencias entre Chile y el resto del mundo en cuanto

a la introducción de la energía solar. Como resalta la AIE (2017), la llegada de energía solar a la matriz energética mundial se materializó, en un inicio, prácticamente de manera exclusiva por medio de instalaciones distribuidas, comerciales y residenciales. Sólo desde 2013 las plantas de mayor tamaño empezaron a dominar el incremento de la capacidad instalada, aunque la generación distribuida ha seguido contribuyendo de forma constante, logrando a Mayo de 2019 una capacidad instalada de 27.566 $[kW]$ de los cuales el 99,37 % proviene de sistemas fotovoltaicos.

Derivado de lo anterior y considerando los cambios y metas estructurales del sector eléctrico nacional debido a la publicación de la **Política Energética Nacional** en 2015, es sumamente importante conocer el estado actual las tecnologías y modos de operación de los sistemas solares fotovoltaicos.

A nivel país, una de las principales metas al 2035 expresadas en la Política Energética de Chile es que al menos el 60 % de la generación eléctrica nacional provenga de energías renovables (70 % al 2050).

Dentro de los lineamientos que propone se encuentra la *Producción Descentralizada*, promoviendo un sistema inteligente de producción y gestión descentralizada de la energía que cambia la visión actual de los usuarios de meros receptores a agentes activos en la provisión de energía, que al ser complementado con una gestión de la demanda eléctrica puede entregar seguridad y confiabilidad al suministro eléctrico. Menores pérdidas en la transmisión y distribución de la energía, disminución en la factura de electricidad y reducción del impacto medioambiental, son solo algunas de las ventajas que ofrece la generación solar distribuida.

De acuerdo a esto, se propone como una de las metas que al año 2050 el sector público, comercial y residencial logre aprovechar su potencial de generación distribuida, promoviendo paralelamente una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica.

Con el surgimiento de la Ley 20.571 y sus posteriores modificaciones, múltiples empresas y entidades gubernamentales están optando por la cogeneración utilizando los sistemas fotovoltaicos, reduciendo así considerablemente los gastos del servicio

eléctrico y mostrando una postura más empática con el medio ambiente.

Las metas propuestas en la Política Energética y el marco legal vigente dan el escenario propicio para explorar la Generación Distribuida en Chile, atacando de esa forma varios de los puntos propuestos en las líneas de acción para el futuro del sector energético nacional y mundial.

OBJETIVOS

Actualmente la matriz energética primaria y la generación de electricidad en Chile siguen dependiendo fuertemente de los combustibles fósiles. Asimismo, a partir del año 2016 se pone en marcha la Política Energética Nacional de Chile, con la cual se define como una de las metas principales llegar al 70 % de generación eléctrica en base a energías renovables antes del 2050.

Teniendo en cuenta el alto potencial energético renovable en las distintas regiones del país, y que existe un marco normativo para la generación distribuida del sector público, residencial y comercial, se considera que esta forma de producción eléctrica puede ser aprovechada para reducir la dependencia en los derivados del petróleo.

Por ende, este trabajo tiene como objetivo general **Analizar el contexto tecnológico, económico y normativo de la Generación Distribuida en Chile**, para proponer un método de aplicación ejemplificado en un caso de estudio para la comuna de La Florida, Región Metropolitana.

Para abordar este estudio, se proponen los siguientes objetivos específicos:

- Revisar el estado actual de la Generación Distribuida en Chile, comparándolo con la experiencia internacional (marco legal y tecnologías asociadas).
- Estudiar el potencial de generación energética local tomando como caso de estudio la comuna de La Florida.
- Proponer un método de aplicación, con una configuración adaptada para edificios públicos, residenciales y comerciales.

- Evaluar los impactos socio-económico y medioambientales esperados en dicho caso.

PLAN DE TRABAJO

De acuerdo a los objetivos planteados para el trabajo, el desarrollo se ha dividido en cinco etapas:

ETAPA I: Marco Teórico

Esta etapa inicial se estudia temas relacionados con la problemática desarrollada, haciendo hincapié en el contexto presente de las tecnologías de generación y herramientas que sean útiles en la elaboración de proyectos fotovoltaicos, insertándolos dentro de un conjunto de conocimientos que ofrezca un sistema de información y conceptos coherente con el tema a desarrollar y que permitan orientar la búsqueda de soluciones.

Como parte de esta etapa se abordan los siguientes contenidos:

- Analizar la problemática planteada;
- establecer el alcance de la investigación;
- identificar y clasificar la información recogida;
- elaborar la estructura del marco teórico.

ETAPA II: Contextualización de la Generación Distribuida en Chile

El objetivo de esta etapa es conocer la visión del futuro de la energía a través del contexto de las políticas energéticas además de la situación actual de la Generación Distribuida en Chile, investigando la penetración de este tipo de generación desde el nacimiento del marco normativo hasta el presente. Como parte de esta etapa se abordan los siguientes contenidos:

- Levantamiento de información;
- descripción de las políticas y objetivos en el ámbito energético de Chile;
- presentación y descripción del marco normativo vigente relacionado a la Generación Distribuida;
- presentación del estado en el que se encuentra la Generación Distribuida en Chile.

Identificando los objetivos del país en materia energética, el marco normativo vigente y el estado en que se encuentra el desarrollo de la Generación Distribuida, se busca conocer el panorama actual resaltando los cambios a través del tiempo y las oportunidades de mejora.

ETAPA III: Definición del área para el estudio de casos

Como muestra del estado actual en el que se encuentra la Generación Distribuida en Chile, se define una comuna como ejemplo de estudio.

Como parte de esta etapa se abordan los siguientes contenidos:

- Análisis del contexto de la comuna de La Florida;
- identificación de elementos presentes en La Florida;

- identificación de áreas con potencial de generación;
- elección de sectores para desarrollar casos de estudio.

Con el conocimiento del contexto de la comuna escogida, es posible desarrollar casos de estudio para analizar cómo es que se relacionan en la realidad las variables que afectan a proyectos de generación fotovoltaica.

ETAPA IV: Desarrollo y evaluación financiera de casos de estudio

Desarrollar propuestas de sistemas FV para las áreas escogidas y evaluar financieramente el comportamiento de ellas.

Como parte de esta etapa se abordan los siguientes contenidos:

- Estudiar las áreas escogidas y dimensionar un sistemas FV;
- desarrollar una propuesta técnica para cada caso;
- estimar la energía generada por cada sistemas;
- elaborar un flujo de caja para la evaluación financiera.

Con toda la información reunida en las etapas anteriores, se desarrollan propuestas y se evalúa la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos.

ETAPA V: Análisis de resultados

Con los resultados obtenidos desarrollar diferentes tipos de métricas que ayuden a visualizar el impacto de cada uno de los proyectos, visto desde diferentes aristas.

Como parte de esta etapa se abordan los siguientes contenidos:

- Análisis de los resultados de cada caso;

- presentar indicadores para comparar el impacto de cada proyecto;
- simular los casos realizando supuestos que mejoren el panorama para la inversión;
- comparar los resultados simulados con la evaluación realizada a cada caso.

Con los casos simulados obtendremos el impacto que genera cada uno en la rentabilidad de los proyectos, visualizando cual sería el mejor camino para mejorar las condiciones y promover este modelo de generación.

1 Desarrollo de la problemática

Los cambios que ha experimentado el sector energético en los últimos años han sido significativos. A nivel global, la integración de energías renovables de muy bajo costo, como la solar y la eólica, ha contribuido a transformar matrices energéticas alrededor del mundo. Especialmente en Chile, las energías solar y eólica tomaron rápidamente su lugar como las fuentes más relevantes entre los proyectos nuevos, dados sus bajos costos, las condiciones naturales del país y un marco regulatorio y licitatorio favorable. Han excedido de esta forma las expectativas y pronósticos del sector. Es interesante destacar las diferencias entre Chile y el resto del mundo en cuanto a la introducción de la energía solar. Como resalta la AIE (2017), la llegada de energía solar a la matriz energética mundial se materializó, en un inicio, prácticamente de manera exclusiva por medio de instalaciones distribuidas, comerciales y residenciales. Sólo desde 2013 las plantas de mayor tamaño empezaron a dominar el incremento de la capacidad instalada, aunque la generación distribuida ha seguido contribuyendo de forma constante.[1].

Las metas propuestas en la Política Energética y el marco legal vigente dan el escenario propicio para explorar la Generación Distribuida en Chile, atacando de esa forma varios de los puntos propuestos en las líneas de acción para el futuro del sector energético.

1.1. Situación Energética Actual

Entre 1974 y 2016, la producción mundial de electricidad bruta (incluyendo hidroeléctrica bombeada) ha aumentado de 6.298 $[TWh]$ a 25.082 $[TWh]$, con una tasa de

crecimiento anual promedio del 3,3 %. En 2016, la producción de energía fue un 2,9 % superior que el año 2015.

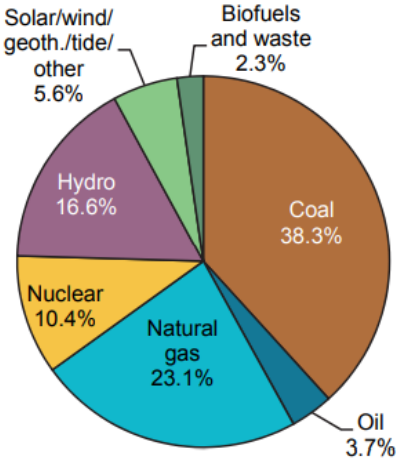


Figura 1.1: Generación de energía en el mundo por fuente año 2016.
(Fuente: Key World Energy - Statistics 2018 IEA)

Cabe destacar que en los países pertenecientes a la OCDE, el uso del carbón como fuente de energía es alrededor de un 11 % menor que en los países no pertenecientes a esta organización[2].

En 2016, la participación de los países no pertenecientes a la OCDE en la producción alcanzó el 56,2 % de la generación eléctrica mundial (ver Figura 1.2), el doble de la participación (28,0 %) que tenían en 1974, reflejando una mayor tasa de crecimiento promedio que ha prevalecido en las regiones no pertenecientes a la OCDE desde el año 2000[2].

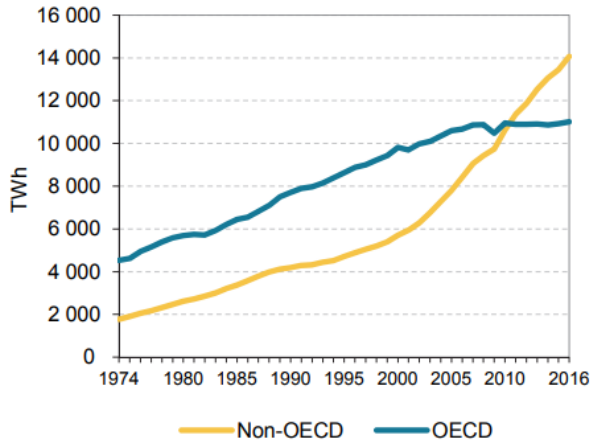


Figura 1.2: Generación bruta total de energía.
(Fuente: Electricity Information - Statistics 2018 IEA)

La Figura 1.3 muestra el uso de fuentes de energía para la generación eléctrica del año 2016.

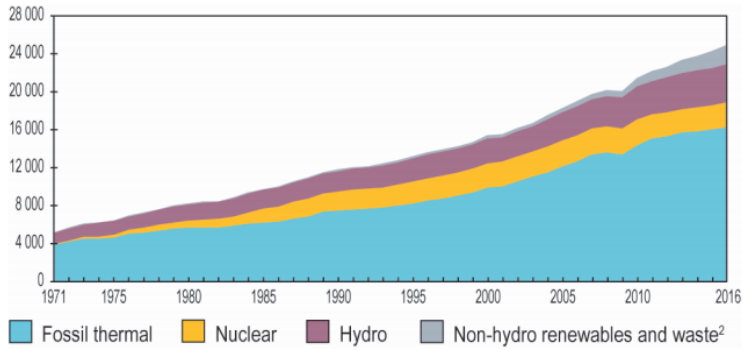


Figura 1.3: Generación bruta total de energía por fuente.
(Fuente: Electricity Information Overview - Statistics 2018 IEA)

Desde el año 1973 al 2016, la participación de las energías renovables sin considerar las de origen hídrico (geotermal, solar, eólica, del océano, biocombustibles, biomasa, calor entre otras) ha aumentado de un 0,6 % a un 8,0 %[4]. Este incremento no ha impactado la participación del carbón como fuente de energía, si no que ha modificado la participación del petróleo, que paso de ser un 24,8 % en 1973 a un 3,7 % en el año 2016[4]. Por otro lado, otro aumento significativo obtuvo el Gas Natural y la Energía

Nuclear, pasando de ser un 12,1 % en 1973 a un 23,3 % en 2016 y de un 3,3 % en 1973 a un 10,4 % en 2016 respectivamente[4].

El aumento de la generación eléctrica con base en ERNC no ha mermado el uso de fuentes de energía fósiles, se ha mantenido una fuerte dominación de los últimos con un 65,3 % al año 2016[4], es por eso que dentro de las megatendencias mundiales se plantea la descarbonización de los sistemas de producción de energías[1].

En la Figura 1.4 se muestra la distribución de las fuentes de energía en el consumo mundial de esta.

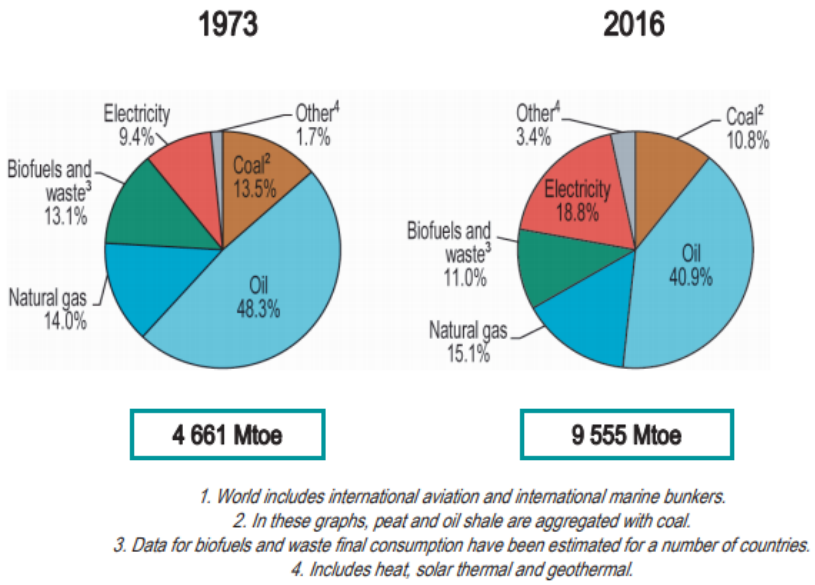


Figura 1.4: Consumo mundial total de energía por fuente.
(Fuente: Key World Energy - Statistics 2018 IEA)

Se puede apreciar como desde 1976 la tendencia ha sido la electrificación de los sistemas duplicando la participación de esta, teniendo como consecuencia la disminución del consumo de energía proveniente de combustibles fósiles de un 75,8 % a un 66,8 % en 2016[4].

1.2. Situación energética actual del país

En Chile operan varios sistemas eléctricos encargados de abastecer de energía. El SEN es el sistema más grande de todos abarcando el 99,23 % de la capacidad instalada en Chile (Mayo de 2019).

La Figura 1.5 muestra la capacidad instalada en $[MW]$ del SEN durante los últimos nueve años[5], donde el mayor crecimiento en este periodo se da el año 2011 con una aumento del 10,2 %.

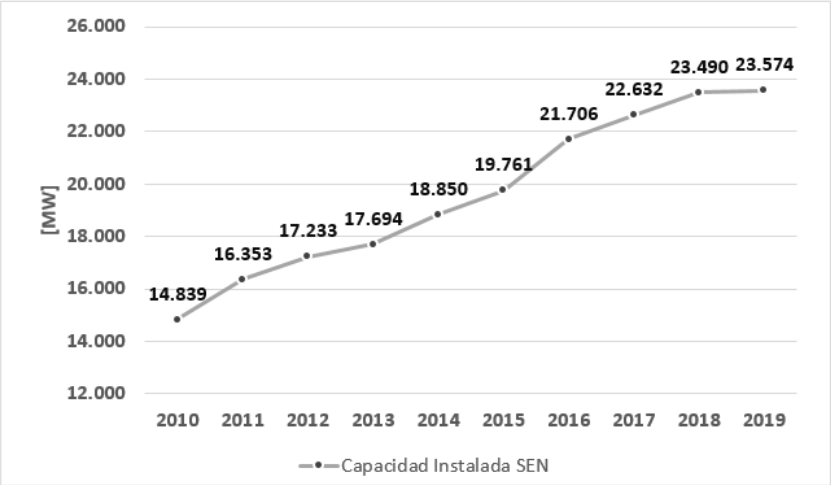


Figura 1.5: Capacidad instalada Sistema Eléctrico Nacional.
(Fuente: Elaboración propia desde http://datos.energiaabierta.cl/ consulta Mayo 2019)

Actualmente el SEN tiene una capacidad instalada de 23.574 $[MW]$, de los cuales 4.855 $[MW]$ (20,6 %) corresponden a sistemas con fuentes ERNC (ver Figura 1.6).

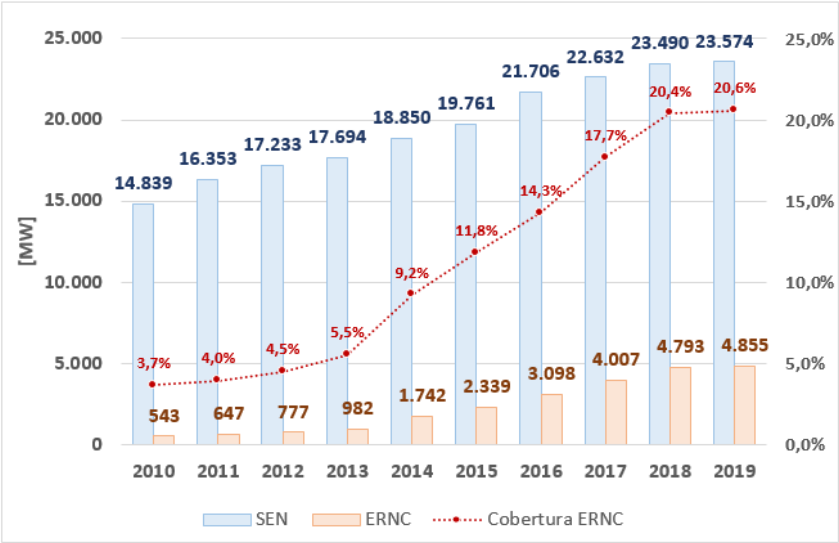


Figura 1.6: Capacidad instalada del SEN y la cobertura de las fuentes ERNC.
(Fuente: Elaboración propia desde http://datos.energiaabierta.cl/ consulta Mayo 2019)

El año 2014 la capacidad instalada de los sistemas de generación con fuente ERNC obtuvo el mayor crecimiento, 77,5 % respecto al año 2013 aumentando en 761 $[MW]$. Actualmente dentro de las ERNC utilizadas en la generación, la energía solar fotovoltaica posee la mayor capacidad instalada en el SEN con 2.359 $[MW]$ (48,6 %), seguido de la energía eólica con un 31,4 % (ver Figura 1.7).

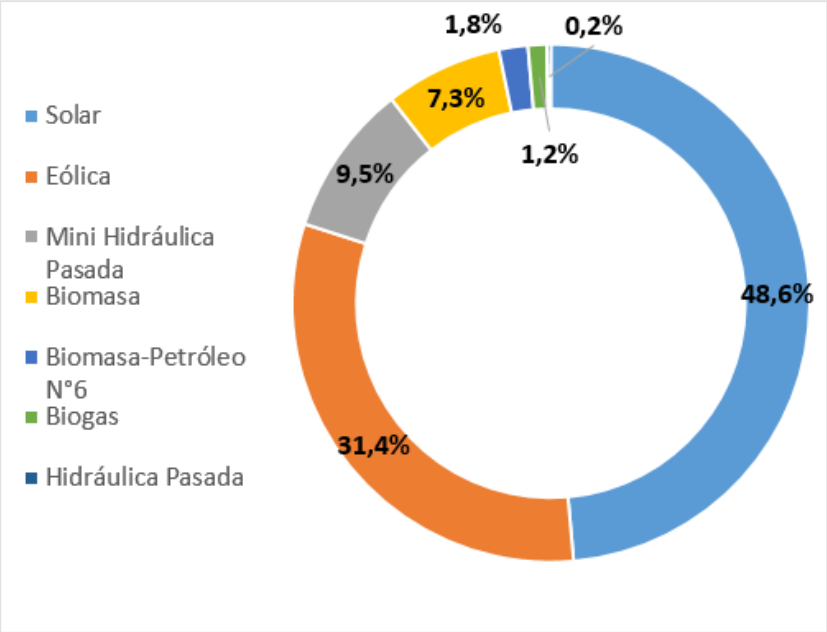


Figura 1.7: Distribución de las fuentes ERNC en la Capacidad Instalada del SEN.
(Fuente: Elaboración propia desde http://datos.energiaabierta.cl/ consulta Mayo 2019)

En cuanto a generación bruta de energía[6], a lo largo del año 2018 se han generado en el SEN 75.641 $[GWh]$, de los cuales el 74,9 % pertenecen al SIC (ver Figura 1.8).

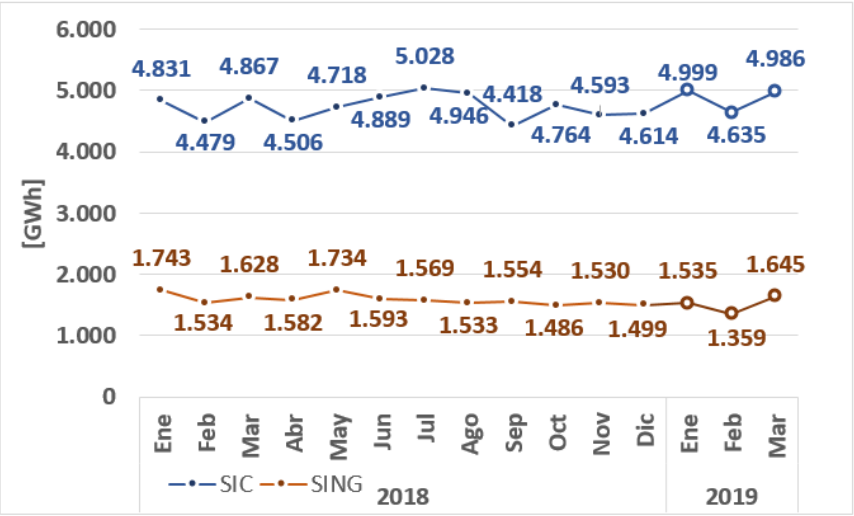


Figura 1.8: Generación bruta durante el 2018 por los sistemas que componen el SEN.
(Fuente: Elaboración propia desde http://datos.energiaabierta.cl / consulta Mayo 2019)

Como muestra la Figura 1.9 de la energía bruta generada en el año 2018 el carbón se encarga del 38,7 % de ella, alrededor de 29.304 $[GWh]$.

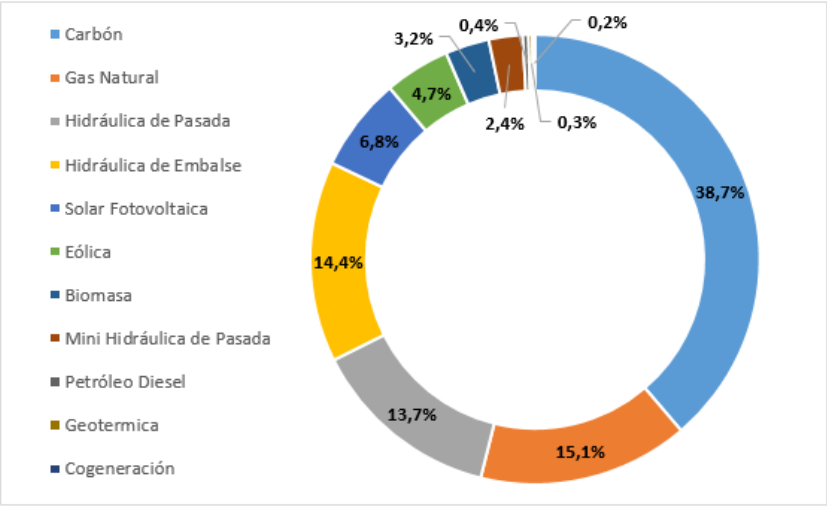


Figura 1.9: Distribución de la generación bruta del año 2018 de acuerdo a su fuente.
(Fuente: Elaboración propia desde http://datos.energiaabierta.cl / consulta Mayo 2019)

En la Figura 1.10 se muestra la generación bruta mensual del SEN y la cuota de cobertura con sistemas en base a ERNC. Durante el 2018, las tecnologías de generación en base a ERNC han estado presentes dentro de la matriz energética del país cubriendo mensualmente no menos del 15 % de la generación bruta de energía y el 18,0 % a Mayo de 2019[6].

