

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO – CHILE



**“DISEÑO DE MODELO DE SISTEMAS DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL SECTOR
INMOBILIARIO COMERCIAL, CASO ESTUDIO:
CENTRO COMERCIAL MALL DE RANCAGUA”**

RICHARD FABIÁN JEREZ PADILLA

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO CIVIL MECÁNICO
MENCION ENERGÍA**

PROFESOR GUÍA: DR. ING. PEDRO SARIEGO PASTÉN
PROFESOR CORREFERENTE.: DR. ING. ALEX FLORES MARADIAGA

JULIO (2019)

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo de título se enmarca en un contexto nacional en el cual se busca reducir la cuota de emisiones de CO₂ en un 30% al año 2030, conforme al pacto firmado en el Acuerdo de Paris (2016). En concreto, el sector de energías es uno de los mayores emisores, principalmente por la quema de combustibles para producir energía eléctrica.

En este estudio se analiza la factibilidad, tanto técnica como económica, de instalar un sistema de generación fotovoltaica en el techo del Mall de Rancagua; unos 1.000 m² libres. Para el diseño del sistema se consideró paneles policristalinos de 300 [Wp], con un ángulo de inclinación de 30° en dirección norte. Esto permitiría instalar 336 módulos con una capacidad de 100[kWp], generando cerca de 150 [MWh] al año. El sistema consta de 4 inversores de 27,6 [kWp], distribuyendo los paneles en 6 ramas en paralelo con 14 paneles en serie por rama. La contribución a la demanda general de energía eléctrica alcanza el 4% en promedio.

La inversión inicial es cercana a los \$89,4 millones de pesos en una proyección de 20 años; incluyendo inversores, soporte de los paneles, mano de obra, gastos generales y las utilidades de la empresa gestora; en concreto, el costo por Wp instalado es de 1,31 USD/Wp. En este escenario, se ahorrarían anualmente cerca de \$13 millones de pesos, lo que significa que al octavo año se observan retornos positivos por el ahorro de energía eléctrica respecto a la inversión inicial. La evaluación del VAN con una tasa de descuento del 10% es de \$12.703.456- pesos chilenos, con un TIR del 12%, significando una valoración del proyecto positiva para los tomadores de decisión. De esta manera, anualmente se estarían evitando cerca de 53 toneladas de CO₂ que emite la empresa distribuidora (CGE) para satisfacer la demanda del Mall, y con ello contribuir a la mitigación de gases efecto invernadero.

Sin embargo, una de las barreras que posee el operador del Mall de Rancagua, es que el inmueble es arrendado, entonces los años proyectados por las características de estos sistemas comprometen el contrato de arriendo. Por este motivo, se presenta como una posible solución contratar una ESCO (Energy Services Companies) para implementar el sistema mediante contrato ahorro compartido.

ABSTRACT

This thesis work is part of a national context in which the aim is to reduce the quota of CO₂ emissions by 30% by 2030, in accordance with the pact signed in the Paris Agreement (2016). Specifically, the energy sector is one of the largest emitters, mainly by burning fuels to produce electricity.

This study analyzes the technical and economic feasibility of installing a photovoltaic generation system on the roof of the Mall de Rancagua; about 1,000 m² free. For the design of the system, polycrystalline panels of 300 [Wp] were considered, with an inclination angle of 30° to the north. This would allow the installation of 336 modules with a capacity of 100 [kWp], generating around 150 [MWh] per year. The system consists of 4 inverters of 27,6 [kWp], distributing the panels in 6 branches in parallel with 14 panels in series per branch. The contribution to the general demand for electrical energy averages 4%.

The initial investment is close to \$89.4 MM Chilean pesos, including inverters, panel support, labor, general expenses and the utilities of the management company; specifically, the cost per Wp installed is 1.31 USD/Wp. In this scenario, about \$13 MM Chilean pesos would be saved annually, which means that in the eighth year there are observed returns produced by the saving of electrical energy with respect to the initial investment. The NPV evaluation with 10% discount rate is \$12,703,456-Chilean pesos, with an IRR of 12%, meaning a positive evaluation of the project for decision makers. In this way, approximately 53 tons of CO₂ emitted by the distributing company (CGE) would be avoided annually to satisfy the Mall's demand and contribute to the mitigation of greenhouse gases.

However, one of the barriers that the operator of the Rancagua Mall has is that the property is leased, then the years projected by the characteristics of these systems compromise the lease. For this reason, it is presented as a possible solution to contract an ESCO (Energy Services Companies) to implement the system through shared savings contract.

ÍNDICE TEMÁTICO

1	Introducción.....	1
2	Objetivo General	2
2.1	Objetivos Específicos	2
2.2	Alcance del Estudio	2
3	Contexto	3
3.1	Matriz Energética y el Consumo de Energía en Chile.....	4
3.2	Netbilling: Ley N°20.571 para la Generación Distribuida	6
3.3	Instalaciones de Generación Fotovoltaica	7
3.3.1	Programa Techo Solares Públicos (PTSP)	9
3.3.2	Evolución del Precio y Estructura de Costos de Proyectos FV	9
3.4	Mitigación de Emisión de Gases Efecto Invernadero (GEI)	12
3.4.1	Acuerdo de Paris.....	13
4	Marco Conceptual.....	14
4.1	Recurso Solar.....	14
4.2	Radiación Solar.....	15
4.3	Instalaciones FV Conectadas a la Red Eléctrica.....	17
4.3.1	Energía Fotovoltaica en Edificaciones	18
4.4	Elementos que Componen la Instalación Fotovoltaica.....	18
4.4.1	Generador Fotovoltaico	19
4.4.2	Arreglo Fotovoltaico.....	28
4.4.3	Efecto Sombra	29
4.4.4	Efecto “hot spot” y de Diodos Bypass.....	30
4.5	Ley N°20.571 y su Reglamento.....	32
4.5.1	Análisis del Reglamento de la Ley N°20.571.....	33
5	Metodología para Acometer Proyecto de Generación Fotovoltaica.....	35
5.1	Datos Necesarios	36

5.1.1	Costo de Electricidad.....	37
5.1.2	Inclinación Óptima	38
5.2	Determinación de Radiación Promedio Mensual	38
5.3	Distancia Mínima entre Módulos	40
5.4	Cálculo Cantidad de Paneles	41
5.5	Cálculo del Campo Generador.....	42
5.5.1	Paneles en Serie	42
5.5.2	Paneles en Paralelo	43
5.5.3	Potencia del Campo Generador	44
5.6	Especificación de Elementos y Accesorios	44
5.6.1	Inversor.....	45
5.6.2	Medidor Bidireccional.....	45
5.6.3	Tablero de Distribución TDA.....	46
5.6.4	Conectores Fotovoltaicos	46
5.7	Evaluación Económica en Base al Reglamento de la Ley N°20.571	47
5.8	Emisiones Evitadas por la Instalación de Sistema Generador FV.....	49
5.8.1	Energy Payback Time (EPBT)	50
6	Diseño del Sistema Generador Fotovoltaico	51
6.1	Localización del Mall	51
6.2	Inclinación de los Paneles.....	52
6.3	Resultado de Radiación Promedio Mensual	53
6.4	Demanda Energética del Mall	55
6.4.1	Equipos de Climatización Comercial	55
6.4.2	Demanda Energética.....	57
6.5	Sistema de Generación Fotovoltaica	60
6.5.1	Panel Solar.....	60
6.5.2	Dimensionamiento Superficie del Techo	61
6.5.2.1	Zonas Cúpulas	64
6.5.3	Módulos Inclinados	65
6.5.4	Colocación Módulos Fotovoltaicos	66
6.5.5	Producción de Energía del Sistema	66

6.6	Componentes de la Instalación	70
6.7	Diseño del Sistema Generador.....	72
6.7.1	Módulos en Serie	73
6.7.2	Módulos en Paralelo	74
6.7.3	Cálculo de Inversores	74
6.7.4	Campo Generador.....	75
6.8	Diseño Físico	76
6.8.1	Diseño Eléctrico	79
7	Estudio de Viabilidad Económica.....	80
7.1	Análisis de Costos.....	80
7.2	Precio y Estructura de Costos del Proyecto FV.....	83
7.3	Comparación Simulación Calculadora Solar.....	84
8	Beneficio Ambiental.....	86
8.1	Impacto Ambiental Relacionado con el Funcionamiento.....	86
8.2	Impacto Ambiental en la Fabricación.....	86
8.3	Emisiones Evitadas por el Uso de Generación FV	87
8.4	EPBT.....	88
9	Proyección en el Sector Inmobiliario Comercial.....	89
9.1	Modelo de Negocio ESCO	89
9.1.1	Tipos de Contrato de Desempeño.....	90
9.1.2	Casos de Éxito	92
10	Conclusiones	94
11	Referencias.....	96
Anexo A:	Panel Solar.....	98
Anexo B:	Inversor	100
Anexo C:	Conectores MC4.....	102
Anexo D:	Data Sheet Climatizadores.....	103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Esquema de los tres pilares del desarrollo sostenible. Fuente: Wikipedia.	3
Ilustración 2: Consumos de energía sectorizado en Tcal. Fuente: Anuario CNE, 2018.	5
Ilustración 3: Demanda segregada de energía eléctrica. Fuente: Balance Nacional de Energía (BNE), 2017.	6
Ilustración 4: Emisiones GEI de Chile por sector en 2013 con detalle del sector Energía, MtCO ₂ e. Fuente: Plan de Mitigación Gases Efecto Invernadero Para el Sector Energía, 2017.	12
Ilustración 5: Mapa de radiación global horizontal. Promedio 2009 y 2010 Fuente: Explorador del Recurso Solar, 2012.	14
Ilustración 6: Espectro de Radiación del Sol. Fuente: SolarBook, 2011.	15
Ilustración 7: Tipos de radiación. Fuente: www.Researchgate.net.	16
Ilustración 8: Esquema de instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: www.ingemecanica.com.....	19
Ilustración 9: Tipos de Paneles solares, el primero a la izquierda es monocristalino, el que sigue a la derecha es policristalino, y el último es amorfo. Fuente: www.google.cl	21
Ilustración 10: Medidor bidireccional. Fuente: www.puntosolar.cl.....	26
Ilustración 11: Estructura representativa para paneles fotovoltaicos. Fuente: www.monsolar.com.....	27
Ilustración 12: Tablero de protecciones y control. Fuente: www.tecmelchile.cl.....	28
Ilustración 13: Curva característica de un arreglo solar. Fuente: “E S Fotovoltaica,” 2012	29
Ilustración 14: A) Panel sin sombra, B) Panel con sombra homogénea, C) Panel con sombra no homogénea. Fuente: Elaboración propia.	30
Ilustración 15: Configuración de diodos Bypass y de antirretorno. Fuente: www.yubasolar.net ...	31
Ilustración 16: Distancia “d” entre paneles en filas. Fuente: Elaboración propia.	40
Ilustración 17: Distancia “D” entre paneles contiguos. Fuente: Elaboración propia.	41
Ilustración 18: Diagrama conexión inversor-medidor bidireccional. Fuente: SEC, Norma Técnica RGR N°02/2017.	47
Ilustración 19: Emisiones de GEI por energía generada en el SIC. Fuente: Ministerio de Energía.	49
Ilustración 20: Ubicación del Mall Patio Rancagua. Fuente: Google Maps.	52
Ilustración 21: Sistema de Climatización tipo Rooftop. modelo SXHG. Fuente: www.Trane.com.	56
Ilustración 22: Demarcación de la superficie usable con las respectivas dimensiones aproximadas en mm. Fuente: Elaboración propia.....	62
Ilustración 23: Zonificación de las áreas utilizable: La zona roja corresponde a la cúpula sur, mientras que la verde es la cúpula norte. Fuente: Elaboración propia.	63
Ilustración 24: Zona cúpula sur. La imagen superior izquierda es hacia la calle Mujica, la derecha es hacia calle estado. Las imágenes inferiores; la izquierda es hacia calle estado/cuevas y la derecha es hacia la calle cuevas. Fuente: Registro propio.	64
Ilustración 25: Zona cúpula norte. De las imágenes superiores: la imagen izquierda es hacia la calle campos, la de la derecha es hacia Campos/Mujica. Las imágenes inferiores: la izquierda es hacia la calle Mujica, la de la derecha es hacia Mujica/Estado. Fuente: Registro propio.	64

Ilustración 26: Ejemplo de diseño de un sistema de generación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.....	72
Ilustración 27: En la imagen de la izquierda se muestra el soporte para 1 panel, y la imagen de al lado posee soporte para dos paneles. Fuente: Elaboración propia.	77
Ilustración 28: Zona S (sur), con un total de 168 módulos distribuidos como se muestra en la renderización. En la imagen de la derecha se aprecia la consideración del espaciado entre módulos y para el tránsito entre paneles. Fuente: Elaboración propia.	77
Ilustración 29: Zona C (centro), esta zona no ofrece mucho espacio, por lo que los 22 módulos estarían ocupando todo el espacio “disponible”. Fuente: Elaboración propia.	78
Ilustración 30: Zona N (norte), en esta parte del techo se aprovechará la disponibilidad del espacio instalando la mayor cantidad de paneles con doble soportes, en total cabrían 116 paneles en doble soporte y 30 paneles con soporte simple, y con ello, aprovechar lo que más se pueda de la radiación. Fuente: Elaboración propia.	78
Ilustración 31: Cuarto de los elementos eléctricos del Mall ubicado en el Techo. Fuente: Registro propio.	78
Ilustración 32: Disposición de los módulos en serie y en paralelo para cumplir con las especificaciones de los inversores. Fuente: Elaboración propia.	79
Ilustración 33: Simulación de la instalación FV Fuente: www.Calculadorasolar.cl	85
Ilustración 34: Tipos de contratos pactados entre clientes y ESCO al año 2015.	91

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Porción de aporte de los Sistemas de Generación de Energía, marzo 2019. Fuente: ACERA.	4
Gráfico 2: Número de instalaciones fotovoltaicas registradas ante la SEC. Fuente: SEC.	8
Gráfico 3: Número de sistemas fotovoltaicos según tipo de usuario. Fuente: SEC.	8
Gráfico 4: Caída de los costos de las tecnologías eléctricas a través del tiempo. Fuente: Departamento de Energía de EE.UU (DOE), 2016.	9
Gráfico 5: Valores mínimos y máximos de los precios por Watts potencia instalado de las empresas oferentes adjudicados en el PTSP. Fuente: Reporte de costos de adjudicación PTSP, 2015-2018.	10
Gráfico 6: Estructura de los costos de los proyectos FV por Wp. Fuente: Reporte de costos de adjudicación PTSP, 2015-2018.	11
Gráfico 7: Curva I-V para diferentes irradiancias a 25°C. Fuente: www.ingemecanica.com	22
Gráfico 8: Curva I-V para diferentes temperaturas a una irradiancia 1000 W/m ² . Fuente: www.ingemecanica.com	23
Gráfico 9: Consumo energía eléctrica del Mall Patio Rancagua, Facturas CGE. Fuente: Elaboración propia.	57
Gráfico 10: Consumo energético de los equipos de clima durante el año 2016. Fuente: Elaboración propia.....	58
Gráfico 11: Contribución porcentual de los equipos que se destinan a climatizar versus el resto del consumo energético durante el año. Fuente: Elaboración propia.	59
Gráfico 12: Gastos comparativo en pesos chilenos de los consumos energéticos totales con el consumo que se destinan a climatizar. Fuente: Elaboración propia.	59
Gráfico 13: Comparación entre el Consumo del sistema de climatizadores y el Sistema de Generación FV. Fuente: Elaboración propia.	68
Gráfico 14: Contribución del sistema de generación FV al consumo general del Mall. Fuente: Elaboración propia.	68
Gráfico 15: Amortización de la instalación FV en los años proyectados. Fuente: Elaboración propia.....	83
Gráfico 16: Estructura de los costos para el proyecto FV en el Mall de Rancagua. Fuente: Elaboración propia.	84
Gráfico 17: Proyectos de empresas ESCO al año 2015.	90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resultados del programa PSTP Fuente: Reporte de costos de adjudicación PTSP, 2015-2018.....	9
Tabla 2: Emisiones de CO2 según tecnología de la planta generadora.	13
Tabla 3: Tarifa de los clientes AT4.3 durante año 2018, tarifas con IVA incl.. Fuente: CGE distribución.	37
Tabla 4: Emisiones de CO2 globales de una instalación fotovoltaica de 1 kWp. Fuente: Fthenakis y Alsema, 2006.	50
Tabla 5: Información geográfica sobre el Mall Patio Rancagua. Fuente: www.ciudades.co.....	52
Tabla 6: Radiación Solar Global sobre superficie horizontal [kWh/m ²] Fuente: UCH, metro solar 2014.....	53
Tabla 7: Radiación terrestre respecto a la latitud para cada día típico del mes. Fuente: www.researchgate.net.	54
Tabla 8: Días típicos de los meses del año. Fuente: www.researchgate.net.	54
Tabla 9: Radiación promedio mensual en la cara horizontal de los paneles situados con la respectiva inclinación de los módulos en el techo del Mall. Fuente: Elaboración propia.	55
Tabla 10: Características del Panel Fotovoltaico utilizado para el análisis. Fuente: www.naturaltech.cl.	60
Tabla 11: Parámetros del Panel FV obtenido de la Página NaturalTech. Fuente: www.naturaltech.cl.	61
Tabla 12: Medición de la superficie utilizable aproximada medida. Fuente: Elaboración propia. .	63
Tabla 13: Datos obtenidos para calcular distancia entre los módulos. Fuente: Elaboración propia.	65
Tabla 14: Cálculo de cantidad de paneles por zona. Fuente: Elaboración propia.	66
Tabla 15: Energía producida por mes por el sistema FV. Fuente: Elaboración Propia.	67
Tabla 16: Rendimiento y producción del Sistema Fotovoltaico.	69
Tabla 17: Características eléctricas del inversor. Fuente: www.Tiendasolar.cl.....	71
Tabla 18: Datos necesarios para realizar los cálculos de dimensionamiento. Fuente: Elaboración propia.....	73
Tabla 19: Distribución de los módulos por zona. Fuente: Elaboración propia.....	76
Tabla 20: Valorización de infraestructura FV. Fuente: Elaboración propia.	80
Tabla 21: Gastos involucrados en la instalación. Fuente: Elaboración propia.	81
Tabla 22: Ahorro anual que genera el sistema FV. Fuente: Elaboración propia.	82
Tabla 23: Mitigación mensual de Toneladas de CO ₂ del sistema FV.	87
Tabla 24: Implementación de un sistema fotovoltaico en la UNAB de las Condes, empresa Punto Solar. Fuente: ANESCO Chile.....	93
Tabla 25: Implementación de medidas de ahorro energético en el Hotel Cumbres de San Pedro de Atacama, empresa Efizity. Fuente: ANESCO Chile.	93

1 Introducción

La creciente demanda de energía en Chile a corto y mediano plazo es una necesidad que involucra a todo un país, ya sea por la creciente minería en Chile, por el aumento de energía eléctrica domiciliar/comercial o simplemente por el mayor consumo eléctrico en sus variados usos en nuestro país. Esto provoca la necesidad de aumentar la matriz energética nacional, sino que además sea mediante energías limpias que permitan un desarrollo sostenible, sea por medio de formas de energías renovables convencionales (ERC) o energías renovables no convencionales (ERNC), o con sistemas autónomos sin conexión a la matriz energética del país.

Para ello, se han tomado medidas con el fin de generar un contexto favorable hacia el desarrollo de proyectos de generación de energías renovables no convencionales. Entre las acciones que destacan es el decreto N°71/2014 promulgado en la Ley General de Servicios Eléctricos; el cual registra las bases para la producción de energía eléctrica de los consumidores regulados.

Asimismo, se están generando incentivos en pro de madurar el mercado fotovoltaico como el programa techo solares públicos (PTSP), a través de instalaciones de sistemas de autoconsumo en los techos de los edificios públicos ajustados a la Ley N° 20.571. Sin duda, esto favorece el aumento de oferta de empresas certificadas por la SEC.

Por esta razón, en el presente trabajo se estudia la alternativa de generar energía eléctrica mediante un sistema Fotovoltaico en las dependencias del centro comercial Mall de Rancagua, con ello disminuir el consumo energético en los equipos de climatización y los costos asociados. El Mall cuenta con espacio disponible en su techumbre, que es donde se diseñará el sistema.

En concreto, el estudio permitirá conocer el diseño del sistema de generación fotovoltaica, sus elementos y características, y de esta manera determinar la energía que se podrá producir. Así mismo, se verán los beneficios y la factibilidad económica del proyecto, permitiendo a los tomadores de decisiones estudiar su factibilidad.

2 Objetivo General

Determinar la factibilidad técnico-económica de la instalación de un sistema de generación fotovoltaica en el techo del Mall de Rancagua para disminuir el consumo energético de climatización, y con ello la disminución de emisión de gases de efecto invernadero.

2.1 Objetivos Específicos

Entre los objetivos específicos se encuentran:

- Analizar los equipos de climatización y su consumo mediante el registro y revisión de equipos, así como también registrar el consumo total del Mall.
- Analizar la generación eléctrica de un sistema fotovoltaico y de la energía solar mediante datos de irradiación del lugar.
- Diseñar el grupo generador, a través de los datos obtenidos y los elementos seleccionados.
- Estudiar factibilidad económica de la instalación fotovoltaica, de acuerdo con los cálculos técnico y económicos.
- Analizar la mitigación de emisión de gases efecto invernadero con la implementación de un grupo fotovoltaico y sus respectivos beneficios sociales.

2.2 Alcance del Estudio

Dado que la climatización es esencial para el confort de los espacios internos del mall, se da el escenario que en verano los equipos deben hacer doble esfuerzo: retirar el aire caliente e introducir aire frío, a su vez que son los meses donde se registra la mayor radiación durante el año, es entonces el contexto idóneo para disminuir su consumo con la utilización de paneles solares. Sin duda, el beneficio percibido no es puramente económico, sino también social, lo cual facilitará la proyección de una imagen sustentable y amigable con el medio ambiente entre el Mall, sus clientes y la ciudadanía.

3 Contexto

El término Desarrollo Sostenible fue formalizado por primera vez en el “Informe Brundtland”, elaborado en 1987 por la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo de Naciones Unidas.

En este documento, Desarrollo Sostenible se define como “el desarrollo que satisface las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades”.

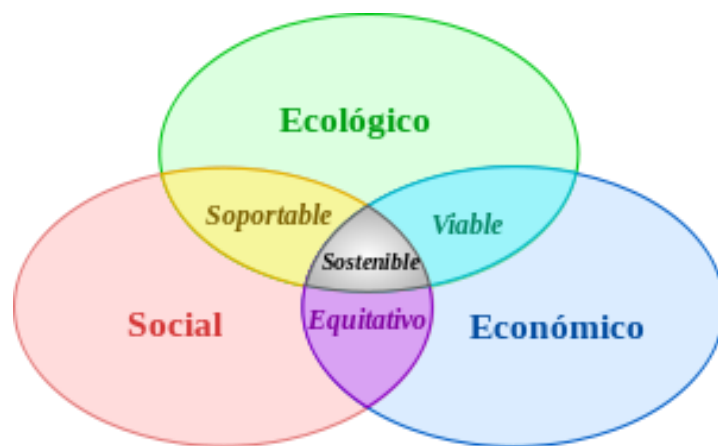


Ilustración 1: Esquema de los tres pilares del desarrollo sostenible.
Fuente: Wikipedia.