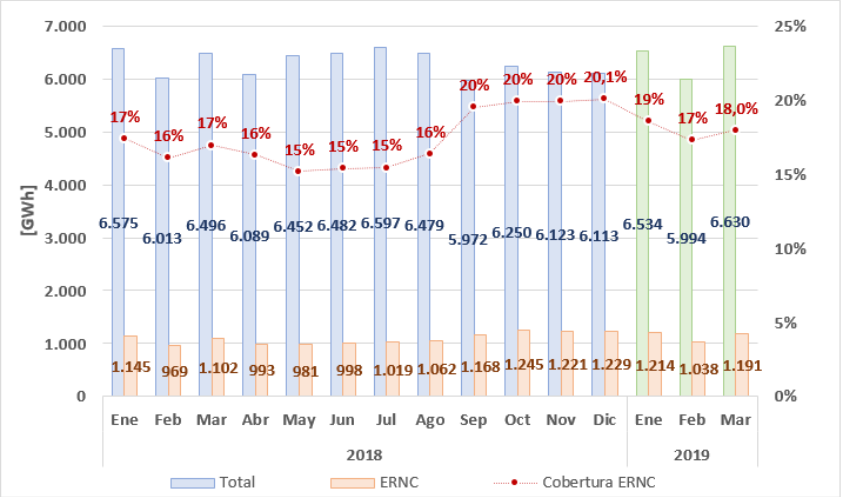


Figura 1.10: Generación de Energía total y de fuentes ERNC del SEN año 2018-2019.
(Fuente: Elaboración propia desde http://datos.energiaabierta.cl / consulta Mayo 2019)

Dentro de las tecnologías de generación en base a ERNC, la solar fotovoltaica se lleva la mayor cuota de generación bruta durante el año 2018, alrededor de 40,7 %, seguido de la energía eólica con un 26,9 %.

El modelo energético actual es la causa de que países como China sufran repetidos episodios de contaminación ambiental extrema debido a las emisiones del tráfico urbano e industria y el uso del carbón, su principal fuente de energía .

Es por esto que ONU dentro de sus *Objetivos para el Desarrollo Sostenible* destaca en el número siete **"Energía Asequible y No Contaminante"**, promoviendo la utilización de fuentes de ERNC, que al ser abundantes y diversas, poseen un potencial de aprovechamiento en cualquier lugar del planeta.

Necesitamos un cambio en la matriz energética mundial, las metas propuestas tanto a nivel internacional como nacional son ambiciosas, por lo tanto se requiere introducir decididamente nuevas tecnologías que le brinden mayor protagonismo a las energías limpias y liberarnos de la enorme dependencia a los combustibles fósiles.

2 Marco Teórico

2.1. Generación Distribuida

La Generación Distribuida o Generación Local es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y cogeneración eficiente, obteniendo la capacidad de generar toda o parte de la energía necesaria para satisfacer la demanda eléctrica o térmica que requiere, y que mediante la Ley N° 20.571 se les entrega el derecho a los usuarios a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado (publicado por cada empresa distribuidora).

Este modelo de generación cambia la manera en la que se produce la energía disminuyendo la utilización de energías convencionales potenciando el desarrollo y uso de ERNC, dentro de sus ventajas se encuentran:

- Reduce las pérdidas por transporte de energía
- Aumenta la utilización de ERNC, disminuyendo las emisiones de CO_2
- Permite regular la demanda eléctrica, mejorando el servicio en áreas alejadas a la red como en áreas donde esta se encuentra saturada
- Mejora la seguridad y calidad del sistema eléctrico al desagregar las fuentes generadoras de energía, aumentando la fiabilidad del sistema frente a fallos

De acuerdo al Ministerio de Energía, existen cuatro formas en las que se presenta la generación para autoconsumo[7], las cuales se muestran en la Figura 2.1.

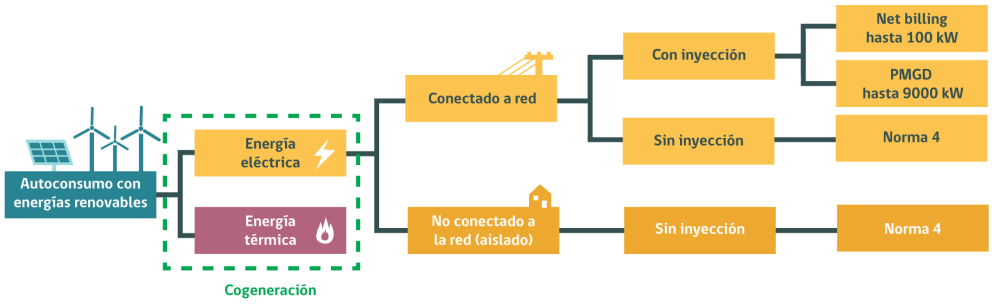


Figura 2.1: Formas de generación para autoconsumo.
(Fuente: http://www.minenergia.cl)

Como se muestra en la Figura 2.1 existen proyectos de autoconsumo que no inyectan energía a la red de distribución (excedentes), esto ocurre generalmente cuando la red de distribución se encuentra geográficamente inasequible (aislados) o bien el consumo de energía es mayor a la generación de esta por lo que no se obtienen excedentes inyectables a la red.

En la Figura 2.2 se muestra el comportamiento de generación de un sistema que no produce excedentes y por lo tanto no realiza una inyección a la red de distribución[8].

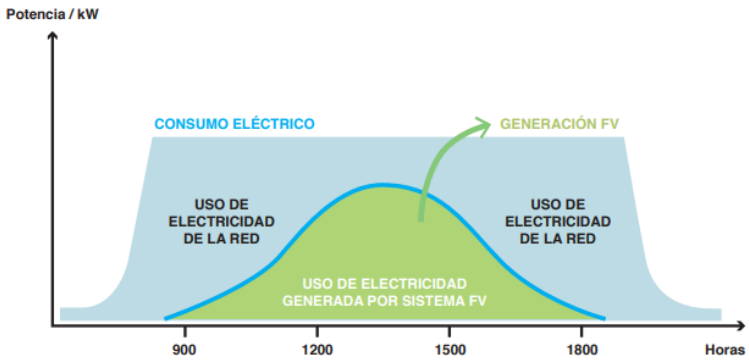


Figura 2.2: Diagrama del comportamiento de la generación sin inyección de excedentes a la red.
(Fuente: Sistemas Fotovoltaicos para el Autoconsumo - NAMA)

Los sistemas de generación de autoconsumo sin inyección (conectados a la red o aislados) deben acogerse a la **Norma Eléctrica N°4** del 2003 y deben ser declarados ante la SEC mediante el **Trámite Eléctrico N°1** o **TE1**[7].

A los proyectos de generación sin inyección conectados a la red la norma les exige un relé de potencia inversa, que corresponde a un dispositivo capaz de detectar y detener el flujo de energía desde el generador hacia la red, así el sistema de generación nunca inyectará energía a la red. Cabe destacar que en los proyectos de autoconsumo sin inyección aislados, la energía generada debe ser consumida en el mismo instante en el cual se genera o bien debe ser almacenada en baterías.

En el caso de la generación eléctrica para autoconsumo conectados a la red con inyección, estos proyectos tienen el potencial de inyectar energía a la red de distribución cumpliendo ciertos requisitos normativos de acuerdo al tipo de sistema y tipo de cliente. La Ley 20.571 permite a los clientes con tarifa regulada generar su propia energía, autoconsumirla y vender los excedentes a empresas distribuidoras de electricidad al mismo precio de la tarifa de energía, donde la distribuidora debe descontar mensualmente las inyecciones valorizadas en la factura correspondiente[7]. Para acceder a este modelo los sistemas de generación deben ser a través de fuentes de ERNC y no pueden superar los 300 $[kW]$ de capacidad instalada.

La Figura 2.3 muestra los principales componentes de un sistema de generación para autoconsumo con inyección a la red, donde destacan:

Inversor Dispositivo que cambia un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna

Medidor bidireccional Medidor que registra separadamente la energía inyectada desde la fuente de generación a la red y por otro lado, la energía consumida por el usuario desde la red de distribución

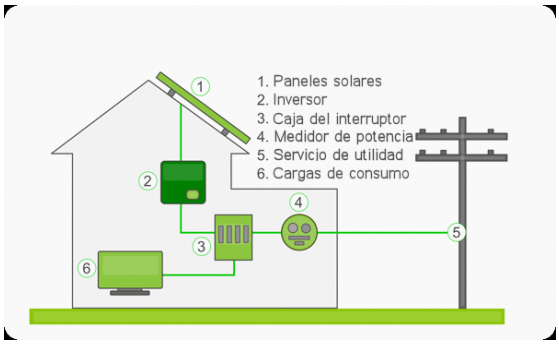


Figura 2.3: Principales componentes de un sistema de Generación Distribuida con inyección.
(Fuente: http://www.acesolar.org/)

Los sistemas de autoconsumo conectados a la red con inyección de excedentes se pueden enfrentar a tres casos posibles debido a la variabilidad que tienen las fuentes de ERNC.

La Figura 2.4 muestra el primer caso, donde la energía generada supera a la energía consumida, por lo que se inyectan a la red los excedentes generados.

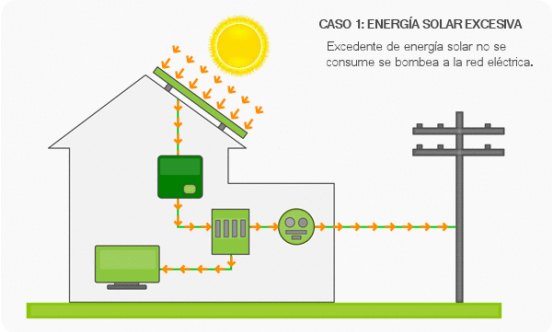


Figura 2.4: Esquema de Generación Distribuida con inyección de excedentes.
(Fuente: http://www.acesolar.org/)

La Figura 2.5 muestra el segundo caso, donde la energía generada es menor a la energía consumida, por lo que el usuario debe cubrir su demanda utilizando energía de la red.

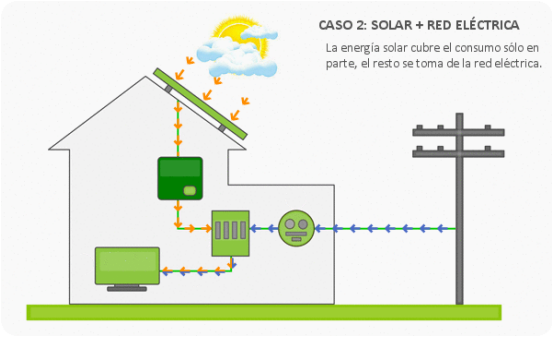


Figura 2.5: Esquema de Generación Distribuida sin inyección de excedentes, consumo mixto.
(Fuente: http://www.acesolar.org/)

Por último, la Figura 2.6 muestra el tercer caso, donde no existe generación por parte del usuario, debido principalmente al horario o condiciones climáticas, así es que el usuario debe cubrir su demanda utilizando exclusivamente energía de la red.

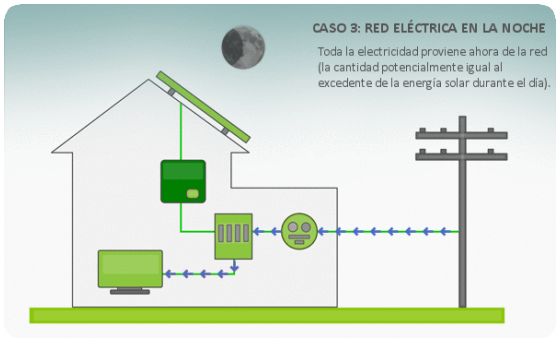


Figura 2.6: Esquema de Generación Distribuida sin inyección de excedentes, consumo desde la red.
(Fuente: http://www.acesolar.org/)

Como se menciona, la variabilidad de las fuentes de ERNC crean patrones cíclicos de generación, en la Figura 2.7 se resume el comportamiento de un sistema de generación en base a paneles fotovoltaicos conectado a al red.

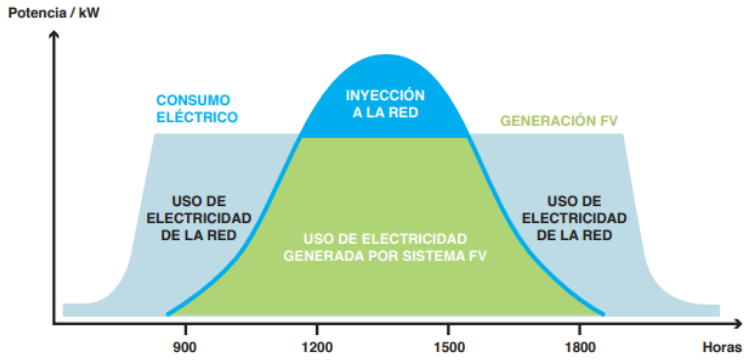


Figura 2.7: Diagrama del comportamiento de la generación con inyección de excedentes a la red.
(Fuente: https://www.4echile.cl/nama-energias-renovables-para-autoconsumo/)

Por otro lado, los Pequeños Medios de Generación Distribuida o PMGD, que son instalaciones de generación (con fuentes ERNC o convencionales) conectados a la red de media tensión de una empresa distribuidora o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público, cuyos excedentes son igual o menores a 9 $[MW]$. Los proyectos menores a 1,5 $[MW]$ se tramitan a través de un procedimiento abreviado. Este tipo de sistemas se ajustan en lo establecido en el **D.S. N°244** del Ministerio de Energía y a su posterior modificación mediante el **D.S. N°101**, y a diferencia de los proyectos acogidos por la Ley 20.571 la energía inyectada a la red se comercializa en el mercado eléctrico al valor del Costo Marginal (horario) o precio estabilizado.

2.2. Energía solar

Cada hora el sol lanza a la Tierra más energía de la necesaria para satisfacer las necesidades de la población mundial durante un año, pero el aprovechamiento que hacemos de ella es mínimo. En la actualidad, la tecnología más utilizada para generar Energía Solar (eléctrica o térmica) es la energía solar fotovoltaica, que se obtiene de la incidencia de la radiación solar en un material semiconductor que convierte la energía lumínica en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico.

Aun teniendo el infinito potencial del Sol y de los intentos de promover esta energía limpia, sigue siendo en la actualidad una fuente de generación minoritaria. Sin embargo, su aumento es continuo. El año 2016, de acuerdo a datos del grupo PVMA (Photo Voltaic Market Alliance), el mundo batió un nuevo récord en cuanto a la instalación de potencia solar fotovoltaica, alcanzando los 75 $[GW]$, un 50 % más que en 2015. Al frente de ese impulso está China, con 34,2 $[GW]$, seguido de Estados Unidos (13 $[GW]$), Japón (8,6 $[GW]$), Europa (6,5 $[GW]$) y la India (5 $[GW]$).

De manera paralela también aumentan otras formas de obtener energía del sol, como la energía solar térmica o la termosolar de concentración. Pero, en líneas generales, su avance es lento; demasiado, si lo que queremos es ir liberándonos de nuestra enorme dependencia de los combustibles fósiles. Según datos de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), y siendo optimistas, el Sol podría ser la fuente del 13 % de la demanda energética del mundo para el año 2030, siendo un gran salto si se tiene en cuenta el 2 % que cubre en la actualidad.

La energía solar utiliza la radiación electromagnética proveniente del sol para generar electricidad. Uno de los principales criterios para seleccionar el lugar de ubicación de una planta solar es la cantidad de energía solar que incide por unidad de área y tiempo, esta magnitud se conoce como **Irradiancia**. Representa el cociente entre la potencia (la energía por unidad de tiempo) y el área que recibe la radiación. En palabras simples la irradiancia nos permite conocer cuánta energía incide sobre un área en un tiempo determinado.

$$I = \frac{P}{A} \tag{2.1}$$

Donde P=Potencia $[W]$ y A=área en metros cuadrados $[m^2]$.

Se han realizado mediciones de la irradiancia de nuestro planeta, aceptándose el valor promedio de 1.367 $[\frac{W}{m^2}]$ en la capa exterior de la atmósfera propuesto por la Organización Meteorológica Mundial[9], este valor es conocido como constante solar, pero en la superficie de la Tierra no alcanza esta irradiancia tan alta debido a la presencia

de la atmósfera, la cual no permite que llegue la radiación solar de forma directa[10], en la superficie terrestre el flujo de radiación solar disminuye debido a la absorción y dispersión en la atmósfera, llegando a un valor promedio de 800 a 900 $[\frac{W}{m^2}]$.

Para usos prácticos de mediciones de radiación solar se utiliza el concepto de **Irradiación Solar** que representa la cantidad de energía recibida durante un determinado tiempo, por ejemplo Irradiación solar diaria o anual ($[\frac{kWh}{m^2-día}]$ o $[\frac{kWh}{m^2-año}]$ respectivamente).

Debido a su diverso comportamiento, la irradiación se puede separar en tres componentes: *Directa*, *Difusa* y *Reflejada*.

La **irradiancia directa** es aquella que se recibe directamente desde el sol sin que se desvíe en su paso, siendo la de mayor magnitud es uno de los principales parámetros en las aplicaciones fotovoltaicas. Por otro lado la **irradiancia difusa** es la que se recibe del sol luego de ser desviada por la dispersión atmosférica. Por último, la **irradiancia reflejada** es la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión de otras superficies próximas. La suma de estas compone la **Irradiancia Global**.

Dentro de las principales causas de las variaciones de la radiación en la tierra se encuentran:

Distancia Tierra-Sol Al poseer una órbita elíptica la distancia entre la Tierra al Sol varía durante el movimiento de traslación de la Tierra.

Movimiento de traslación Movimiento terrestre sobre la trayectoria de su órbita, debido a este movimiento la tierra pasa por cuatro momentos importantes a lo largo de si trayectoria:

- Solsticio de Verano
- Equinoccio de Otoño
- Equinoccio de Primavera
- Solsitio de Invierno

Declinación Solar El plano elíptico es el plano en el cual al Tierra gira en torno al Sol, el movimiento de rotación de la Tierra ocasiona los cambios diurnos en la radiación solar que incide el planeta.

Atenuación atmosférica de la radiación solar La energía que proviene del sol sufre alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Ello se debe a

- Dispersión: Desviación de la energía causada por partículas en la atmósfera.
- Reflexión: La energía reflejada se pierde y no interviene en el calentamiento de la atmósfera.
- Absorción: Gases y partículas presentes en la atmósfera absorben energía, generando un movimiento molecular lo que causa un aumento de la temperatura.

Coordenadas Geográficas La latitud determina la inclinación con la que caen los rayos del sol y la duración del día. Las variaciones en latitud son causadas por la inclinación del eje de rotación de la Tierra, siendo el ángulo de incidencia de los rayos del Sol diferentes en verano que en invierno. Cuando los rayos solares inciden con mayor inclinación calientan mucho menos porque el calor atmosférico tiene que repartirse en un espesor mucho mayor de atmósfera, con lo que se filtra y dispersa parte de ese calor.

Posicionamiento del sol respecto a la superficie terrestre El movimiento aparente del sol en el cielo depende de la época del año y hora del día (ver Figura 2.8 y Figura 2.9), el Sol no sale desde el mismo punto cada día, esto se debe a la inclinación que posee el eje de la tierra. A lo largo del año la trayectoria del Sol en el cielo cambia, modificando el ángulo con el que los rayos de Sol inciden sobre la tierra.

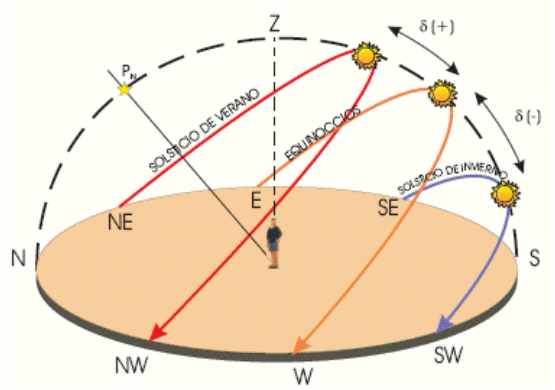


Figura 2.8: Movimiento aparente del Sol.
(Fuente: https://docplayer.es/390518-El-movimiento-del-sol-y-la-boveda-celeste.html)

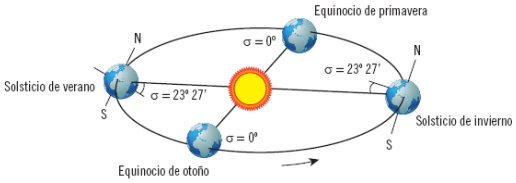


Figura 2.9: Ángulo de declinación del sol.
(Fuente: http://reader.digitalbooks.pro/content/preview/books/39121/book/OEBPS/Text/chapter1.html)

2.2.1. Parámetros para el estudio de potencial energético

A la hora de estudiar el potencial energético y de generación de un área específica es necesario revisar una serie de parámetros astronómicos, los cuales darán información concreta de la posición del sol, información clave para la posterior instalación y óptima operación de la planta generadora. Algunos de los parámetros de estudio son los siguientes:

Coordenadas geográficas Localización del sistema (longitud, latitud y altura)

Declinación Es el ángulo entre los rayos del sol y el plano del Ecuador de la tierra. Varía por un ángulo de hasta $\pm$ 23° 27'($\pm$ °23,45).

Hora Solar Distancia angular entre el círculo de la hora del sol y el meridiano local.

Altitud y Cenit Solar La Altitud Solar es el ángulo que se forma entre la unión del sol y su observador y la proyección en el plano horizontal. El cenit solar es el punto

más alto del cielo y que todo observador tiene sobre él.

Azimut Solar Es el ángulo entre el Norte y el punto en el que se intersecta el horizonte con la vertical del Sol. Se mide hacia el Este.

En cuanto al estudio de generación de energía existen parámetros cuantificables que indican la cantidad de energía aprovechable en el lugar de estudio, estos parámetros son:

Irradiancia Valor de la energía que incide sobre un área determinada, se mide en $[\frac{kWh}{m^2}]$

Irradiación Es el valor de la energía que incide sobre un área y tiempo determinado, se mide en $[\frac{kWh}{m^2-d\acute{i}a}]$

Indice de nubosidad Es el cociente entre la radiación de una superficie y la radiación extraterrestre.

2.3. Sistemas fotovoltaicos

Un sistema FV tiene como función transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica, pudiendo ser usada para el autoconsumo o bien inyectada a la red eléctrica. La luz solar está compuesta de fotones o partículas que al llegar a las celdas FV pueden ser absorbidos logrando generar energía eléctrica, esto se logra a través de un semiconductor capaz de convertir la energía solar en electricidad de corriente continua.

Un módulo FV está compuesto por celdas interconectadas que, de acuerdo a la cantidad de ellas, generan electricidad a diferentes escalas, haciendo funcionar desde una calculadora hasta una casa.

En la celda FV la radiación de la luz solar separa a los electrones de sus átomos, generando una capa de carga positiva y otra negativa. Cuando estas capas entran en contacto se forma un campo eléctrico generando electricidad en forma de corriente

continua que llega al inversor para ser transformada a corriente alterna, que al pasar por el transformador, logra la tensión necesaria para ser transportada[10].

Un sistema de generación fotovoltaica es una asociación eléctrica de módulos fotovoltaicos para adaptarse a las condiciones de funcionamiento de una aplicación determinada (ver Figura 2.10). Se compone de un total de $N_p x N_s$ módulos, siendo N_p el número de ramas y N_s el número de módulos en cada serie. El número de ramas define la corriente total del generador (ver Ecuación 2.2) y el número de módulos por serie define la tensión del generador[9] (ver Ecuación 2.3).

$$I_g = N_p x I_m \tag{2.2}$$

$$V_g = N_s x V_m \tag{2.3}$$

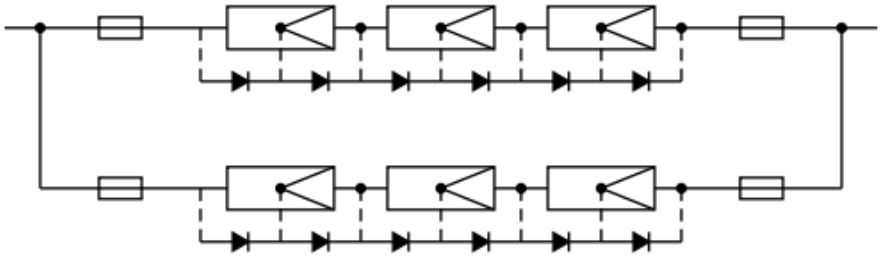


Figura 2.10: Esquema de un generador fotovoltaico compuesto por dos ramas de tres módulos en serie
(Fuente: Perpiñan 2018 [9])

2.3.1. Componentes principales de un sistema FV

Los principales componentes de un sistema FV son los **módulos FV**, el **inversor** y las **protecciones** (ver Figura 2.11).

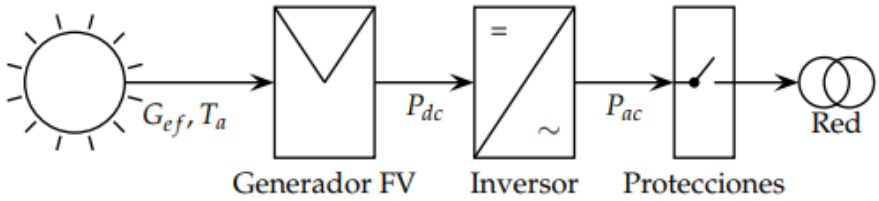


Figura 2.11: Esquema de un sistema fotovoltaico con conexión a la red
(Fuente: Perpiñan 2018 [9])

2.3.1.1. Celdas Fotovoltaicas

Debido a la capacidad de producir electricidad, el silicio es el elemento fotosensible predominante en la tecnología actual de paneles. Los paneles solares se forman a partir de agrupaciones de celdas fotovoltaicas, estas se conectan en serie para conseguir un valor de tensión de salida deseado y a su vez se conectan varias ramas (celdas en serie) en paralelo para aumentar el valor de la corriente.