Posteriormente, en la segunda “Cumbre de la Tierra” (Río de Janeiro, 1992), se incorporó a esta definición la idea de que el desarrollo sostenible tiene que apoyarse sobre tres pilares: el progreso económico, la justicia social y la preservación del medio ambiente.

Por lo tanto, los desafíos de Chile en materia energética son disponer de energía como una condición necesaria para el crecimiento, desarrollo económico y avanzar a una mayor inclusión social, con energía confiable, sustentable, inclusiva y a precios razonables. Todo esto en un marco de desarrollo sostenible, que permita avanzar sin comprometer el futuro de las siguientes generaciones de satisfacer sus necesidades de disponer de energía.

3.1 Matriz Energética y el Consumo de Energía en Chile

El crecimiento económico trae consigo una mayor demanda de energía para el país, a su vez, a medida que los países se vuelven más desarrollados, la matriz energética se vuelve más eficiente y limpia.

En efecto, Chile ha venido experimentando un aumento sustancial en el consumo de energía. En el año 1996 se requirió de 27.904 GWh y 22 años después esa cifra tuvo que aumentar 2,8 veces para satisfacer la demanda (Generadoras de Chile, 2018).

Según el informe Energía 2050 del gobierno de Chile se espera que en 30 años más el 70% de la generación eléctrica sea renovable. Actualmente, la porción de energías renovables alcanza un 47%, en tanto el aporte de las energías renovables no convencionales es de un 22%.

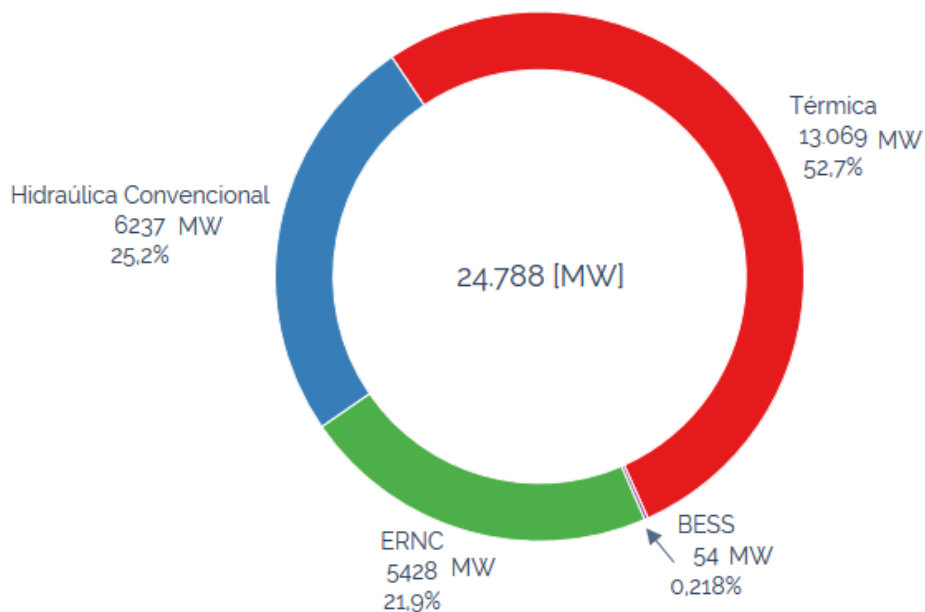


Gráfico 1: Porción de aporte de los Sistemas de Generación de Energía, marzo 2019.
Fuente: ACERA.

En tanto, el consumo de energía desagregado por sector durante el año 2017 está liderado por el Transporte con un 39% de la demanda, seguidos por el sector Industrial y Minero con un 36% y el sector Comercial, Público y Residencial con un 22%.

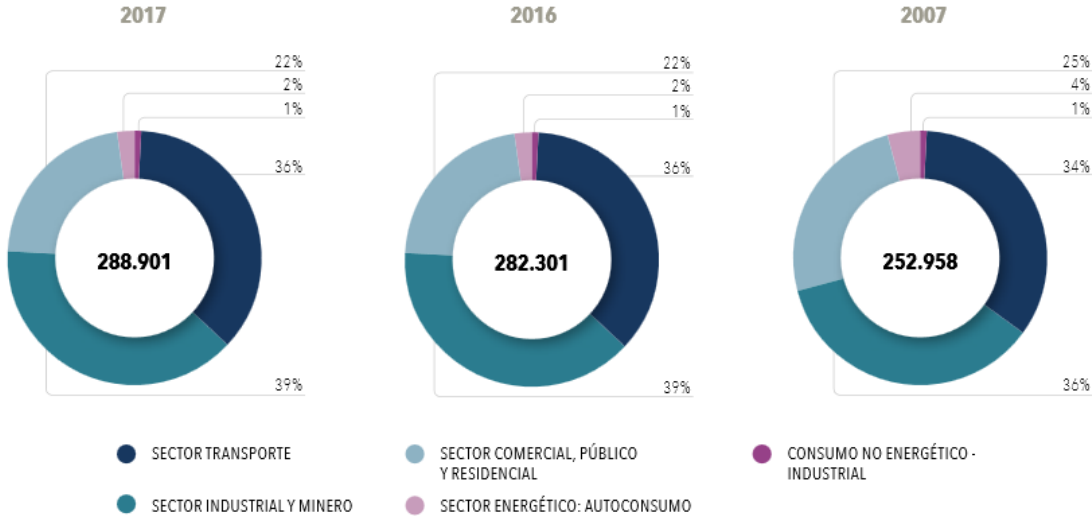


Ilustración 2: Consumos de energía sectorizado en Tcal.
Fuente: Anuario CNE, 2018.

Como se aprecia en la Ilustración 2, las porciones de los sectores se han mantenido durante los últimos 10 años respecto a un aumento de un 14% de demanda de Energía.

Desde otro punto de vista, la demanda de energía eléctrica muestra otra realidad (Ilustración 3). El consumo en este caso es de un 60% por el Sector Industrial, en tanto el Sector Comercial, Público y Residencial representa un 34% de la demanda total de la energía eléctrica disponible.

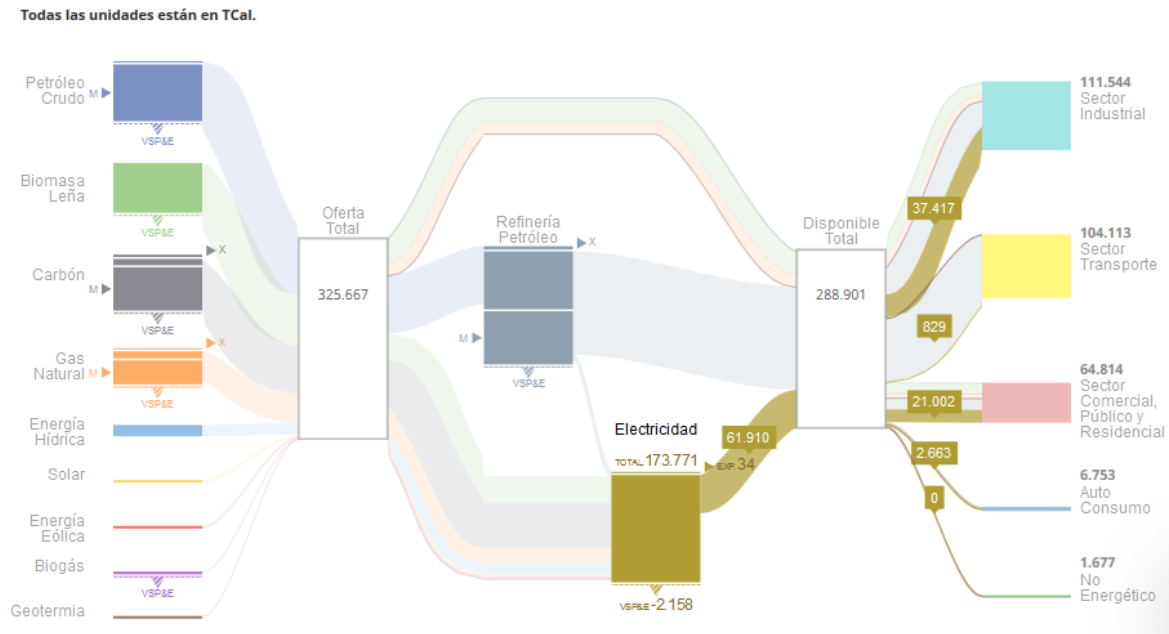


Ilustración 3: Demanda segregada de energía eléctrica.
Fuente: Balance Nacional de Energía (BNE), 2017.

3.2 Netbilling: Ley N°20.571 para la Generación Distribuida

El día 22 de octubre del 2014 se aprobó el reglamento de la ley N° 20.571 de la Ley General de Servicios Eléctricos, sentando las bases para que los clientes regulados de las empresas de distribución eléctrica puedan contar con sus propios medios de generación de energía, con ello abastecer su consumo y/o vender el total o parte de la energía generada (normalmente, el excedente de energía generada respecto a lo consumido).

Para registrarse bajo esta ley, el cliente final debe poseer instalaciones generadoras que utilicen “energías renovables no convencionales” (ERNC). Debido a la naturaleza de las distintas ERNC, la energía solar es la de aprovechamiento más directo y simple, por lo que se esperaría que esta ley incentive principalmente la implementación de sistemas de generación fotovoltaicos domiciliarios. Además, el Decreto N°71/2014 de la vigente ley regulariza la capacidad de la instalación: el artículo 149 bis en su inciso n°4 sentencia que la capacidad de instalación no debe superar los 100 kilowatts. Sin embargo, la misma ley permite que el cliente pueda contratar los servicios de una Empresa de Servicios Energéticos o ESCO para que esta

diseño, construya, instale, opere y/o mantenga la unidad de generación fotovoltaica, y en caso de que la instalación supere el límite establecido de 100 kW ambos pueden celebrar un contrato en el cual la empresa compromete suministrar la energía solar bajo todas las normas de seguridad; y en el eventual caso que se inyecte energía a la red producto de los excedentes, estos no se registrarán bajo el Decreto N°71/2014, si no que se hará bajo el Decreto N°244/2005.

Además, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ha generado una lista de empresas certificadas para la instalación de sistemas de generación energía fotovoltaica; en la misma página web de la SEC se puede encontrar los productos asociados que han sido certificados. Esto con el fin de estar bajo las normas de seguridad vigentes que la ley establece.

En este sentido, existe una preocupación por parte del gobierno de crear incentivos e ir en la dirección más favorable para el medio ambiente. La contribución de las ERNC en Chile puede llegar a ser muy importante, dado el escenario favorable que posee el territorio en cuanto a la disponibilidad de este tipo de energía.

3.3 Instalaciones de Generación Fotovoltaica

Luego de promulgado el decreto N°71/2014 de la Ley General de Servicios Eléctricos, el cual regula las instalaciones de grupos de generación por energías renovables no convencionales (ERNC), se ha generado un impacto de tal importe que a inicios del año 2015 ya se habían registrado 18 instalaciones ante la SEC, de esta manera, dos años más tarde, a inicios del año 2017 estos alcanzaron una totalidad de 1.180 instalaciones declaradas en la SEC, equivalente a 8,2 MW.

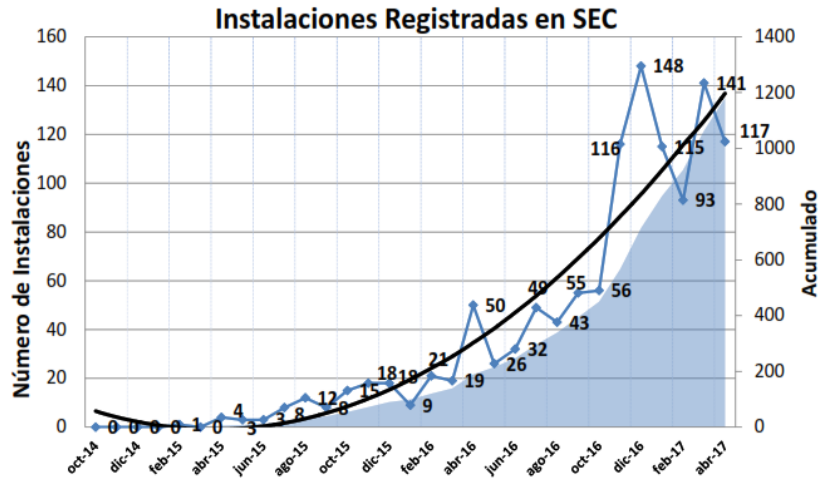


Gráfico 2: Número de instalaciones fotovoltaicas registradas ante la SEC.
Fuente: SEC.

De los proyectos instalados, existe una fuerte demanda en el sector habitacional la cual llega a cubrir un 72% de las solicitudes de instalaciones fotovoltaicas ante la SEC.

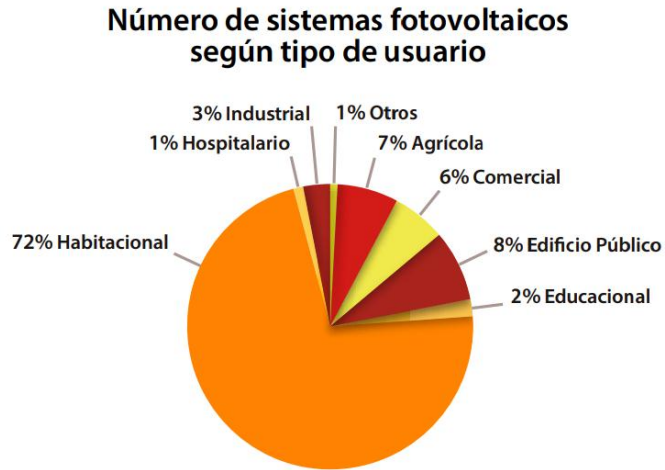


Gráfico 3: Número de sistemas fotovoltaicos según tipo de usuario.
Fuente: SEC.

3.3.1 Programa Techo Solares Públicos (PTSP)

El Programa de Techos Solares Públicos (PTSP) se implementó con el objetivo principal de contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico (FV) para autoconsumo, a través de la instalación de sistemas fotovoltaicos en edificios públicos conectados a la red de distribución bajo el esquema de la Ley 20.571.

Tabla 1: Resultados del programa PSTP
Fuente: Reporte de costos de adjudicación PTSP, 2015-2018.

Estatus de los proyectos/edificios	Cantidad	kWp	Ahorro \$/año*
Conectada a la red de distribución	51	1.712	\$199.785.994
En construcción	48	1.275	\$161.172.008
TOTAL	99	2.987	\$360.958.002

*Cálculo en base al cargo por energía a Diciembre de 2016.

El PTSP cuenta con 55 licitaciones con acta de adjudicación, estas licitaciones presentan hasta la fecha una capacidad licitada de 4,9 MW y una inversión de \$5.581.629.083.

3.3.2 Evolución del Precio y Estructura de Costos de Proyectos FV

Las tecnologías eléctricas han caído radicalmente de precio en el último tiempo gracias a la innovación y el desarrollo.

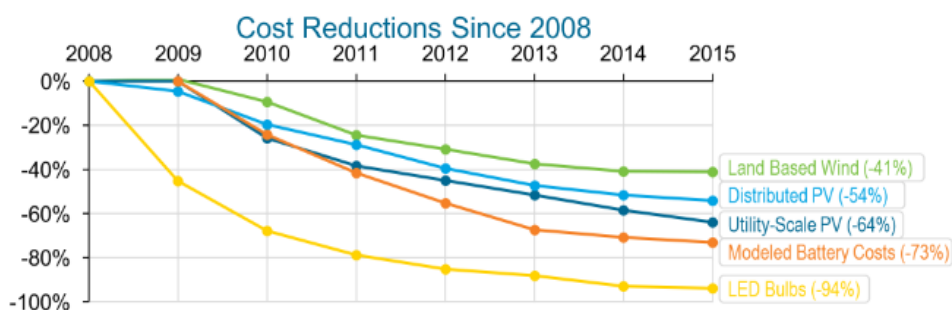


Gráfico 4: Caída de los costos de las tecnologías eléctricas a través del tiempo.
Fuente: Departamento de Energía de EE.UU (DOE), 2016.

En efecto, los proyectos de generación fotovoltaica conectado a la red distribuida han mostrado un decrecimiento cercano a un 54% al año 2015 respecto del año 2008. Asimismo, las baterías, las cuales permiten el almacenamiento de la energía generada, muestran una caída de precio de 73% respecto al año 2008.

De esta forma, el contexto favorece la creación de proyectos fotovoltaicos a un precio bastante menor respecto a 10 años atrás. Del mismo modo, el programa PTSP ha permitido que los proyectos licitados generen competencia entre los oferentes, consecuentemente los precios adjudicados serán los mínimos, siempre que cumplan las condiciones de la licitación. En particular, se han presentado 31 empresas oferentes y de ellas 20 se han adjudicado las licitaciones, dando cuenta la generación de un mercado diversificado y competitivo.

Como resultado, se presenta una variación importante entre los precios por Watt potencia instalados entre las zonas del norte y del centro (Gráfico 5). Entre los factores influyentes que se reflejan en el precio ofertado está la localización geográfica de las empresas, dado que las empresas se encuentran ubicadas en su mayoría en la zona central y esto genera un costo adicional de mano de obra y administrativo, es por lo anterior que las regiones de la zona norte obtienen adjudicación a precios mayores que la zona central.

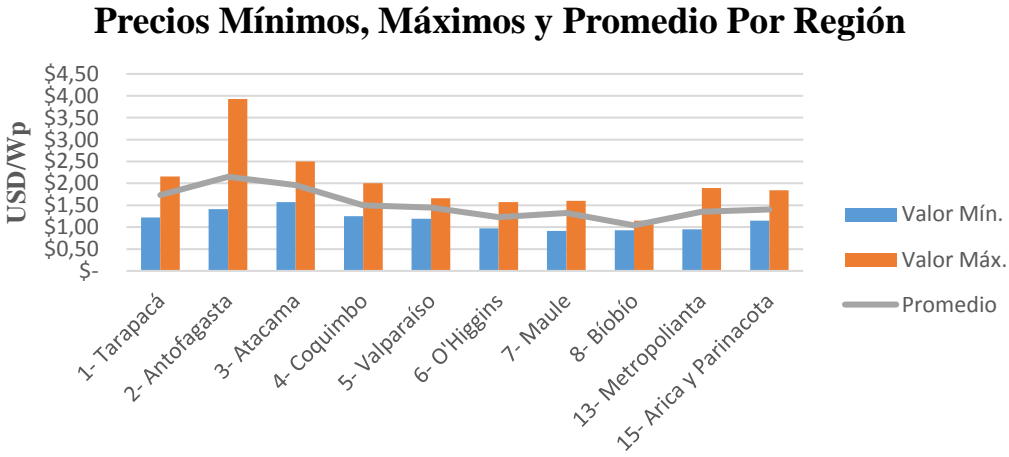


Gráfico 5: Valores mínimos y máximos de los precios por Watts potencia instalado de las empresas oferentes adjudicados en el PTSP.

Fuente: Reporte de costos de adjudicación PTSP, 2015-2018.

Asimismo, el factor de economía de escala se hace presente entre los proyectos de mayor envergadura, principalmente en los costos de equipamiento FV, esto debido a que las empresas logran mejores precios con sus proveedores al ser un proyecto de gran tamaño, repercutiendo en el precio final ofertado.

En general, las empresas presentantes cuentan con una estructura de costos de instalación bien definidos; la mayor parte de los costos proviene de la inversión de los propios paneles, estructura e inversores, es decir costos asociados al sistema fotovoltaico, el cual representa el 60% de los costos totales. El segundo gran conjunto son los costos de no equipamiento, en donde los costos de la mano de obra y administrativo rondan el 13% y las utilidades de las empresas oferentes representan el 7% del costo total.

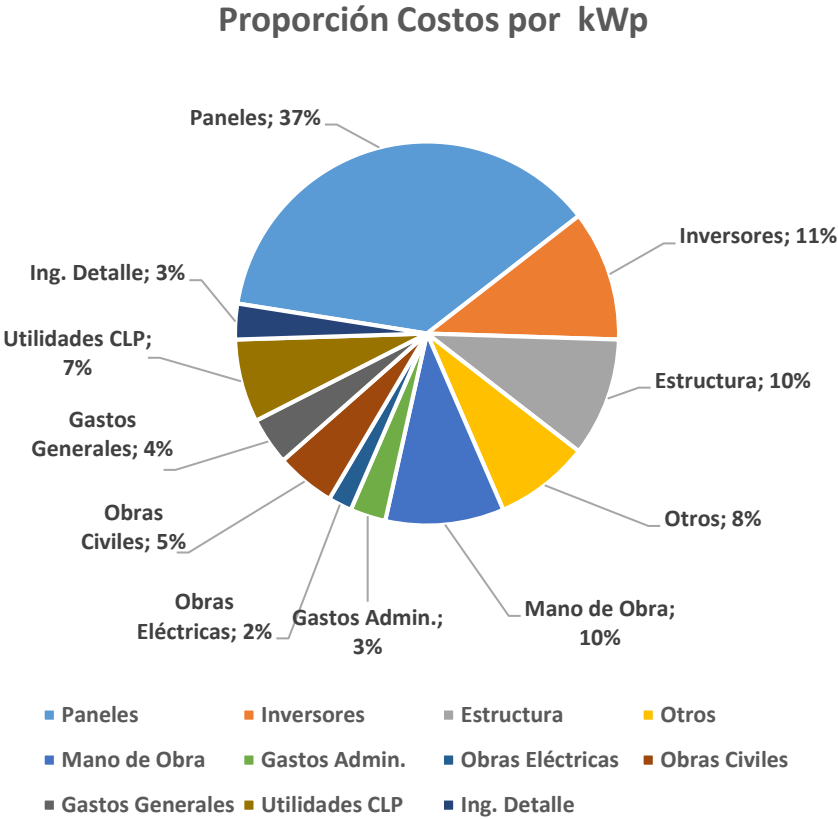


Gráfico 6: Estructura de los costos de los proyectos FV por Wp.
 Fuente: Reporte de costos de adjudicación PTSP, 2015-2018.

3.4 Mitigación de Emisión de Gases Efecto Invernadero (GEI)

Hoy en día es generalmente aceptado que el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmosfera es una de las principales causas del cambio climático y que este cambio puede tener un elevado impacto económico y social. Se estima que el CO₂ es el principal gas de efecto invernadero, 60%-85% del impacto total, siendo los combustibles los principales causantes de su emisión (Comisión Europea, 2014).

Desde 1990 las emisiones de carbono de Chile han aumentado 150% al 2013, según datos del Laboratorio Nacional Oak Ridge (ORNL), dependiente del Departamento de Energía de EE.UU. Históricamente el sector energético es el principal emisor. Como se muestra en la Ilustración 4, la producción de energía eléctrica y calor sumado al uso de combustibles en el sector de transportes representan alrededor del 70% de las emisiones totales de CO₂ del sector energético.

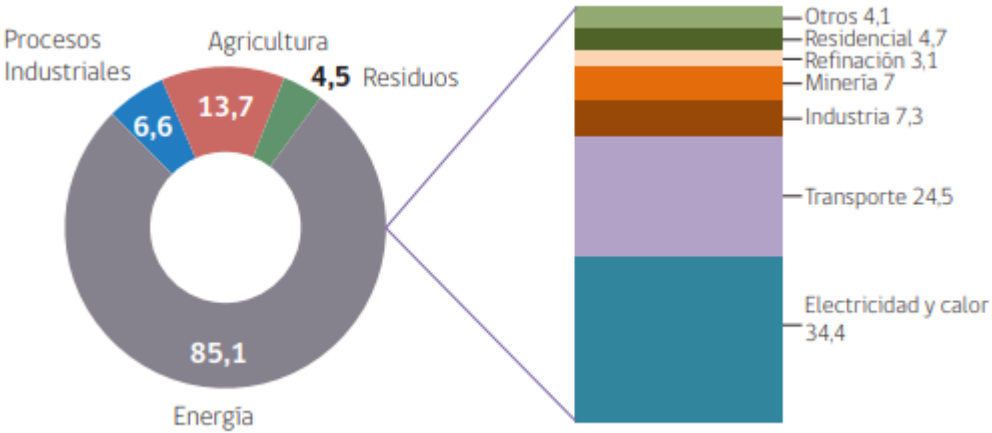


Ilustración 4: Emisiones GEI de Chile por sector en 2013 con detalle del sector Energía, MtCO₂ e.

Fuente: Plan de Mitigación Gases Efecto Invernadero Para el Sector Energía, 2017.

En el 2013, las emisiones del sector fueron 85,1 millones de tCO₂ e, lo que equivale a cerca del 77% de las emisiones nacionales.

La trascendental solución al problema sería la posibilidad de utilizar más fuentes de energía renovable y depender menos de combustibles como el petróleo y el gas para la generación utilizando energías renovables.

3.4.1 Acuerdo de París

En diciembre de 2015 en París, 195 países se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero para limitar el aumento de temperatura del planeta por debajo de 2°C. Demostrando el compromiso político de todos los países del mundo de actuar con urgencia para frenar el cambio climático.

En materia de mitigación, Chile se compromete al 2030 a reducir sus emisiones de CO₂ por unidad de PIB en un 30% con respecto al valor alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso (Plan de Mitigación Gases Efecto Invernadero Para el Sector Energía, 2017).

Tabla 2: Emisiones de CO₂ según tecnología de la planta generadora.
Fuente: Systep Ingeniería y Diseño, Año 2011.

Tecnología	Emisiones de CO ₂ [Ton CO ₂ / MWh]
Embalse	0,00
Pasada	0,00
Eólica	0,00
Geotérmica	0,00
Nuclear	0,00
GNL	0,34
Diesel	0,43
Carbón	0,83

Los esfuerzos en el sector energía son clave para alcanzar el compromiso de contribución nacionalmente determinada (CND) de Chile, determinado en el acuerdo de París.

4 Marco Conceptual

En el siguiente apartado se expondrán los términos y conceptos que facilitarán la comprensión del presente trabajo de título.

4.1 Recurso Solar

La radiación solar aporta una cantidad enorme de energía a la Tierra. El importe total de la energía, que se irradia desde el sol a la superficie de la tierra equivale a aproximadamente 10000 veces el consumo anual mundial de energía. En promedio, 1700 kWh por metro cuadrado llega al planeta todos los años (Wikipedia).

Favorablemente, Chile posee el territorio que recibe la mayor cantidad de radiación por metro cuadrado del planeta. Las zonas del norte del país son las que concentran el más alto índice de radiación, alcanzando hasta 8 kWh por metro cuadrado, índices que se mantienen bastante altos, al menos hasta la séptima región como muestra la Ilustración 6.

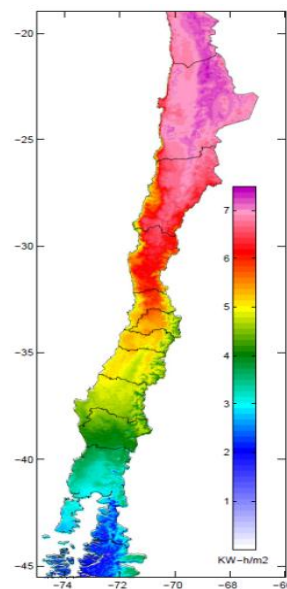


Ilustración 5: Mapa de radiación global horizontal. Promedio 2009 y 2010
Fuente: Explorador del Recurso Solar, 2012.

4.2 Radiación Solar

La radiación, en términos genéricos, es la propagación de la energía por el espacio de forma análoga a la luz. La radiación solar que nos llega, aportando luz y calor, establece ciclos naturales, tales como el ciclo del carbono y del agua, dando indirectamente lugar al resto de formas de energía natural, es decir, toda la actividad atmosférica tiene como fuente energética al Sol.

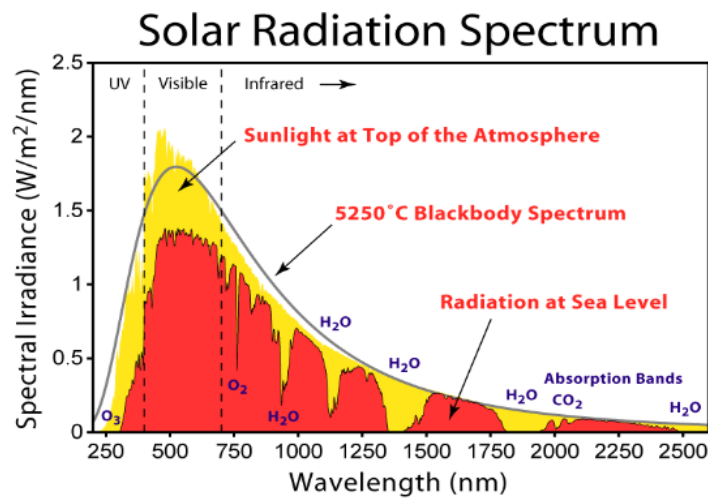


Ilustración 6: Espectro de Radiación del Sol.
Fuente: SolarBook, 2011.

La atmósfera refleja, absorbe y transmite la radiación solar que le llega. Además, la combinación de tres factores: distancia Tierra – Sol, diámetro solar y la temperatura del Sol determinan el flujo de energía que incide sobre la atmósfera.

La radiación emitida por el Sol, junto con sus condiciones geométricas respecto de la tierra, dan por resultado que, sobre la atmósfera terrestre, incida una cantidad de radiación solar casi constante.

Términos fundamentales son la Irradiancia y la irradiación, que nos cuantifican la cantidad de energía que podemos aprovechar, en forma de ondas electromagnéticas procedentes

del Sol. La radiación solar que llega a la superficie de la tierra no suele superar los 1000 W/m^2 , debido a la absorción y reflexión de la atmósfera y a la inclinación de los rayos solares, aunque en zonas desérticas puede alcanzar valores de 1500 a 1800 W/m^2 .

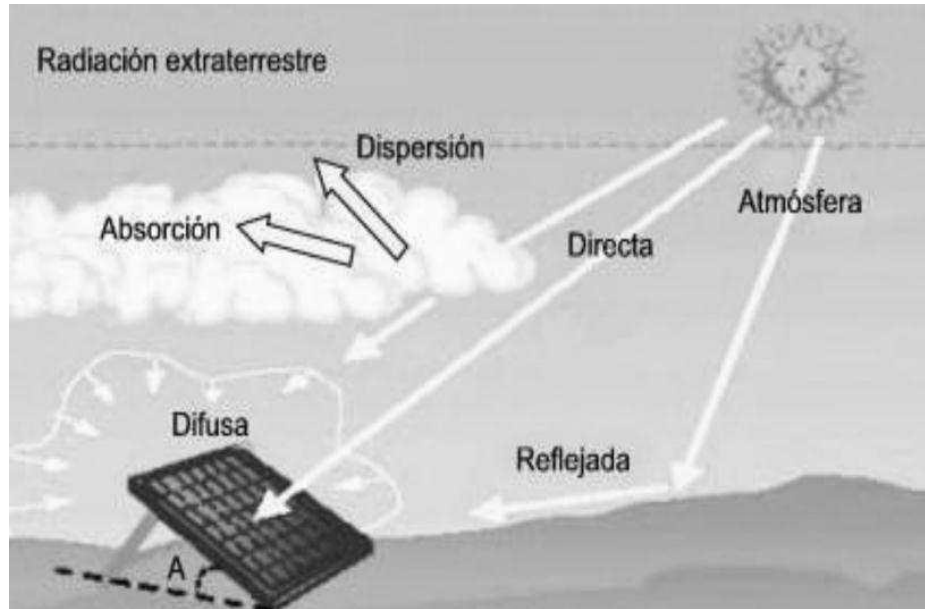


Ilustración 7: Tipos de radiación.
Fuente: www.researchgate.net.

Existen varios tipos de radiación solar, la clasificación más general incluye tres diferentes tipos, que se indican a continuación.

- **Directa (Ib)**

Es toda aquella radiación que llega en línea recta desde el sol. Se caracteriza porque se forman sombras fuertes y bien delimitadas. Un día claro con sombra fuerte tiene radiación directa de valor entre 80 y 85%; un día con sombras difusas tiene radiación directa de 80% o menos; y en días de sombra inapreciable, la radiación directa se puede considerar nula.

- **Difusa (ID)**

Es toda aquella radiación que no procede directamente del sol, porque ha sufrido refracciones en nubes, polvo, entre otros o reflexiones en objetos distantes. No produce sombra y parece provenir de todo el cielo. En días claros, se puede considerar que un 20% de la radiación solar total es difusa, y que, en días sin sombras la radiación solar es totalmente difusa (100%).

- **Reflejada o Albedo (Ia)**

Es toda aquella radiación que llega reflejada por superficies de cuerpos sólidos cercanos como edificios, rótulos, entre otros o por superficie terrestre como nieve, asfalto, lagos, etc.

La radiación total es la suma de las radiaciones directa, difusa y albedo que se reciben sobre una superficie.

- **Irradiancia**

Es la potencia o energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se mide en kW/m²

4.3 Instalaciones FV Conectadas a la Red Eléctrica

Más de un 90% de los generadores fotovoltaicos están conectados a la red de distribución eléctrica y vierten a ella su producción energética (SEC). Esto evita que instalaciones necesiten baterías y constituyen una aplicación más directa y eficiente de la tecnología. Ya hay cientos de miles de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en el mundo, que demuestran que la conexión a red es técnicamente factible y muy fiable. En países como Alemania, Japón o EE.UU., un número cada vez más de personas y empresas están interesadas en instalar un sistema fotovoltaico y conectarlo a la red. Las motivaciones para dar un paso semejante son diversas, algunos lo hacen para ganar dinero con la venta de la electricidad solar;

otros para ahorrar electricidad en los picos de demanda o para dar estabilidad al consumo si el suministro que reciben es inestable; otros justifican en todo o parte la inversión por conciencia ambiental.

4.3.1 Energía Fotovoltaica en Edificaciones

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, naves industriales) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera que un creciente número de instalaciones se integren directamente en el cerramiento de los inmuebles, incorporándose a tejas, muros y otros materiales de construcción.

Los sistemas fotovoltaicos sobre tejados y cubiertas son de pequeño a mediano tamaño, esto es de 5 a 200 kW, aunque a veces se supera este valor y se alcanzan 2 o 3 MW. Los sistemas fotovoltaicos también pueden reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas. Las fachadas solares son elementos enormemente fiables que aportan un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, producen electricidad. En varios países son elementos que contribuyen a la imagen de prestigio y al prestigio corporativo de las empresas. Así mismo, las celdas fotovoltaicas pueden integrarse en otros elementos de la construcción: lamas parasoles, lucernarios, pérgolas, marquesinas, etc.

4.4 Elementos que Componen la Instalación Fotovoltaica

En la Ilustración 8 se presenta el esquema unifilar del sistema fotovoltaico conectado a la red de baja tensión y que no contempla la posibilidad de interconectar con los cuadros de distribución de consumo interno.

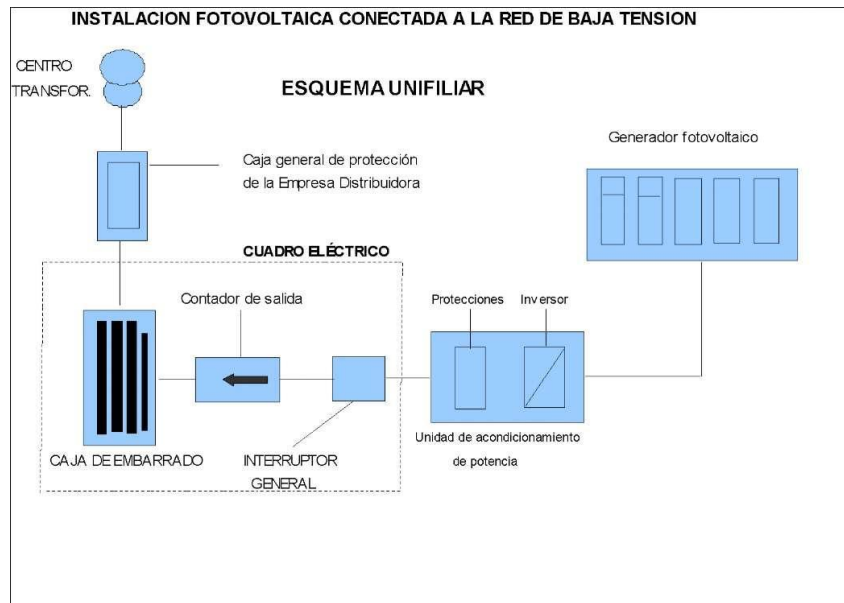


Ilustración 8: Esquema de instalación fotovoltaica conectada a red.
Fuente: www.ingemecanica.com

A continuación, se presentan los elementos que conforman la instalación.

4.4.1 Generador Fotovoltaico

Sistema que transforma la energía solar en energía eléctrica. Está constituido por paneles solares y estos a su vez están formados por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministradas por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

4.4.1.1 Paneles Solares

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos (llamados a veces paneles solares, aunque esta denominación abarca otros dispositivos) están formados por un conjunto de celdas (Células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas que son:

- Radiación de 1000 W/m^2
- Temperatura de célula de 25° C (no temperatura ambiente)

Existen distintos tipos de paneles, que se clasifican según el material utilizado en su construcción o el método de fabricación, y son los siguientes:

Monocristalinos: las celdas están hechas con una rodaja de Silicio de alta pureza, es decir, un solo cristal; su proceso de fabricación es costoso, pero alcanzan mejores rendimientos, cercanos al 16%.

Policristalino: sus celdas están hechas con pedazos de Silicio ubicados desordenadamente en forma de cristales pequeños, tienen menor rendimiento que los anteriores (14% aproximadamente) debido a que se produce una recombinación no deseada.

Amorfo: hecho de Silicio con fabricación más simple que en los casos anteriores, por lo que son más económicos, pero su eficiencia alcanza sólo el 12% y presentan una degradación inicial más rápida al ser expuestos al sol.

Lámina delgada: para su construcción se usan materiales como Silicio amorfo (rendimiento del 8% aproximadamente), Teluro de Cadmio (rendimiento del 8%), Arsénico de Galio (rendimiento del 20%), Diseleniuro de Cobre en Indio (rendimiento del 9%).

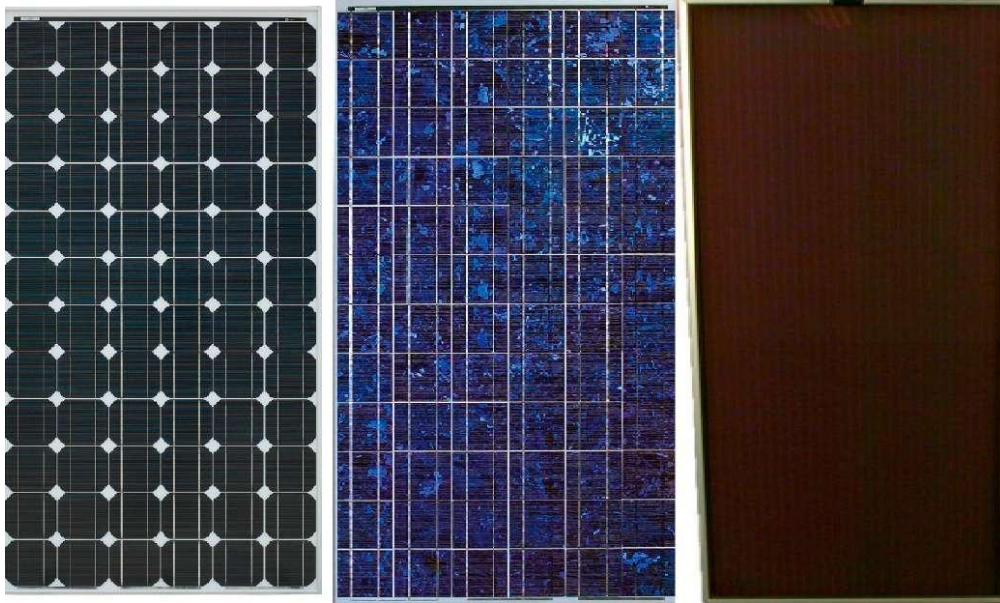


Ilustración 9: Tipos de Paneles solares, el primero a la izquierda es monocristalino, el que sigue a la derecha es policristalino, y el último es amorfo.

Fuente: www.google.cl

A la hora de dimensionar la instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

- **Corriente de Cortocircuito (I_{sc}):** es la máxima intensidad que se genera en el panel iluminado cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.

- **Tensión de Circuito Abierto (V_{oc}):** es la máxima tensión que proporciona el panel iluminado cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.

- **Punto de Máxima Potencia (I_{mpp} , V_{mpp}):** es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.

- **Factor de Forma (FF):** Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar en su punto de funcionamiento óptimo, que viene dado por el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) y la tensión de máxima potencia (V_{mpp}), dividido por el producto

de Voc e Isc. Este parámetro sirve para evaluar la calidad de los paneles gracias a la forma de la curva característica I-V de los paneles. Un FF muy alto nos dará una curva I-V con un codo más “cuadrado” y viceversa.

- **Eficiencia y Rendimiento (n):** es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente sobre el panel.

Se pueden mostrar todos los parámetros fundamentales de un panel o módulo fotovoltaico mediante su curva "voltaje-corriente", ésta curva muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (I_{mpp} , V_{mpp}), tensión a circuito abierto (V_{oc}) y corriente de cortocircuito (I_{sc}) de un panel y como varían respecto a la irradiancia que incide sobre ellos con temperatura de condiciones estándar de medida ($25^{\circ}C$).

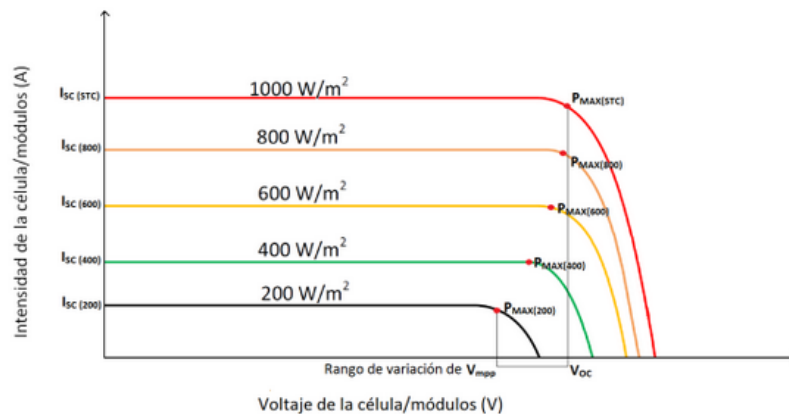


Gráfico 7: Curva I-V para diferentes irradiancias a $25^{\circ}C$.
Fuente: www.ingemecanica.com

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles fotovoltaicos.

Así pues, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las de estándar de medida, las características de los paneles fotovoltaicos cambiarán. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos

lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación puede verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- **Coefficiente de Temperatura Voc:** es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta. Cada fabricante suele dar un valor exacto para cada uno de sus módulos.

- **Coefficiente de Temperatura Isc:** es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura.

Con estos coeficientes de temperatura, puede representarse el comportamiento de los paneles ante variaciones de temperatura observando cómo cambian la tensión y corriente de máxima potencia, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito en la gráfica anterior de "voltaje-corriente" tomando como referencia la irradiancia en condiciones estándar de medida (1000 W/m^2).

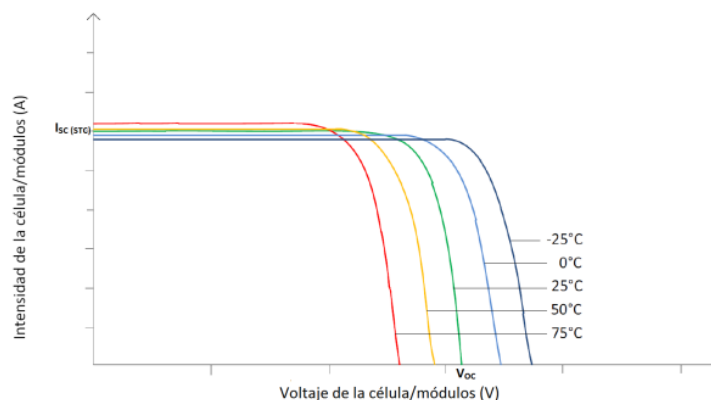


Gráfico 8: Curva I-V para diferentes temperaturas a una irradiancia 1000 W/m^2 .
Fuente: www.ingemecanica.com

4.4.1.2 Inversor

El inversor, o también llamado ondulator de carga, tiene como función principal la de convertir o transformar una corriente continua, procedente de baterías o de la célula fotovoltaica, en una corriente alterna. El inversor fabricará una salida de corriente, normalmente a 120V o 220V (aunque también los hay a 380V), con una frecuencia de 50Hz o 60Hz. Esta forma de onda de salida podrá ser sinusoidal pura, sinusoidal modificada o cuadrada. Los ondulatorios sinusoidales sirven para alimentar todo tipo de cargas, mientras que otros ondulatorios con otra forma de onda tienen ciertas limitaciones dado su efecto en cargas inductivas o capacitivas, también se debe destacar los ruidos o interferencias, que pueden causar un mal funcionamiento con equipos de telecomunicaciones y otros electrodomésticos. La ventaja que ofrecen estos ondulatorios es más bien económica ya que pueden ser la mitad de los precios que los ondulatorios sinusoidales ofreciendo una potencia similar.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye con forme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de esta. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.
- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.
- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.
- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.
- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

4.4.1.3 Equipo de medida

Es el encargado de controlar numéricamente la energía generada y volcada a la red para que con los datos obtenidos se puedan facturar a la Compañía a los precios acordados. Conocidos como medidores. Estos medidores deben ser bidireccionales, para medir la energía de consumo de la compañía distribuidora como la energía inyectada por el sistema de generación de energía. El medidor debe estar certificado ante la SEC.



Ilustración 10: Medidor bidireccional.
Fuente: www.puntosolar.cl

4.4.1.4 Estructura de soporte de las placas

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte.

Podemos tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil. Las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de las instalaciones, como tejados con una determinada inclinación y orientación, o bien las óptimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas "huertas solares" donde los paneles pueden orientarse en torno a la posición del sol.