De acuerdo al modo de fabricación podemos encontrar tres tipos en el mercado:

Monocristalinos Poseen la mayor eficiencia, oscila entre un 17 % y un 20 % de rendimiento, se comportan de mejor forma ante la radiación difusa y su eficiencia no baja a altas temperaturas. Su costo es mayor que las demás celdas.

Policristalinos Poseen una eficiencia que oscila entre un 13 % y un 15 %, posee un mejor comportamiento a altas temperaturas pudiendo en estas condiciones ser más eficientes que una celda monocristalina. Su costo es menor que una celda monocristalina.

Capa Fina (amorfos) Poseen una eficiencia que oscila entre un 7 % y un 9 %, su bajo costo y aspecto estético lo hace atractivo par aplicaciones arquitectónicas. Los paneles de capa fina más importantes son los de capa fina de cobre, indio y selenio (CIS) o de cobre, indio, galio y selenio (CIGS) y por último los paneles de capa fina a base de cadmio y telurio (CdTe).

Este componente es el principal dentro de un sistema FV y han experimentado un

rápido avance tecnológico mejorando su eficiencia y calidad. Aun así la potencia de salida de los módulos FV cae con el tiempo (0,7 % aproximadamente cada año[11]), disminuyendo la producción de energía año a año, llegando a cerca del 80 % de la potencia nominal luego de alcanzar su vida útil (generalmente 25 años).

Existe una clasificación para los fabricantes de paneles solares desarrollada por Bloomberg New Energy Finance Corporation, la clasificación **Tier 1** está ampliamente extendida en la industria y básicamente sirve para clasificar los fabricantes según estos parámetros:

- Procesos de fabricación avanzados (uso de robótica y sistemas automatizados)
- Inversión en I+D+I
- Historia de la empresa
- Integración vertical (porcentaje de producción llevado a cabo por la propia compañía. Es decir, si la propia compañía diseña, produce y fabrica los paneles desde el inicio)
- Capacidad de producción

Existen tres niveles de clasificación

Tabla 2.1: Características de los Niveles de Clasificación.
(Fuente: https://www.conermex.com.mx/blog-evaluar.html)

Tier 1	**Tier 2**	**Tier 3**
Alta tecnología en la producción	Producción semi automática	Gran parte de su proceso es manual
Alta Inversión en I+D, mejora de productos	Baja inversión en I+D	No invierten en I+D
Certificación ISO 9001, Gestión de la Calidad	Limitado control de la calidad	
Verticalmente integrada, control sobre su producto final		Depende de otros fabricantes para la mejora de sus productos
Estabilidad y solvencia económica	Pequeños y medianos fabricantes, menos de 5 años en el mercado	Participación reciente en la industria, menos de dos años en el mercado
Historial bancario confiable		

Inicialmente la lista fue creada para clasificar fabricantes por su situación financiera, pero posteriormente debido su relación directa con la calidad del panel solar, ha sido también utilizada para clasificar los fabricantes por la calidad y durabilidad de sus paneles solares.

Entre los primeros fabricantes Tier-1 del 2018 se encuentran: Canadian Solar, Jinko Solar, Trina y Qcells.

Los paneles solares poseen otras características además de la potencia pico que deben ser consideradas al momento de realizar su instalación. Están especificadas en la ficha técnica de cada modelo de panel y las más relevantes son las siguientes:

Voltaje de máx. potencia Voltaje en el punto de máxima potencia

Corriente de máx. potencia Corriente en el punto de máxima potencia

Voltaje de circuito abierto Voltaje máx. cuando no hay carga conectada a los bornes del panel, por lo que la corriente es cero

Corriente de cortocircuito Corriente máx. medida cuando existe un cortocircuito entre los bornes del panel, por lo que el voltaje es cero

Eficiencia Relación entre la potencia eléctrica generada por el panel y la potencia de radiación incidente sobre el

La SEC ha elaborado un listado con los productos autorizados para instalaciones de generación eléctrica conforme a lo establecido en la Ley 20.571.

2.3.1.2. Inversor DC/AC

Para que la potencia generada por el sistema FV pueda acoplarse a la red eléctrica debe ser acondicionada por el *Inversos DC/AC*, convirtiéndola de continua a alterna cumpliendo con determinados requisitos de tensión, frecuencia, distorsión de la tensión y corriente, eficiencia y rendimiento, seguridad, etc.[9]

Principalmente existen tres categorías de inversores:

- **Inversor Central:** Inversor único dedicado al generador FV. recomendables para instalaciones de medio o gran tamaño.
- **Inversor orientado a rama:** Inversor dedicado a una rama (string). Son particularmente útiles en algunos sistemas de integración arquitectónica, al poder adaptarse mejor a las diferentes configuraciones de módulos posibles.
- **Módulo AC:** Inversor dedicado a un módulo del generador. Se utilizan sólo para pequeños sistemas demostrativos.

A partir de un filtro atenúa el rizado en la corriente de entrada para pasar al convertidor DC/DC, este adecúa la tensión de salida del generador a la tensión necesaria, pudiendo buscar el punto de máxima potencia. Luego el puente inversor realiza la conversión de la señal continua a alterna la cual pasa por un filtro de salida para eliminar

o atenuar los armónicos no deseados. Ya convertida en alterna el transformador adecua el valor de la tensión de salida del puente al de la red[9].

La SEC ha elaborado un listado con los productos autorizados (inversores, módulos fv, protección RI) para instalaciones de generación eléctrica conforme a lo establecido en la Ley 20.571 (ver http://www.sec.cl sección generación ciudadana).

2.3.2. Indicadores de eficiencia en Sistemas FV

En el contexto del programa NAMA (ver Subsección 3.5.2) se generan documentos técnicos para la difusión de la información, en ellos plantean los siguientes indicadores de rendimiento en plantas FV[12]:

Perfonrmance Ratio (PR) Es un indicador del rendimiento de la planta y debe ser monitoreado de manera continua, se expresa en porcentaje e indica el efecto de las pérdidas del sistema en el generador FV. Este indicador oscila generalmente entre 75 % y 85 % dependiendo del lugar en donde se encuentre la planta. de acuerdo a la *IEC 61724* se define

$$PR = \frac{E_{AC} * I_{STC}}{I_{rr} * P} \tag{2.4}$$

Donde E_{AC}=Energía acumulada $[kWh]$, I_{STC}=1.000 $[\frac{W}{m^2}]$, I_{rr}=Irradiación acumulada $[\frac{kWh}{m^2}]$ y P=Potencia instalada en DC $[kWp]$.

Disponibilidad temporal Este parámetro representa el tiempo en el que la planta está operando sobre el tiempo posible total que es capaz de operar. Solamente la interrupción del flujo de corriente en una de sus partes, será considerado como perdida de disponibilidad.

$$A = \frac{\sum T_{útil}}{\sum T_{útil} + \sum T_{muerto}} x100 \tag{2.5}$$

Donde $T_{útil}$=Periodo de tiempo con irradiación por encima de MIT $[h]$, T_{muerto}=Periodo

de $T_{útil}$ cuando el sistema está inactivo (sin producción de energía) $[h]$ y $T_{excluido}$=Parte de T_{muerto} a ser excluido debido a la presencia de un factor de exclusión $[h]$.

Dentro de los factores que se excluyen en el cálculo de la disponibilidad se encuentran

- Nieve y granizo
- Daños debido a vandalismo
- Desconexión o reducción de la generación por parte del cliente
- Interrupción de operaciones por desconexiones de la red
- Tiempo de inactividad por mantenimiento programado o implementación de medidas para mejoras en la instalación
- Otros

Disponibilidad energética La disponibilidad basada en la energía toma en consideración que una hora en un periodo con alta irradiación es más valiosa que en un periodo de baja irradiación. Por lo tanto se utiliza como base de cálculo la energía, no el tiempo. El desafío es determinar el rendimiento perdido, se distinguen dos casos

- Fallo de todo el sistema: El rendimiento perdido se calcula a través del índice de rendimiento y la irradiación.

$$E = PRxHxP \tag{2.6}$$

  Donde PR= índice de rendimiento. Toma el valor promedio de los últimos 10 días de alimentación sin fallos, H= irradiación medida en el plano del módulo durante el periodo de tiempo de inactividad $[\frac{kWh}{m^2}]$ y P= potencia nominal del sistema $[kWhp]$.

- Fallo de un inversos o de una cadena de módulos: El rendimiento esperado del inversor/cadena de módulos en el periodo de falla, se determina me-

diante la comparación de los rendimientos específicos en $[\frac{kWh}{kWp}]$ de los otros inversores o cadenas de módulos con la misma configuración.

2.3.3. Configuración de montaje para paneles FV

Para que los sistemas FV logren un buen rendimiento deberán recibir la mayor cantidad de radiación solar, por lo que la *orientación* (azimut) e *inclinación* de los módulos FV son factores importantes al momento de maximizar el rendimiento del sistema FV. En la Figura 2.12 se indican los parámetros mencionados.

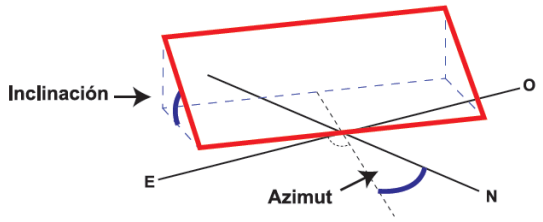


Figura 2.12: Orientación (azimut) e Inclinación de un panel solar FV.
(Fuente: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/)

Existen diferentes tipos de configuraciones para el montaje de un panel FV, es necesario realizar una evaluación para elegir la que posea un mejor rendimiento. A continuación se detallan las características de las opciones de montaje de paneles FV[13]:

Panel Fijo Horizontal (Figura 2.13) Se ubica el panel FV con una inclinación **b** respecto al plano horizontal y el eje central se orienta con un azimut **a** respecto del norte.

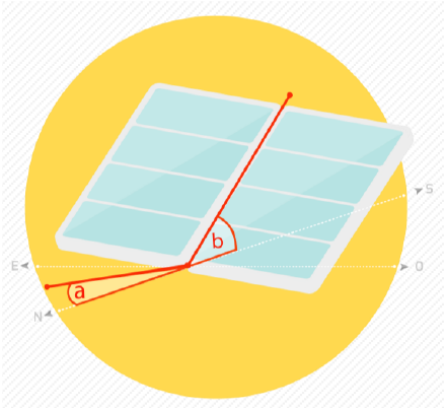


Figura 2.13: Esquema de panel fijo con inclinación b y orientado con un azimut a.
(Fuente: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/)

Panel horizontal con seguimiento en eje horizontal norte-sur HSAT (Figura 2.14)

Se monta un panel horizontal en un eje orientado de norte a sur. Este eje rota permitiéndole al panel mirar hacia el este en la mañana y hacia el oeste en la tarde

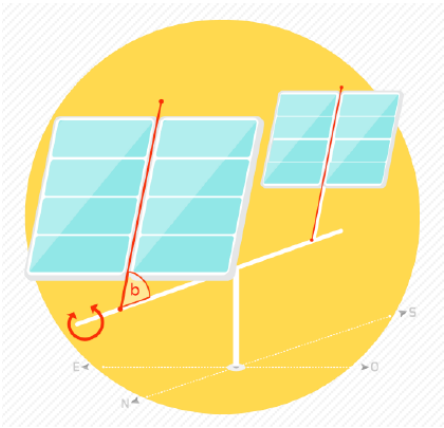


Figura 2.14: Esquema de panel instalado en un sistema de seguimiento con eje horizontal norte-sur.
(Fuente: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/)

Panel inclinado con seguimiento en eje horizontal norte-sur HTSAT (Figura 2.15)

Se monta un panel horizontal en un eje orientado de norte a sur. Este eje rota permitiéndole al panel mirar hacia el este en la mañana y hacia el oeste en la tarde

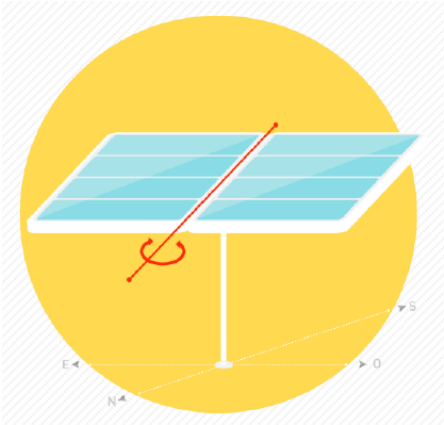


Figura 2.15: Esquema de panel instalado en un ángulo de inclinación b sobre un sistema de seguimiento con eje horizontal norte-sur.
(Fuente: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/)

Panel inclinado con seguimiento en eje inclinado norte-sur TSAT (Figura 2.16) Se monta un panel sobre un eje de rotación inclinado en **b**, el panel rota solidario junto con el eje de este a oeste siguiendo al sol

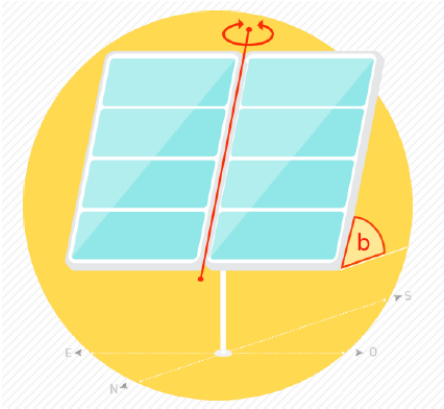


Figura 2.16: Esquema de panel instalado en un sistema de seguimiento con eje inclinado en un ángulo b con orientación norte-sur.
(Fuente: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/)

Panel Inclinado con seguimiento en eje vertical VSAT (Figura 2.17) El panel se instala con una inclinación **b** sobre un eje vertical que rota de manera que el panel iguale al azimut solar. Es particularmente útil en latitudes altas, permitiendo seguir al sol en 360 grados

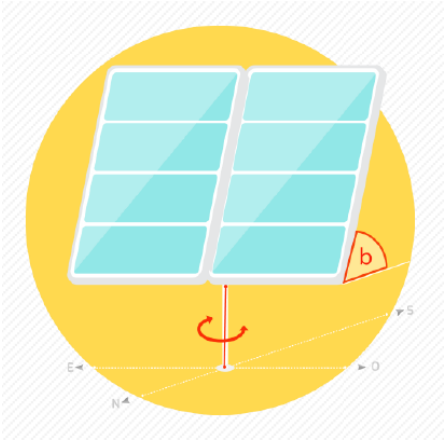


Figura 2.17: Esquema de panel instalado en un ángulo de inclinación b sobre un sistema de seguimiento con eje vertical.
(Fuente: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/)

Panel con seguimiento en dos ejes, uno horizontal y uno vertical (Figura 2.18) El panel se instala en dos ejes perpendiculares. Uno vertical, que le da la orientación al panel, y uno horizontal, que permite cambiar la inclinación del panel. De esta forma se optimiza la captación de la radiación solar, ya el panel siempre se mantiene perpendicular a los rayos de sol, permitiendo que la radiación directa llegue normal a la superficie receptora.

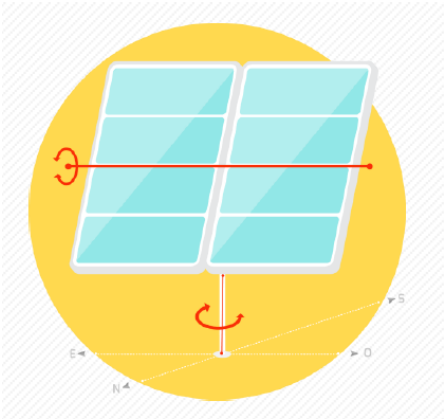


Figura 2.18: Esquema de panel instalado en un ángulo de inclinación b sobre un sistema de seguimiento con eje vertical.
(Fuente: http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/)

2.4. Explorador Solar

Los “Exploradores” son herramientas en línea del tipo geográficas cuyo objetivo es analizar los recursos renovables, permitiendo de manera gráfica realizar una evaluación preliminar del potencial energético en un sitio determinado por el usuario. El Ministerio de Energía ha puesto a disposición de manera gratuita diferentes “Exploradores” (Energía Solar, Energía Eólico y Energía Marina) con el fin de acercar información detallada y de forma simple a los usuarios que la requieran.

Estas herramientas son el resultado de la colaboración entre el Ministerio de Energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, así como también de la Corporación Nacional Forestal y la Universidad Austral de Chile, la Dirección General de Aguas (DGA) y el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA).

En particular, el Explorador Solar presenta la información pública más detallada que existe actualmente sobre el recurso solar en Chile. Los datos que encontrará en este sitio han sido generados a partir de modelos atmosféricos y datos satelitales, para el período comprendido entre los años 2004 y 2016, con una resolución espacial de 90 metros. Este sitio posee varias herramientas útiles para el cálculo de generación fotovoltaica y sistemas solares térmicos, a continuación se explican cada una de ellas[14].

2.4.1. Calcular el ahorro en la cuenta de luz

Esta sección presenta una herramienta que tan sólo en cinco pasos entrega un estimativo de ahorro en la cuenta de luz al instalar un sistema solar fotovoltaico. Entregando la siguiente información:

- Ubicación de la instalación
- Distribuidora de energía
- Tarifa

- Consumo de energía mensual
- Tamaño del sistema fotovoltaico (la herramienta entrega precios referenciales en pesos chilenos con IVA, que incluye paneles, inversores, estructuras, materiales, instalación y conexión a red)

La herramienta entrega un reporte con un resumen de los parámetros ingresados y los cálculos correspondientes a la energía generada por el sistema escogido y el ahorro anual estimado en la cuenta de luz.

2.4.2. Calcular Sistemas Fotovoltaicos

Esta herramienta nos permite calcular la cantidad de energía que un sistema fotovoltaico generará en una zona específica. Para ello es necesario rellenar un formulario en el que se encuentran los siguientes parámetros:

- Modelo de generación, Básico o Avanzado
- Características del arreglo fotovoltaico (capacidad instalada principalmente)
- Características de la instalación (ver 2.3.3)
- Pérdidas aproximadas

Cabe destacar que en el **modelo de generación avanzado** se debe ingresar además de lo mencionado, información técnica de los paneles fotovoltaicos utilizados, basándose en el punto de máxima potencia de la curva V-I que caracteriza a una celda fotovoltaica. Para mayor información acerca de los modelos de generación revisar el documento "Modelo de Generación Fotovoltaica"[13].

Como resultado de esta consulta, la página entrega un paquete de gráficas que muestran desde la generación fotovoltaica mensual promedio hasta una matriz con el ciclo horario mensual. Además es posible descargar un reporte completo de generación fotovoltaica y datos meteorológicos relevantes que contiene entre otros ciclo diario de

radiación, nubosidad y temperatura. En la Figura 2.19 muestra gráficas que son parte del reporte de generación eléctrica fotovoltaica que entrega esta herramienta, en este caso se presenta el ciclo de generación mensual y diaria del sistema FV indicado en la ubicación especificada.

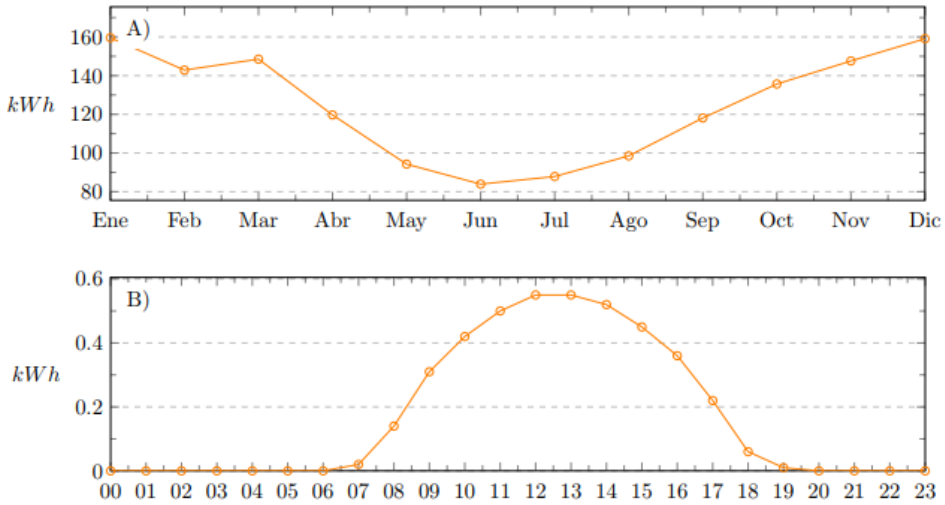


Figura 2.19: Reporte de Generación Eléctrica Fotovoltaica, gráfico A - Ciclo anual de generación, gráfica B - Ciclo diario de generación.
(Fuente: Reporte Generación Eléctrica Fotovoltaica - Explorador solar)

2.4.3. Calcular Sistemas Solares Térmicos

Esta herramienta se utiliza para calcula el ahorro que se genera al instalar un SST para agua caliente sanitaria. Existen dos tipos de cálculo, uno para ahorro en hogares que básicamente el ahorro en energía en comparación con un sistema de calefacción de agua alternativo o complementario. Por otro lado existe la opción de calcular la contribución solar según la Ley 20.365 para constructoras.

Para obtener los resultados se debe rellenar un formulario con la siguiente información:

- Estimación de demanda (sólo para opción de ahorro de hogares)
- Parámetro para el cálculo del ahorro (sólo para opción de ahorro de hogares)

- Características del SST (ambos casos)
- Tipo de vivienda y comuna (cálculo de contribución para constructoras)

Luego de rellenar el formulario el sistema entrega una gráfica con el resumen de la demanda mensual, la generación de agua caliente sanitaria mensual y el porcentaje de contribución de esta a la demanda mensual, además de un monto aproximado del ahorro en este ítem. Es posible descargar un reporte que resume tanto la información del formulario como los resultados del cálculo. Para la opción del cálculo en la contribución para constructoras de acuerdo a la Ley 20.365 se suman indicadores que señalan el cumplimiento de la norma. En la Figura 2.20 muestra una gráfica que es parte del reporte de SST para agua caliente sanitaria que entrega esta herramienta, en él se muestra la generación de agua caliente sanitaria, la demanda de acuerdo a los parámetros indicados y el porcentaje de cobertura, indicando además el ahorro anual en pesos, la energía total generada y el porcentaje al consumo aportado.

Producción anual de energía del SST	1248 kWh
Consumo aportado por el SST	86.64 %
Ahorro anual	164047 pesos

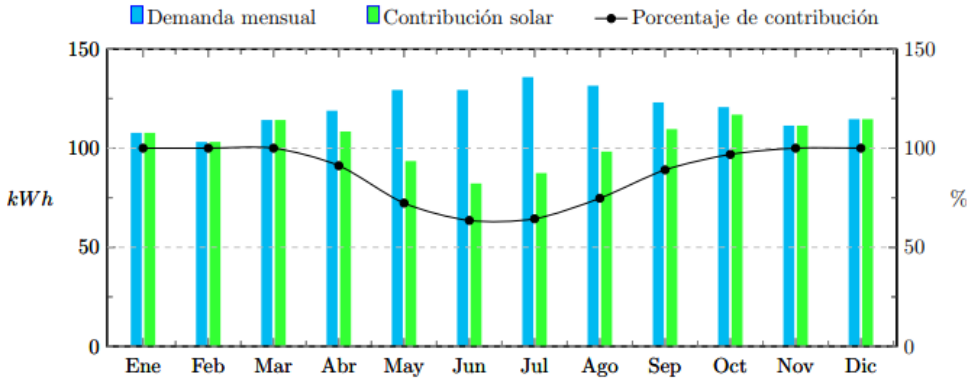


Figura 2.20: Reporte de SST para agua caliente sanitaria, generación de agua caliente sanitaria versus la demanda.
(Fuente: Reporte SST para agua caliente sanitaria - Explorador solar)

2.4.4. Explorador

El explorador es la herramienta base que posee el sitio, en ella se puede comparar el recurso solar y las características meteorológicas de distintos lugares en forma rápida y sencilla. Al indicar un lugar dentro del territorio nacional arroja un cuadro resumen con indicadores de radiación (global horizontal, global inclinado 33°, directa normal y difusa horizontal) además de información meteorológica (Frecuencia de nubes, temperatura ambiental y velocidad del viento). Sumado a esto, como en los casos anteriores es posible descargar un reporte más completo de la consulta realizada. Este reporte es similar al que se arroja al realizar el cálculo de sistemas fotovoltaicos.

2.4.4.1. Mediciones

Esta sección se reúne toda la información del explorador solar recogida en la campaña del Ministerio de Energía y es de uso público. Al ingresar muestra un listado con las estaciones de medición utilizadas, información acerca de la estación (periodo de medición, equipos de medición y coordenadas de ubicación), gráficas de la información que ha recogido la estación y un listado de archivos descargables.

3 Estado del Arte

3.1. Objetivos energéticos del país

Como se menciona anteriormente, existen tres megatendencias internacionales actuales: Descarbonización, Digitalización y Energía Distribuida. De acuerdo al contexto de Chile se debe destacar también como megatendencia dos ejes adicionales en los cuales Chile se encuentran con un rezago respecto al contexto de otros países.

Como nuevo eje se presenta la **Descontaminación**, relacionada directamente con la descarbonización, tomando en cuenta el gran desafío que significa para Chile reducir en sus ciudades las emisiones de contaminantes locales, al punto que la descontaminación ha sido identificada por la población chilena como el principal problema medioambiental que la afecta[1].

Por otra parte, en el país es crucial la **Descentralización** propiamente tal, en cuanto redistribución de poder y de recursos hacia unidades subnacionales. Chile es un país altamente centralizado, de a poco se han visto luces que puntúan hacia un ajuste en este tema, siendo necesario una profundización de este, dando directamente lugar a tendencias como la energía distribuida[1].

3.1.1. Política Energética 2050

Dentro del Marco de la Agenda Energética, se desarrolló un proceso de discusión que incluyo a los actores relevantes del sector público, la industria, la academia, la sociedad civil, las regiones y la ciudadanía en general. Como resultado de este proceso se

obtuvo la Política Energética de largo plazo del país[15], entregándole al sector energético del país una visión futura donde la **Confiabilidad**, **Competitividad**, **Inclusividad** y **Sostenibilidad** son las características principales.

Para lograr dicha visión de futuro, se proponen cuatro pilares que sostienen el desarrollo del sector energético[15]:

- Seguridad y Calidad de Suministro
- Energía como Motor de Desarrollo
- Energía Compatible con el Medio Ambiente
- Eficiencia y Educación Energética

A partir de estos pilares se proponen diez metas principales a cumplir para el año 2050, las cuales son:

1. Interconexión entre los países miembros del SINEA
2. Emisiones GEI acordes a los estándares mundiales, apelando a la descarbonización
3. Acceso universal y equitativo a los servicios energéticos
4. Integrar la Política Energética a los instrumentos de panificación y ordenamiento territorial
5. Estar dentro de los tres países OCDE con menor precio promedio de suministro eléctrico a nivel residencial e industrial
6. Al menos 70 % de la generación eléctrica provenga de ER
7. Desacoplar el crecimiento del consumo energético con el crecimiento del PIB
8. 100 % de las edificaciones nuevas, cuenten con estándares OCDE de construcción eficiente y gestión inteligente de energía

9. 100 % de las principales categorías de artefactos vendidos correspondan a equipos energéticamente eficientes

10. Instalar una cultura energética transversalmente en todos los niveles de la sociedad

Dentro del primer pilar de desarrollo *Seguridad y Calidad de Suministro* se proponen lineamientos entre los cuales se encuentra la *Producción Descentralizada*[15], promoviendo un sistema inteligente de producción y gestión descentralizada de la energía que cambia la visión actual de los usuarios de meros receptores a agentes activos en la provisión de energía, que al ser complementado con una gestión de la demanda eléctrica puede entregar seguridad y confiabilidad al suministro eléctrico.

De acuerdo a esto, se propone como una de las metas que al año 2050 el sector público, comercial y residencial logre aprovechar su potencial de generación distribuida, promoviendo paralelamente una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica.

3.2. Sistemas Eléctricos

Hasta la fecha, en Chile había dos grandes sistemas interconectados: el SING (Arica a Antofagasta) y el SIC (Taltal hasta la isla grande Chiloé). A estos se suman el Sistema Eléctrico de Aysén y el de Magallanes. La interconexión entre el SING y el SIC fue impulsada por años, para aportar seguridad al sistema y disminuir los precios de la tarifa eléctrica.

Al 2017, son 3.100 km de estructura, desde Arica a Chiloé, abasteciendo de electricidad a más del 97 % de la población nacional. Su capacidad, una vez instalada, es de aproximadamente 24.000 $[MW]$ y una demanda de 11.000 $[MW]$, representando el 99 % de la capacidad de generación del país. Es el resultado de la Interconexión de los Sistemas Interconectados Central (SIC) y del Norte Grande (SING).

3.2.1. Sistema Interconectado Central (SIC)

El Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), está compuesto por las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión nacional, zonal, dedicados y de interconexión internacional; subestaciones eléctricas, y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, que operan interconectados desde Taltal por el norte (Región de Antofagasta), hasta la isla grande de Chiloé por el sur (Región de Los Lagos)[16].

Este mapa (ver Figura 3.1) contiene el Sistema Interconectado Central que tiene una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92 % de la población nacional.

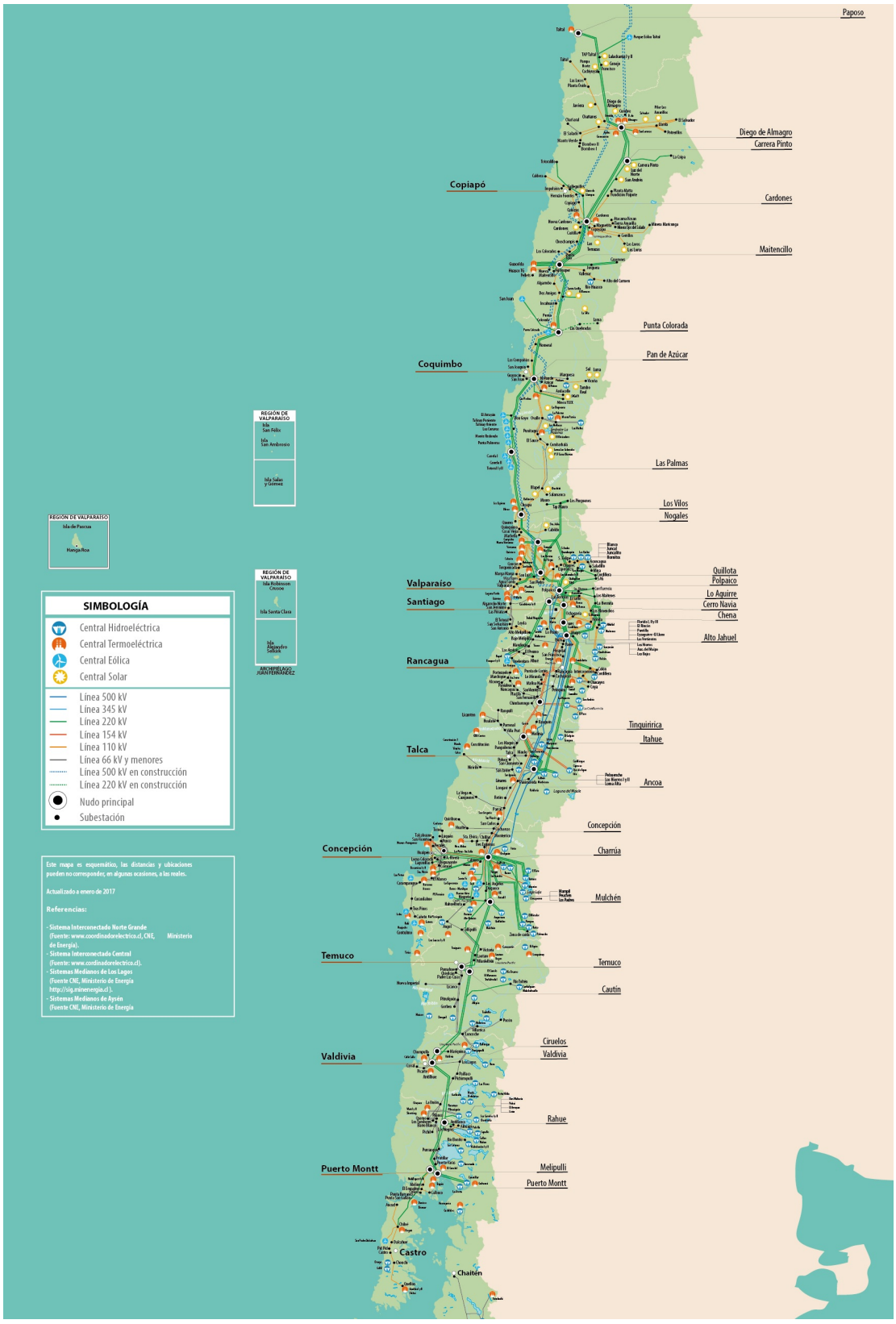


Figura 3.1: Mapa del Sistema Interconectado Central.
(Fuente: https://www.coordinador.cl/)

Dentro del sistema de suministro eléctrico se pueden diferenciar tres actividades: la generación, que produce la energía necesaria para satisfacer el consumo; el transporte, que permite transferir la energía producida hasta los centros de consumo; y la distribución, que hace posible que la energía llegue a los clientes finales.

El transporte de electricidad se realiza a través de líneas de transporte a tensiones elevadas que, conjuntamente con las subestaciones, forman la red de transporte.

3.3. Marco Normativo para sistemas de autoconsumo

La Generación Distribuida para autoconsumo ha sufrido una serie de modificaciones en su marco regulatorio desde la publicación de la **NT Eléctrica N°4**, que indica los requisitos para la autogeneración sin inyección a la red[17].

Paralelamente el año 2008 se publica la **Ley 20.257** que establece al sistema eléctrico cuotas de generación a partir de ERNC.

En el año 2012 se publica la **Ley 20.571** creando un sistema de facturación neta para clientes regulados con generación ciudadana a partir de ERNC.

Ya en el año 2014, con la integración del **D.S. 71** y la **NT-COBT**, establecen requisitos para la conexión y operación de equipos en baja tensión, además de fijar como tope proyectos con capacidad instalada de hasta 100 $[kW]$, entra en vigencia la **Ley 20.571**.

Posteriormente, se realiza una modificación al **D.S. 71**, simplificando el proceso de tramitación.

3.3.1. Información para el Procedimiento de Conexión

Todo sistema de generación eléctrica debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC, que desde el año 2015 cuenta con una unidad técnica especializada en ERNC para atender los requerimientos. Esta declaración eléctrica debe ser realizada por un instalador autorizado, y debe contener además los detalles

técnicos de la instalación, así como de los productos a utilizar. Posteriormente, la SEC fiscaliza la instalación y si ésta cumple con los requerimientos técnicos, autoriza su funcionamiento, tras lo cual, el propietario deberá notificar su conexión a la red de la empresa de distribución eléctrica [18].

La SEC en su portal de Generación Ciudadana tiene a disposición información de ayuda al momento de realizar un proyecto de Generación Distribuida acogido por la Ley 20.571, con el fin de aclarar los requisitos de estos sistemas y evitar le retramitación en el proceso de inscripción.

1. **Diagrama Procedimiento de Conexión:** Diagrama con las etapas del proceso de solicitud de conexión

2. **Formularios:** Formularios para la conexión de equipamiento de generación de un cliente individual, conjuntos habitacionales, edificios u otros

3. **Marco Regulatorio:** Marco regulatorio vigente relacionada a la generación ciudadana

4. **Pronunciamientos:** Documentos con aclaraciones, definiciones, actualizaciones entre otros acerca del marco regulatorio

5. **Equipamiento autorizado:** Listado de productos autorizados para ser utilizados en sistemas de generación ciudadana autorizados por SEC

6. **Instaladores Autorizados:** Listado de empresas instaladoras de proyectos de generación ciudadana con declaraciones exitosas de sistemas de este tipo

7. **Normativa e Instructivos técnicos:** Instructivos que definen requisitos a las instalaciones y otros documentos

8. **Declaración TE4:** trámite en línea para declarar las instalaciones de generación domiciliaria

Para revisar la información disponible entrar al portal de Generación Ciudadanía en la página web de la SEC.

El marco regulatorio para la generación distribuida clasificada como PMGD comienza el año 2004 con la **Ley N° 19.940**, que otorga el derecho a conectar en distribución proyectos menores a 9 $[MW]$[17].

Ya en el año 2005-2006 se publica el **D.S. 244** que regula el régimen de remuneraciones para las inyecciones de energía de proyectos PMGD, coordinando la demanda con el CDEC[17].

En el año 2007 se publica la **NT COMT**, norma técnica orientada a aspectos operacionales de las PMGD.

En el año 2015 y debido a la creciente demanda (30 % promedio anual desde el año 2006[5]), se actualiza el **D.S. 244** al **D.S. 101** permitiendo a los proyectos con instalaciones menores a 1,5 $[MW]$ de capacidad realizar un trámite simplificado para su conexión. Así se completa el marco regulatorio para proyectos de Generación Distribuida clasificados como PMGD.

3.3.2. Información para el Procedimiento de conexión - PMGD

De la misma forma en el portal de la SEC hay a disposición información para la realización del trámite de conexión para sistemas clasificados como PMGD[19].

1. **Proceso de Conexión:** En esta pestaña se muestran diferentes diagramas del proceso de conexión dependiendo de la clasificación del proyecto

2. **Formularios:** Formularios utilizados durante el procedimiento de conexión

3. **Marco regulatorio y norma técnica:** En esta sección se muestra el D.S. N°244 y la Norma Técnica de conexión y operación de PMGD

4. **Pronunciamientos:** Documentos con aclaraciones, definiciones, actualizaciones entre otros acerca del marco regulatorio

5. **Plataforma PMGD:** Herramienta que facilita la interacción entre los actores involucrados (SEC, distribuidoras y ciudadanía)

Para revisar la información disponible entrar al portal de Pequeños Medios de Generación distribuida en la página web de la SEC.

3.3.3. Ley 21.118

La ley 21.118 publicada el 17 de Noviembre de 2018 modifica la ley general de servicios eléctricos, incentivando el desarrollo de las generadoras residenciales.

Dentro de las modificaciones se encuentran

Aumento de 100 a 300 kW en el límite de capacidad instalada El aumento en el límite de capacidad instalada de sistemas de generación permite que los usuarios comerciales y pequeñas industrias puedan aprovechar el derecho que otorga la Ley para generar su propia electricidad.

Traspaso de excedentes entre instalaciones del mismo propietario si un usuario cuenta con un sistema de generación distribuida y además cuenta con más de una instalación que consume electricidad con la misma concesionaria de distribución, puede utilizar sus excedentes para descontarlos de la boleta de sus distintas instalaciones.

Sistemas Comunitarios o de propiedad conjunta Los usuarios pueden coordinarse para instalar un único sistema de generación, y aprovechar los excedentes de ese sistema para descontarlos de las boletas de todos los usuarios coordinados.

Aplicar descuentos sobre todos los cargos de la boleta Antes solo era posible descontar desde el cargo de energía, ahora se puede hacer sobre todos los cargos, pasando al próximo mes los excedentes que queden si la cuenta llega a cero cumpliendo ciertos requisitos.

Para poder recibir pagos de los excedentes de energía de un proyecto con esta nueva Ley Netbilling, se debe demostrar que el proyecto sea netamente para autoconsumo (a través del perfil de consumo de la instalación y la generación esperada por el proyecto de autoconsumo). Solamente pueden evitar estas restricciones los clientes residenciales que presenten una potencia conectada de hasta 20 $[kW]$ y las personas jurídicas sin fines de lucro con una potencia conectada de hasta 50 $[kW]$.

Esto busca entregar una forma de limitar proyectos que buscan vender energía de excedentes durante la mayor parte del año, (es decir, hacer proyectos que superarán con su generación al consumo de la misma instalación) y que sea un beneficio para los consumidores que opten por este tipo de tecnología para su autoconsumo. En caso de que el cliente no cumpla con estas restricciones y no traspase sus excedentes de energía a otra instalación, la distribuidora después de 5 años de no poder descontar estos excedentes de su boleta los convertirá en un ahorro para todos los usuarios de la misma comuna.

3.4. Generación distribuida en Chile

De acuerdo a los datos obtenidos de la plataforma de la CNE *Energía Abierta*[20], a Mayo de 2019 existen alrededor de 4.609 proyectos de Generación Distribuida declarados a lo largo del país, con una potencia instalada total de 27.566 $[kW]$ (ver Tabla 3.1) de las cuales el 99,37 % proviene de sistemas solares fotovoltaicas.

Tabla 3.1: Potencia Instalada kW y cantidad de Proyectos de Generación Distribuida declarados por Región.
(Fuente: http://energiaabierta.cl/ consulta Mayo 2019)

Región	Potencia Instalada [kW]	Proyectos Declarados
RM	8.616	947
VII	4.610	327
V	3.254	344

Continúa en la siguiente página

Región	Potencia Instalada [kW]	Proyectos Declarados
VI	2.962	140
IV	2.050	96
III	1.716	2.080
VIII	1.526	260
II	655	122
IX	568	88
XV	417	30
I	315	16
X	306	55
XIV	252	37
XVI	222	40
XI	77	10
XII	29	17
Total	27.566	4.609

En la Figura 3.2 se muestra la cantidad de proyectos y la potencia declarada por año, mostrando que a lo largo del año 2018 se han declarado cerca de la mitad (45,5 %) de los proyectos de Generación Distribuida totales, con el 46,2 % de la potencia instalada total.

Dentro del primer periodo de vigencia de la ley (2015-2016) el crecimiento fue explosivo, aumentando cerca de un 190 % la potencia instalada entre el año 2015 y 2016, y un 581 % la cantidad de proyectos declarados entre el mismo periodo[20].

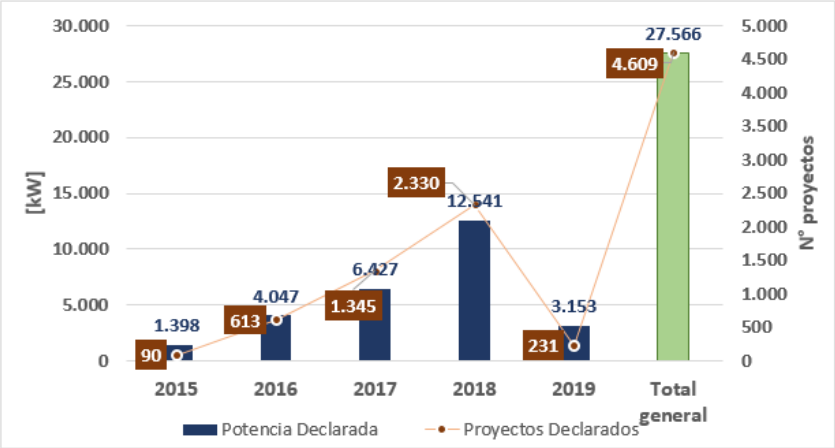


Figura 3.2: Potencias instalada y número de proyectos de Generación Distribuida declarados por año.
(Fuente: Elaboración propia desde http://energiaabierta.cl/ consulta Mayo 2019)

En relación a las características de los proyectos declarados a la fecha se puede decir que 4.115 declararon una potencia inferior a 10 $[kW]$ (ver Figura 3.3).

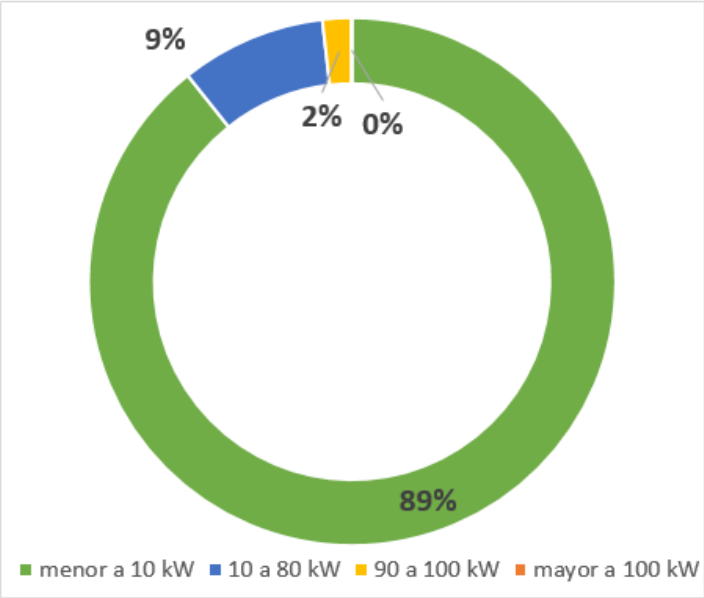


Figura 3.3: Segmentos de potencias instalada en sistemas de Generación Distribuida.
(Fuente: Elaboración propia desde http://energiaabierta.cl/ consulta Mayo 2019)

En la zona norte del país (entre la XV y IV región) se encuentra el 50,9 % de los proyectos de Generación Distribuida (2.345) concentrando el 18,9 % de la potencia instalada, aproximadamente 5.205 $[kW]$. Dentro de las principales características destacan que el 99,2 % corresponden a proyectos con una potencia inferior a 50 $[kW]$.

Continuando, en la zona centro del país (entre la V y VIII región) se encuentra el 44,6 % de los proyectos de Generación Distribuida (2.056) concentrando el 76,6 % de la potencia instalada, cerca de 21.129 $[kW]$. El alto valor de potencia instalada en la zona se debe a que de los 83 proyectos con una capacidad instalada superior a 90 $[kW]$, 79 se encuentran en esta zona. Otra característica que se destaca es que todos los sistemas de generación hidráulicos se encuentran en ella, curioso considerando que la zona sur posee el mayor potencial de energía hidráulica en el país.

Para concluir, la zona sur del país (entre la IX y XII región) se encuentra el 4,5 % de los proyectos de Generación Distribuida (208) concentrando el 4,5 % de la potencia instalada, 1.232 $[kW]$. Dentro de esta zona, específicamente en la ciudad de Coyhaique está el único sistema declarado que utiliza como fuente de energía la Biomasa y cuenta con una potencia declarada de 30 $[kW]$. Llama la atención que casi todos los proyectos que se encuentran en esta zona (menos uno, que utiliza biomasa) usen como fuente de energía el sol, donde la Irradiancia Global Horizontal en la Región de la Araucanía (donde están la mayor parte de los proyectos) es de 4,11 $[\frac{kWh}{m^2}]$, valor bajo comparado con los 7,37 $[\frac{kWh}{m^2}]$ presentes en la Región de Atacama[21].

3.4.1. Índice de precios Sistemas FV con conexión a la red de distribución

Como se menciona en la siguiente sección, existen iniciativas compatibles con el modelo propuesto por la Ley de Generación Distribuida, dentro de ellas está *NAMA - Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile* descrita en la Subsección 3.5.2, que busca recopilar información técnica y práctica relacionada a tópicos de Energías Renovables.

Dentro de los estudios elaborados por esta iniciativa se encuentra el **"Índice de Precios de Sistemas FV conectados a la red de distribución comercializados en Chile"** el cual resume la información del costo de los proyectos fotovoltaicos comercializados en chile, clasificando por rangos de potencias instalada.

En la Figura 3.4 se muestra el resultado del estudio estadístico de la información recopilada[22].

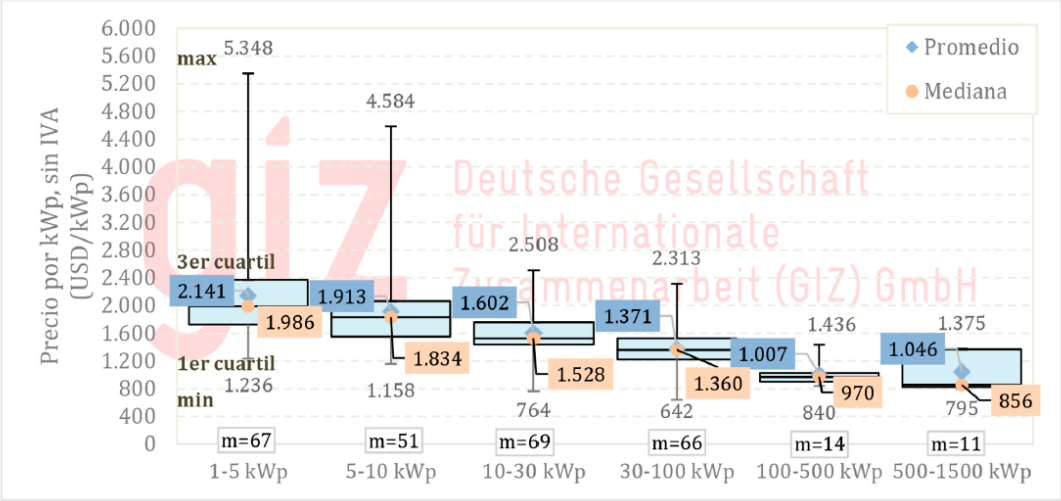


Figura 3.4: Análisis de precios de sistemas FV de 1 a 1.500 kW en chile.
(Fuente: Informe "Índice de Precios de Sistemas FV conectados a la red de distribución comercializados en Chile 2018")

3.5. Proyectos Relacionados

A raíz de la creación del marco normativo para proyectos de Generación Distribuida, existen diferentes iniciativas compatibles con el modelo propuesto por la ley. Algunas de estas iniciativas tienen como objetivo impulsar la inversión en sistemas de generación ciudadana y responder de forma rápida a los cambios por lo que la generación eléctrica en Chile está pasando, además de establecer y difundir el conocimiento técnico necesario para abordar los nuevos desafíos propuestos.

A continuación se describen algunos proyectos impulsados a raíz de los avances en la legislación de modelo de Generación Distribuida.

3.5.1. Programa Techos Solares Públicos

El Programa Techos Solares Públicos (PTSP) es una iniciativa del Ministerio de Energía inserta en la Agenda de Energía, orientada a instalar sistemas fotovoltaicos (SFV) en los techos de los edificios públicos, con el objeto de contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico para autoconsumo. Tiene una duración de 4 años a partir del 2015 y cuenta con un presupuesto de USD 13 millones[23].

El objetivo general propuesto para el programa es *Contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico para autoconsumo, a través de la adquisición, construcción y puesta en funcionamiento de sistemas fotovoltaicos en edificios públicos*[24].

Dentro de los beneficiarios del programa se encuentran instituciones públicas, fundaciones y corporaciones sin fines de lucro, de carácter nacional, que cumplan un rol social y público, y que beneficien directamente a la población.

Este proyecto plantea los siguientes objetivos secundarios[23]

- Estimular el mercado de soluciones fotovoltaicas a través del fomento de la demanda en edificios públicos
- Generar información de acceso público y gratuito sobre costos y condiciones de los proyectos fotovoltaicos orientados a autoconsumo en la realidad chilena
- Evaluar en la práctica las normas y procedimientos en desarrollo para instalaciones fotovoltaicas de auto consumo
- Contribuir a disminuir los costos en edificios públicos
- Apoyar el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre la generación distribuida mediante la evaluación práctica de las normas y procedimientos

A la fecha existen 133 proyectos beneficiados que se distribuyen en la región de la siguiente forma (ver Tabla 3.2), con una potencia instalada total de 5.167 $[kW]$[25].