Ilustración 11: Estructura representativa para paneles fotovoltaicos.
Fuente: www.monsolar.com

Ésta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año. La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

4.4.1.5 Caja General de Protección

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de intensidad la cual afectaría a todos los componentes conectados a la red. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.



Ilustración 12: Tablero de protecciones y control.
Fuente: www.tecmelchile.cl

4.4.1.6 Puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

4.4.2 Arreglo Fotovoltaico

Un arreglo solar es la conexión de varios paneles solares. Una manera de conectar paneles es en serie, que es conocido como “string”, y tiene el efecto de aumentar la tensión de salida. A la vez, al conectar strings en paralelo, se obtiene mayor corriente, consiguiendo aumentar la potencia instalada. En la Ilustración 13 se observa el efecto en la curva característica del arreglo.

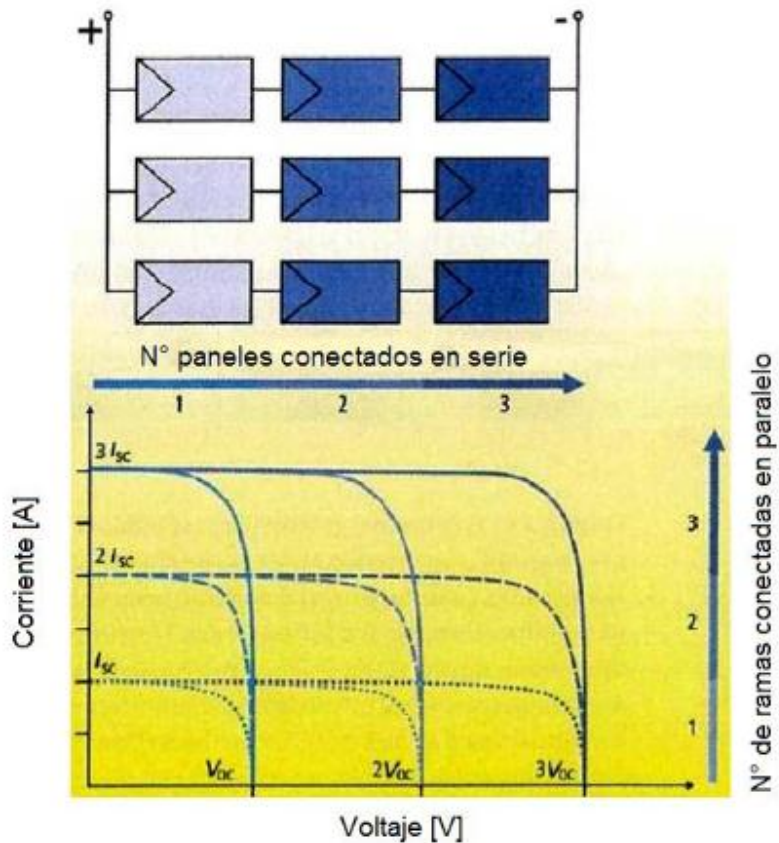


Ilustración 13: Curva característica de un arreglo solar.
Fuente: “E S Fotovoltaica,” 2012

Las configuraciones de paneles fotovoltaicos se caracterizan por ser robustas y de bajo costo, pero también tienen desventajas como el bajo factor de planta (aproximadamente 15%) y la existencia de pérdidas no despreciables debido a diferencias de operación entre paneles y a la gran cantidad de cables de poder necesarios.

4.4.3 Efecto Sombra

La presencia de sombra sobre un arreglo solar ya sea por árboles, edificaciones cercanas, nubes o sombras entre los mismos paneles, provoca la eliminación de la radiación directa (que corresponde a la mayor parte de la energía que recibe el panel), lo que se refleja en la disminución de la corriente, traduciéndose en menos potencia instantánea generada.

El efecto de la sombra sobre el panel depende fuertemente de la configuración de éstos y de lo homogénea que sea la sombra incidente. Si la sombra afecta de manera homogénea al panel, entonces disminuye la radiación incidente, generándose menos energía eléctrica (Ilustración 14-B).

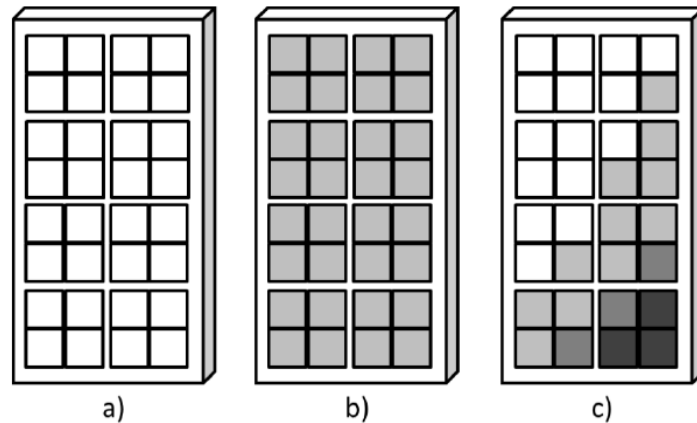


Ilustración 14: A) Panel sin sombra, B) Panel con sombra homogénea, C) Panel con sombra no homogénea.

Fuente: Elaboración propia.

En el caso de una sombra que afecta sólo parcialmente al panel, el efecto en el rendimiento depende de la configuración serie-paralelo interna entre las celdas; si dos celdas están conectadas en paralelo el voltaje de ambas sigue siendo el mismo, y las corrientes se siguen sumando, aunque éstas ya no sean iguales. En cambio, si dos celdas están conectadas en serie, la celda sombreada limita la generación de corriente de las siguientes celdas en el string, disminuyendo de forma más seria la potencia que en el caso en paralelo.

4.4.4 Efecto “hot spot” y de Diodos Bypass

El efecto “hot spot” consiste en el calentamiento de una celda debido a su sombramiento parcial. Cuando una o varias celdas en serie son sombreadas, puede generar menos energía que las demás celdas, lo que equivale a generar una corriente limitada, y en caso de que la carga aplicada al panel sea mayor a esta corriente, la celda se puede comportar como resistencia,

aumentando el riesgo de fallas; y si supera el “voltaje de disrupción” comenzará a fluir una gran corriente que aumenta la temperatura de la celda.

Para evitar este efecto se utilizan “diodos de bypass”. Este es un diodo conectado en paralelo con la celda que limita la tensión y permite un flujo alternativo a la corriente cuando alguna celda presenta fallas, como se observa en la Ilustración 15.

Cuando existe una conexión de paneles en paralelo también se puede tener este efecto si alguno es sombreado, ya que genera una tensión menor que sus vecinos, por lo que actúa como resistencia. Este problema se soluciona anteponiendo diodos a la unión de los paralelos, lo que se conoce como “diodos anti-retorno” (“blocking diodes” en la Ilustración 15).

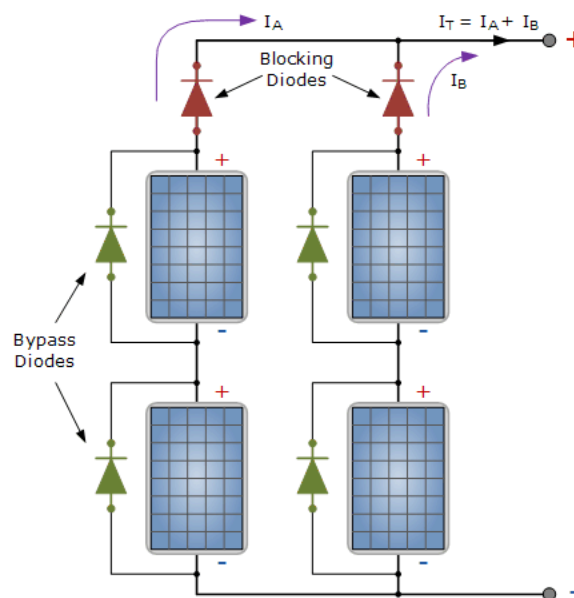


Ilustración 15: Configuración de diodos Bypass y de antirretorno.
Fuente: www.yubasolar.net

4.5 Ley N°20.571 y su Reglamento

Esta ley define a los “medios de generación no convencionales” como aquellos que utilizan como fuente primaria a alguna de las siguientes ERNC:

- Biomasa, que consiste en materia orgánica y biodegradable, que puede ser usada como combustible directamente o transformada en otro tipo de biocombustible. Lo anterior incluye los residuos biodegradables domiciliarios y no domiciliarios.
- Energía hidráulica con una potencia instalada menor a 2 MW.
- Energía geotérmica que se obtiene a partir del calor interno de la Tierra.
- Energía solar obtenida en forma de radiación.
- Energía eólica, que corresponde a la energía cinética del viento.
- Energía de los mares, que se consigue del movimiento de las mareas, las olas, las corrientes y los gradientes térmicos de los mismos.
- Otras energías especificadas por la CNE, que se usen para la generación de electricidad y causen bajo impacto ambiental según los procedimientos establecidos en el reglamento.

Basado en lo anterior, la ley N°20.571 especifica que los usuarios finales que posean equipos de generación eléctrica que utilicen ERNC, cuya capacidad instalada no supere los 100 kW y que hayan sido diseñados para su autoconsumo, podrán inyectar los excedentes de energía generada a la red de distribución por medio del respectivo empalme, y dichas inyecciones serán valoradas y descontadas de su facturación. En otras palabras, la empresa distribuidora comprará las inyecciones de energía hechas por el cliente. La empresa distribuidora deberá velar por que las instalaciones o modificaciones realizadas a las mismas cumplan con las exigencias impuestas por la ley. Además, debe imponer un contrato, en el que se especifique las condiciones de pago de la energía inyectada por el consumidor final. En cuanto a los costos de inversión y obras adicionales necesarios para permitir la conexión al sistema de distribución, éstos deben ser solventados por el cliente final y no deben significar costos adicionales a los demás clientes.

4.5.1 Análisis del Reglamento de la Ley N°20.571

El reglamento determina las condiciones para la instalación de equipos de generación en los domicilios de los clientes finales, y cómo serán canceladas las inyecciones de energía por la empresa distribuidora al cliente final. La distribuidora debe permitir la conexión del cliente final para inyectar potencia sin perjuicio de cumplir con la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, por lo que debe tener a disposición de los usuarios la información técnica de sus instalaciones, y el cliente final podrá solicitarla para el adecuado diseño del equipo domiciliario. Además, en caso de suspensión del servicio o corte de suministro donde se encuentra la instalación de generación, ésta debe quedar impedida de inyectar energía hasta que se reanude el servicio. El proceso de conexión se iniciará presentando una Solicitud de Conexión (SC) a la distribuidora mediante una carta, en la que se manifiesta la intención de instalar equipamiento de generación y se adjunta la siguiente información:

1. Nombre, razón social y RUT. Las personas naturales deberán presentar la cédula de identidad. En caso ser persona jurídica, la solicitud deberá ser presentada por su representante legal, especificando nombre, RUT y documento que acredite su personería con una vigencia no mayor a 30 días.
2. Certificado de dominio vigente del inmueble donde se instalará el equipamiento de generación, del Conservador de Bienes Raíces.
3. Dirección del inmueble donde se instalará la generación.
4. Número de cliente del usuario.
5. Teléfono, correo electrónico o algún medio de contacto.
6. Capacidad instalada del equipo de generación y sus características principales.
7. Cualquier antecedente adicional que el usuario considere relevante.

La distribuidora deberá responder a la SC mediante una carta certificada que debe contener la siguiente información:

- Ubicación geográfica del punto de conexión a la red, de acuerdo con el número de cliente.

- La propiedad y capacidad del empalme asociada al usuario, expresada en kW.
- La capacidad instalada permitida en la red de distribución.
- Obras adicionales o adecuaciones necesarias para la conexión del equipo de generación, su valor, forma de pago y plazo de ejecución.
- Modelo inicial de contrato de conexión a firmar una vez presentada la notificación de conexión.
- El costo de las actividades necesarias para efectuar la conexión.

La capacidad instalada permitida en la red de distribución deberá ser establecida por la distribuidora, en base a los parámetros como la capacidad del transformador de distribución y potencia de cortocircuito, capacidad de los conductores de la red, entre otros.

Las obras adicionales deben ser financiadas por el cliente y no podrán significar costos adicionales a los demás clientes de la distribuidora, y la conexión del equipamiento de generación a la red eléctrica sólo podrá ser efectuada o supervisada por la distribuidora, que también deberá valorizar de las actividades necesarias para la conexión. Para evitar hacer obras adicionales, el cliente tiene la opción de ajustar la capacidad instalada del equipamiento a un valor menor o igual a la capacidad instalada permitida, con lo cual las obras adicionales no serán necesarias. La necesidad de obras adicionales para la conexión estará basada sólo en dos causas.

5 Metodología para Acometer Proyecto de Generación Fotovoltaica

El objetivo es diseñar una central fotovoltaica para el centro comercial Mall de Rancagua conectada a la red eléctrica de baja tensión, de manera que se pueda disminuir el consumo energético. Para realizar el diseño se consideran 5 pasos fundamentales:

- i. Obtener información sobre la radiación, considerando la latitud y longitud de la localidad donde se ubica el centro comercial. La información se obtiene mediante cálculos teóricos para luego ser comparada con la información entregada por el Explorador Solar del Ministerio de Energía. Esta información permite estimar la cantidad de energía que se podría generar por unidad de área, para un día típico de cada mes, con la inclinación y orientación que tengan los paneles seleccionados.
- ii. Estimar el consumo de energía diario en climatización del centro comercial, para un día típico de cada mes. Este cálculo se realiza en base a los datos de las lecturas que poseen de los equipos para luego compararlas con las facturas de energía eléctrica del centro comercial. Con ello se puede estimar la potencia demandada máxima y la variación de potencia en función del tiempo para días típicos de cada mes.
- iii. Dimensionar la instalación fotovoltaica, donde se calcula la cantidad de paneles que se pueden instalar en el techo del mall.
- iv. Especificar y seleccionar los elementos adicionales necesarios para operar la instalación correctamente, como inversor, protecciones eléctricas, conductores, entre otros.
- v. Evaluar económicamente la instalación fotovoltaica, los beneficios que conlleva y las oportunidades de negocio.

5.1 Datos Necesarios

Los datos necesarios corresponden fundamentalmente a los pasos (i) e (ii) de la metodología. Los primeros conjuntos de datos que se han considerado son el consumo mensual de electricidad del Mall, el que se puede obtener a partir de las boletas de consumo de energía eléctrica, y el consumo de los equipos de climatización que se obtienen de las lecturas que realiza el mall. A continuación, se presentará la curva de demanda energética de los días típicos de cada mes.

Para un mes cualquiera, considerando la forma típica de una curva de demanda diaria, ésta se acota de manera tal que la demanda media (promedio) sea igual a la potencia activa media del mes, obtenida a partir de la energía mensual indicada en la boleta (con n son los días del mes):

$$P_{\text{media}} = \frac{E_{\text{mes}}}{24n}$$

El tercer conjunto de datos que se necesita es la radiación en el lugar de emplazamiento del centro comercial. Para ello, se determina la radiación promedio mensual, para un día típico de cada mes en Wh/m^2 , incidiendo sobre una superficie ubicada ya sea horizontal o en diferentes inclinaciones respecto a la horizontal (ángulo de inclinación β), y orientado hacia el norte. Aquí se debe considerar la inclinación β más próxima a la que tendrán los paneles.

Con la radiación por metro cuadrado de la tabla se puede calcular la potencia media generada por los paneles en cada hora del día típico, y la energía generada al mes, como se verá luego.

5.1.1 Costo de Electricidad

El Mall es un cliente regulado por CGE distribuciones del segmento empresas en la modalidad AT4.3. En la siguiente tabla se presenta las tarifas correspondientes a cada mes del año 2018, y las cuales se utilizarán para hacer los cálculos requeridos.

Tabla 3: Tarifa de los clientes AT4.3 durante año 2018, tarifas con IVA incl..
Fuente: CGE distribución.

AÑO 2018	Tarifa AT4.3			
	Administración del Servicio	Transporte de Electricidad		Electricidad Consumida
	Cargo fijo mensual AT4.3 (\$/cliente)	Cargo por uso del sistema de transmisión (\$/kWh)	Cargo por servicio público (\$/kWh)	Cargo por energía (\$/kWh)
Enero	1.620,76	2,518	0,62	90,46
Febrero	1623,12	2,518	0,62	90,46
Marzo	1630,66	2,518	0,62	90,46
Abril	1631,35	13,875	0,62	79,429
Mayo	1634,69	13,875	0,62	79,429
Junio	1.639,86	13,875	0,62	79,429
Julio	1644,45	16,696	0,62	79,429
Agosto	1646,13	16,696	0,62	79,429
Septiembre	1651,98	16,696	0,62	79,429
Octubre	1619,54	16,696	0,62	67,27
Noviembre	1625,12	16,696	0,521	67,27
Diciembre	1630,99	16,696	0,392	67,27

5.1.2 Inclinación Óptima

La inclinación óptima para los paneles solares está dada en función de la latitud en la que se encuentran, siguiendo la siguiente relación

$$\beta_{opt} = 3,7^\circ + 0,60 * |\beta| \quad (1)$$

Donde el término β representa la latitud en grados.

5.2 Determinación de Radiación Promedio Mensual

Para obtener la Radiación promedio mensual se utiliza la siguiente expresión:

$$\bar{H}_T = \bar{H}_h \left[\left(1 - \frac{\bar{H}_{dh}}{\bar{H}_h} \right) \bar{R}_b + \frac{\bar{H}_{dh}}{\bar{H}_h} \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + \rho_r \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) \right] \quad (2)$$

Donde,

- $\bar{H}_T \left[\frac{\text{MJ}}{\text{m}^2} \right]$: Radiación promedio mensual en el plano inclinado
- $\bar{H}_{dh} \left[\text{MJ}/\text{m}^2 \right]$: Radiación difusa promedio mensual horizontal
- $\bar{H}_h \left[\text{MJ}/\text{m}^2 \right]$: Radiación global promedio mensual horizontal.
- \bar{R}_b [-]: Factor promedio de radiación directa [-]
- ρ_r [-]: Albedo [-]
- β [°]: Ángulo de inclinación del panel [°]

En tanto, para determinar la radiación difusa a partir de la global se utiliza la correlación de Erbs:

$$\frac{\bar{H}_{dh}}{\bar{H}_h} = \begin{cases} 1.391 - 3.560\bar{K}_T + 4.189\bar{K}_T^2 - 2.137\bar{K}_T^3 & h_{ss} \leq 81.4^\circ \\ 1.311 - 3.022\bar{K}_T + 3.427\bar{K}_T^2 - 1.821\bar{K}_T^3 & h_{ss} > 81.4^\circ \end{cases} \quad (3)$$

Donde \bar{K}_T representa el índice de claridad mensual, definido como:

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{H}_h}{\bar{H}_{oh}}$$

Donde el término \bar{H}_{oh} corresponde a la radiación extraterrestre horizontal. Y la correlación es válida sólo para un índice de claridad entre [0.3, 0.8]. Por tanto, para estimar el término respecto a un día típico del mes se utiliza la siguiente aproximación:

$$\bar{H}_{oh}[MJ/m^2 \cdot mes] = N_{mes} \cdot \bar{H}_{oh}[MJ/m^2 \cdot d] \quad (4)$$

En tanto, para obtener el factor promedio de radiación directa se aplica la siguiente relación:

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(L + \beta) \cos \delta \sin h'_{ss} + (\pi/180) \sin(L + \beta) \sin \delta}{\cos L \cos \delta \sin h_{ss} + (\pi/180) \sin L \sin \delta} \quad (5)$$

Donde L [°] es la latitud, h_{ss} es la hora de puesta de sol, se calcula como:

$$h_{ss} = \cos^{-1}(-\tan L \tan \delta) \text{ [}^\circ\text{]} \quad (6)$$

Y además h'_{ss} es la hora de puesta de sol para plano inclinado y se obtiene como:

$$h'_{ss} = \min[\cos^{-1}(-\tan L \tan \delta), \cos^{-1}(-\tan(L + \beta) \tan \delta)] \quad (7)$$

5.3 Distancia Mínima entre Módulos

Para evitar el efecto sombra producido por los mismos módulos, entonces es necesario considerar una distancia mínima a la cual deben ser ubicados. Este efecto se da principalmente entre los módulos en filas. Además, otro efecto que se debe considerar es la dilatación de los materiales producido por las altas temperaturas que pueden alcanzar; el efecto dilatador se considerará en la distancia entre módulos inmediatos.

La inclinación de los módulos se realizará en referencia a la latitud de la ubicación. Cabe destacar que esta inclinación es respecto a la base estructural sobre la techumbre que se utilizará para nivelar a piso. La distancia entre filas se calculará de la siguiente forma

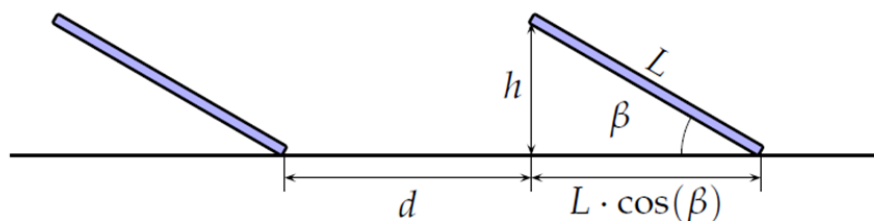


Ilustración 16: Distancia “d” entre paneles en filas.
Fuente: Elaboración propia.

Siendo L el largo del módulo, β el ángulo de inclinación del módulo, h la distancia de la parte más alta del módulo a la superficie de la cubierta en perpendicular, d la distancia entre módulos y γ_s hace referencia a la altura solar en mediodía del solsticio de invierno.

Fórmula para calcular la altura solar (depende de la latitud)

$$\gamma_s = 90^\circ - 23,45^\circ - |\beta|$$

Luego la distancia entre módulos queda:

$$d = \frac{h}{\tan(\gamma_s)} \quad (8)$$

Otro efecto que debemos considerar es la dilatación tanto de los materiales como de paneles.

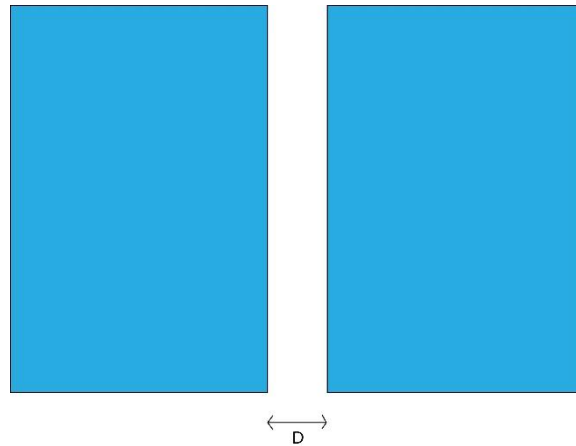


Ilustración 17: Distancia “D” entre paneles contiguos.
Fuente: Elaboración propia.

Como se muestra en la Ilustración 17, se considerará una distancia de espaciamiento entre módulos contiguos de 20 mm.

Por tanto, el área nominal que ocuparía el módulo con la inclinación viene dado por:

$$A_n = (d + L * \cos(\beta)) * (w + 0,02) \quad (9)$$

Donde w es el ancho del panel.