Tabla 3.2: Distribución por región de Proyectos Programa Techos Solares Públicos. (Fuente: http://datos.energiaabierta.cl/ consulta Octubre 2018)

Región	Cantidad de proyectos
XV	4
I	7
II	17
III	18
IV	11
RM	22
V	12
VI	12
VII	22
VIII	5
XVI	3
Total	133

Dentro de los proyectos beneficiados más grandes se encuentran tres hospitales que cuentan con una capacidad instalada de más de 200 $[kW]$ cada uno, en la Figura 3.5 se puede apreciar la instalación fotovoltaica del Hospital Regional de Rancagua.

Hospital Regional de Rancagua Proyecto con capacidad instalada de 280 $[kW]$, aportando un 4 % al consumo anual

Hospital Clínico San Borja Arriarán Proyecto con capacidad instalada de 200 $[kW]$, aportando un 5 % al consumo anual

Hospital Regional de Iquique Doctor Ernesto Torres Galdámez Proyecto con capacidad instalada de 200 $[kW]$, aportando un 11 % al consumo anual

Figura 3.5: Instalación fotovoltaica del Hospital Regional de Rancagua - Programa Techos Solares Públicos.
(Fuente: http://www.minenergia.cl/techossolares/)

En el portal del Programa Techos Solares Públicos se puede ver el listado completo de los proyectos beneficiados por el programa.

3.5.2. NAMA - Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile

NAMA (Nationally Appropriate Mitigation Action) Energías Renovables para el Autoconsumo en Chile, es un proyecto liderado por el Ministerio de Energía y que a través de un componente financiero (KFW - Banco Alemán de Desarrollo y CORFO) busca desarrollar una cartera de proyectos financiables y ofrecer incentivos para le financiamiento y la inversión, y por otro lado, el componente técnico (GIZ) encargado de mejorar el conocimiento y construir capacidades locales en tecnologías de energías renovables para autoconsumo[26].

Uno de los objetivos de la componente técnica mencionada es sensibilizar y difundir el conocimiento técnico para posicionar la alternativa técnica y económica de autoconsumo de energía renovable en diferentes sectores productivos.

Como resultado de esta línea de trabajo se obtienen estudios y fichas tecnológicas de utilidad para proyectos de autoconsumo con energías renovables.

Estudios Se destaca el análisis del "Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile 2018"

Fichas Tecnológicas Contiene consideraciones que se deben tener al momento de realizar proyectos de autoconsumo con fuentes renovables (Solar, Hidráulica y Biomasa)

Fichas Informativas Contiene un resumen del marco regulatorio y los posibles financiamientos para realizar proyectos de este tipo

Además de consolidar información técnica de fácil acceso y entendimiento, NAMA realiza una serie de Capacitaciones y Talleres teórico práctico con el fin de aumentar y fortalecer las capacidades en el mercado. Estos talleres están orientados principalmente a técnicos instaladores, pasando por la formación en alguna tecnología de energía renovable, manuales de buenas prácticas y operación hasta casos aplicados en proyectos. El material de los talleres y capacitaciones se encuentra disponible en el portal del proyecto (https://www.4echile.cl/nama-energias-renovables-para-autoconsumo/).

3.5.3. Estrategias Energéticas Locales

Un instrumento relevante para el fomento de la energía distribuida ha sido el Programa Comuna Energética, creado en 2015 por el Ministerio de Energía, que permite elaborar Estrategias Energéticas Locales y Planes de Acción con visiones energéticas comunales orientadas a la acción, e implementar proyectos concretos de energías renovables y eficiencia energética. Durante el periodo 2015-2018 se han incorporado 46 comunas al programa, un 13 % del total de los municipios chilenos[1].

Este programa es herramienta orientada a aportar al desarrollo energético de Chile, mediante el análisis del escenario energético de cada comuna y el levantamiento de proyectos que permitan explotar el potencial de eficiencia energética y uso de energías

renovables desde la comunidad local. Este programa busca concientizar a la ciudadanía sobre el tema energético global y generar un comportamiento de consumo responsable y participativo[27].

Dentro de los impactos y beneficios esperados del programa se encuentran[27]

Sensibilización Fomentar la mejora en las prácticas energéticas y el cuidado de los recursos y medio ambiente en los actores involucrados

Estadísticas El programa permite medir y comparar los avances de cada comuna en su desarrollo energético local

Desarrollo productivo local El país cuenta con ventajas competitivas en cuanto a energías renovables se trata, por lo que el programa intenta fortalecer la industria local en relación a ellas

Integración El programa se alinea con otras iniciativas nacionales e internacionales

Dentro de la estructura de la Estratégia Energetica Local se establece la situación actual y potencial energéticamente hablando, estimando en uno de sus puntos el potencial de Energías Renovables y de Eficiencia Energética tomando en cuenta la energía eléctrica y térmica que se puede generar en la zona de intervención en base a los recursos naturales dentro del perímetro[28].

3.5.4. Programa de Energización Rural y Social (PERyS)

Esta iniciativa tiene como propósito Contribuir, desde el ámbito energético, a un desarrollo socioeconómico equitativo y sustentable con el medio ambiente, priorizando el uso de fuentes energéticas renovables no convencionales a los sectores vulnerables, aislados, y establecimientos públicos contribuyendo al mejoramiento de la calidad de vida[29].

El proyecto tiene tres líneas de acción:

Electrificación de Escuelas y Postas Rurales Como resultado se han electrificado 95 establecimientos (72 escuelas y 23 postas) rurales de todo el país, siempre priorizando los sistemas de generación en base a ERNC.

Proyectos demostrativos de aplicación de Energías Renovables Esta línea de acción pretende ejecutar proyectos que entreguen soluciones con energías renovables a pequeña escala. Implementando principalmente Sistemas Solares Térmicos en establecimientos públicos

Transferencia tecnológica y teórica para desarrollo de soluciones a pequeña escala Difusión de la información y capacitación de las tecnologías existentes para el desarrollo local de pequeñas soluciones

4 Contexto del sector escogido

A partir del año 2016 se pone en marcha la Política Energética Nacional de Chile, con la cual se define como una de las metas principales llegar al 70 % de generación eléctrica en base a energías renovables antes del 2050. Meta ambiciosa impuesta por el Estado conociendo la realidad del país. Si bien desde el año 2016 la capacidad instalada del SEN en cuanto a ERNC se trata ha aumentado en un 48,9 % (aumento de 1.502 $[MW]$), en contra posición a las tecnologías convencionales de generación que sólo experimentaron un crecimiento de un 0,4 % (aumento de 78 $[MW]$) [5], aún sigue siendo poca la relevancia de estas tecnologías en la matriz energética nacional. La cuota mensual de generación en base a ERNC durante el 2018 no ha subido del 20 % y considerando que el 19,8 % de la capacidad instalada del SEN utilizan tecnologías en base a ERNC no es de esperar un aumento considerable en el corto plazo.

Una de las tendencias que se ha expandido a lo largo del mundo es la Generación Distribuida, además de los beneficios que brinda esta forma de generación (ver 2.1) puede aportar de manera significativa a las metas propuestas. Es por esto que se propondrán estudiaran posibles soluciones genéricas de acuerdo a la realidad de Chile, tomando como caso de estudio la comuna de La Florida.

La Florida al año 2018 fue la onceava comuna con mayor consumo de electricidad de la Región Metropolitana y es la cuarta comuna con más habitantes de Chile. Si bien su potencial de generación solar en cuanto a radiación se refiere no es de los más altos del país, es necesario aprovechar las ventajas competitivas que posee la Región Metropolitana en cuanto a la instalación de sistemas de generación distribuida mediante

ERNC, ventajas que se muestran en el alto número de instalaciones declaradas y del valor de potencia instalada que posee la región. Es por esto que nace la necesidad de estudiar el potencial de generación distribuida a partir de ERNC en la comuna. Este estudio va en concordancia a la Agenda de energía propuesta por el Ministerio de Energía y el Plan Estratégico de la comuna de La Florida y busca promover el aprovechamiento de la generación eléctrica a través de ERNC locales.

4.1. Antecedentes Comuna de La Florida

La Florida es una de las 52 comunas de la Región Metropolitana inserta en la Provincia de Santiago. Posee una superficie de 71,04 $[km^2]$ limitando al norte con las comunas de Peñalolén y Macul, al este con la comuna de San José de Maipo, al sur con la comuna de Puente Alto y al oeste, con las comunas de La Granja y La Pintana. Con 366.916 habitantes (ver Tabla 4.1) es la cuarta comuna más habitada de Chile.

Tabla 4.1: Cantidad de habitantes Censo 2017 - Top 5 comunas de Chile.
(Fuente: http://energiaabierta.cl/)

Comuna	**Cantidad de habitantes**
Puente Alto	568.106
Maipú	521.617
Santiago	404.495
La FLorida	366.916
Antofagasta	361.873

El análisis comunal de vivienda de acuerdo a datos del CENSO de Población y Vivienda 2017 arroja que las viviendas predominantes en la comuna de La Florida están representadas por *Casas* 76 % (ver Tabla 4.2).

Tabla 4.2: Tipo de Vivienda comuna La Florida
(Fuente: CENSO de Población y Vivienda 2017 - INE)

Tipo de Vivienda	**Cantidad de Viviendas**
Casa	90.823
Departamento en edificio	27.549
Pieza en casa antigua o conventillo	556
Mediagua, mejora o vivienda de emergencia	597

De acuerdo a la información entregada por el Plan de Desarrollo Comunal[30] y dentro del objetivo de caracterizar las edificaciones de la comuna, se clasifican los más importantes:

Servicios Públicos

- Registro Civil e Identificación
- Inspección Municipal del Trabajo
- Servicio de Impuestos Internos

Instituciones Municipales

- Corporación Municipal de Salud y Educación de La Florida
- Centro de Desarrollo de Negocios de La Florida
- Corporacion del Deporte de La Florida
- Balneario Municipal de La Florida
- Club Vive
- Corporación de la Cultura de La Florida
- Biblioteca Pública Municipal de La Florida

- Estadio Bicentenario Municipal de La Florida

Instituciones Policiales

- Comisaría Los Jardines
- 36a. Comisaría La Florida
- Sub Comisaría Silva Pizarro
- PDI - Brigada de Investigación Criminal BICRIM

Servicios de Atención de Salud

- Centro de Salud Familiar Bellavista (Transitorio)
- Centro de Salud Familiar Dr. Fernando Maffioletti
- Centro de Salud Familiar José Ávalo
- Centro de Salud Familiar La Florida
- Centro de Salud Familiar Los Castaños
- Centro de Salud Familiar Los Quillayes
- Centro de Salud Familiar Santa Amalia
- Centro de Salud Familiar Trinidad
- Centro de Salud Familiar Villa O'Higgins
- Centro de Salud Familiar Las Perdices
- Hospital Municipal de La Florida
- Centro Comunitario de Salud Mental COSAM Los Castaños

Centros Privados de Salud

- Centro de Salud Mutual CChC La Florida
- Centro Integramédica La Florida
- Centro Asistencial AChS La Florida
- Centro de Rehabilitación Capredena
- Clínica Vespucio
- Clínica Bupa Santiago
- Centro de Salud Vida Integra

Establecimientos de Educación Primaria y Secundaria

Tabla 4.3: Establecimientos de educación primaria y secundaria Comuna de la Florida. (Fuente: http://www.mime.mineduc.cl/mime-web/mvc/mime/listado)

Dependencia	**Cantidad**
Municipales	28
Particular Suvencionado	107
Particular	15

Existe un número considerable de edificaciones en las cuales se puede aprovechar el espacio del techo para instalar paneles solares y generar energía localmente.

4.1.1. Consumo de energía

Dentro de la comuna de La Florida existen dos empresas de distribución ENEL, quien posee casi la totalidad de la cobertura de la comuna y CGE. En la Tabla 4.4 se ve la cantidad de clientes regulados de la comuna.

Tabla 4.4: Clientes regulados comuna La Florida.
(Fuente: http://energiaabierta.cl/ consulta Mayo 2019)

Tipo de Cliente	2015	2016	2017	2018
No Residencial	16.959	17.587	17.647	18.442
Residencial	1.367.556	1.394.994	1.418.693	1.460.474
Total	1.384.515	1.412.581	1.436.340	1.478.916

La demanda de energía de los clientes regulados (ver Tabla 4.5) en la comuna de La Florida en el año 2018 asciende a 436,6 $[GWh]$[31].

Tabla 4.5: Consumo anual de energía en GWh clientes regulados comuna La Florida.
(Fuente: http://energiaabierta.cl/ consulta Mayo 2019)

Tipo de Cliente	2015	2016	2017	2018
No Residencial	147,4	150,2	141,5	124,3
Residencial	298,0	300,8	310,2	312,3
Total	445,4	451,0	451,6	436,6

En el periodo 2016-2017 el consumo de energía aumenta en un 0,15 % disminuyendo su tasa decrecimiento que para el periodo 2015-2016 varió en 1,25 %.

4.1.2. Potencial Solar

Al acotar el estudio a una comuna, el valor de la irradiancia presente dentro de su perímetro no varía de forma significativa llegando a un valor promedio de Irradiancia Global Horizontal (GHI) de 5,83 $[\frac{kWh}{m^2}]$. En la Figura 4.1 se muestra un mapa de calor de la comuna de acuerdo a los valores de Irradiancia Global Horizontal presentes en ella.

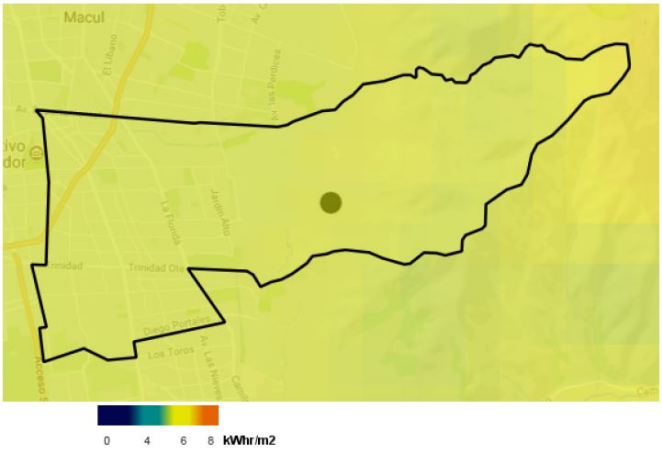


Figura 4.1: Mapa de calor de la Irradiancia Global Horizontal de la comuna de La Florida. (Fuente: http://energiamaps.cne.cl)

Este valor está sobre el promedio de GHI de la Región Metropolitana (5,81 $[\frac{kWh}{m_2}]$), región que cuenta con la mayor potencia instalada declarada (8.616 $[kWh]$ a Mayo de 2019, Fuente: http://energiaabierta.cl/) en proyectos relacionados a generación distribuida.

4.1.3. Elementos presentes en la comuna

A través de la comuna se trazan seis líneas de transmisión, cinco de 110 $[kV]$ equivalentes a 94 kilómetros aproximadamente y una de 220 $[kV]$ de aproximadamente 41 kilómetros (ver Tabla 4.6).

Tabla 4.6: Líneas de Transmisión presentes en la comuna de La Florida.
(Fuente: http://energiamaps.cne.cl/)

Propietario	**Tipo**	**Tramo**	**Tensión** $[kV]$
AES GENER	ADICIONAL; SUBTRANSMISION	TAP LA LAJA - MAITENES C1; VIZCACHAS - TAP LA LAJA C1; FLORIDA - VIZCACHAS C1; TAP LA LAJA - MAITENES C2	110
CHILECTRA	SUB TRANSMISION	BUIN - FLORIDA	110
CHILECTRA	SUB TRANSMISION	SANTA RAQUEL - BUIN FLORIDA	110
CHILECTRA	SUB TRANSMISION	OCHAGAVIA - FLORIDA	110
CHILECTRA	SUB TRANSMISION	ALTO JAHUEL - LOS ALMENDROS	220
CHILECTRA	SUB TRANSMISION	FLORIDA - LOS ALMENDROS	110

Sumado a esto se encuentran funcionando tres Subestaciones Eléctricas (ver Tabla 4.7).

Tabla 4.7: Subestaciones eléctricas presentes en la comuna de La Florida.
(Fuente: http://energiamaps.cne.cl/)

Nombre	**Tensión** $[kV]$	**Tipo**
Central Florida II	12	Elevadora
Florida	110	Primaria
Santa Raquel	110	Primaria

4.1.4. Áreas Urbanas con potencial de generación local

Utilizando la herramienta Google Maps se realiza una búsqueda preliminar de los sitios con potencial de generación local (ver Figura 4.2). Dentro de los resultados se localizan 30 sitios eriazos con alrededor de 130 $[ha]$ de área aprovechable aproximadamente (pins color magenta), además se ubican 23 edificios (Centros Comerciales, Supermercados, Colegios, Servicios Públicos, entre otros) con una superficie considerablemente aprovechable para el propósito propuesto (pins color amarillo).

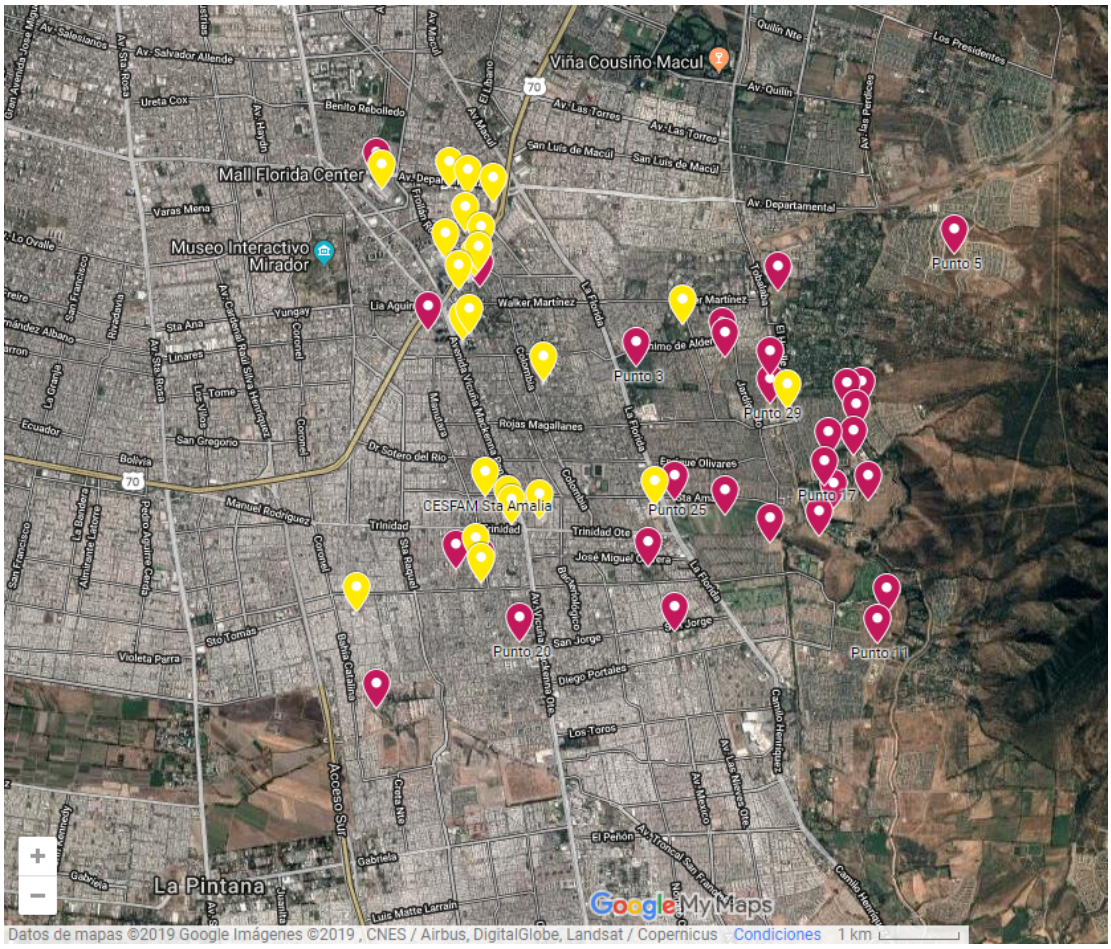


Figura 4.2: Sitios con área aprovechable para la generación local de energía, comuna de La Florida.
(Fuente: Elaboración propia a través de https://www.google.cl/maps/previewl)

En la Tabla 4.8 se muestra parte de los resultados de la búsqueda indicando el lugar,

el área aproximada y el tipo de superficie observable.

Tabla 4.8: Áreas urbanas con potencial de generación local.
(Fuente: Elaboración propia a través de https://www.google.cl/maps/preview)

Lugar	**Area [ha]**	**Zona**	**Lugar**	**Area [ha]**	**Zona**
Punto 1	1	Sitio Eriazo	Punto 19	2	Sitio Eriazo
Punto 2	0,9	Sitio Eriazo	Punto 20	2	Sitio Eriazo
Punto 3	3	Sitio Eriazo	Punto 21	0,7	Sitio Eriazo
Punto 4	7	Sitio Eriazo	Punto 22	0,4	Sitio Eriazo
Punto 5	9,8	Sitio Eriazo	Punto 23	0,4	Sitio Eriazo
Punto 6	2,7	Sitio Eriazo	Punto 24	1	Caja de Compensación GM
Punto 7	23	Sitio Eriazo	Punto 25	0,5	Sitio Eriazo
Punto 8	5,4	Bodega-Sitio Eriazo	Punto 26	1	Bodega-Sitio Eriazo
Punto 9	36	Parque La Salle	Punto 27	0,6	Sitio Eriazo
Punto 10	21	Sitio Eriazo	Punto 28	1,2	Sitio Eriazo
Punto 11	4	Sitio Eriazo	Punto 29	2	Sitio Eriazo
Punto 12	1,25	Sitio Eriazo	Mall Florida Center	4,6	Estacionamientos-Edificio
Punto 13	1,5	Sitio Eriazo	Lider	1,6	Edificio
Punto 14	1,21	Sitio Eriazo	Derco	0,9	Bodega
Punto 15	1	Sitio Eriazo	Clínica Bupa	0,5	Edificio
Punto 16	11	Sitio Eriazo	Club Vive	0,1	Edificio
Punto 17	1,4	Jardín Planta de tratamiento	Fiscalía de Delitos Flagrantes	0,05	Edificio
Punto 18	1,15	Sitio Eriazo	Mall Plaza Vespucio	5	Estacionamientos-Edificio

5 Evaluación Financiera

Para el presente estudio se realiza la selección de tres áreas urbanas con un potencial de generación de diferentes escalas para su evaluación financiera.

- Club Vive La Florida
- Hospital La Florida - Dra. Eloísa Díaz I.
- Mall Florida Center

Para cada uno de las áreas seleccionadas se presentará una propuesta para la instalación de un Sistema FV de acuerdo a las características de cada uno, incluyendo información de los componentes a utilizar.

La evaluación financiera constara de un flujo de caja a fin de obtener la información necesaria para calcular los indicadores financieros que se mencionan a continuación.

5.1. Indicadores para la Evaluación de Proyectos de Inversión

La evaluación financiera del proyecto de instalación fotovoltaica es de suma importancia para el usuario, ya que determina la conveniencia de éste. Para esto se utilizan indicadores financieros como: *Periodo de recuperación de capital actualizado*, *Valor Actual Neto*, *Tasa Interna de Retorno* y *Relación Beneficio / Costo*.

El primero determina en cuantos años se recupera la inversión inicial considerando una tasa de descuento determinada, siendo el criterio para aceptar el proyecto que el periodo de recuperación (payback) sea menor a un horizonte definido por el inversionista. Se expresa de la siguiente manera:

$$I_0 \leq \sum_{t=1}^{N} \frac{FC_t}{(1+i)^t} \tag{5.1}$$

Donde I_0=Inversión inicial $[USD]$, i=Tasa de descuento $[\,\%]$, t=Periodo $[-]$ y FC_t=Flujo de caja en el periodo t $[USD]$.

Por lo tanto, el payback será el periodo (N) donde se cumpla la condición presentada en la Ecuación 5.1.

Por otro lado, el **VAN** mide el aumento o disminución de la riqueza de los inversionistas producto de la realización del proyecto que se evalúa. Por lo tanto para que la realización del proyecto sea aceptada el valor del VAN debe ser **mayor a cero**. Si es menor a cero no es rentable y si es igual a cero es indiferente hacerlo o no.

Se expresa de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{t=0}^{N} \frac{FC_t}{(1+i)^t} \tag{5.2}$$

Donde VAN=Valor Actual Neto $[USD]$, i=Tasa de descuento $[\,\%]$, t=Periodo $[-]$ y FC_t=Flujo de caja en el periodo t $[USD]$.

La **TIR** es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. El criterio que se aplica es comparar la TIR con la tasa de descuento, por lo tanto para que la realización del proyecto sea aceptada la TIR debe ser **mayor a cero**. Si es menor a cero no es rentable y si es igual a cero es indiferente hacerlo o no.