5.4 Cálculo Cantidad de Paneles

Un análisis preliminar pudo constatar que la demanda diaria energética del mall durante el año sobrepasa con creces lo que se podría generar con energía solar, entonces la cantidad de

paneles solares estará limitado al área disponible en la techumbre. Toda la energía generada será consumida por lo que no se necesitará de un sistema de almacenamiento.

Para determinar la cantidad de paneles solares que cabrían en área delimitada, se dividirá el área disponible en la zona por el área nominal que ocuparía un panel.

5.5 Cálculo del Campo Generador

Para calcular el número de módulos fotovoltaicos y la disposición de estos, tendremos en cuenta las características del inversor y de los paneles. La temperatura de diseño serán las más desfavorable para los módulos, la temperatura de células suelen ser 20°C superior a la temperatura del ambiente; considerando que la media máxima en Rancagua de 33 °C en verano, la de la célula será 53 °C. Los inversores trabajarán dentro del margen de temperatura estipulado por el fabricante.

5.5.1 Paneles en Serie

Para calcular el número máximo de módulos en serie que pueden alimentar al inversor, deberemos tener en cuenta la máxima tensión de entrada del mismo.

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos en serie} = \frac{V_{\text{máx entrada inversor}}}{V_{\text{oc módulos}}} \quad (10)$$

Donde:

$V_{\text{máx}}$ entrada del inversor es a 0°C

V_{oc} módulos es a 25°C

La característica de los módulos de V_{oc} está medida a 25°C, por lo que sabiendo la variación de tensión en función de la temperatura podemos calcular V_{oc} a 0°C, que es el caso más desfavorable.

Para calcular el número mínimo de módulos en serie que pueden alimentar al inversor, deberemos tener en cuenta la mínima tensión de arranque del inversor:

$$N^{\circ} \text{ mínimo de módulos en serie} = \frac{V_{\text{mín arranque inversor}}}{V_{\text{mp módulos}}} \quad (11)$$

Donde:

$V_{\text{mín arranque del inversor}}$ es a 25°C

$V_{\text{mp módulos}}$ es a 25°C

Como la célula podría trabajar en su punto máximo de operación, o sea a 53°C, y el fabricante de estas no nos da una variación de la V_{mp} con la temperatura, consideraremos que esta lo hace con el mismo porcentaje que la V_{oc} , calculando así la tensión más desfavorable.

5.5.2 Paneles en Paralelo

La intensidad de cortocircuito del campo generador deberá ser inferior a la máxima intensidad de corriente de entrada en CC del inversor.

$$N^{\circ} \text{ máximo de ramas en paralelo} = \frac{I_{\text{máx de entrada inversor}}}{I_{\text{cc módulos}}} \quad (12)$$

Donde:

$I_{\text{máx arranque del inversor}}$ es a 25°C

$I_{\text{cc módulos}}$ es a 25°C

La característica de los módulos de I_{cc} está medida a 25°C, por lo que se considerará la variación de I_{cc} en función de la temperatura para el caso de medida a 53°C

5.5.3 Potencia del Campo Generador

Deberemos determinar el número mínimo/máximo de módulos del campo generador, para satisfacer la característica de potencia mínima/máxima del campo generador

$$N^{\circ}_{\text{mín/máx de FV}} = \frac{\text{Potencia}_{\text{mínima/máxima del campo generador}}}{\text{Potencia}_{\text{módulo mínima/máxima}}} \quad (13)$$

La característica de los módulos de potencia está medida a 25°C, por lo que sabiendo la variación de la potencia en función de la temperatura podremos medirla a 53°C para el caso más desfavorable.

Además, se debe cumplir:

$$I_{\text{máx de entrada inversor}} > I_{\text{cc módulo}} * N^{\circ} \text{ de ramas}$$

Por último, nos queda comprobar que se cumple con el requisito último de potencia mínima/máxima del campo generador para un inversor:

$$\text{Potencia del campo generador} = N^{\circ} \text{ módulos} * \text{potencia módulos}$$

5.6 Especificación de Elementos y Accesorios

Además de los paneles fotovoltaicos, es necesario contar con varios elementos adicionales para la generación solar, que permiten el correcto funcionamiento del sistema, como son el inversor, el medidor de energía, los elementos destinados a proteger a las personas y a los elementos de la instalación, los cables y otros.

5.6.1 Inversor

Dispositivo electrónico encargado de convertir la corriente continua que entregan los paneles, en corriente alterna. Para escoger el inversor se debe considerar la potencia máxima generada por el conjunto de paneles (como caso extremo, puede suponerse que la radiación fuera 1000 W/m^2 , lo que es un supuesto ideal). Luego se escoge un panel comercial con una capacidad de un 5 a 10% mayor, para tener un margen de error en caso de sobrecarga.

Normalmente cuentan con una protección contra cortocircuito en la salida, y detectan caídas de voltaje a la entrada, desconectándolo cuando llegan a un valor crítico. El lugar de instalación del inversor idealmente debe ser fresco y seco, protegido contra polvo, vapores, radiación directa y lluvia, y tener buena accesibilidad para hacer mantención en caso de necesitarse.

Las marcas de inversores autorizadas por la SEC son: SMA, Fronius, Omnik New Energy, ABB, KACO, Enphase Energy, Growatt, Ginlong Technology, Schneider Electric, Renesola, Solarmax, Steca Elektronik, Zeversolar, Hauwei, Involar, Samil Power, LeadSolar, Ingeteam, Aros Solar Technology, Think Power, OPTI- Solar, Autarco, Voltronic Power, Goodwe, MAstervolt y Grintec.

5.6.2 Medidor Bidireccional

Es el encargado de medir las energías consumida e inyectada a la red, mediante la integración de la potencia activa en periodos de tiempo de 15 minutos (como se usa en Chile), valores de energía que se van almacenando.

Los medidores bidireccionales estáticos son los autorizados por la SEC para el cumplimiento de la ley 20.571, en los que la corriente y la tensión actúan sobre elementos electrónicos para obtener una salida de impulsos proporcional a la energía activa. Los medidores de última generación permiten leer tanto la energía inyectada como la consumida por separado (no sólo la resta entre ambas), con lo cual se puede realizar el cálculo del pago por

energía sin problemas para la distribuidora, cuando el precio del kWh comprado a la distribuidora es diferente al precio del kWh vendido a ésta. Además, algunos tienen la capacidad de detectar fallas y entregar información a la empresa distribuidora.

Las marcas autorizadas por la SEC son: Clou, Constan, Elster, EMH, IMC, Itron, Kamstrup, Ladis Gyr y Star.

5.6.3 Tablero de Distribución TDA

Es el tablero donde se alojan las protecciones y dispositivos de maniobra para los circuitos de la instalación eléctrica; puede ser alimentado desde un tablero general directamente desde el empalme, como ocurre generalmente en el caso de consumo domiciliarios.

En un tablero de distribución se encuentran las principales protecciones, que son protecciones diferenciales y disyuntores monofásicos. La protección diferencial es un dispositivo electromagnético que sirve para proteger a las personas del contacto directo con partes activas de la instalación o indirecto (falla en el aislamiento) y el disyuntor monofásico (o interruptor automático) es el encargado de abrir el circuito cuando la corriente que circula por él sobrepasa un valor crítico, con la finalidad de evitar daños en los equipos eléctricos. Estas protecciones se pueden usar como protecciones generales (protegen toda la instalación) y también parciales, es decir que protegen cada uno de los “circuitos” o partes en que se subdivide la instalación; y también están las que protegen las conexiones del generador FV con la instalación de la vivienda y con la red de distribución pública.

5.6.4 Conectores Fotovoltaicos

Para instalaciones de este tipo habitualmente se usan conectores llamados MC3 y MC4, para el conexionado de los distintos dispositivos.

Finalmente, según lo indica la norma técnica, la conexión de los distintos implementos debe ser cómo se presenta en el diagrama de la Ilustración 18.

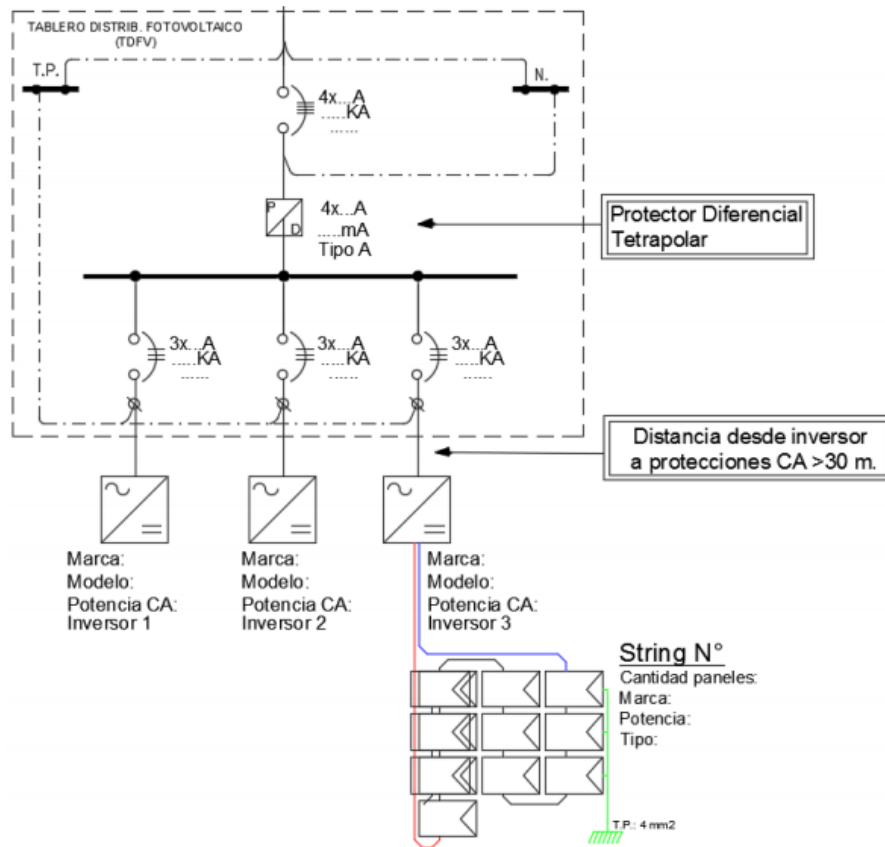


Ilustración 18: Diagrama conexión inverter-medidor bidireccional.
Fuente: SEC, Norma Técnica RGR N°02/2017.

5.7 Evaluación Económica en Base al Reglamento de la Ley N°20.571

La evaluación económica de la instalación de un sistema de generación solar es muy importante para el cliente final, ya que determinará si el proyecto es conveniente económicamente o no. Para realizar este estudio se proponen tres métodos: periodo de recuperación del capital actualizado, valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).

El primero consiste en determinar en cuántos años se recupera la inversión inicial, considerando una determinada tasa de descuento. El criterio para aceptar el proyecto es que el periodo de recuperación sea menor que un periodo máximo definido por el inversionista. Matemáticamente se expresa usando la siguiente ecuación:

$$I_0 \leq \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (14)$$

Donde I_0 es el costo de inversión, r es la tasa de descuento y FC_t son los flujos de caja o entradas y salidas de dinero percibidas por el usuario debido a la compra o venta de electricidad, y los periodos t serán en años, por lo que se debe calculará el flujo equivalente anual, a partir de los datos de consumo y generación mensual, debido a que la facturación del consumo eléctrico se realiza mensualmente.

El método del VAN mide el aumento o disminución de la riqueza de los inversionistas que produce la realización del proyecto que se evalúa, y para calcularlo se necesitan los flujos de caja futuros del proyecto y su vida útil. El cálculo del VAN se hace con la ecuación (16), y en caso de que el resultado sea mayor que cero, el proyecto se acepta; si es menor a cero se rechaza; y si es igual a cero, es indiferente hacerlo o no.

$$VAN = \sum_{t=0}^N \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (15)$$

El cálculo del VAN parte del periodo cero, que corresponde al periodo en que se realiza la inversión, por lo que $FC_0 = I_0$

La vida útil de una instalación de generación fotovoltaica suele ser entre 20 y 25 años, por lo que se considerará un horizonte de evaluación de 20 años y una tasa de descuento del 10%, valor ampliamente aceptado para evaluar proyectos.

En tanto, la tasa interna de retorno (TIR) nos permite saber la máxima tasa de descuento para que el proyecto produzca beneficios económicos, es decir, la tasa a la cual el VAN es igual a cero. Por tanto, cuando el TIR es mayor al 10% (anteriormente definido) entonces el proyecto será aceptado.

Además, se considerará una inflación anual de un 2% en el costo de la electricidad y una pérdida de potencial anual del 0,7% de los paneles fotovoltaicos.

5.8 Emisiones Evitadas por la Instalación de Sistema Generador FV

Todos los kWh que se generan con un sistema fotovoltaico equivalen a un ahorro de energía generada con otras fuentes de energía, con toda probabilidad con mayor o menor grado de poder contaminante, lo que conlleva, por lo tanto, a una reducción de emisiones. Para calcular el ahorro de CO₂ que se obtiene gracias a la generación de kW de un sistema fotovoltaico, podemos utilizar la emisión media por unidad de kW eléctrico generado en Chile, que se considera que es aproximadamente 0,35 Ton. de CO₂ por MWh para el Sistema Interconectado Central (SIC).

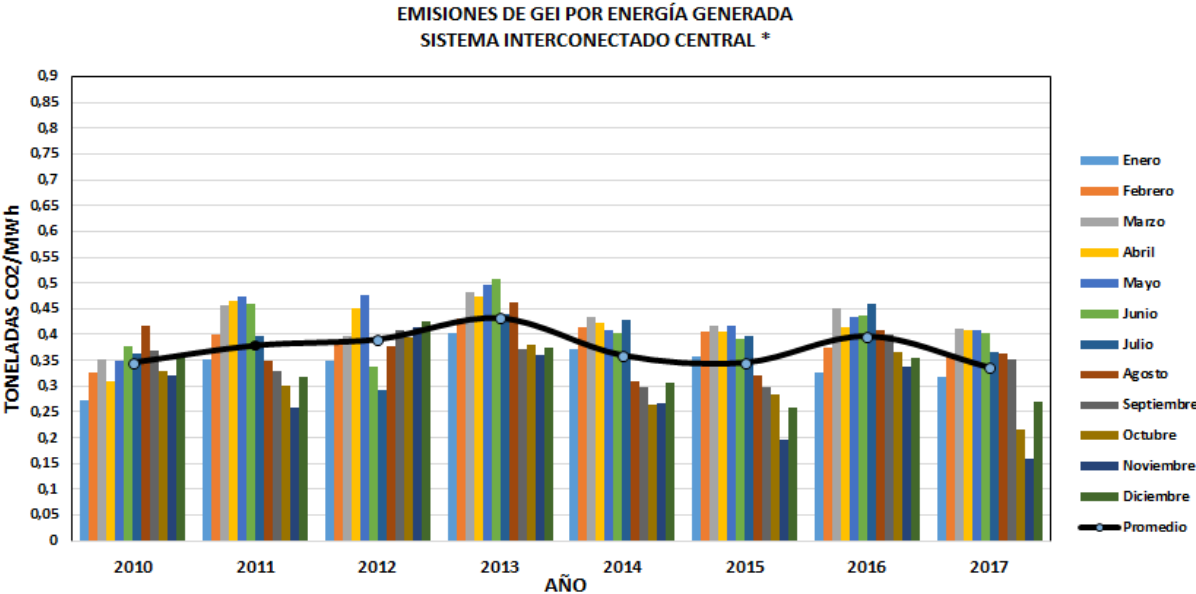


Ilustración 19: Emisiones de GEI por energía generada en el SIC.
Fuente: Ministerio de Energía.

5.8.1 Energy Payback Time (EPBT)

La energía cautiva, o también llamada energía incorporada, es la energía consumida en todo el proceso de producción de un producto, desde el diseño, la obtención de las materias primas, la construcción, el transporte, etc. En el caso de los paneles fotovoltaicos la mayor parte de la energía se consume en el proceso de confección de las células de silicio cristalino (alrededor del 93% de la energía total).

Para calcular el tiempo de recuperación de la energía invertida, **EPBT**, se deduce dividiendo la energía cautiva de un panel entre la tasa de generación energética del sistema.

$$EPBT = \frac{\text{Energía cautiva (kWh)}}{\text{Generación energética anual } \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}}\right)} \quad (16)$$

Tabla 4: Emisiones de CO2 globales de una instalación fotovoltaica de 1 kWp.
Fuente: Fthenakis y Alsema, 2006.

Tipo de módulo	Emisiones en toneladas de CO2
Silicio policristalino	2,06
Silicio Monocristalino	2,45
Capa fina (CdTe)	1,06

6 Diseño del Sistema Generador Fotovoltaico

En este estudio se evaluará la instalación de un sistema de generación fotovoltaica en el techo del Mall de Rancagua, evaluando características tanto técnicas como económicas, y con ello orientar a los tomadores de decisión de su factibilidad de implementación.

Los paneles utilizados para el análisis son los de tipo Policristalino de 300W (24V), estos paneles son los que más se utilizan para el sector no residencial, dado el costo-eficiencia, además de existir más disponibilidad en el mercado que los de tipo Monocristalino.

En el procedimiento del cálculo de la energía que se puede ahorrar en los equipos de climatización, primero se ha recopilado la información del consumo energético que los equipos de climatización demandan durante todo el año 2016, luego se ha calculado la energía que se puede producir en el espacio dispuesto en el techo del Mall.

6.1 Localización del Mall

El Mall se encuentra ubicado en pleno centro de Rancagua, en la esquina de calle cuevas y calle campos.

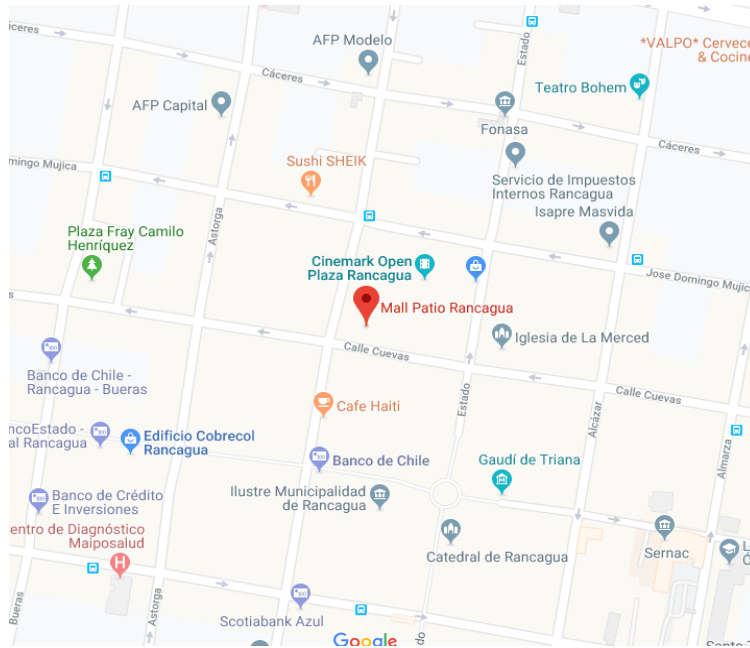


Ilustración 20: Ubicación del Mall Patio Rancagua.
Fuente: Google Maps.

En tanto, la información geográfica se detalla en la Tabla 5.

Tabla 5: Información geográfica sobre el Mall Patio Rancagua.
Fuente: www.ciudades.co

Latitud [°]	-34,17
Latitud media [°]	-34
Longitud [°]	-70,74
Altitud [m]	491

6.2 Inclinación de los Paneles

La inclinación de los paneles se ha calculado con la información geográfica del Mall presentados en la Tabla 5. Dada la Ecuación (1) de inclinación óptima, se han realizado los cálculos entonces la inclinación de los paneles se aproximará a 30°, por facilidades de instalación. La cara de los paneles apuntará en dirección norte.

6.3 Resultado de Radiación Promedio Mensual

Los siguientes cálculos se efectuarán con la inclinación de los paneles señalada anteriormente y los datos geográficos presentados.

La Ecuación (2) permite obtener la radiación promedio mensual en el plano inclinado (apartado 5.2), la cual contiene los términos de radiación directa en primer lugar, el siguiente término corresponde a la radiación difusa y el tercero es de la radiación reflejada. Para efecto de simpleza no se ha considerado el último término.

La radiación global promedio mensual horizontal para la Ciudad de Rancagua se obtiene de la norma técnica:

Tabla 6: Radiación Solar Global sobre superficie horizontal [kWh/m²]
Fuente: UCH, metro solar 2014.

Id	COMUNA	MEDIA MENSUAL (RGM)												Media Anual (RGA)
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
243	Putendo	250,74	214,21	176,63	129,02	100,10	68,45	82,48	100,26	134,22	179,47	216,45	257,48	1909,51
244	Putre	205,01	181,56	186,75	180,42	179,97	155,33	169,31	186,13	207,23	247,76	265,91	229,95	2395,33
245	Puyehue	188,87	158,47	123,00	79,58	49,29	37,66	42,22	63,36	88,28	130,37	159,28	187,23	1307,62
246	Quellón	165,69	144,78	106,61	66,86	41,85	29,86	34,85	56,03	83,77	120,51	143,72	165,53	1160,07
247	Quellón	168,76	145,75	106,75	66,87	41,29	30,44	34,06	56,80	86,19	122,69	148,84	168,89	1177,33
248	Quemchi	175,19	149,18	109,80	70,39	42,40	30,20	37,18	57,58	85,59	119,06	143,25	171,21	1191,02
249	Quilaco	238,31	200,80	161,37	101,98	67,42	47,66	54,70	78,05	110,38	167,92	196,44	224,43	1649,45
250	Quilicura	245,91	195,78	170,78	110,78	75,52	57,52	69,65	92,65	126,91	180,78	221,91	248,91	1797,06
251	Quillaco	223,09	179,40	152,04	97,62	60,67	45,05	50,77	74,90	110,63	162,23	190,00	212,80	1559,21
252	Quillón	220,00	168,00	148,00	98,00	57,00	44,00	49,00	75,00	113,00	163,00	191,00	213,00	1539,00
253	Quillota	201,14	155,27	139,05	92,41	65,09	50,55	60,09	84,86	114,95	151,73	182,59	201,36	1499,09
254	Quilpué	218,93	173,10	151,90	100,51	69,31	53,12	64,67	86,67	116,87	162,63	198,01	221,21	1616,92
255	Quinchao	175,85	149,88	110,92	70,44	43,48	30,48	36,48	57,96	86,44	123,40	148,37	172,33	1206,04
256	Quinta de Tilcoco	220,31	176,63	152,74	98,57	62,99	45,50	57,95	79,90	113,16	158,28	195,24	218,19	1679,45
257	Quinta Normal	245,00	195,00	170,00	110,00	75,00	57,00	69,00	92,00	126,00	180,00	221,00	248,00	1788,00
258	Quintero	188,00	146,00	129,00	87,00	62,00	49,00	57,00	81,00	108,00	144,00	171,00	189,00	1411,00
259	Quirihue	223,49	173,12	152,31	98,84	58,84	45,02	51,68	77,84	114,67	164,84	196,12	216,47	1573,25
260	Rancagua	220,00	175,00	152,00	100,00	67,00	49,00	61,00	83,00	115,00	161,00	198,00	221,00	1602,00
261	Ranquil	220,07	168,07	148,30	97,77	57,54	44,65	49,65	76,30	112,77	163,30	191,07	213,19	1542,70
262	Rauco	218,38	177,38	151,70	95,85	57,70	39,35	52,53	74,85	109,53	153,53	191,38	213,38	1535,54

Estos datos se encuentran en [kWh/m²], por tanto, se utilizará la siguiente conversión para llevarlos a [MJ/m²]:

$$3,6 [MJ/m^2] = 1 [kWh/m^2]$$

Además, se obtiene la radiación difusa con la correlación de Erbs; la cual requiere de la radiación extraterrestre, por lo que se utiliza la siguiente tabla que contiene la información respecto a la latitud media:

Tabla 7: Radiación terrestre respecto a la latitud para cada día típico del mes.
Fuente: www.researchgate.net.