Su cálculo esta relacionado con la fórmula del VAN y equivale a la tasa de descuento con el cual el valor del VAN es cero, se expresa de la siguiente manera:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^{N} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0 \tag{5.3}$$

Donde VAN=Valor Actual Neto $[USD]$, I_0=Inversión inicial $[USD]$, TIR=Tasa Interna de Retorno $[\,\%]$, t=Periodo $[-]$ y FC_t=Flujo de caja en el periodo t $[USD]$.

La relación Beneficio Costo es un indicador que toma los flujos del proyecto a valor presente, determinando cuáles son los beneficios por cada unidad monetaria invertida en el proyecto. Para su cálculo, se deben sumar todos los flujos a valor presente y dividir por la inversión realizada quedando de la siguiente manera:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum_{t=1}^{N} \frac{FC_t}{(1+i)^t}}{I_0} \tag{5.4}$$

Donde $\frac{B}{C}$=Relación beneficio costo $[-]$, i=Tasa de descuento $[\,\%]$, t=Periodo $[-]$, I_0=Inversión inicial $[\$USD]$ y FC_t=Flujo de caja en el periodo t $[USD]$.

5.2. Supuestos y condiciones de evaluación

Para la realización de la evaluación de los proyectos fotovoltaicos seleccionados se deben realizar ciertas suposiciones que a continuación se detallan.

El **Horizonte de evaluación** se establece tomando en cuenta que para el caso específico de proyectos fotovoltaicos, la vida útil de las instalaciones es entre 20 y 25 años. Por lo tanto se considerará un horizonte de 25 años.

La **Tasa de Descuento** depende de muchas variables, para este estudio se considera una tasa de descuento del 8,5 % de acuerdo a las recomendaciones de la IEA para la evaluación de proyectos fotovoltaicos.

En el caso de la **Depreciación de activos**, el Servicio de Impuestos Internos ha

fijado una tabla de vida útil para bienes físicos del activo inmovilizado[32], siendo para los equipos de generación energética **10 años de vida útil con un valor residual de 0 %**. Utilizando la estructura de costos mencionada (ver Subsección 5.2.2) el activo depreciable representa alrededor del 75 % de la inversión.

Ahora bien, los paneles fotovoltaicos sufren a lo largo de los años una baja en su eficiencia, lo que repercute en la energía que es capaz de generar. La mayor parte de los fabricantes aseguran que mientras se mantenga la garantía, es decir que dentro de los 25 años aproximadamente, el panel no bajara a menos del 80 % de su eficiencia nominal[11]. Es por esto que se agrega la componente de **Degradación anual de generación**, que consiste en una baja porcentual en la generación anual proyectada, y equivale al 20 % durante los 25 años de vida útil de las celdas, dando como resultado un **0,8**$\frac{\%}{año}$ de baja en la eficiencia.

El **Costo del operación y mantenimiento** anual de la planta de acuerdo a referencias internacionales oscila entre un **0,5 %** y un **2,0 %** de la inversión inicial[33]. Se utilizara el valor de **0,8 %** para el caso de este estudio.

Por último, de acuerdo al *INE* para el año 2018 la inflación cerró con un 2,6 %. Este valor se utilizara de referencia para dos supuestos, primero en el **Incremento anual del precio de venta** de la energía generada y por otro lado en el **Incremento anual del costo de O&M**. Se utilizará el valor de **3 %** para ambos supuestos en este estudio.

La Tabla 5.1 resume la información con los supuestos para la evaluación de los proyectos seleccionados.

Tabla 5.1: Resumen condiciones de Evaluación.
(Fuente: Elaboración Propia)

Criterio	**Supuesto**
Horizonte de Evaluación	25 años
Tasa de Descuento	8,5 %
Depreciación	Lineal 10 años, 0 % valor residual
Activos depreciables	75 % de la inversión
Degradación anual de generación	0,8 $\frac{\%}{año}$
Incremento de precio de venta	3 $\frac{\%}{año}$
Tasa inflación anual (costo O&M)	3 $\frac{\%}{año}$
Costo de O&M	0,8 % inversión

5.2.1. Sobredimensionamiento de la Capacidad Instalada

De acuerdo a las fichas técnicas incluidas en el Apéndice B la información entregada acerca de la potencia máxima generada por los paneles solares, es medida en condiciones estándares, donde la irradiancia toma un valor de **1.000** $[\frac{W}{m_2}]$. Por lo tanto en las condiciones climáticas donde se encuentran ubicados los Sistemas FV es posible sobredimensionar la potencia instalada en paneles por sobre la potencia que resisten los inversores de corriente. En el caso particular de la comuna de La Florida (y la zona central en general), este sobredimensionamiento puede alcanzar el **25 %**, tomando como base la información de la Figura 5.1 que muestra los promedios de la radiación incidente sobre un plano orientado hacia el norte con una inclinación igual a la latitud del sitio, siendo el valor máximo 759,62 $[\frac{W}{m^2}]$.

Hora	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
Directa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.3	122.94	296.11	412.51	514.38
Difusa	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.83	23.93	56.3	89.51	117.31	137.77
Suelo	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.12	1.39	4.02	7.37	10.1	12.29
Global	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.95	39.62	183.26	392.99	539.92	664.44
Hora	**12**	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**
Directa	580.32	593.75	553.89	464.79	361.37	215.84	55.39	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Difusa	149.18	151.94	144.73	127.13	102.39	71.31	34.57	10.66	0.0	0.0	0.0	0.0
Suelo	13.65	13.93	13.09	11.19	8.76	5.6	2.46	0.56	0.0	0.0	0.0	0.0
Global	743.15	759.62	711.71	603.11	472.52	292.75	92.42	11.22	0.0	0.0	0.0	0.0

Figura 5.1: Ciclo diario de la radiación incidente en $\frac{W}{m^2}$.
(Fuente: Explorador Solar - Ministerio de Energía)

En la práctica, la potencia que los inversores pueden soportar se iguala a la potencia real instalada (porcentaje de la potencia máxima expresada en la ficha técnica)

5.2.2. Estructura de Costos Sistema FV

De acuerdo a una cotización realizada por Ecoenergías a fines del año 2017 para una planta sobre techo de 111,78 $[kWp]$ de capacidad instalada en la comuna de Hijuelas V Región Apéndice A, a modo de ejemplo podemos identificar la estructura de costos asociada (ver Tabla 5.2).

Tabla 5.2: Estructura de Costos Sistema FV.
(Fuente: EcoEnergías)

Categoría	**Costo** $[\frac{USD\$}{W_p}]$	**%**
Módulos solares	0,4	40 %
Inversores	0,11	11 %
Estructura de soporte	0,1	10 %
Materiales Eléctricos	0,1	10 %
Seguridad y Acceso	0,048	5 %
Ingeniería, Tramitación, Servicios de instalación y Monitoreo	0,23	23 %
Total	0,988	100 %

Se puede indicar de forma general que el costo de un Sistema FV es aproximada-

mente 1 $[\frac{USD\$}{W_p}]$, siendo los módulos solares la partida con mayor asignación de recursos. A raíz de esto se asume la importancia del estudio de la localización de la planta, ya que para un mismo valor de potencia instalada, encontrar el punto de mayor eficiencia hará reducir el número de módulos solares marcando una gran diferencia en términos de costos.

5.3. Club Vive La Florida

Para comenzar con la evaluación, con la ayuda de Google Maps se observa el área utilizable, en este caso se aprecia una superficie disponible de alrededor de 1.200 $[m^2]$. Para este caso se utiliza sólo la superficie del techo del edificio en el cual se propondrá un sistema de generación fotovoltaica de **32,34** $[kWp]$ de capacidad instalada utilizando las áreas demarcadas 1, 2 y 3 (ver Figura 5.2).

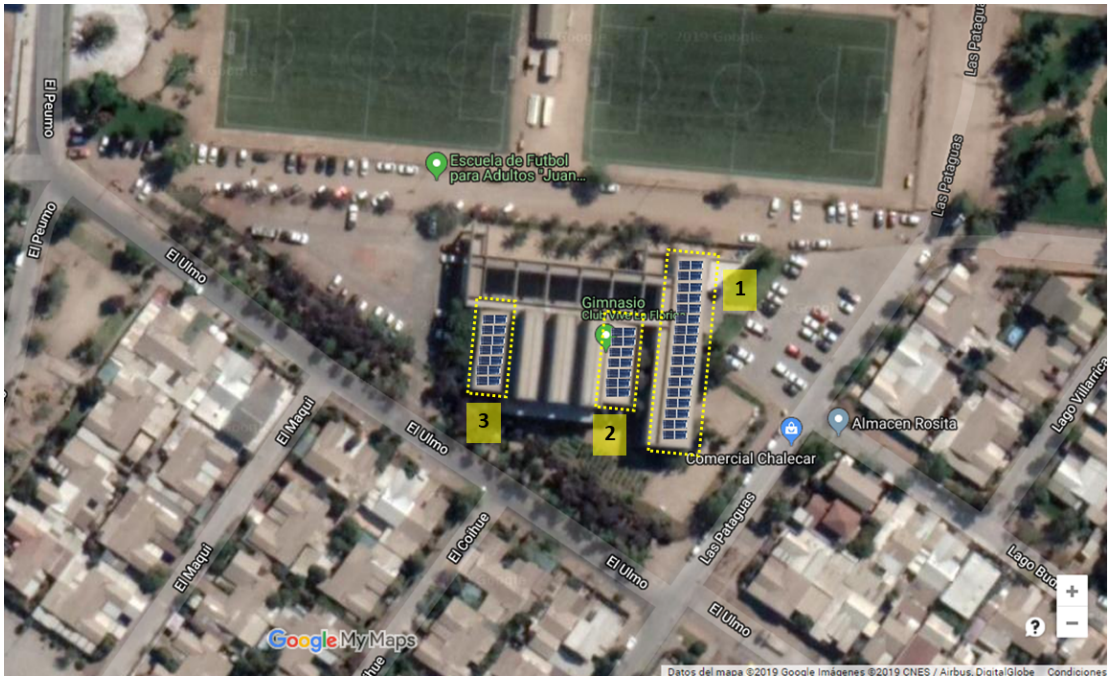


Figura 5.2: Vista superior de Club Vive La Florida con un esquema de las áreas seleccionadas para el proyecto propuesto.
(Fuente: https://www.google.cl/maps/preview)

5.3.1. Costos de Inversión

El Sistema de generación fotovoltaico tendrá 98 paneles modelo TrinaSolar 330W TSM-330PD14 distribuidos en los sectores 1, 2 y 3 (ver Figura 5.2), con una potencia instalada de **32,34** $[kWp]$.

En cuanto a los inversores, de acuerdo a la cantidad de paneles y a sus especificaciones técnicas se utilizará un inversor Fronius ECO 27.0-3-S Full, cabe mencionar que la potencia admitida por el inversor **27** $[kWp]$, pero este es escogido debido al sobredimensionamiento mencionado en los supuestos.

Los paneles se distribuyen de la siguiente manera en las áreas escogidas:

- **Sector 1** cuenta con tres string de 18 paneles
- **Sector 2** cuenta con un string de 22 paneles
- **Sector 3** cuenta con un string de 22 paneles

Para determinar el costo de los ítems restantes se utilizará la estructura de costos presentada en Subsección 5.2.2, por lo tanto el costo total del proyecto propuesto se resume en la siguiente tabla:

Tabla 5.3: Resumen Costos de Inversión Proyecto 32,34 kWp Club Vive La Florida. (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	**Modelo**	**Valor un** $[USD]$	**Qty** $[un]$	**Valor Total** $[USD]$
Módulos Solares	TrinaSolar 330W TSM-330PD14	212,3	98	20.807,2
Inversor	Fronius ECO 27.0-3-S Full	5.091,4	1	5.091,4
Estructura de Soporte	Soporte	10 % costo total		5.201,9
Materiales Eléctricos	Medidor, Cables, Tablero AC, Protecciones, etc.	10 % costo total		5.201,9
Acceso y Seguridad	Linea de Vida, Pasillo técnico, accesos, etc.	5 % costo total		2.601,0
Otros Servicios	Ingeniería, Tramitación, Servicios de Instalación y Monitoreo	20 % costo total		10.403,8
Total Costo de Inversión con IVA				**49.307,8**
Total Costo de Inversión sin IVA				**41.435,1**

El costo total de inversión sin IVA para el Proyecto de Instalación de un Sistema FV de **32,34** $[kWp]$ en Club Vive La Florida es de $[USD]$ **41.435,1** (ver Tabla 5.3).

5.3.2. Generación Sistema Fotovoltaico

Utilizando el modelo avanzado que ofrece el **Explorador solar** para el cálculo de la generación eléctrica en sistemas fotovoltaicos, se genera un reporte para el proyecto (ver Apéndice C) de donde se extrae es gráfico de la Figura 5.3, el cual muestra el ciclo anual de generación.

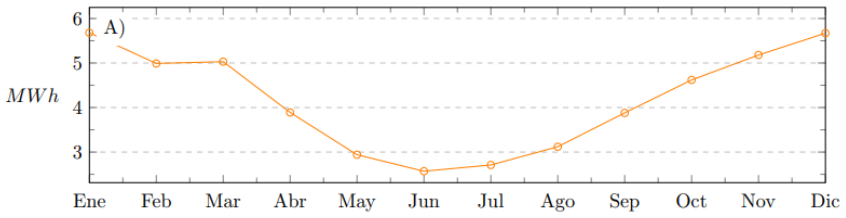


Figura 5.3: Ciclo anual de generación proyecto 32,34 kWp Club Vive.
(Fuente: Explorador Solar - Ministerio de Energía)

De acuerdo a los parámetros ingresados, la generación fotovoltaica anual del sistema propuesto es de 50.273 $[kWh]$.

5.3.3. Evaluación Financiera del proyecto

En la Tabla 5.4 se muestra el resumen de la información para realizar la evaluación financiera del proyecto propuesto para el Club Vive La Florida.

Tabla 5.4: Datos Base para Evaluación de Proyecto Club Vive La Florida.
(Fuente: Elaboración Propia)

Dato	**Unidad**	**Valor**
Capacidad Instalada	kWp	32,34
Factor de planta	$\%$	18,00
Producción energía anual (Explorador)	kWh	50.273
Costo de Inversión sin IVA	USD	41.435
Depreciación (Lineal 10 años)	$\frac{USD}{año}$	3.108
Precio energía distribuidora (BT1 Mayo 2019 sin IVA)	$\frac{USD}{kWh}$	0,0788
Degradación Anual de Generación	$\frac{\%}{año}$	0,8
Horizonte planeación (20-25 años)	$año$	25
Incremento anual precio venta	$\frac{\%}{año}$	3,0
Tasa Inflación anual (Costos O&M)	$\frac{\%}{año}$	3,0
Tasa de descuento	$\frac{\%}{año}$	8,5
Costos de Mantención (0,80 % Inversión)	$\frac{USD}{año}$	331

A partir del flujo de caja desarrollado (ver Apéndice D) se obtienen los siguientes indicadores económicos para su evaluación (ver Tabla 5.5).

Tabla 5.5: Indicadores Económicos Proyecto Club Vive La Florida.
(Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	**Unidad**	**Valor**
VAN	USD	2.870
TIR	$\%$	9,24
Payback	$años$	10,5
Beneficio / Costo	$\%$	106,93

De acuerdo a lo mencionado en Sección 5.1 y observando los resultados de la Tabla 5.5, el proyecto de instalación de un sistema FV propuesto para el Club Vive La Florida figura rentable.

De acuerdo a los indicadores calculados, a lo largo de su vida útil el proyecto generará un beneficio económico de $[USD]$ 2.870 con un **9,24 %** de rentabilidad de acuerdo a la TIR, valor levemente superior a la tasa de descuento planteada.

El retorno de la inversión llega en el año 11, siendo aceptable considerando el horizonte de evaluación del proyecto.

Por último, la relación Beneficio-Costo da un resultado de **106,93 %**, es decir que por cada dólar invertido se recuperaran $[USD]$ **1,0693** a un plazo de 25 años, relación poco atractiva pensando en el tipo de inversión realizada.

Financieramente hablando el proyecto no representa una gran oportunidad como inversión a pesar de que el cálculo de los indicadores muestre resultados positivos. De todos modos, la motivación y el sentido para promover proyectos de generación fotovoltaica local, es el cambio en el modelo de generación de energía, optando por tecnologías sustentables.

5.4. Hospital La Florida - Dra. Eloísa Díaz Insunza

Al igual que en la evaluación anterior se utiliza Google Maps para observar el área disponible para ser utilizada, en este caso se aprecia que en el techo del Hospital La Florida existe alrededor de 3.500 $[m^2]$, sin embargo considerando los espacios destinados a pasillos técnicos y equipos ya existentes se propondrá un sistema de generación fotovoltaica de **257,40** $[kWp]$ de capacidad instalada utilizando las áreas demarcadas 1 y 2 (ver Figura 5.4).

Figura 5.4: Vista superior del Hospital Dra. Eloísa Díaz I. con un esquema de las áreas seleccionadas para el proyecto propuesto.
(Fuente: https://www.google.cl/maps/preview)

5.4.1. Costos de Inversión

El Sistema de generación fotovoltaico tendrá 780 paneles modelo TrinaSolar 330W TSM-330PD14 distribuidos en los sectores 1 y 2 (ver Figura 5.4), con una potencia instalada de **257,40** $[kWp]$.

En cuanto a los inversores, de acuerdo a la cantidad de paneles y a sus especifica-

ciones técnicas se utilizarán seis inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full y dos Fronius ECO 25.0-3-S Full, con una potencia total de inversores igual a **212** $[kWp]$, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

- **Sector 1** Tres inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full con cinco string de 20 paneles cada uno y un inversor Fronius ECO 25.0-3-S Full con cinco string de 18 paneles cada uno.
- **Sector 2** Tres inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full con cinco string de 20 paneles cada uno y un inversor Fronius ECO 25.0-3-S Full con cinco string de 18 paneles cada uno.

Para determinar el costo de los ítems restantes se utilizará la estructura de costos presentada en Subsección 5.2.2. Por lo tanto el costo total del proyecto propuesto se resume en la siguiente tabla:

Tabla 5.6: Resumen Costos de Inversión Proyecto 257,40 kWp Hospital La Florida. (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	**Modelo**	**Valor un** $[USD]$	**Qty** $[un]$	**Valor Total** $[USD]$
Módulos Solares	TrinaSolar 330W TSM-330PD14	212,3	780	165.612,3
Inversor	Fronius ECO 27.0-3-S Full	5.091,4	6	30.548,4
Inversor	Fronius ECO 25.0-3-S Full	4.955,7	2	9.911,4
Estructura de Soporte	Soporte	10 % costo total		41.403,1
Materiales Eléctricos	Medidor, Cables, Tablero AC, Protecciones, etc.	10 % costo total		41.403,1
Acceso y Seguridad	Linea de Vida, Pasillo técnico, accesos, etc.	5 % costo total		20.701,5
Otros Servicios	Ingeniería, Tramitación, Servicios de Instalación y Monitoreo	20 % costo total		82.806,1
Total Costo de Inversión con IVA				**392.385,9**
Total Costo de Inversión sin IVA				**329.736,0**

El costo total de inversión sin IVA para el Proyecto de Instalación de un Sistema FV de **257,40** $[kWp]$ en Hospital La Florida es de $[USD]$ **329.736** (ver Tabla 5.6).

5.4.2. Generación Sistema Fotovoltaico

Utilizando el modelo avanzado que ofrece el **Explorador solar** para el cálculo de la generación eléctrica en sistemas fotovoltaicos, se genera el reporte del proyecto (ver

Apéndice C) de donde se extraen los gráficos de la Figura 5.5, que muestra el ciclo anual de generación.

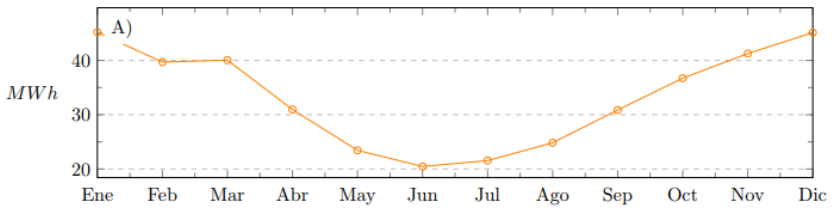


Figura 5.5: Ciclo anual de generación Sistema FV 257,40 kWp Hospital la Florida.
(Fuente: Explorador Solar - Ministerio de Energía)

De acuerdo a los parámetros ingresados, la generación fotovoltaica anual del sistema propuesto es de 400.128 $[kWh]$.

5.4.3. Evaluación financiera del proyecto

En la Tabla 5.7 se muestra el resumen de la información para realizar la evaluación financiera del proyecto propuesto para el Hospital La Florida.

Tabla 5.7: Datos Base para Evaluación de Proyecto Hospital La Florida.
(Fuente: Elaboración Propia)

Dato	**Unidad**	**Valor**
Capacidad Instalada	kWp	257,40
Factor de planta	$\%$	18,00
Producción energía anual (Explorador)	kWh	400.128
Costo de Inversión sin IVA	USD	329.736
Depreciación (Lineal 10 años)	$\frac{USD}{año}$	24.730
Precio energía distribuidora (AT4.3 Mayo 2019 sin IVA)	$\frac{USD}{kWh}$	0,0747
Degradación Anual de Generación	$\frac{\%}{año}$	0,8
Horizonte planeación (20-25 años)	$año$	25
Incremento anual precio venta	$\frac{\%}{año}$	3,0
Tasa Inflación anual (Costos O&M)	$\frac{\%}{año}$	3,0
Tasa de descuento	$\frac{\%}{año}$	8,5
Costos de Mantención (0,80 % Inversión)	$\frac{USD}{año}$	2.638

A partir del flujo de caja desarrollado (ver Apéndice D) se obtienen los siguientes indicadores económicos para su evaluación (ver Tabla 5.8).

Tabla 5.8: Indicadores Económicos Proyecto Hospital La Florida.
(Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	**Unidad**	**Valor**
VAN	USD	2.558
TIR	$\%$	8,58
Payback	$años$	10,1
Beneficio / Costo	$\%$	100,78

De acuerdo a lo mencionado en Sección 5.1 y observando los resultados de la Tabla 5.8, el proyecto de instalación de un sistema FV propuesto para el Hospital Dra. Eloísa Díaz I. figura rentable.

De acuerdo a los indicadores calculados, a lo largo de su vida útil el proyecto generará un beneficio económico de $[USD]$ 2.558 con un **8,58 %** de rentabilidad de acuerdo a la TIR, valor apenas mayor que la tasa de descuento planteada.

El retorno de la inversión llega en el año 11, siendo aceptable considerando el horizonte de evaluación del proyecto.

Por último, la relación Beneficio-Costo da un resultado de **100,78 %**, es decir que por cada dólar invertido se recuperaran $[USD]$ **1,0078** a un plazo de 25 años, relación poco atractiva pensando en el tipo de inversión realizada.

5.5. Mall Florida Center

Este centro comercial posee una gran cantidad de área que puede ser utilizada para proyectos de generación fotovoltaica. Utilizando Google Maps se observa el área disponible en este caso corresponde a techos y estacionamientos, con más de 330.000 $[m^2]$, sin embargo considerando los espacios destinados a pasillos técnicos y equipos ya existentes se propondrá un sistema de generación fotovoltaica de **1,6** $[MWp]$ de capacidad instalada utilizando las áreas demarcadas 1, 2, 3, 4 y 5 (ver Figura 5.6).

Figura 5.6: Vista superior del Mall Florida Center con un esquema de las áreas seleccionadas para el proyecto propuesto.
(Fuente: https://www.google.cl/maps/preview)

5.5.1. Costos de Inversión

El Sistema de generación fotovoltaico tendrá 4.848 paneles modelo TrinaSolar 330W TSM-330PD14 distribuidos en los sectores 1, 2, 3, 4 y 5 (ver Figura 5.6), con una potencia instalada de **1,6** $[MWp]$.

En cuanto a los inversores, de acuerdo a la cantidad de paneles y a sus especificaciones técnicas se utilizarán 51 inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full, con una potencia total de inversores igual a **1,38** $[MWp]$, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

- **Sector 1** 6 inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full con cinco string de 19 paneles cada uno.
- **Sector 2** 3 inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full con cinco string de 19 paneles cada uno.

- **Sector 3** 12 inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full con cinco string de 19 paneles cada uno.
- **Sector 4** 12 inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full con cinco string de 19 paneles cada uno.
- **Sector 5** 18 inversores Fronius ECO 27.0-3-S Full con cinco string de 19 paneles cada uno

Para determinar el costo de los ítems restantes se utilizará la estructura de costos presentada en Subsección 5.2.2, por lo tanto el costo total del proyecto propuesto se resume en la siguiente tabla:

Tabla 5.9: Resumen Costos de Inversión Proyecto 1,6 MWp Mall Florida Center. (Fuente: Elaboración Propia)

Ítem	**Modelo**	**Valor un** $[USD]$	**Qty** $[un]$	**Valor Total** $[USD]$
Módulos Solares	TrinaSolar 330W TSM-330PD14	212,3	4.848	1.029.344,0
Inversor	Fronius ECO 27.0-3-S Full	5.091,4	51	259.661,4
Estructura de Soporte	Soporte	10 % costo total		257.336,0
Materiales Eléctricos	Medidor, Cables, Tablero AC, Protecciones, etc.	10 % costo total		257.336,0
Acceso y Seguridad	Linea de Vida, Pasillo técnico, accesos, etc.	5 % costo total		128.668,0
Otros Servicios	Ingeniería, Tramitación, Servicios de Instalación y Monitoreo	20 % costo total		514.672,0
Total Costo de Inversión con IVA				**2.447.017,5**
Total Costo de Inversión sin IVA				**2.056.317,2**

El costo total de inversión sin IVA para el Proyecto de Instalación de un Sistema FV de **1,6** $[MWp]$ en Mall Florida Center es de $[USD]$ **2.056.317,2** (ver Tabla 5.9).

5.5.2. Generación Sistema Fotovoltaico

Utilizando el modelo avanzado que ofrece el **Explorador solar** para el cálculo de la generación eléctrica en sistemas fotovoltaicos, se genera el reporte del proyecto (ver Apéndice C) de donde se extraen los gráficos de la Figura 5.7, que muestra el ciclo anual de generación.

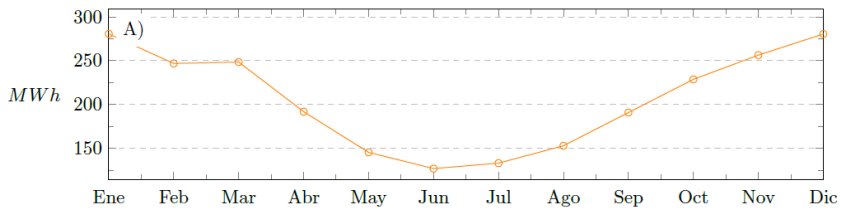


Figura 5.7: Ciclo anual de generación Sistema FV 1,6 MWp Mall Florida Center.
(Fuente: Explorador Solar - Ministerio de Energía)

De acuerdo a los parámetros ingresados, la generación fotovoltaica anual del sistema propuesto es de 2.482.769 $[kWh]$.

5.5.3. Evaluación Financiera del proyecto

En la Tabla 5.10 se muestra el resumen de la información para realizar la evaluación financiera del proyecto propuesto para el Hospital La Florida.

Tabla 5.10: Datos Base para Evaluación de Proyecto Mall Florida Center.
(Fuente: Elaboración Propia)

Dato	**Unidad**	**Valor**
Capacidad Instalada	kWp	1.599,8
Factor de planta	$\%$	18,00
Producción energía anual (Explorador)	kWh	2.482.769
Costo de Inversión sin IVA	USD	2.056.317
Depreciación (Lineal 10 años)	$\frac{USD}{año}$	154.224
Precio energía distribuidora (AT4.3 Mayo 2019 sin IVA)	$\frac{USD}{kWh}$	0,0747
Degradación Anual de Generación	$\frac{\%}{año}$	0,8
Horizonte planeación (20-25 años)	$año$	25
Incremento anual precio venta	$\frac{\%}{año}$	3,0
Tasa Inflación anual (Costos O&M)	$\frac{\%}{año}$	3,0
Tasa de descuento	$\frac{\%}{año}$	8,5
Costos de Mantención (0,80 % Inversión)	$\frac{USD}{año}$	16.451

A partir del flujo de caja desarrollado (ver Apéndice D) se obtienen los siguientes indicadores económicos para su evaluación (ver Tabla 5.11)

Tabla 5.11: Indicadores Económicos Proyecto Mall Florida Center.
(Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	**Unidad**	**Valor**
VAN	USD	4.457
TIR	$\%$	8,52
Payback	$años$	10,0
Beneficio / Costo	$\%$	100,22

De acuerdo a lo mencionado en Sección 5.1 y observando los resultados de la Tabla 5.11, el proyecto de instalación de un sistema FV propuesto para el Mall Florida Center figura rentable.

De acuerdo a los indicadores calculados, a lo largo de su vida útil el proyecto generará un beneficio económico de $[USD]$ 4.457 con un **8,52 %** de rentabilidad de acuerdo a la TIR, valor apenas mayor que la tasa de descuento planteada.

El retorno de la inversión llega en el año 10, siendo aceptable considerando el horizonte de evaluación del proyecto.

Por último, la relación Beneficio-Costo da un resultado de **100,22 %**, es decir que por cada dólar invertido se recuperaran $[USD]$ **1,0022** a un plazo de 25 años, relación poco atractiva pensando en el tipo de inversión realizada.

6 Análisis de resultados

Con la información obtenida a partir del dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos y los flujos de caja generados, se analizan los resultados para obtener indicadores adicionales a los financieros para la evaluación de los proyectos.

6.1. Costo por kW instalado

Considerando la *inversión* realizada en USD y la *capacidad instalada* en kW, se calcula el cociente entre ambos para determinar el costo por kW instalado de los sistemas propuestos.

Tabla 6.1: Precio de la energía generada por los sistemas FV propuestos.
(Fuente: Elaboración Propia)

Proyecto	**Potencia Instalada** $[kWp]$	**Inversión**$[USD]$	**Costo** $\frac{USD}{kWp}$
Club Vive	32,34	41.435	1.281
Hospital La Florida	257,40	329.736	1.281
Mall Florida Center	1.599,8	2.056.317	1.285

Comparando la información de la Tabla 6.1 con el estudio realizado por GIZ "Índice de Precios de Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile" presentado en Subsección 3.4.1, se puede apreciar que el costo obtenido por kW instalado está dentro de los rangos mostrados en el estudio mencionado. El cálculo de costo por kW instalado junto a los resultados de los indicadores financieros, posicionan este resultado como valor de referencia para establecer si un proyecto es

rentable o no, ya que a este valor de costo los proyectos obtuvieron resultados mínimamente superiores a los esperados.

Si bien los proyectos de este tipo poseen motivaciones adicionales a las financieras, es necesario disminuir el costo de las plantas para masificar su instalación.

6.2. Análisis de sensibilidad

En esta sección se realizan estimaciones de los indicadores financieros en dos casos diferentes descritos a continuación

Caso 1 Reducción del precio de los paneles fotovoltaicos en un 10 %.

Caso 2 Subsidio estatal a la inversión de un 30 % del total del costo.

Con el fin de comparar de manera rápida el impacto que generan en la rentabilidad de cada proyecto y encontrar un camino adecuado para hacer que este tipo de proyectos sean más atractivos.

Para el caso del Club Vive La Florida la Tabla 6.2 resume los indicadores económicos calculados para los casos indicados.

Tabla 6.2: Indicadores Económicos Proyecto Club Vive La Florida.
(Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	**Unidad**	**Valor**	**Caso 1**	**Caso 2**
VAN	USD	2.870	6.979	15.301
TIR	%	9,24	10,45	13,78
Payback	$años$	10,5	9,7	7,9
Beneficio / Costo	%	106,93	118,50	152,75

En el caso del Hospital Dra. Eloísa Díaz I. la Tabla 6.3 resume los indicadores económicos calculados para los casos indicados.

Tabla 6.3: Indicadores Económicos Proyecto Hospital La Florida.
(Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	**Unidad**	**Valor**	**Caso 1**	**Caso 2**
VAN	USD	2.558	35.262	101.479
TIR	$\%$	8,58	9,75	12,95
Payback	$años$	10,1	9,1	7,1
Beneficio / Costo	$\%$	100,78	111,75	143,97

En el caso del proyecto Mall Florida Center la Tabla 6.4 resumen los indicadores económicos para los casos indicados.

Tabla 6.4: Indicadores Económicos Proyecto Mall Florida Center.
(Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	**Unidad**	**Valor**	**Caso 1**	**Caso 2**
VAN	USD	4.457	207.722	621.352
TIR	$\%$	8,52	9,68	12,88
Payback	$años$	10,0	9,0	7,1
Beneficio / Costo	$\%$	100,22	111,09	143,17

La información generada por en los casos propuestos muestra el gran impacto en la rentabilidad de los proyectos al momento de introducir algunas medidas que ayuden y fomenten la inversión en este tipo de sistemas de generación.

A lo largo de los años y con la masificación en la instalación de sistemas FV, el precio de los módulos solares ha ido decreciendo constantemente, por lo tanto, estudiar el impacto que provoca la reducción del costo de los paneles solares en la rentabilidad de los proyectos, es una medida simple que entrega resultados futuros posibles debido a la constante reducción en el costo de este insumo.

En este caso se reduce en un 10 % el costo de los paneles solares, el cual provoca una mejora considerable en los indicadores económicos de los proyectos propuestos.

La introducción de un subsidio por el 30 % de la inversión genera un increíble cambio en los indicadores financieros, aumentando hasta en 100 veces (en el caso del proyecto Mall Florida Center) el valor del beneficio económico, reduciendo el tiempo de retorno de inversión haciendo atractiva el gasto en proyectos de este tipo.

6.3. Precio de la energía generada

De manera adicional se calcula el valor de la energía generada y se compara con el valor de compra de energía a la distribuidora ENEL (ver Tabla 6.5)

Tabla 6.5: Costo de la energía producida por los Sistemas FV propuestos.
(Fuente: Elaboración Propia)

Indicador	**Unidad**	**Club Vive**	**Hospital La Florida**	**Mall Florida Center**
Costo de producción de energía FV	$\frac{USD}{kWh}$	0,03	0,03	0,03
Diferencia porcentual con respecto distribuidora	%	67	66	65
Diferencia con respecto distribuidora	$\frac{USD}{kWh}$	0,05	0,05	0,05

Como ya mencionamos, el principal objetivo de los proyectos relacionados a la Generación Distribuida, es cambiar el método de generación de una fuente contaminante a una fuente limpia reduciendo además la carga en el sistema de distribución pudiendo mejorar la reacción ante fallas en el sistema.

Si bien el resultado de los indicadores financieros no son llamativos a ojos de un inversionista, es importante recalcar la importancia de realizar cambios en las tecnologías de generación, mencionando por ejemplo el ahorro en el precio de la energía provocado por el cambio en la tecnología.

La Tabla 6.5 muestra el costo en USD por cada kWh generado por los sistemas propuestos y los compara con el precio de la energía cobrado por la empresa distribuidora.

El resultado revela que el costo de la energía se reduce alrededor de un 66 % en los tres casos propuestos, mostrando el beneficio económico que podría provocar el cambio en las tecnologías de generación.

6.4. Reducción de emisiones - CO_2 equivalente

De acuerdo a la información mostrada en la Figura 6.1 extraída de la plataforma **Energía Abierta** que muestra el promedio mensual y anual (2018) del *factor de emisión* en $\frac{tCO_2}{MWh}$ del SEN. El Factor de Emisión se define como el cociente entre la emisión de la central sobre la generación de la unidad correspondiente.

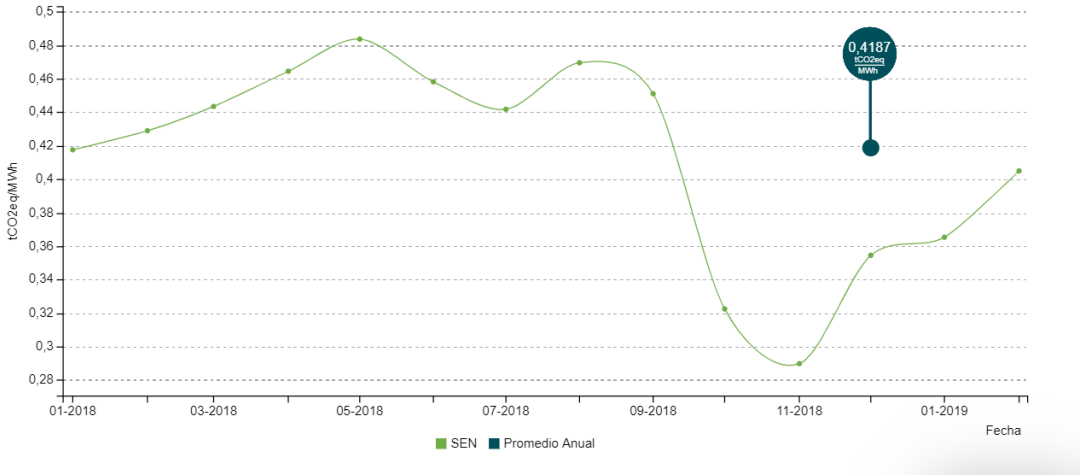


Figura 6.1: Promedio mensual del Factor de emisión año 2018.
(Fuente: http://energiaabierta.cl)

El promedio del factor de emisión para el año 2018 del SEN es de **0,4187** $[\frac{tCO_2}{MWh}]$, valor con el cual se estima la cantidad de CO_2 equivalente ahorrado debido a la generación eléctrica de los sistemas fv propuestos.

Por otro lado, en proyectos donde no se logra reducir o evitar la contaminación se utilizan métodos de compensación ambiental. Los proyectos de plantación de árboles

o reforestación, son proyectos habituales para compensar emisiones de GEI. A partir de esta idea, cuando se generar energía a través de fuentes limpias se evita la "tala" o "consumo" de árboles para absorber las emisiones de fuentes contaminantes de generación. Por lo tanto, para completar la Tabla 6.6 se considera que cada año un árbol absorbe entre 10 y 30 $[kg]$ de CO_2. Se utilizara para la estimación 20 $[kg]$ de CO_2 por cada árbol, calculando la cantidad de árboles no talados o utilizados al generar energía eléctrica a través de fuentes limpias.

Tabla 6.6: Huella de carbono por consumo eléctrico y equivalencias.
(Fuente: Elaboración Propia)

Proyecto	**Generación eléctrica** $[MWh]$	tCO_2 **equivalente reducidas**	**N° árboles salvados**
Club Vive	50,27	21,05	1.053
Hospital La Florida	400,13	167,53	8.377
Mall Florida Center	2.482,8	1.039,55	51.978
TOTAL	2.933,63	1.228,13	61.408

Como se muestra en la Tabla 6.6 al generar 2,93 $[GWh]$ de energía anualmente se dejan de emitir en ese mismo periodo 1.228,13 $[tCO_2]$, lo que equivale a la emisión de 862 automóviles Citroën C4 BlueHDi 100 (factor de emisión 95$[\frac{gCO_2}{km}]$ y 15.000 $[km]$ recorridos en el año).

Adicionalmente, si consideramos que el Parque Metropolitano de Santiago posee 150,1 $[ha]$ ocupando el 4° en el ranking de los parques metropolitanos más grandes del mundo, y que en cada hectárea pueden vivir alrededor de 1.000 árboles, la cantidad de árboles "no talados" por los Sistemas FV propuestos suman un área de 61,41 $[ha]$ pudiendo cubrir cerca de un 40 % del área total del Parque Metropolitano de Santiago, agregando calidad de vida a un gran número de personas.

Conclusiones

A través del desarrollo del presente estudio se logran trabajar los objetivos propuestos para el periodo de investigación, siendo el principal *Analizar el contexto tecnológico, económico y normativo de la Generación Distribuida en Chile*.

Se comienza contextualizando el problema revisando el estado en que se encuentra las tecnologías de generación fotovoltaica y la penetración de la Generación Distribuida en Chile, observando que según cifras obtenidas del portal Energía Abierta, en los meses de Enero y Febrero de 2019 se declararon 231 proyectos con un total de 3.153 $[kW]$ de potencia instalada, cifra que se acerca a la declarada en el cuatrimestre 1 del año 2018 (3.808 $[kW]$) en casi el doble de proyectos (551), demostrando que *existe un avance considerable en la masificación de proyectos fotovoltaicos y una mejora en la eficiencia y costo de las tecnologías de generación* avalado en el crecimiento del número de los proyectos declarados y el tamaño de los sistemas FV instalados. Complementando lo anterior, se revisa el marco legal vigente notando avances principalmente en la flexibilidad con la que es posible manejar los excedentes producidos, pudiendo por ejemplo ser distribuidos en más de una instalación del mismo propietario o bien aplicar descuentos en todos los cargos de la boleta.

Posteriormente se analiza el área escogida para realizar los casos de estudio, evidenciando la existencia de muchos sectores con potencial de generación. Comunas como La Florida las cuales se encuentran ubicadas en la periferia poseen grandes terrenos apropiados para la instalación de sistemas fotovoltaicos, pudiendo generar un impacto positivo en el sistema de energía y el medioambiente.

Cabe indicar que, si las 90.000 viviendas ubicadas en la comuna de La Florida instalaran cada una un promedio de 10 paneles de 250 $[Wp]$, equivaldría a tener una central fotovoltaica de 225 $[MW]$ en el sistema interconectado, generando cerca del 82 % de la energía que se consume anualmente en la comuna (ver Tabla 4.5).

Para evaluar el estado actual de la Generación Distribuida en Chile, se proponen tres sistemas fotovoltaicos de diferentes dimensiones:

- Club Vive la Florida 32,34 $[kW]$ de potencia instalada.
- Hospital Dra. Eloísa Díaz I. 257,40 $[kW]$ de potencia instalada.
- Mall Florida Center 1.599,87 $[kW]$ de potencia instalada.

Los resultados de la evaluación financiera muestran que para una tasa de descuento de 8,5 % los proyectos evaluados tendrían una rentabilidad de 9,24 %, 8,58 % y 8,52 % respectivamente, valores muy cercanos al mínimo propuesto. El VAN por su parte, obtiene valores mayores a cero lo que de acuerdo a la teoría significa que el proyecto es factible de realizar, a pesar de que los resultados son muy bajos para la inversión realizada y el alto periodo de retorno que llega a un valor mínimo de 10,0 años en el caso del proyecto Mall Florida Center. De todas formas con los resultados de los indicadores financieros, se infiere que el costo máximo por kW instalado debe bordear los 1.280 $[\frac{USD}{kWp}]$ para que los proyectos sean rentables de acuerdo a la evaluación realizada.

Con la investigación realizada junto a los resultados obtenidos en la evaluación financiera se concluye que la *instalación de sistemas de generación fotovoltaica no es un proyecto atractivo en términos financieros para los clientes de las distribuidoras*. Ello se debe a la alta inversión combinada con ingresos acotados debido al gran requerimiento de espacio de estos sistemas de generación fotovoltaicos, teniendo como consecuencia una rentabilidad baja y largos periodos de recuperación del capital que alcanzan los 10 años o más, como muestran los resultados de las evaluaciones financieras (ver Capítulo 5).

Pero a pesar de no ser tan llamativos como proyecto de inversión, uno de los resultados del análisis muestra que el *costo de la energía producida por los sistemas*

propuestos es 66 % más bajo $(0,03[\frac{USD}{kWh}])$ que el precio de venta de las distribuidoras $(0,0788[\frac{USD}{kWh}]$ tarifa BT1 y $0,0747[\frac{USD}{kWh}]$ tarifa AT4.3 - Mayo 2019), lo que se traduce en un *ahorro en el gasto por consumo de energía*, esto sin contar la *posibilidad de vender los excedentes generados*.

Otro resultado del análisis evidencia la enorme contribución al medio ambiente de los sistemas propuestos producto del cambio de la tecnología con que se genera la energía, logrando en conjunto **reducir** cerca de 1.228 $[tCO_2]$ las emisiones de gases contaminantes salvando a 61.408 árboles de ser "talados" al año.

Si bien los números mostrados indican que como proyecto de inversión no es tan llamativo debido a su baja rentabilidad, es importante mencionar que existen otras motivaciones para promover la instalación de sistemas de generación fotovoltaica, ya que mirado desde otro punto de vista, **los sistemas de generación local asociados a ERNC poseen múltiples ventajas de acuerdo al modo en que cambian la manera de producir la energía** (ver Sección 2.1), mejorando indicadores ambientales como también la gestión y calidad del sistema eléctrico, además de reducir los costos de la generación de energía.

Habiendo evaluado los proyectos propuestos, se procede a realizar un análisis de dos casos en los cuales se ve favorecida la inversión. Primero se supone una baja de 10 % en el costo de los paneles solares. Una baja en el precio de los paneles aumenta la rentabilidad del proyecto, fenómeno que se ha dado en los últimos 10 años. Esta baja viene de la mano de la investigación y desarrollo (I+D), que ha reducido los costos de fabricación a la par que incrementaba la calidad del producto. Los resultados muestran que al disminuir el precio de los paneles solares en un 10 % impacta fuertemente en la evaluación, considerando que los paneles solares se llevan casi el 40 % de la inversión inicial (ver Subsección 5.2.2). El beneficio obtenido a lo largo del horizonte de evaluación llega a ser aproximadamente un 10 % del costo de inversión, valor que se refleja en la relación Beneficio-Costo que toma valores desde 111,09 % hasta un 118,50 % en el caso del Club Vive,

Según Bloomberg New Energy Finance (BNEF), entre los años 2010 y 2017, el

precio de los módulos solares cayó alrededor de un 80 %. Se espera que *el costo siga disminuyendo, impactando directamente en la rentabilidad de los proyectos, masificando su instalación*. El problema de este escenario es que se depende en un 100 % del mercado, ya que el Estado no tiene injerencia directa en el precio de los insumos, ya que para reducirlo debería rebajar impuestos a los paneles o pagar una parte de su precio a los proveedores para que el usuario perciba un costo rebajado, es ahí donde aparece el segundo supuesto.

En segundo lugar se supone un subsidio estatal equivalente al 30 % de la inversión inicial, logrando aumentar la rentabilidad a un 13 %, muy por sobre los 8,5 % propuestos, aumentando la relación Beneficio-Costo hasta llegar a un 150 %, es decir, que por cada USD 1 invertido se obtiene de regreso USD 1,5. De acuerdo a esto, *los subsidios estatales a la inversión inicial son la forma más eficiente de obtener proyectos económicamente atractivos*.

La Ley N°20.571 busca incentivar la generación distribuida en el país, diversificar la matriz energética y disminuir el impacto en el medio ambiente, por lo que es importante que exista un replanteamiento de la ley N°20.571 para buscar formas reales de incentivar las ERNC dentro de la población, ya que con las actuales políticas no se conseguirá un despegue efectivo de la generación distribuida.

Con el paso del tiempo hay una creciente evidencia de que la energía renovable tiene un efecto positivo en toda la sociedad, avanzando al mismo tiempo ámbitos económicos, sociales y ambientales. Un ejemplo paradigmático de este efecto lo ofrece España donde las energías renovables evitaron la importación de 2.200 millones de euros en combustibles fósiles en 2010. Otra ventaja de las tecnologías renovables es que pueden llevar la energía eléctrica a numerosas personas que hasta ahora no disponían de luz en sus casas. En este terreno el ejemplo más llamativo lo ofrece Bangladesh, donde 13 millones de personas han accedido a la electricidad gracias a la energía fotovoltaica. Siguiendo este ejemplo, de acuerdo a las cifras, en Chile junto con las 15 mil familias que no tienen acceso a la electricidad, hay unos 120 sistemas eléctricos aislados, que en su conjunto totalizan una potencia instalada de generación de aproximadamente 24

$[MW]$ y entregan suministro a cerca de 16.000 usuarios. Estos sistemas independientes tienen características disímiles, pero la más común es que el 75 % de ellos utilizan como fuente primaria de generación el diésel y muchos no tienen continuidad de servicio eléctrico, generando una oportunidad de mejora al introducir tecnologías limpias de generación y almacenamiento de energía.

Es importante recalcar que las energías renovables no agotan los recursos naturales ofreciendo una hoja de ruta para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, una de las principales causas del calentamiento global.

Bibliografía

[1] Generadoras de Chile. *Futuro de la Energía en Chile, Factores de Cambio y Tendencias*. Generadoras de Chile. 1, 1.1, 3.1, 3.5.3

[2] International Energy Agency. *Electricity Information Overview - Statistcs 2018, https://webstore.iea.org*. International Energy Agency. 1.1

[3] International Energy Agency. *World Energy Balances - Statistcs 2018, https://webstore.iea.org*. International Energy Agency.

[4] International Energy Agency. *Key World Energy - Statistcs 2018, https://webstore.iea.org*. International Energy Agency. 1.1, 1.1

[5] Comisión Nacional de Energía. Energía abierta - Capacidad Instalada de Generación Total, disponible en http://datos.energiaabierta.cl/. 1.2, 3.3.1, 4

[6] Comisión Nacional de Energía. Energía abierta - Generación Bruta Mensual SEN, disponible en http://datos.energiaabierta.cl. 1.2, 1.2

[7] Comisión Nacional de Energía. Ministerio de energía - Autoconsumo. 2.1, 2.1

[8] Ministerio de Energía and NAMA. *Sistemas fotovoltaicos para el auto consumo - Una guía para empresas e industrias*. Ministerio de Energía. 2.1

[9] O. Perpiñán. *Energía Solar Fotovoltaica*. 2018. 2.2, 2.3, 2.10, 2.11, 2.3.1.2

[10] Educar Chile. Educar Chile - Aprende con Energía, http://www.aprendeconenergia.cl. 2.2, 2.3

[11] Ministerio de Energía, G. Soto, and D. Almarza. *Guía de evaluación inicial de edificios para la instalación de sistemas fotovoltaicos - Programa Techos Solares Públicos*. Ministerio de Energía. 2.3.1.1, 5.2

[12] GIZ NAMA. *Indicadores de rendimiento en plantas FV*. GIZ. 2.3.2

[13] A. Molina and F. Martinez. *Modelo de Generación Fotovoltaica*. Ministerio de Energía. 2.3.3

[14] Ministerio de Energía. Explorador Solar, http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/. 2.4

[15] Ministerio de Energía. *Energía 2050 - Política Energética de Chile*. Ministerio de Energía, 2015. 3.1.1, 3.1.1

[16] Coordinador Eléctrico Nacional. Coordinador Eléctrico Nacional, https://www.coordinador.cl/. 3.2.1

[17] Ministerio de Energía. *Generación Distribuida en Chile - Ministerio de Energía*. Ministerio de Energía, 2016. 3.3, 3.3.1

[18] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Generación Ciudadana, http://www.sec.cl. 3.3.1

[19] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Pequeños medios de generación distribuida, http://www.sec.cl. 3.3.2

[20] Comisión Nacional de Energía. Energía abierta - generación distribuida instalaciones declaradas, disponible en http://datos.energiaabierta.cl. 3.4, 3.4

[21] Comisión Nacional de Energía. Energía maps, disponible en http://energiamaps.cne.cl/. 3.4

[22] GIZ NAMA. *Índice de Precios de Sistemas FV conectados a la red de distribución comercializados en Chile - Versión 2018*. GIZ. 3.4.1

[23] Ministerio de Energía. Programa Techos Solares públicos, http://www.minenergia.cl. 3.5.1

[24] Ministerio de Energía. *Presentación Programa Techos Solares Públicos, disponible en http://www.sec.cl*. Ministerio de Energía. 3.5.1

[25] Comisión Nacional de Energía. Energía abierta - Programa Techos Solares Públicos, disponible en http://datos.energiaabierta.cl. 3.5.1

[26] Ministerio de Energía. Proyecto nama - energías renovables para autoconsumo, https://www.4echile.cl. 3.5.2

[27] Ministerio de Energía. Comuna Energética, http://www.minenergia.cl/comunaenergetica/. 3.5.3

[28] Ministerio de Energía. *Guía Metodológica para el Desarrollo de Estratégias Energéticas Locales*. Ministerio de Energía. 3.5.3

[29] Ministerio de Energía. Programa de Energización Rural y Social, http://www.energia.gob.cl/programa-de-energizacion-rural-y-social-perys. 3.5.4

[30] I. Municipalidad de La Florida. *Plan de Desarrollo Comunal La Florida, 2017 - 2022*. I. Municipalidad de La Florida. 4.1

[31] Comisión Nacional de Energía. Energía abierta - consumo energía clientes regulados, disponible en http://datos.energiaabierta.cl. 4.1.1

[32] Servicio de Impuestos Internos. Nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inomvilizado. 5.2

[33] Ministerio de Energía GIZ. *Guía de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, Ministerio de Energía*. GIZ. 5.2

[34] A. Molina. *Modelo de Radiación Solar - Explorador Solar*. Ministerio de Energía.