Latitude	Jan 17	Feb 16	Mar 16	Apr 15	May 15	June 11	July 17	Aug 16	Sept 15	Oct 15	Nov 14	Dec 10
60°S	41.1	31.9	21.2	10.9	4.4	2.1	3.1	7.8	16.7	28.1	38.4	43.6
55°S	41.7	33.7	23.8	13.8	7.1	4.5	5.6	10.7	19.5	30.2	39.4	43.9
50°S	42.4	35.3	26.3	16.8	10.0	7.2	8.4	13.6	22.2	32.1	40.3	44.2
45°S	42.9	36.8	28.6	19.6	12.9	10.0	11.2	16.5	24.7	33.8	41.1	44.4
40°S	43.1	37.9	30.7	22.3	15.8	12.9	14.1	19.3	27.1	35.3	41.6	44.4
35°S	43.2	38.8	32.5	24.8	18.6	15.8	17.0	22.0	29.2	36.5	41.9	44.2

Estos valores están dados para un día típico del mes, por lo que se utilizará la relación que permite estimar que todos los días del mes tienen la misma radiación.

Los días típicos del mes se obtienen de la siguiente tabla:

Tabla 8: Días típicos de los meses del año.
Fuente: www.researchgate.net.

Month	Day number	Average day of the month		
		Date	<i>N</i>	δ (deg.)
January	<i>i</i>	17	17	-20.92
February	31 + <i>i</i>	16	47	-12.95
March	59 + <i>i</i>	16	75	-2.42
April	90 + <i>i</i>	15	105	9.41
May	120 + <i>i</i>	15	135	18.79
June	151 + <i>i</i>	11	162	23.09
July	181 + <i>i</i>	17	198	21.18
August	212 + <i>i</i>	16	228	13.45
September	243 + <i>i</i>	15	258	2.22
October	273 + <i>i</i>	15	288	-9.60
November	304 + <i>i</i>	14	318	-18.91
December	334 + <i>i</i>	10	344	-23.05

Con ello, sumado además al cálculo del factor promedio de radiación directa, es posible obtener la radiación en el plano inclinado. Finalmente, se adjuntan las tablas con los valores calculados:

Tabla 9: Radiación promedio mensual en la cara horizontal de los paneles situados con la respectiva inclinación de los módulos en el techo del Mall.

Fuente: Elaboración propia.

Mes	H _t [MJ/m ²]	N_mes	H _i [kWh/m ²]
Enero	861,17	31	239,21
Febrero	719,11	28	199,75
Marzo	646,89	31	179,69
Abril	471,34	30	130,93
Mayo	377,69	31	104,91
Junio	314,63	30	87,40
Julio	369,59	31	102,66
Agosto	442,55	31	122,93
Septiembre	560,13	30	155,59
Octubre	754,53	31	209,59
Noviembre	810,16	30	225,04
Diciembre	913,31	31	253,70

Como se puede apreciar en la Tabla 9, los meses con mayor radiación sobre el techo del Mall son noviembre, diciembre y enero.

6.4 Demanda Energética del Mall

Para estimar el consumo de energía eléctrica por mes que poseen los equipos de climatización, primero se comienza a describir los equipos para luego analizar el consumo de estos, como del Mall en general.

6.4.1 Equipos de Climatización Comercial

El Mall cuenta con 5 equipos de climatización comercial tipo Rooftop de la empresa TRANE, como el que se muestra en la Ilustración 21.

De estos equipos, cuatro de ellos poseen similares características y su data sheet se encuentra en el Anexo D; dos de los equipos de 130 ton. se destinan para climatizar locales comerciales y uno al patio de comida; estos trabajan a toda potencia durante los meses más calurosos del año.

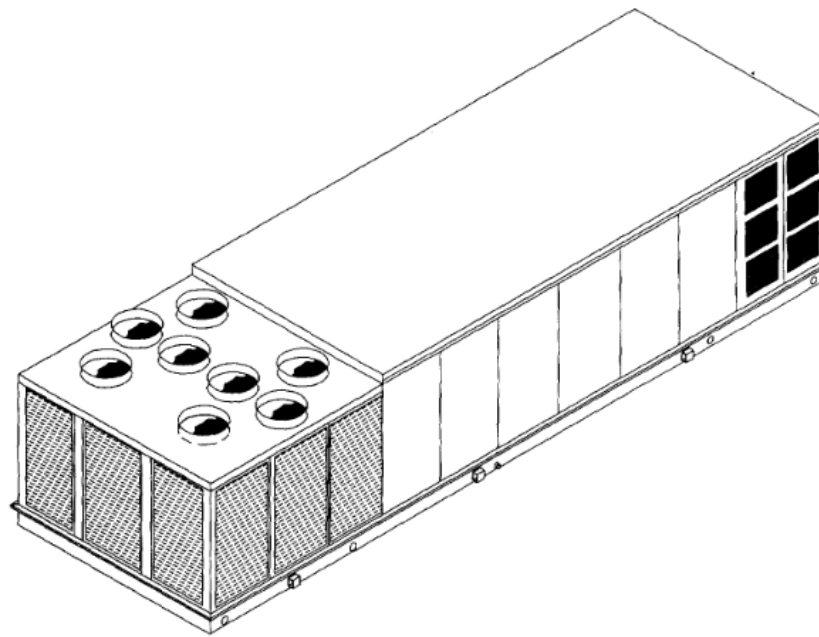


Ilustración 21: Sistema de Climatización tipo Rooftop. modelo SXHG.
Fuente: www.Trane.com.

En tanto, uno de los equipos restantes, de 110 ton., el cual posee menos potencia que los anteriores: cuenta con 2 compresores menos y 2 ventiladores/condensadores menos, como se muestra en la data sheet del Anexo D; este equipo es destinado principalmente para climatizar los pasillos del Mall, y según la información del equipo de operación del Mall, en los 4 meses más fríos del año este equipo es desconectado.

6.4.2 Demanda Energética

Se comienza registrando el consumo total de energía del mall durante el año 2016, para ello se utilizaron las facturas de la empresa Distribuidora CGE proporcionadas por la administración. Estos datos se muestran en el Gráfico 9.

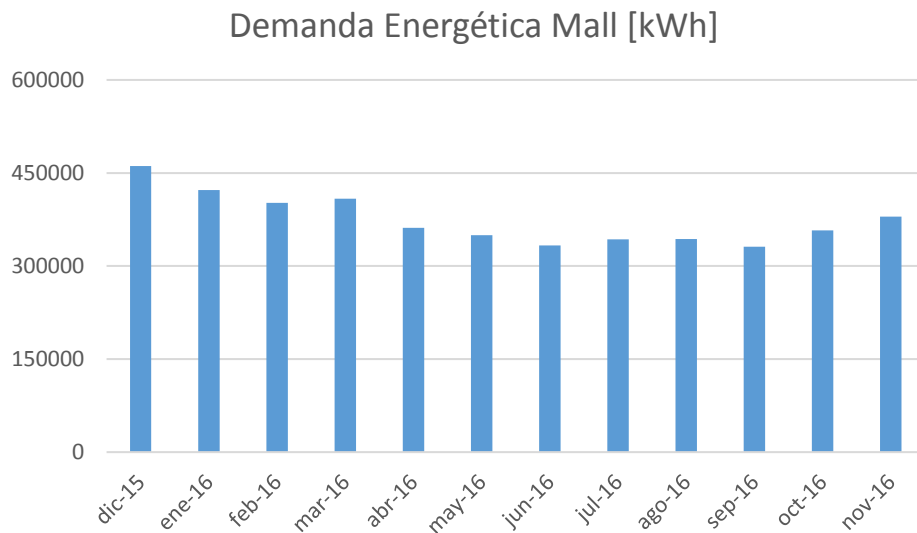


Gráfico 9: Consumo energía eléctrica del Mall Patio Rancagua, Facturas CGE.
Fuente: Elaboración propia.

El consumo energético del Mall Patio Rancagua es en promedio de 374.389 [kWh], donde la mayor demanda se registra en verano, en torno a 416.245 [kWh], esto es un 11,2% más que el promedio del año.

Para determinar el consumo de los climatizadores, la administración dispuso de las lecturas que realizan mensualmente para el cobro de los locales. Para el resto de los equipos, se realizaron aproximaciones y se consideró que el rooftop para el pasillo permanece apagado desde mayo hasta septiembre.

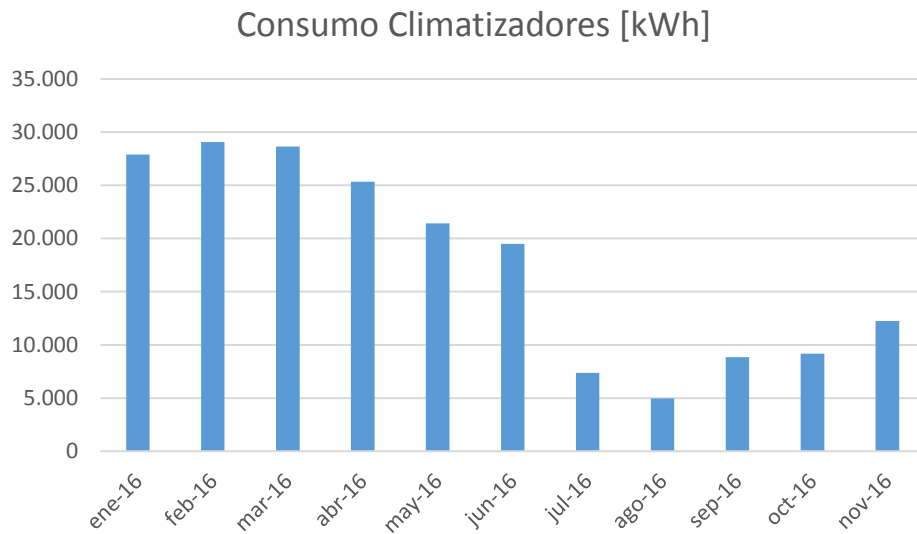


Gráfico 10: Consumo energético de los equipos de clima durante el año 2016.
Fuente: Elaboración propia.

Como se había mencionado, en los meses de mayor temperatura los climatizadores consumen más energía al estar funcionando a tope, alcanzando 29.072 [kWh] en el mes de febrero; desde mayo comienza a disminuir el consumo, registrando el menor valor en agosto con 4.988 [kWh].

Sin embargo, se tiene la información de que en el mes de junio comenzó a operar un nuevo medidor, por lo que podría ser la razón la baja lectura que se registrar desde julio. De esta manera, es posible obtener un gráfico más visible de la situación con el porcentaje del consumo que se destina para climatizar el mall durante el año:

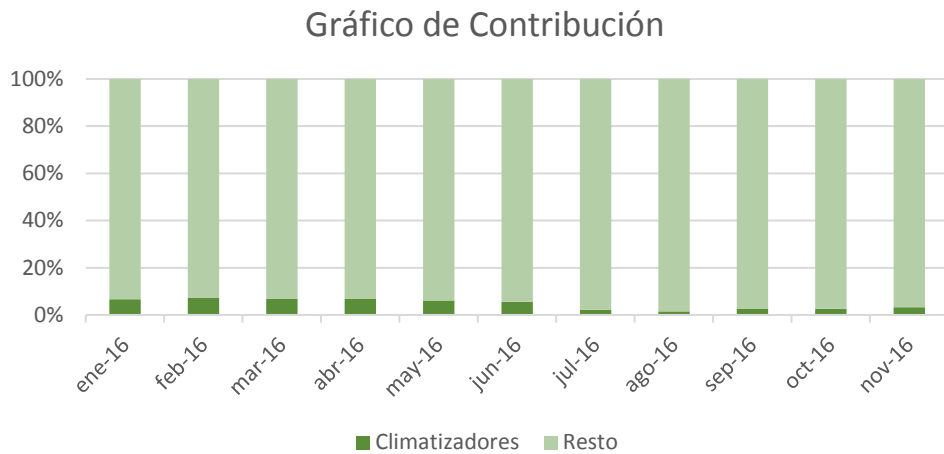


Gráfico 11: Contribución porcentual de los equipos que se destinan a climatizar versus el resto del consumo energético durante el año.

Fuente: Elaboración propia.

Como podemos ver del Gráfico 11, los equipos para climatizar los espacios del mall durante los meses más calurosos están requiriendo cerca del 7% del total de la energía demandada, disminuyendo hasta el 1% en julio. Y con ello, se muestran los gastos asociados para climatizar versus el total:

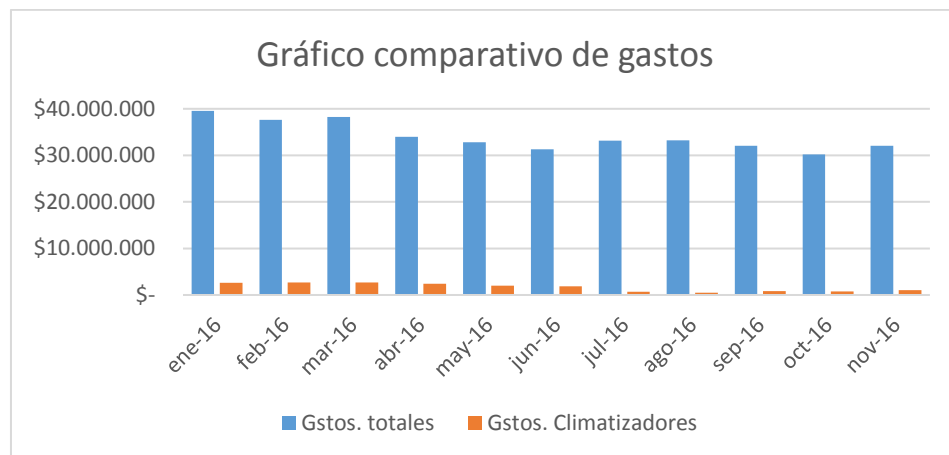


Gráfico 12: Gastos comparativo en pesos chilenos de los consumos energéticos totales con el consumo que se destinan a climatizar.

Fuente: Elaboración propia.

El gasto en consumo para climatizar en verano es \$2.598.474.- pesos en promedio, es muy por debajo a los \$34.427.312.- pesos en promedio que se gasta en energía en el Mall de Rancagua.

6.5 Sistema de Generación Fotovoltaica

Para proceder a dimensionar cuanta energía se podrá generar, primeramente, se dimensionará el área posible a utilizar por los paneles solares, dado que la cota es el área disponible y no la demanda de energía, con ello ver la disposición de los paneles y sus elementos.

6.5.1 Panel Solar

Como se había mencionado, el panel que se utilizará para los siguientes análisis será del tipo Policristalino de 300W, sus características son las siguientes:

Tabla 10: Características del Panel Fotovoltaico utilizado para el análisis.
Fuente: www.naturaltech.cl.

Especificación	
Celdas	Poly crystal 156mm x 156mm cuadradas
Cantidad Celdas	72 conectadas en serie
Aplicación Típica	24V DC
Voltaje Máximo	1000V DC
Tamaño	1956(L) x 992(W) x 45(H) mm
Peso	23.5 kg
Vidrio	3.2 mm

Tabla 11: Parámetros del Panel FV obtenido de la Página NaturalTech.
Fuente: www.naturaltech.cl.

Parámetros	
Modelo	JSSOLAR JS300W
Potencia (Pm)	300W
Eficiencia Celda	15.52 %
Tolerancia	±3%
Corriente Nominal (Im)	8.23A
Voltaje Nominal (Vm)	36.60V
Corriente Corto Circuito (Isc)	8.72A
Voltaje Circuito Abierto (Voc)	44.2V
NOCT 45°C±/ 2 °C	Temperatura coeficiente Voltaje: 0.37V/°C / -(+/- 0.01) %/°C
	Temperatura coeficiente de Potencia: - (0.45 +/- 0.05) %/°C
	Temperatura coeficiente Corriente: 0.06%/°C (+/-0.01) %/°C

La elección del panel tiene que ver con la disponibilidad de este tipo de paneles, la potencia y eficiencia y su precio: en la página de NaturalTech se cotiza en \$119.990.- pesos la unidad.

6.5.2 Dimensionamiento Superficie del Techo

El lugar donde se puede hacer la instalación de un sistema de generación fotovoltaico se encuentra en la parte superior del Mall, en su techo. Este lugar cuenta con tres zonas despejadas, como se muestra en la Ilustración 22, con la respectiva demarcación. Las tres zonas poseen el espacio para circulación libre y despejado de grandes sombras.

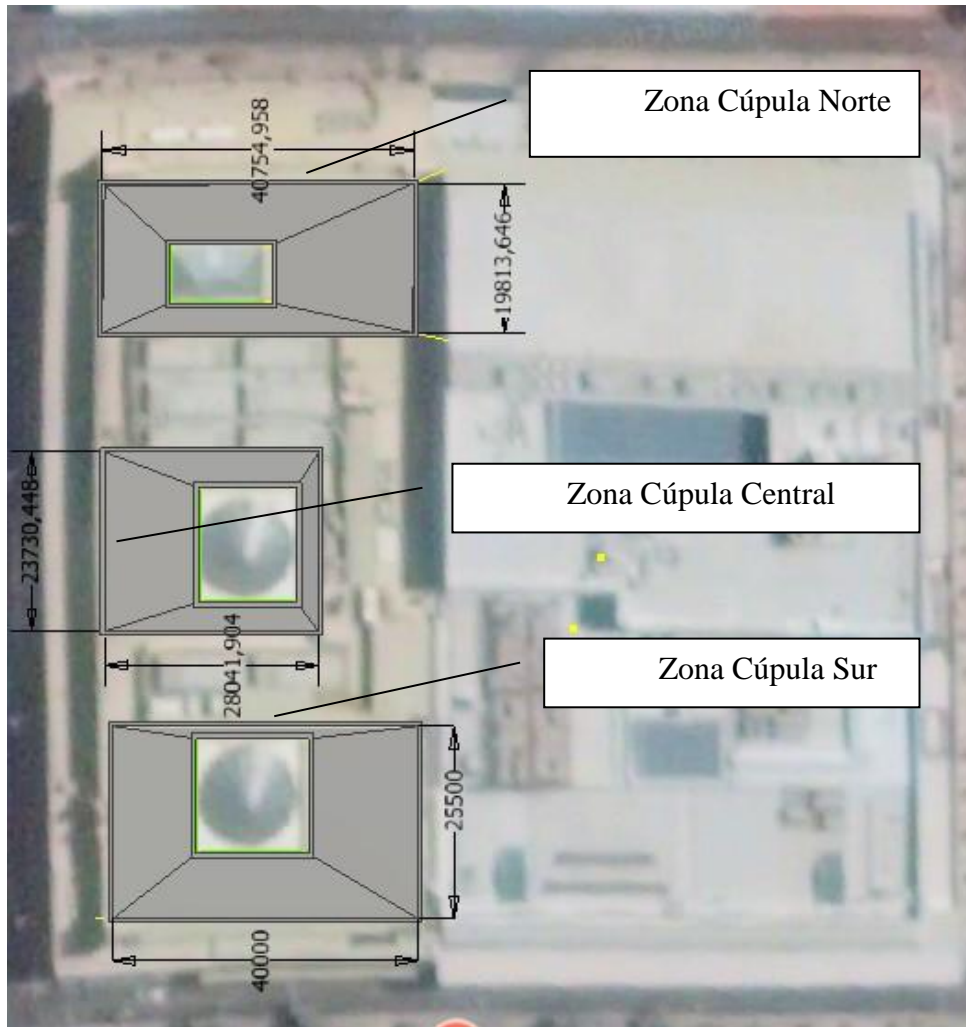


Ilustración 22: Demarcación de la superficie usable con las respectivas dimensiones aproximadas en mm.

Fuente: Elaboración propia.

El dimensionamiento del sitio se realizó de forma presencial con una huincha de medir y también se utilizó Google maps, arrojando resultados similares. El techo posee una inclinación de 2° , esto supone utilizar una estructura que facilite la nivelación de la instalación de los paneles. De esta forma, se puede calcular la superficie que se puede usar para la posible instalación:

Tabla 12: Medición de la superficie utilizable aproximada medida.
Fuente: Elaboración propia.

Zonas	M ²
S1	228
S2	191
S3	66
S4	21
C1	60
N1	87
N2	191
N3	138
N4	47
Total	1.029

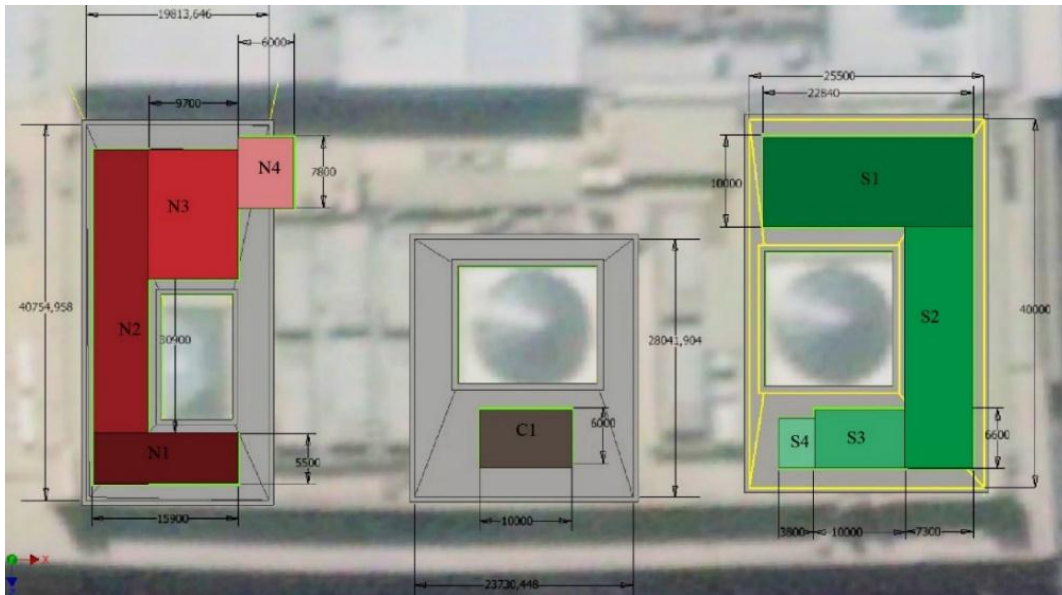


Ilustración 23: Zonificación de las áreas utilizable: La zona roja corresponde a la cúpula sur, mientras que la verde es la cúpula norte.
Fuente: Elaboración propia.

6.5.2.1 Zonas Cúpulas

A continuación, se presentan las fotos de las zonas de las cúpulas:



Ilustración 24: Zona cúpula sur. La imagen superior izquierda es hacia la calle Mujica, la derecha es hacia calle estado. Las imágenes inferiores; la izquierda es hacia calle estado/cuevas y la derecha es hacia la calle cuevas.

Fuente: Registro propio.



Ilustración 25: Zona cúpula norte. De las imágenes superiores: la imagen izquierda es hacia la calle campos, la de la derecha es hacia Campos/Mujica. Las imágenes inferiores: la izquierda es hacia la calle Mujica, la de la derecha es hacia Mujica/Estado.

Fuente: Registro propio.

6.5.3 Módulos Inclinados

Como se había especificado, la inclinación de los paneles se ha aproximado a 30° (de los $27,16^\circ$ obtenidos por la fórmula como inclinación óptima). Con este dato se calcula cuál es la distancia entre los módulos.

Las fórmulas del apartado 5.3 necesitan las características de los paneles, entonces los datos quedan así:

Tabla 13: Datos obtenidos para calcular distancia entre los módulos.
Fuente: Elaboración propia.

L	1,946 m
β_{opt}	30°
ys	$36,55^\circ$
h	0,978 m
d	1,320 m
$d + L * \cos(\beta_{opt})$	3,013 m

Luego:

Distancia entre módulos en fila: **3,013 m**

Además, se ha considerado una separación entre módulos de 20 mm, esto con el fin de prevenir que la dilatación de los materiales provoque daños entre paneles.

Ancho módulo + separación (20mm) = $0,992 + 0,02 = 1,012$ m

Área módulo nominal = (distancia módulo inclinado) * (ancho módulo + separación)
= $3,049 \text{ m}^2$

Por tanto, el área que ocuparía cada módulo más el espacio que debe haber detrás de él para no producir la sombra es de **$3,049 \text{ m}^2$** .

6.5.4 Colocación Módulos Fotovoltaicos

Con los cálculos realizados, se procede a estimar la cantidad de paneles que se pueden instalar por zonas.

Tabla 14: Cálculo de cantidad de paneles por zona.
Fuente: Elaboración propia.

Zonas	Paneles	
S1	74,369	74
S2	62,135	62
S3	21,643	22
S4	6,286	6
C	19,676	20
N1	28,030	28
N2	62,135	62
N3	45,655	46
N4	15,912	16
Total	336	

Los módulos al estar inclinados poseen un área nominal de 3,049 m²; con esta superficie en la zona de la cúpula sur caben 164 módulos y en la zona de la cúpula norte caben 152 módulos, más los módulos de la zona central que son 20, esto en total supondría la posibilidad de instalar 336 módulos en el techo del Mall.

6.5.5 Producción de Energía del Sistema

Como ya se ha determinado la cantidad de paneles que se pueden instalar en la superficie del techo, ahora se procederá a calcular cuanta energía se puede producir con los datos de irradiancia y los paneles que se pueden instalar. La capacidad de potencia instalada alcanza los 100,8 kWp.

Tabla 15: Energía producida por mes por el sistema FV.
Fuente: Elaboración Propia.

Mes	H _i [kWh/m ² d]	Prod. E° [kWh/mes]
Enero	7,717	18.001,334
Febrero	7,134	15.031,870
Marzo	5,796	13.522,114
Abril	4,364	9.852,673
Mayo	3,384	7.894,978
Junio	2,913	6.576,878
Julio	3,312	7.725,752
Agosto	3,965	9.250,745
Septiembre	5,186	11.708,687
Octubre	6,761	15.772,239
Noviembre	7,501	16.935,126
Diciembre	8,184	19.091,220
TOTAL	Acumulado Anual	151.363,615 [kWh]

Como era de esperarse, en los meses más calurosos la radiación es mayor, por lo tanto, la producción de energía también lo es; el pick se encuentra en diciembre con 19.091 [kWh], mientras que el peor mes es junio con 6.576 [kWh]. En tanto, la suma acumulada de energía producida supera los 150 [MWh] anualmente.

Cabe destacar que esta generación podría alimentar fácilmente unas 45 casas con consumo promedio en el mes más frío, sobrando energía, sin embargo, los equipos de climatización Mall demandan más de 25.000kWh en los meses en que más energía que se podría producir, como se muestra en el Gráfico 13. El sistema de generación FV nunca podrá cubrir la demanda de los climatizadores, a pesar de que desde el mes de julio muestra estar por sobre el

consumo, sin embargo, se debe recordar que el consumo ha sido aproximado y es esperable que sea mayor, tanto como los meses de abril-mayo.

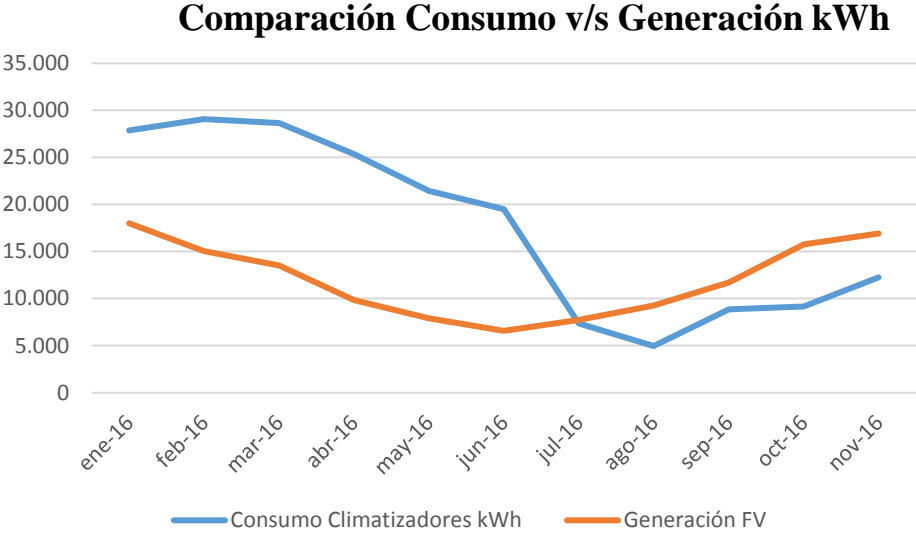


Gráfico 13: Comparación entre el Consumo del sistema de climatizadores y el Sistema de Generación FV.
Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, la contribución del sistema de generación fotovoltaica a la demanda energética total alcanza a lo más el 4% del consumo. La situación se puede visualizar en el Gráfico 14.

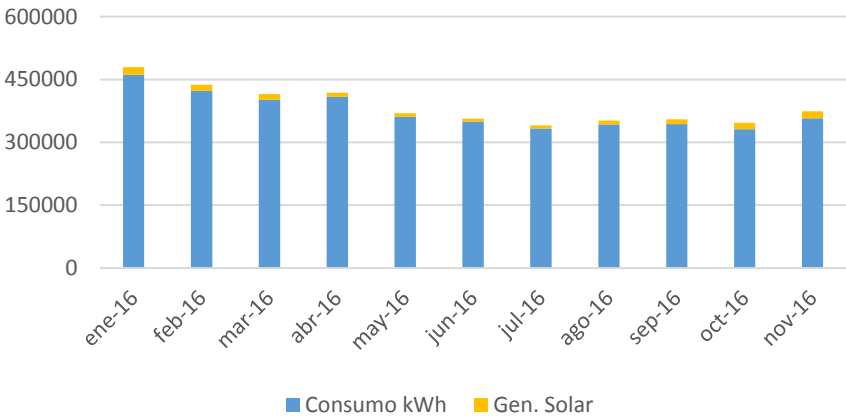


Gráfico 14: Contribución del sistema de generación FV al consumo general del Mall.
Fuente: Elaboración propia.

De esta manera, como se había anticipado, el sistema de generación FV solo podrá ayudar a disminuir el consumo de energía eléctrica inyectándola directamente, nunca para hacer depender una unidad como el sistema de climatización, ya que la cota de producción se encuentra en el área disponible del techo.

A partir del segundo año de operación y en los siguientes, la producción de la planta se reduce en aproximadamente un 0,7% anual, correspondiente al valor promedio de disminución de rendimiento anual de los paneles fotovoltaicos. Por ello y considerando este escenario, se calculó una proyección de rendimiento el cual se resume en la siguiente tabla:

Tabla 16: Rendimiento y producción del Sistema Fotovoltaico.
Fuente: Elaboración propia.

Año	Rendimiento	Prod. E° [kWh/año]
1	100%	151.363,615
2	99%	150.304,070
3	99%	149.244,524
4	98%	148.184,979
5	97%	147.125,434
6	97%	146.065,889
7	96%	145.006,343
8	95%	143.946,798
9	94%	142.887,253
10	94%	141.827,707
11	93%	140.768,162
12	92%	139.708,617
13	92%	138.649,071
14	91%	137.589,526
15	90%	136.529,981
16	90%	135.470,435
17	89%	134.410,890
18	88%	133.351,345
19	87%	132.291,800
20	87%	131.232,254

6.6 Componentes de la Instalación

En relación con los componentes a emplear en la instalación, se definirán uno por uno y serán los siguientes:

- **Placa fotovoltaica:** La placa fotovoltaica será de la marca JianShengSolar certificada por la SEC, modelo JSSOLAR300W la cual proveerá una potencia de 300W, con una eficiencia del 15,52% y con una garantía de 25 años. El tipo de placa es de Silicio-Policristalino, con un peso de 23,5Kg y unas medidas de 1956x992x45 mm. Cotizado en NaturalTech por \$119.990.- (IVA. Incl.) la unidad.
- **Inversor:** Dada la potencia de instalación, se puede analizar dos alternativas de inversores para satisfacer la capacidad. Una alternativa es la instalación de 4 inversores para cubrir la capacidad. La otra alternativa es la instalación de 2 inversores los que operarían para cubrir la capacidad instalada.

Sin embargo, por efecto de disponibilidad en caso de avería y por costos (mayor capacidad mayor costo) se decide optar por analizar 4 inversores.

- El Inversor ABB Trifásico con potencia de entrada de 27,6 kW; posee una eficiencia europea de 98% con salida AC trifásica. Cotizado en TiendaSolar por \$6.316.000.- (IVA. Incl.) la unidad. Este inversor presenta las siguientes características:

Tabla 17: Características eléctricas del inversor.

Fuente: www.Tiendasolar.cl

Características	Valor	Unidad
Potencia nominal corriente alterna	26,7	kW
Potencia máxima corriente alterna	30,67	kVA
Valores de entrada		
Tensión de continua máxima en circuito abierto	950	Vcc
Rango completo de MPPT	500-800	Vcc
Corriente de entrada máxima	64	Acc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	350	Vcc
Valores de salida		
Tensión de ejercicio	400	Vca
Intervalo operativo	320-480	Vca
Intervalo de frecuencia configurable	57-63	Hz
Corriente máxima	45	Aca
Corriente de Corto circuito	63	Aca
Rendimiento máximo	98	%

- **Cableado:** tendremos dos tipos de cableado, en la parte de DC tendremos un cable de 4mm exigido por el fabricante de la placa. Y en la parte de AC tendremos un cableado que soporte la intensidad de salida de los inversores.

- **Estructura soporte placas:** Las placas irán sujetas a la cubierta mediante estructura de sujeción de aluminio reforzado diseñada para tal efecto. La cubierta existente se trata de una cubierta de chapado metálico. Los soportes que constituyen la estructura de sujeción de los módulos irán cogidos a dicha estructura de chapa. Se dispondrá de un elemento de unión entre la estructura de soporte y la chapa de la cubierta. Este elemento de unión se trata de una pieza de acero inoxidable que se adapta al dibujo de la chapa y se sujeta a ella mediante cuatro tornillos autoroscantes de acero inoxidable. La información sobre los componentes de la instalación se dará con más detalle en los anexos correspondientes al final del proyecto. Cotizado en TiendaSolar por \$25.000.- (IVA. Incl.) por panel.

6.7 Diseño del Sistema Generador

Los paneles se distribuirán de modo tal que cumplan con las características exigidas por los inversores. Todos los datos utilizados aparecen en la hoja de características del fabricante que se encuentra en el Anexo A.

En la siguiente imagen se muestra un ejemplo de diseño de una instalación solar

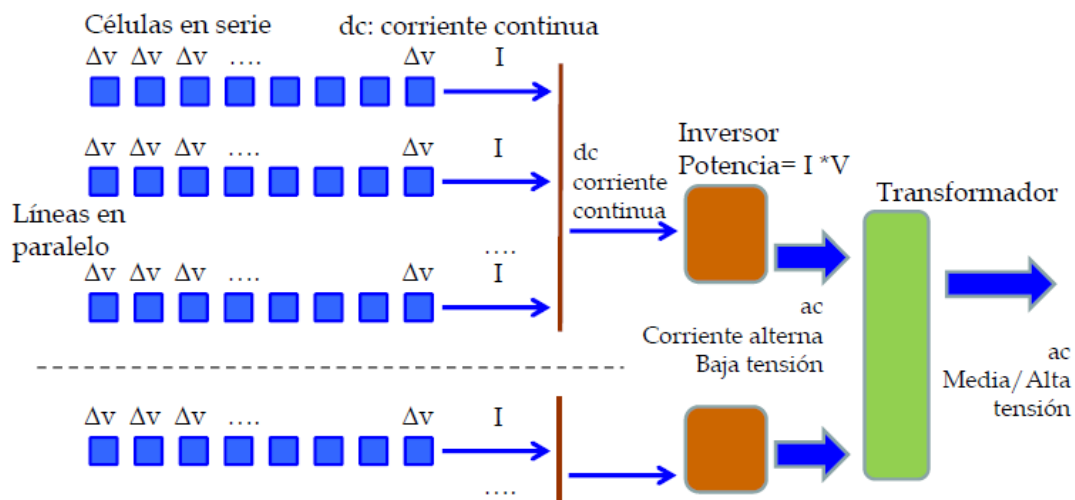


Ilustración 26: Ejemplo de diseño de un sistema de generación fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

Las especificaciones técnicas de los inversores, indicados anteriormente en las tablas de características eléctricas del inversor, proporcionan información suficiente para tener en cuenta en el diseño e instalación de los módulos fotovoltaicos. Dependiendo de la configuración que se seleccione y de las características de los módulos se determina el número, la potencia y la tensión de funcionamiento de los inversores.

En la siguiente tabla se especifican los datos utilizados para los cálculos

Tabla 18: Datos necesarios para realizar los cálculos de dimensionamiento.
Fuente: Elaboración propia.

Inversor	Valor	Unidad de Medida
V _{máx_DC}	800	V
V _{mín_DC}	400	V
I _{máx_DC}	64	A
P	27600	Wp
Módulos		
V _{oc}	44,2	V
V _{mp}	36,6	V
I _{cc}	8,72	A
P	300	Wp
Coef. Temp. Voc (β)	-0,32	%/°C
Coef. Temp. I _{sc} (α)	0,06	%/°C
Coef. Temp P _{máx}	-0,45	%/°C
General		
T _{máx}	53	°C
T _{mín}	-2	°C
T _{sc}	25	°C

6.7.1 Módulos en Serie

Para calcular el número máximo y mínimo de módulos en serie que se pueden instalar se deben evaluar sus parámetros en función de la temperatura mínima y máxima de funcionamiento respectivamente. Para ello se ha utilizado los coeficientes de temperatura de Voltaje Voc.

$$V_{oc}(0^{\circ}C) = 44,2 - (0 - 25) * \frac{0,32 * 44,2}{100} = 47,736 V$$

Entonces:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos en serie} = \frac{800}{47,736} = 16,758 \approx 16 \text{ módulos}$$

Así mismo, para el número mínimo de módulos en serie

$$V_{mp}(53^{\circ}C) = 36,6 - (53 - 25) * \frac{0,32 * 36,6}{100} = 33,32 V$$

Luego,

$$N^{\circ} \text{ mínimo de módulos en serie} = \frac{400}{33,32} = 12,004 \approx 12 \text{ módulos}$$

6.7.2 Módulos en Paralelo

La máxima intensidad de corriente de entrada en CC del inversor, será de 64 A, por lo que la intensidad de cortocircuito del campo generador deberá ser inferior a este valor.

Como las características de los módulos de I_{cc} está medida a $25^{\circ}C$, se sigue el mismo procedimiento que el anterior y estipulado en el apartado 5.6, se calcula I_{cc} más desfavorable:

$$I_{cc}(53^{\circ}C) = 8,72 - (53 - 25) * \frac{0,06 * 8,72}{100} = 8,866 A$$

Luego,

$$N^{\circ} \text{ máximo de ramas en paralelo} = \frac{64}{8,866} = 7,218 \approx 7 \text{ ramas en paralelo}$$

6.7.3 Cálculo de Inversores

Como se ha mencionado anteriormente, el número de módulos debe satisfacer la característica de potencia mínima/máxima del campo generador.

Entonces, para el caso del máximo de módulos:

$$N^{\circ} \text{ máximo de módulos FV} = \frac{27600}{300} = 92 \text{ módulos como máximo}$$

Cada inversor deberá ser alimentado por un campo generador como máximo de 92 módulos FV.

6.7.4 Campo Generador

Existe multitud de configuraciones que cumplan con los requisitos que hemos calculado. Sabiendo que una deficiencia de módulos nos llevaría a un funcionamiento anómalo de la instalación y un exceso a un derroche de energía y una mayor inversión, se ha optado por la siguiente configuración:

- Cada rama estará compuesta por 14 módulos FV en serie, cumpliendo así con el número máximo/mínimo de módulos por inversor.
- Cada inversor estará alimentado por 6 ramas en paralelo, así que:

$$I_{\text{máx de entrada inversor}} > I_{\text{cc módulo}} * N^{\circ} \text{ de ramas}$$

$$64 \text{ A} > 8,72 * 6$$

$$64 \text{ A} > 52,32 \text{ A}$$

- Y por último comprobamos que se cumple con el requisito último de potencia mínima del campo generador (para un inversor)

$$Potencia \text{ del campo generador} = N^{\circ} \text{ módulos} * potencia \text{ módulos}$$

Donde:

$$N^{\circ} \text{ módulos} = N^{\circ} \text{ serie} * N^{\circ} \text{ paralelo} = 84 \text{ módulos FV}$$

$$P_{\text{módulos}(53^{\circ}\text{C})} = 262,2 \text{ Wp}$$

$$\text{Potencia del campo generador} = 84 * 262,2 = 22024,8 \text{ Wp} < 27600 \text{ Wp}$$

Con lo cual nuestro campo generador estará compuesto por 4 inversores, que estarán alimentados por 6 ramas en paralelo de 14 módulos en serie cada rama, quedando un campo de 336 módulos FV totales.

6.8 Diseño Físico

El diseño físico es la cantidad de módulos que caben en cada zona y se ha calculado en el punto 6.5.4. En el cálculo del área nominal que ocuparían los paneles inclinados se determinó cuantos paneles cabrían en cada zona. Sin embargo, se deben tener ciertas consideraciones, como:

- Espacio suficiente para facilitar la instalación de los paneles y el tránsito entre sus filas.
- Tener consideraciones sobre el cableado y la distribución de los módulos teniendo en cuenta a los inversores.

Tomando en cuenta estos puntos, se propone la siguiente distribución:

Tabla 19: Distribución de los módulos por zona.
Fuente: Elaboración propia.

Zonas	M ²	N° Módulos	Soporte 1 piso	Soporte 2 pisos
S	506	168	100	68
C	60	22	22	0
N	463	146	30	116
Total	1029	336	152	184

Lo que refiere a Soporte de 1 piso, es que el soporte de panel está diseñado para un solo panel, en tanto el de 2 pisos su soporte aguanta hasta 2 paneles (Ilustración 27).

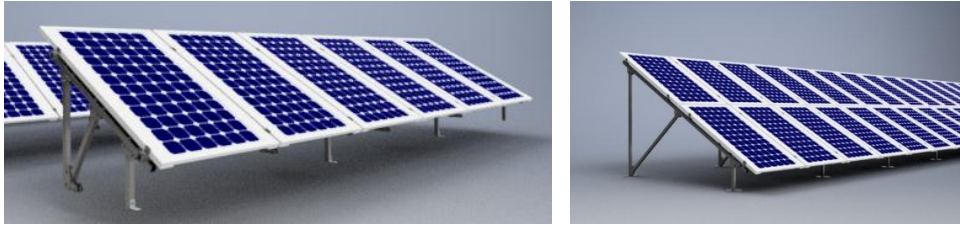


Ilustración 27: En la imagen de la izquierda se muestra el soporte para 1 panel, y la imagen de al lado posee soporte para dos paneles.
Fuente: Elaboración propia.

Para efecto de cálculo en el tipo soporte de 2 paneles, las distancia entre módulos se ha respetado de acuerdo con el apartado 5.3, solo que la hipotenusa ahora es $2*(L+0,02)$.

De esta forma, los módulos en la techumbre quedarían distribuidos como se muestra en la siguiente renderización escalado a tamaño real del techo y de los paneles.

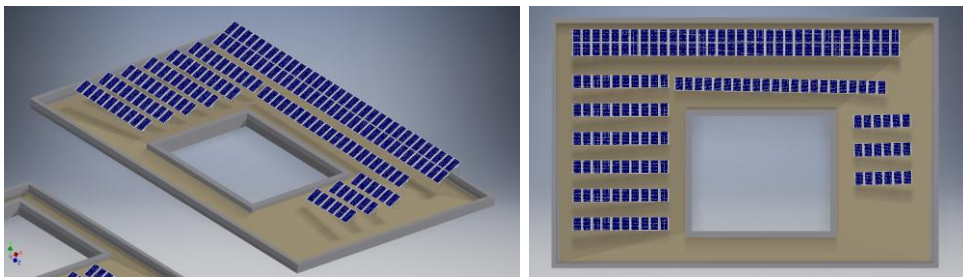


Ilustración 28: Zona S (sur), con un total de 168 módulos distribuidos como se muestra en la renderización. En la imagen de la derecha se aprecia la consideración del espaciado entre módulos y para el tránsito entre paneles.
Fuente: Elaboración propia.

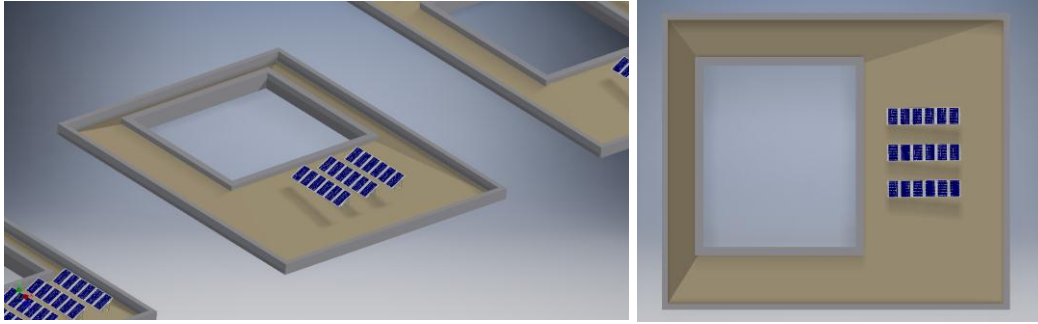


Ilustración 29: Zona C (centro), esta zona no ofrece mucho espacio, por lo que los 22 módulos estarían ocupando todo el espacio “disponible”.
Fuente: Elaboración propia.