Anexos

A | Cotización Proyecto Ecoenergías

Ejemplo de cotización, proyecto de 111,78 $[kWp]$ en Hijuelas.

Cotización Nº 569

Datos Cliente	
Nombre Cliente	Rodrigo Hernandez
Empresa	COX Energy
Proyecto	EPC 111.78 kWp techo
Ubicación	Hijuelas, V región

Ítem | Descripción	Precio Watt instalado (*) [USD]	Cantidad Watt	Subtotal (*) [USD]	Subtotal [CLP]
Paneles 414 módulos FV Jinko Solar 270W JKM270PP-60 o equivalente (módulo TIER1)	$0,400	111.780	$44.712	$28.093.940
Inversores 1 Fronius Eco 25 kW Full + 3 Fronius Eco 25 kW Light	$0,110	111.780	$12.296	$7.725.834
Estructuras Estructuras paralelas a cubierta de techo para soporte módulos	$0,101	111.780	$11.290	$7.093.720
Materiales eléctricos Materiales AC: Tablero AC, protecciones, canalizaciones, cableado, accesorios // Materiales DC: Canalización, cable solar, ferretería, accesorios	$0,100	111.780	$11.178	$7.023.485
Seguridad y acceso Linea de vida. Pasillo técnico. Escalera gatera	$0,048	111.780	$5.365	$3.371.273
Servicios Ecoenergias -Ingeniería de detalle (planos, cubicación de materiales, simulación en software, otros) - Memoria de cálculo estructural (2 galpones) - RRHH (Mano de obra especializada) - Logística - Elaboración e ingreso de TE4 en SEC. - Gestión para conexión de planta con distribuidora para su autorización de uso bajo ley 20.571 de Net Billing. - Mantención de Planta FV por 3 años - Monitoreo de planta FV por 5 años (con medidor 3G) - Garantía de instalación del proyecto por 1 año. - Overhead, gastos generales y administrativos.	$0,230	111.780	$25.709	$16.154.016

Valor Dólar referencia (*):

628,33

(*) Dólar Observado al 26 de Diciembre 2017 + 1% por variación

TOTAL NETO CLP	**$69.462.267**
IVA (19%)	$13.197.831
TOTAL CLP	**$82.660.098**

Precio neto ref USD/Wp 0,989 CLP/Wp Neto: 621,42

FPSES02-2

Ecoenergías SPA
Servicios de Ingeniería
76.423.085-K

Uno Norte 461 Oficina 301
Viña del Mar | Chile
contacto@ecoenergias.cl
+56 32 2336157

B | Fichas Técnicas productos utilizados

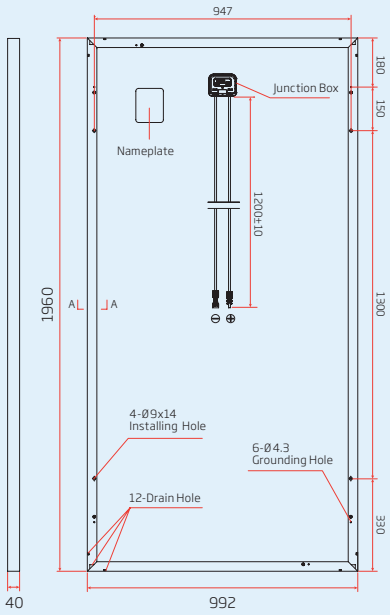
En esta sección se encuentran las foichas técnicas de los equipos utilizados.

- Ficha Técnica Panel solar TrinaSolar 330W TSM-330PD14
- Ficha Técnica Inversor Fronius ECO 25.0-3-S Full
- Ficha Técnica Inversor Fronius ECO 27.0-3-S Full

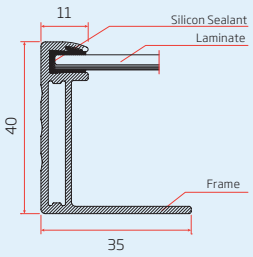
TALLMAX

TSM-PD14

DIMENSIONS OF PV MODULE TSM-PD14 (unit: mm)

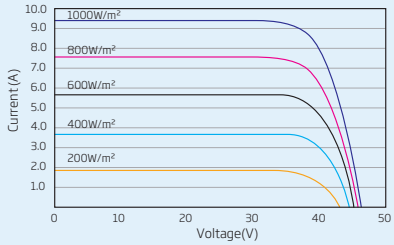


Back View

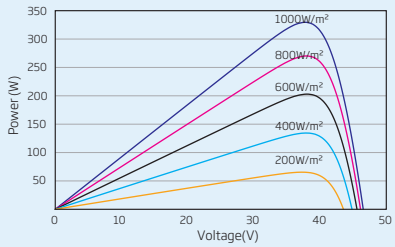


(A-A)

I-V CURVES OF PV MODULE (335W)



P-V CURVES OF PV MODULE (335W)



ELECTRICAL DATA @ STC

	TSM-320 PD14	TSM-325 PD14	TSM-330 PD14	TSM-335 PD14	TSM-340 PD14
Peak Power Watts-P_{MAX} (Wp)*	320	325	330	335	340
Power Output Tolerance-P_{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	37.1	37.2	37.4	37.6	37.8
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	8.63	8.73	8.83	8.91	8.99
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	45.5	45.6	45.8	46.0	46.2
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	9.15	9.19	9.28	9.35	9.42
Module Efficiency η_m (%)	16.5	16.7	17.0	17.2	17.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5
* Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA @ NOCT

	TSM-320 PD14	TSM-325 PD14	TSM-330 PD14	TSM-335 PD14	TSM-340 PD14
Maximum Power-P_{MAX} (Wp)	237	241	245	249	252
Maximum Power Voltage-U_{MPP} (V)	34.3	34.4	34.6	34.8	35.0
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	6.92	7.00	7.08	7.14	7.21
Open Circuit Voltage-U_{OC} (V)	42.1	42.2	42.4	42.6	42.8
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	7.39	7.42	7.49	7.55	7.60

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Multicrystalline 156.75 × 156.75 mm
Cell Orientation	72 cells (6 x 12)
Module Dimensions	1960 × 992 × 40 mm
Weight	22.5 kg
Glass	3.2 mm, high transparency, AR coated and heat tempered solar glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm², 1200 mm
Connector	EU Countries: 28 MC4 / UTX / TS4, Non-EU Countries: 28 QC4 / TS4

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2K)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.41%/K
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.32%/K
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/K

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating*	15 A
Mechanical Load	5400 Pa
Wind Load	2400 Pa

* DO NOT connect fuse in combiner box with two or more strings in parallel connection

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty

25 year Linear Performance Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box:	27 pieces
Modules per 40' container:	648 pieces

TSM_EN_2017_B

Trinasolar

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2017 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

www.trinasolar.com

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SHIFTING THE LIMITS

FRONIUS ECO

/ El inversor compacto para proyectos con el máximo rendimiento

/ Tecnología SnapINverter

/ Comunicación de datos integrada

/ Smart Grid Ready

/ Seguimiento inteligente GMPP

/ Inyección cero

/ El inversor trifásico Fronius Eco con las categorías de potencia entre 25,0 y 27,0 kW, ha sido especialmente diseñado para instalaciones de gran potencia. Este inversor sin transformador, con un peso muy ligero y sistema de montaje SnapINverter, permite una instalación muy rápida y sencilla tanto Indoor como Outdoor. Además, presume de un tipo de protección IP 66. Gracias al portafusibles y a la protección contra sobretensiones (opcional) integrados, no se necesitan cajas de conexión CC o de concentración.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS ECO

DATOS DE ENTRADA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Máxima corriente de entrada ($I_{dc\ máx.}$)	44,2 A	47,7 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV	71,6 A	
Mínima tensión de entrada ($U_{dc\ min.}$)	580 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{dc\ arranque}$)	650 V	
Tensión de entrada nominal ($U_{dc,r}$)	580 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{dc\ máx.}$)	1.000 V	
Rango de tensión MPP ($U_{mpp\ mín.}$ – $U_{mpp\ máx.}$)	580 - 850 V	
Número de seguidores MPP	1	
Número de entradas CC	6	
Máx. salida del generador FV ($P_{dc\ máx.}$)	37,8 kW_{pico}	

DATOS DE SALIDA	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Potencia nominal CA ($P_{ac,r}$)	25.000 W	27.000 W
Máxima potencia de salida	25.000 VA	27.000 VA
Máxima corriente de salida ($I_{ac\ máx.}$)	36,1 A	39,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	3-NPE 380 V / 220 V o 3-NPE 400 V / 230 V (+20 % / - 30 %)	
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coeficiente de distorsión no lineal	< 2.0 %	
Factor de potencia (cos $\varphi_{ac,r}$)	0 - 1 ind. / cap.	

DATOS GENERALES	FRONIUS ECO 25.0-3-S	FRONIUS ECO 27.0-3-S
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	725 x 510 x 225 mm	
Peso	35,7 kg	
Tipo de protección	IP 66	
Clase de protección	1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) [1]	1 + 2 / 3	
Consumo nocturno	< 1 W	
Concepto de inversor	Sin transformador	
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada	
Instalación	Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente	-25 - +60 °C	
Humedad de aire admisible	0 a 100 %	
Máxima altitud	2.000 m	
Tecnología de conexión CC	Conexión de 6x CC+ y 6x CC- bornes roscados 2,5 mm² - 16 mm²	
Tecnología de conexión principal	Conexión de 5 polos CA bornes roscados 2.5 - 16 mm²	
Certificados y cumplimiento de normas	ÖVE / ÖNORM E 8001-4-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G59/3, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21	

[1] De acuerdo con IEC 62109-1. Disponible rail DIN opcional para tipo 1 + 2 y tipo 2 de protección de sobretensión.
Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en **www.fronius.es.**

C | Reportes de Generación Fotovoltaica Explorador Solar

En esta sección se encuentra un extracto de los reportes de generación fotovoltaica donde indica el tipo de instalación y la estimación de la energía producida por año.

- Reporte de Generación Fotovoltaica Proyecto Club Vive 32,34 [kWp]
- Reporte de Generación Fotovoltaica Proyecto Hospital Dra. Eloísa Díaz I. 257,40 [kWp]
- Reporte de Generación Fotovoltaica Proyecto Mall Florida Center 1,6 [MWp]

3 Generación Fotovoltaica

3.1 Características del arreglo fotovoltaico

Las características del sistema ingresadas por el usuario para la simulación de la generación fotovoltaica y los resultados se presentan en esta sección.

Tabla 3: Características del sistema fotovoltaico

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	27º
Azimut	-4º
Nº **celdas por panel**	72
Nº **paneles**	98
Voltaje máxima potencia	37.4 V
Corriente máxima potencia	8.83 A
Voltaje circuito abierto	45.8 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/^oC$
Corriente cortocircuito	9.28 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/^oC$
Ef. Inversor	98.0 %
Pérdidas	14 %

3.2 Resultados de la generación eléctrica fotovoltaica

Tabla 4: Resultados de la generación fotovoltaica

Capacidad Instalada	32.36 kW
Total Diario	138.0 kWh
Total Anual	50.27 MWh
Factor de Planta	18.0 %

3 Generación Fotovoltaica

3.1 Características del arreglo fotovoltaico

Las características del sistema ingresadas por el usuario para la simulación de la generación fotovoltaica y los resultados se presentan en esta sección.

Tabla 3: Características del sistema fotovoltaico

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	27º
Azimut	-4º
Nº **celdas por panel**	72
Nº **paneles**	780
Voltaje máxima potencia	37.4 V
Corriente máxima potencia	8.83 A
Voltaje circuito abierto	45.8 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/^oC$
Corriente cortocircuito	9.28 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/^oC$
Ef. Inversor	98.0 %
Pérdidas	14 %

3.2 Resultados de la generación eléctrica fotovoltaica

Tabla 4: Resultados de la generación fotovoltaica

Capacidad Instalada	257.59 kW
Total Diario	1.1 MWh
Total Anual	400.13 MWh
Factor de Planta	18.0 %

3 Generación Fotovoltaica

3.1 Características del arreglo fotovoltaico

Las características del sistema ingresadas por el usuario para la simulación de la generación fotovoltaica y los resultados se presentan en esta sección.

Tabla 3: Características del sistema fotovoltaico

Configuración	Fijo Inclinado
Montaje	open rack cell glassback
Inclinación	27º
Azimut	-4º
Nº **celdas por panel**	72
Nº **paneles**	4848
Voltaje máxima potencia	37.4 V
Corriente máxima potencia	8.83 A
Voltaje circuito abierto	45.8 V
Coef. temperatura voltaje	-0.32 $\%/^oC$
Corriente cortocircuito	9.28 A
Coef. temperatura corriente	0.05 $\%/^oC$
Ef. Inversor	98.0 %
Pérdidas	14 %

3.2 Resultados de la generación eléctrica fotovoltaica

Tabla 4: Resultados de la generación fotovoltaica

Capacidad Instalada	1601.01 kW
Total Diario	6.8 MWh
Total Anual	2.48 GWh
Factor de Planta	18.0 %

D Flujos de caja proyectos propuestos

En esta sección se encuentran los flujos de caja realizados para el cálculo de los indicadores financieros.

- Flujo de Caja Proyecto Club Vive 32,34 [kWp]
- Flujo de Caja Proyecto Hospital Dra. Eloísa Díaz I. 257,40 [kWp]
- Flujo de Caja Proyecto Mall Florida Center 1,6 [MWp]

Proyecto Club Vive 32,34 [kWp] Capacidad Instalada

		Prod. Energía	**Valor Energía Producida**	Costos Mant.	Depreciación (-)	**Utilidad antes de impuestos**	Impuestos	**Utilidad después impuestos**	Depreciación (+)	Inversión	**Flujo de caja**	**Flujo de caja acumulado**	**Flujo de caja descontado**	**Flujo de caja acumulado descontado**
		kWh/a	USD/a	USD/a	USD	USD	USD	USD	USD	USD/a	USD/a	USD/a	USD/a	USD/a
2019	**0**									41.435	41.435	41.435	41.435	41.435
2020	**1**	50.273	3.962	331	3.108	523		523	3.108		3.631	37.805	3.346	38.089
2021	**2**	49.871	4.048	341	3.108	599		599	3.108		3.707	34.098	3.149	34.940
2022	**3**	49.472	4.136	352	3.108	677		677	3.108		3.785	30.313	2.963	31.977
2023	**4**	49.076	4.226	362	3.108	757		757	3.108		3.864	26.449	2.788	29.189
2024	**5**	48.683	4.318	373	3.108	838		838	3.108		3.945	22.504	2.624	26.565
2025	**6**	48.294	4.412	384	3.108	920		920	3.108		4.028	18.476	2.469	24.096
2026	**7**	47.908	4.508	396	3.108	1.005		1.005	3.108		4.113	14.363	2.323	21.773
2027	**8**	47.524	4.606	408	3.108	1.091		1.091	3.108		4.199	10.164	2.186	19.587
2028	**9**	47.144	4.707	420	3.108	1.179		1.179	3.108		4.287	5.878	2.057	17.530
2029	**10**	46.767	4.809	433	3.108	1.269		1.269	3.108		4.377	1.501	1.936	15.594
2030	**11**	46.393	4.914	445		4.468		4.468			4.468	2.967	1.821	13.772
2031	**12**	46.022	5.021	459		4.562		4.562			4.562	7.529	1.714	12.059
2032	**13**	45.654	5.130	473		4.657		4.657			4.657	12.186	1.613	10.446
2033	**14**	45.288	5.242	487		4.755		4.755			4.755	16.941	1.517	8.928
2034	**15**	44.926	5.356	501		4.854		4.854			4.854	21.795	1.428	7.501
2035	**16**	44.567	5.472	516		4.956		4.956			4.956	26.751	1.343	6.157
2036	**17**	44.210	5.591	532		5.059		5.059			5.059	31.810	1.264	4.893
2037	**18**	43.856	5.713	548		5.165		5.165			5.165	36.975	1.189	3.704
2038	**19**	43.506	5.837	564		5.273		5.273			5.273	42.248	1.119	2.585
2039	**20**	43.158	5.964	581		5.383		5.383			5.383	47.631	1.053	1.532
2040	**21**	42.812	6.094	599		5.495		5.495			5.495	53.126	991	541
2041	**22**	42.470	6.227	617		5.610		5.610			5.610	58.736	932	391
2042	**23**	42.130	6.362	635		5.727		5.727			5.727	64.463	877	1.268
2043	**24**	41.793	6.500	654		5.846		5.846			5.846	70.309	825	2.094
2044	**25**	41.459	6.642	674		5.968		5.968			5.968	76.277	776	2.870

Proyecto Hospital Dra. Eloísa Díaz I. 257,4 [kWp] Capacidad Instalada

		Prod. Energía	**Valor Energía Producida**	Costos Mant.	Depreciación (-)	**Utilidad antes de impuestos**	Impuestos	**Utilidad después impuestos**	Depreciación (+)	Inversión	**Flujo de caja**	**Flujo de caja acumulado**	**Flujo de caja descontado**	**Flujo de caja acumulado descontado**
		kWh/a	USD/a	USD/a	USD	USD	USD	USD	USD	USD/a	USD/a	USD/a	USD/a	USD/a
2019	**0**									329.736	329.736	329.736	329.736	329.736
2020	**1**	400.128	29.879	2.638	24.730	2.511		2.511	24.730		27.241	302.495	25.107	304.629
2021	**2**	396.927	30.529	2.717	24.730	3.082		3.082	24.730		27.812	274.682	23.625	281.003
2022	**3**	393.752	31.194	2.799	24.730	3.665		3.665	24.730		28.395	246.287	22.231	258.772
2023	**4**	390.602	31.873	2.882	24.730	4.260		4.260	24.730		28.990	217.297	20.919	237.854
2024	**5**	387.477	32.566	2.969	24.730	4.867		4.867	24.730		29.597	187.700	19.683	218.170
2025	**6**	384.377	33.275	3.058	24.730	5.487		5.487	24.730		30.217	157.483	18.521	199.649
2026	**7**	381.302	33.999	3.150	24.730	6.119		6.119	24.730		30.849	126.634	17.427	182.222
2027	**8**	378.251	34.739	3.244	24.730	6.764		6.764	24.730		31.494	95.139	16.398	165.824
2028	**9**	375.225	35.495	3.342	24.730	7.423		7.423	24.730		32.153	62.987	15.430	150.394
2029	**10**	372.224	36.267	3.442	24.730	8.095		8.095	24.730		32.825	30.161	14.518	135.876
2030	**11**	369.246	37.056	3.545		33.511		33.511			33.511	3.350	13.660	122.216
2031	**12**	366.292	37.862	3.651		34.211		34.211			34.211	37.561	12.853	109.363
2032	**13**	363.362	38.686	3.761		34.925		34.925			34.925	72.486	12.094	97.269
2033	**14**	360.455	39.528	3.874		35.654		35.654			35.654	108.140	11.379	85.890
2034	**15**	357.571	40.388	3.990		36.398		36.398			36.398	144.538	10.706	75.184
2035	**16**	354.710	41.267	4.110		37.157		37.157			37.157	181.696	10.073	65.111
2036	**17**	351.873	42.165	4.233		37.932		37.932			37.932	219.628	9.478	55.633
2037	**18**	349.058	43.083	4.360		38.723		38.723			38.723	258.350	8.917	46.716
2038	**19**	346.265	44.020	4.491		39.529		39.529			39.529	297.880	8.390	38.326
2039	**20**	343.495	44.978	4.626		40.352		40.352			40.352	338.232	7.894	30.433
2040	**21**	340.747	45.957	4.764		41.192		41.192			41.192	379.424	7.427	23.006
2041	**22**	338.021	46.957	4.907		42.049		42.049			42.049	421.474	6.987	16.019
2042	**23**	335.317	47.978	5.054		42.924		42.924			42.924	464.398	6.574	9.445
2043	**24**	332.635	49.022	5.206		43.816		43.816			43.816	508.214	6.185	3.260
2044	**25**	329.974	50.089	5.362		44.727		44.727			44.727	552.941	5.819	2.558

Proyecto Mall Florida Center 1,6 [MWp] Capacidad Instalada

		Prod. Energía	**Valor Energía Producida**	Costos Mant.	Depreciación (-)	**Utilidad antes de impuestos**	Impuestos	**Utilidad después impuestos**	Depreciación (+)	Inversión	**Flujo de caja**	**Flujo de caja acumulado**	**Flujo de caja descontado**	**Flujo de caja acumulado descontado**
		kWh/a	USD/a	USD/a	USD	USD	USD	USD	USD	USD/a	USD/a	USD/a	USD/a	USD/a
2019	**0**									2.056.317	2.056.317	2.056.317	2.056.317	2.056.317
2020	**1**	2.482.769	185.399	16.451	154.224	14.725		14.725	154.224		168.949	1.887.368	155.713	1.900.604
2021	**2**	2.462.907	189.434	16.944	154.224	18.266		18.266	154.224		172.489	1.714.879	146.522	1.754.082
2022	**3**	2.443.204	193.556	17.452	154.224	21.879		21.879	154.224		176.103	1.538.776	137.873	1.616.209
2023	**4**	2.423.658	197.767	17.976	154.224	25.568		25.568	154.224		179.791	1.358.984	129.733	1.486.476
2024	**5**	2.404.269	202.071	18.515	154.224	29.332		29.332	154.224		183.556	1.175.429	122.073	1.364.404
2025	**6**	2.385.035	206.468	19.071	154.224	33.173		33.173	154.224		187.397	988.032	114.864	1.249.540
2026	**7**	2.365.954	210.961	19.643	154.224	37.094		37.094	154.224		191.318	796.714	108.080	1.141.459
2027	**8**	2.347.027	215.551	20.232	154.224	41.095		41.095	154.224		195.319	601.395	101.697	1.039.762
2028	**9**	2.328.250	220.241	20.839	154.224	45.179		45.179	154.224		199.402	401.992	95.689	944.073
2029	**10**	2.309.624	225.034	21.464	154.224	49.346		49.346	154.224		203.570	198.423	90.036	854.037
2030	**11**	2.291.147	229.931	22.108		207.823		207.823			207.823	9.400	84.716	769.321
2031	**12**	2.272.818	234.934	22.771		212.163		212.163			212.163	221.562	79.710	689.612
2032	**13**	2.254.636	240.046	23.455		216.592		216.592			216.592	438.154	74.999	614.613
2033	**14**	2.236.599	245.270	24.158		221.111		221.111			221.111	659.265	70.566	544.047
2034	**15**	2.218.706	250.607	24.883		225.724		225.724			225.724	884.989	66.394	477.652
2035	**16**	2.200.956	256.060	25.629		230.430		230.430			230.430	1.115.419	62.469	415.183
2036	**17**	2.183.349	261.632	26.398		235.233		235.233			235.233	1.350.653	58.775	356.408
2037	**18**	2.165.882	267.325	27.190		240.135		240.135			240.135	1.590.787	55.299	301.109
2038	**19**	2.148.555	273.142	28.006		245.136		245.136			245.136	1.835.923	52.029	249.081
2039	**20**	2.131.366	279.085	28.846		250.239		250.239			250.239	2.086.162	48.951	200.130
2040	**21**	2.114.315	285.158	29.712		255.447		255.447			255.447	2.341.609	46.055	154.075
2041	**22**	2.097.401	291.363	30.603		260.760		260.760			260.760	2.602.369	43.330	110.745
2042	**23**	2.080.622	297.703	31.521		266.182		266.182			266.182	2.868.552	40.766	69.979
2043	**24**	2.063.977	304.181	32.467		271.715		271.715			271.715	3.140.267	38.353	31.626
2044	**25**	2.047.465	310.800	33.441		277.360		277.360			277.360	3.417.626	36.083	4.457