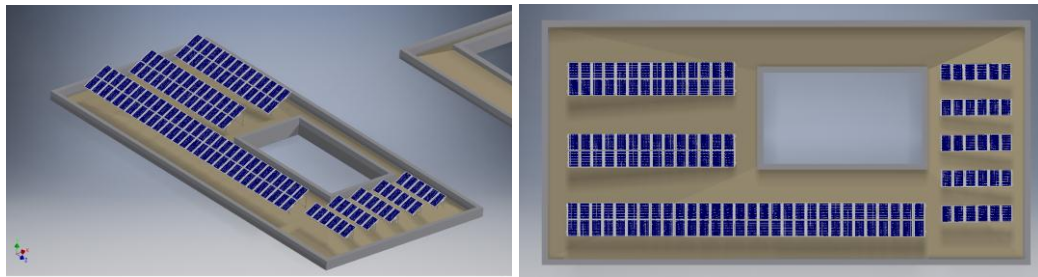


Ilustración 30: Zona N (norte), en esta parte del techo se aprovechará la disponibilidad del espacio instalando la mayor cantidad de paneles con doble soportes, en total cabrían 116 paneles en doble soporte y 30 paneles con soporte simple, y con ello, aprovechar lo que más se pueda de la radiación.
Fuente: Elaboración propia.

Los inversores podrían ser ubicados en el cuarto donde se encuentran los elementos eléctricos de los equipos de climatización.



Ilustración 31: Cuarto de los elementos eléctricos del Mall ubicado en el Techo.
Fuente: Registro propio.

6.8.1 Diseño Eléctrico

En el diseño eléctrico hemos calculado que necesitamos 14 módulos en serie por rama, con un total de 6 ramas, que suman 336 módulos. Este diseño nos arroja una capacidad de 100,8kWp, lo que nos permitiría utilizar 4 inversores de 27,6 kWp. Como se ha mencionado, el sistema de generación no requiere de almacenamiento, ya que toda la energía producida se inyectará al consumo, disminuyendo la demanda eléctrica de la distribuidora de energía.

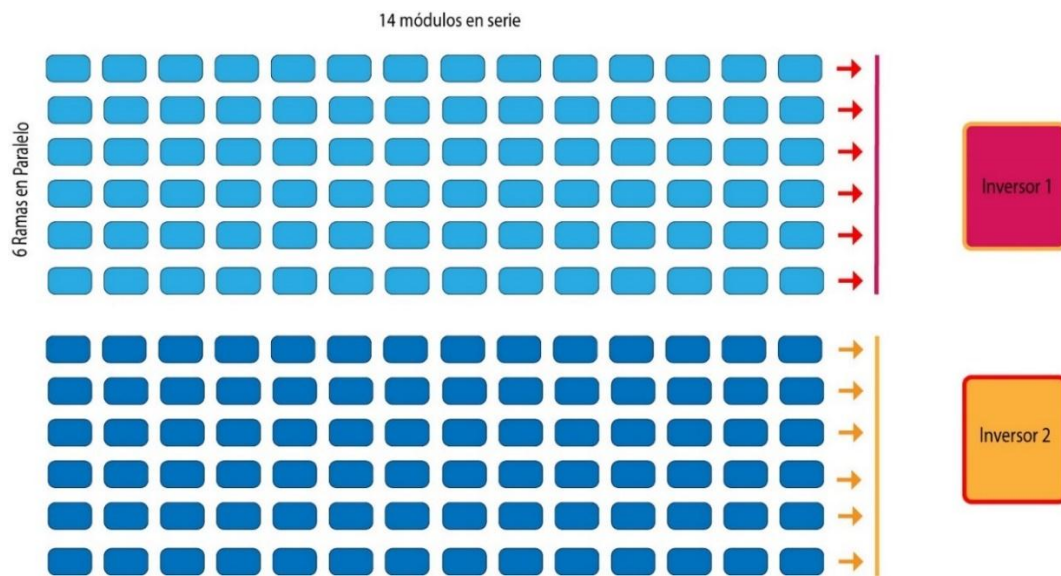


Ilustración 32: Disposición de los módulos en serie y en paralelo para cumplir con las especificaciones de los inversores.
Fuente: Elaboración propia.

Como se ha especificado anteriormente, los módulos serán distribuidos en las tres zonas: en la zona S habrá dos inversores cada uno conectado a 84 módulos, en tanto los otros dos inversores tomarán los módulos de la zona C y la zona N, también haciéndose cargo de 84 módulos cada uno.

7 Estudio de Viabilidad Económica

En este apartado se va a estudiar la viabilidad económica de la Sistema de Generación Eléctrica FV. Los cálculos se realizarán con valores netos de los equipos. Se considerará un incremento del 2% anual el precio de la luz además la pérdida de potencia anual de un 0,7% de los paneles fotovoltaicos.

Se consideran los costos de los paneles, inversores y estructura como fijos, es decir, a partir de ellos se determinarán los costos de mano de obra y gastos administrativos, las utilidades y gastos generales.

7.1 Análisis de Costos

Se ha utilizado la estructura de costos de los proyectos FV que han sido implementados en el Programa Techo Solares Públicos (PTSP) como guía para calcular los gastos y costos.

En efecto, se determinó que la inversión de los paneles representa el 40% de la inversión total necesaria para ejercer el proyecto. En efecto, los inversores y la estructura equivalen al 25% y 10% respectivamente del costo total.

Tabla 20: Valorización de infraestructura FV.
Fuente: Elaboración propia.

Estructura de costo	Unidad	Cantidad	Valor Bruto	Valor Neto
Paneles	Un.	336	\$ 40.316.640	\$ 33.879.529
Inversores	Un.	4	\$ 25.264.000	\$ 21.230.252
Estructura	Un.	336	\$ 10.582.320	\$ 8.892.706
Conectores MC4	Un.	366	\$ 1.579.200	\$ 1.327.059
Accesorios	-	5%	\$ 2.015.832	\$ 1.693.977
Costo Total			\$ 79.757.992	\$ 67.023523

Además, se establece la porción asignada a los costos de mano de obra y gastos administrativos, utilidades y gastos generales en un 10%, 7% y 8% respectivamente. Cabe señalar que el costo de operación y mantenimiento del sistema se calculó en base al 1,5% del costo de inversión, señalado en el apartado 5.7.

Tabla 21: Gastos involucrados en la instalación.
Fuente: Elaboración propia.

Estructura de gastos	Unidad	Cantidad	Valor
Mano de Obra y Gsts. Adm.	-	10%	\$ 8.936.470
Gastos Generales	-	8%	\$ 7.149.176
Gastos Totales			\$ 16.085.646

Como resultado, se estima que el CAPEX (costos de inversión) del proyecto es de **\$83.109.168-** pesos chilenos. En tanto, los costos de operación y mantenimiento asociados al OPEX es de **\$1.246.638-** pesos chilenos anuales. Por otro lado, las utilidades de la empresa a ejecutar el proyecto alcanzan los **\$6.255.529-** pesos chilenos. Por tanto, la inversión total para el Mall es de **\$89.364.697-**pesos chilenos.

En consecuencia, se presenta los ahorros que producen los paneles al generar la energía eléctrica anualmente desde la ejecución del proyecto. Tomando en consideración la inflación anual del precio de la luz en un 2% y la caída del rendimiento de los paneles en 0,7% anual.

Tabla 22: Ahorro anual que genera el sistema FV.
Fuente: Elaboración propia.

Año	Ahorro estimativo por año	Saldo
1	\$ 13.812.294	\$- 76.799.040
	\$ 13.738.605	\$- 64.319.539
3	\$ 13.664.632	\$- 51.926.603
4	\$ 13.590.374	\$- 39.620.641
5	\$ 13.515.830	\$- 27.402.067
6	\$ 13.441.000	\$- 15.271.295
7	\$ 13.365.884	\$- 3.228.743
8	\$ 13.290.479	\$ 8.725.172
9	\$ 13.214.786	\$ 20.590.029
10	\$ 13.138.804	\$ 32.365.404
11	\$ 13.062.532	\$ 44.050.872
12	\$ 12.985.969	\$ 55.646.007
13	\$ 12.909.115	\$ 67.150.379
14	\$ 12.831.968	\$ 78.563.558
15	\$ 12.655.702	\$ 89.786.282
16	\$ 12.676.795	\$ 101.015.770
17	\$ 12.598.767	\$ 112.152.756
18	\$ 12.520.444	\$ 123.196.802
19	\$ 12.441.824	\$ 134.147.464
20	\$ 12.362.908	\$ 145.004.298

Como se puede observar, al octavo año se aprecian números positivos, recuperándose la inversión inicial. La situación es más visible en el siguiente gráfico de amortización.

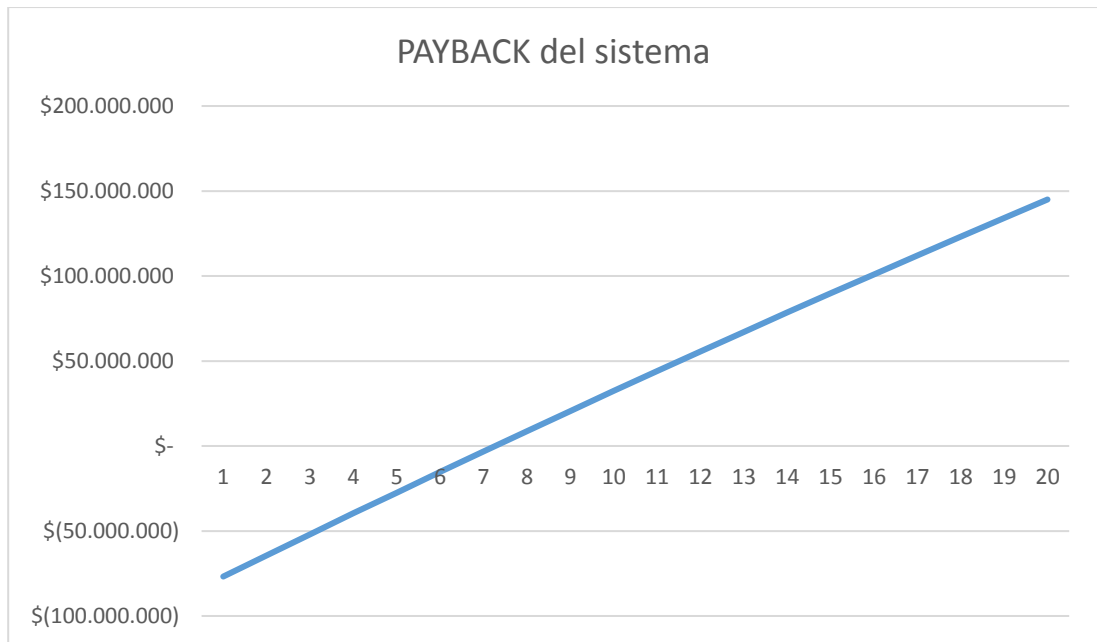


Gráfico 15: Amortización de la instalación FV en los años proyectados.
Fuente: Elaboración propia.

El retorno entonces comienza a ocurrir al octavo año. Por esta razón, el VAN de la instalación en la proyección de 20 años y una tasa de descuento del 10% arroja un valor de **\$12.703.456-** y un TIR del 12%.

Esto significa que el proyecto entrega los suficientes ahorros respecto a la inversión inicial para que al final de los años proyectados genere beneficios monetarios para el Mall.

7.2 Precio y Estructura de Costos del Proyecto FV

La estructura de costo del proyecto fotovoltaico está liderada por el precio de los paneles solares. Como se mencionó, el Programa Techo Solares Públicos (PTSP) ha permitido mostrar una estructura de costos que mantienen las empresas que se adjudican las licitaciones, en este sentido, los costos de los paneles en promedio rondan el 40% de la inversión total del proyecto.

Por consiguiente, se ha determinado establecer una estructura de los costos similares a como las empresas del PTSP licitan los proyectos (Gráfico 6), como se ilustra en el Gráfico 16.

Estructura de Costos del Proyecto FV

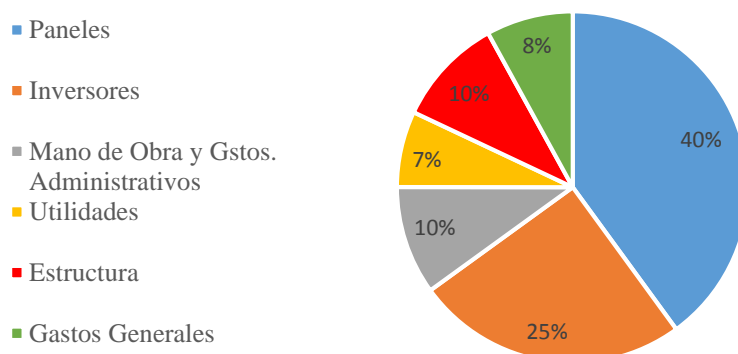


Gráfico 16: Estructura de los costos para el proyecto FV en el Mall de Rancagua.
Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, el indicador precio por Watt potencia instalado es de \$1,31 USD/Wp, el cual se encuentra dentro del rango de precios de las empresas que ejecutaron proyectos en la región de O'Higgins del PSTP (Gráfico 7).

7.3 Comparación Simulación Calculadora Solar

Por último, se realiza una comparación con la página CalculadoraSolar.cl creada por la división Phinet del grupo Phineal.

Esta página permite calcular el potencial fotovoltaico mediante tres variables de entrada:

- Por kW instalados.
- Por metro cuadrado disponible.
- Por consumo eléctrico mensual.

En este sentido, se realizan los cálculos respecto a los kW posibles a instalar; los cuales son 100 kWp. Con lo cual el resultado arroja una inversión aproximada de \$78.000.000

millones de pesos, esto significaría un ahorro anual de \$10.508.796 millones de pesos, inversión que se recupera a los 7,4 años.

Simulación de instalación fotovoltaica

Para la generación del **100%** de la energía consumida en una cuenta promedio de **\$ 1.500.000**, se necesitarían:



Ilustración 33: Simulación de la instalación FV

Fuente: www.Calculadorasolar.cl

Además, nos arroja que la instalación evitaría enviar a la atmosfera 71,53 de Toneladas de CO₂ anualmente, lo cual equivale a 325 autos menos al año.

Entonces, podemos observar que los cálculos efectuados en el presente trabajo de título son bastante similares a la simulación entregada por la calculadora solar.

8 Beneficio Ambiental

Las instalaciones FV conectadas a la red tienen un impacto medioambiental negativo que podemos considerar prácticamente nulo. Si analizamos diferentes factores, como son el ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento, veremos que su impacto solo se limitará a la fabricación, pero no al funcionamiento.

8.1 Impacto Ambiental Relacionado con el Funcionamiento

- **Ruidos:** La generación de energía de los módulos fotovoltaicos, es un proceso totalmente silencioso. El inversor trabaja a alta frecuencia no audible por el oído humano.
- **Emisiones:** La forma de generar de un sistema fotovoltaico, no requiere ninguna combustión para proporcionar energía.
- **Residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento:** Para funcionar los equipos de la instalación no necesitan verter nada al sistema de saneamiento, la refrigeración se realiza por convección natural.

8.2 Impacto Ambiental en la Fabricación

En todo proceso de fabricación de módulos fotovoltaicos, componentes electrónicos, para los inversores, estructuras, cables, etc. Es donde las emisiones gaseosas a la atmósfera y vertidos al sistema de saneamiento pueden tener mayor impacto sobre el medio.

Esto se traduce en costes asociados al proceso de fabricación de manera que el diseño de procesos hay que tener en cuenta los posibles residuos. Los principales residuos de esta clase son: disoluciones de metales, aceites, disolventes orgánicos, restos de los dopantes y los envases de las materias primas que han contenido estos productos.

En cuanto a la energía consumida en el proceso de fabricación tenemos el dato que en un tiempo entre 4 y 7 años los módulos fotovoltaicos devuelven la energía consumida en la fabricación, muy inferior a la vida prevista para estos, que es superior a los 20 años.

8.3 Emisiones Evitadas por el Uso de Generación FV

A parte del punto de vista económico, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones, como el balance energético.

Tabla 23: Mitigación mensual de Toneladas de CO₂ del sistema FV.
Fuente: Elaboración propia.

Mes	Prod. E° [kWh/mes]	Mitigación CO ₂ (ton)
Enero	18.001,334	6,30
Febrero	15.031,870	5,26
Marzo	13.522,114	4,73
Abril	9.852,673	3,45
Mayo	7.894,978	2,76
Junio	6.576,878	2,30
Julio	7.725,752	2,70
Agosto	9.250,745	3,24
Septiembre	11.708,687	4,11
Octubre	15.772,239	5,52
Noviembre	16.935,126	5,93
Diciembre	19.091,220	6,68
Acumulado Anual	151.363,615	52,98

En este caso, para la cubierta solar fotovoltaica conectada a red con una producción anual estimada 150 MWh/año el ahorro total de CO₂ será: 52,98 tCO₂e

Por tanto, con la instalación del sistema FV se estarán evitando cerca de 53 Toneladas de CO₂ por año enviadas a la atmósfera, contribuyendo así en la mitigación de emisiones de CO₂ pactadas en el Acuerdo de Paris 2016.

8.4 EPBT

En tanto, la recuperación de la energía invertida se calcula como se explicó en el apartado 5.8.

$$\text{Energía cautiva} = 2,06 \left(\frac{tCO_2}{kW} \right) * 100,8(kW) = 207,648 tCO_2$$

$$EPBT = \frac{207,648 (tCO_2)}{52,98 \left(\frac{tCO_2}{año} \right)} = 3,92 \text{ años}$$

En conclusión, las emisiones de CO₂ que se generan en la producción de la instalación es de tal envergadura que se compensan en un periodo aproximadamente de 4 años. Esto quiere decir que durante 16 años restantes de proyección de la instalación se generará electricidad completamente libre de emisiones de CO₂, serán 16 años de generación eléctrica absolutamente limpia.

9 Proyección en el Sector Inmobiliario Comercial

Los proyectos de eficiencia energética, en particular los de generación fotovoltaica, están siendo cada vez más atractivo en materia financiera para los clientes regulados, esto sin duda que favorece al mercado y con ello el aumento de competitividad, haciendo disminuir los precios tanto de los elementos que componen las instalaciones como el de los servicios que ofrecen las empresas en este rubro.

Sin embargo, una de las barreras para el sector comercial para implementar este tipo de medidas es la alta inversión y la disponibilidad de los recursos para estos fines, sumado a la operación y mantención de estos.

Asimismo, el obstáculo más importante para el operador del Mall de Rancagua, el cual es una empresa inmobiliaria, es que al ser un edificio comercial que se arrienda y se gestionan los locales comerciales, entonces los ahorros monetarios producidos por el sistema fotovoltaico los percibe quien opera, generando una situación de conflicto con el dueño del inmueble, principalmente porque el operador no tiene asegurado el contrato hasta el fin de los años proyectados en una instalación de estas características. Por ello, se presenta a continuación la alternativa de las empresas ESCO.

9.1 Modelo de Negocio ESCO

Existe una opción interesante tanto para el sector privado como público: las empresas ESCO (Energy Services Companies), un modelo de negocio en que consiste en el desarrollo de proyectos de eficiencia energética, sean estos fotovoltaicos, térmicos, luces led, etc., en el que la empresa ofrece implementar las soluciones de eficiencia energética en todo el espectro del proyecto, donde este se paga con los ahorros obtenidos por la ejecución.

En concreto, según los datos que maneja la Asociación de Empresas de Eficiencia Energética (ANESCO Chile), las empresas ESCO han estado desarrollando proyectos en mayor

porción en el sector comercial (46%) seguidos por el sector público (27%), la industria (17%) y residencial (8%).

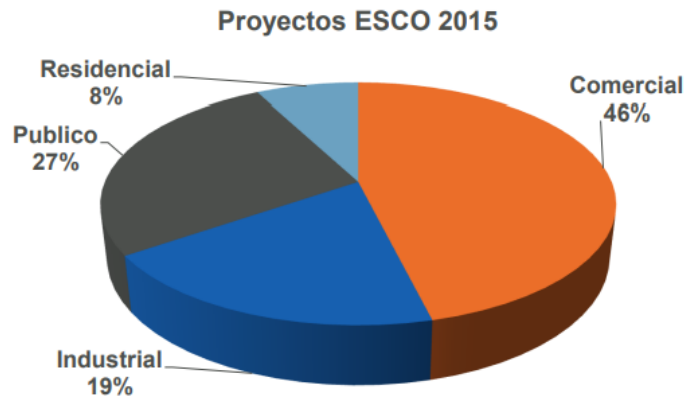


Gráfico 17: Proyectos de empresas ESCO al año 2015.
Fuente: ANESCO Chile.

9.1.1 Tipos de Contrato de Desempeño

Este tipo de modelo de negocio son ofertados por empresas proveedoras de Servicios de Eficiencia Energética y de Energía Renovable. A continuación, se detallan los tipos de contrato habitualmente pactados entre el cliente y la ESCO:

Ahorros Compartidos:

- La ESCO asegura un ahorro energético mínimo. El cliente y la ESCO se reparten un porcentaje predeterminado del ahorro de energía.
- La ESCO asume el riesgo de rendimiento y riesgo de crédito.
- El financiamiento del proyecto queda fuera del balance del cliente.
- El equipo es de propiedad de la ESCO mientras dure el contrato.

Ahorros compartidos (Fast Out):

- La ESCO implementa el proyecto, produce ahorros en energía y estos ahorros son en forma total y absoluta para la ESCO. Salida rápida de la ESCO.

Ahorros Garantizados:

- La ESCO garantiza la cantidad de energía ahorrada, siempre que las operaciones del cliente se mantengan en las condiciones pactadas en el contrato.
- El cliente asume el riesgo de crédito.
- Si los ahorros reales están por debajo de lo garantizado, la ESCO debe pagar al cliente la diferencia.

Contrato Venta de Energía (Chaufage):

- Este contrato se caracteriza por la venta de energía de la ESCO a la parte contratante.

Entre estos tipos de contratos, los del tipo **Ahorros Compartidos** son lo que predominan con un **58%** de los proyectos, en tanto los contratos de **Ahorros Garantizados** representan un **38%**, y en menor medida se realizan los del tipo **Venta de Energía (4%)**.

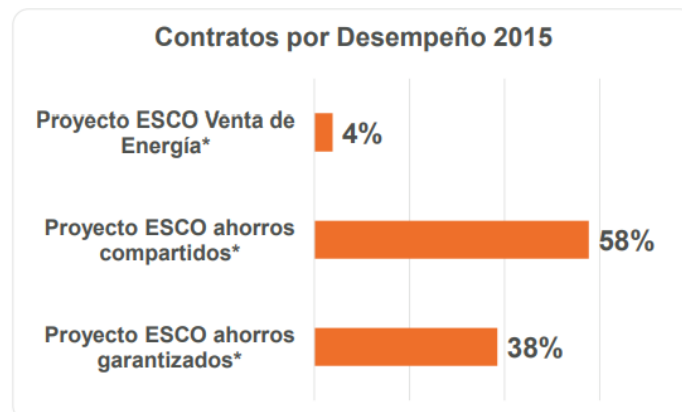


Ilustración 34: Tipos de contratos pactados entre clientes y ESCO al año 2015.
Fuente: ANESCO Chile.

9.1.2 Casos de Éxito

Según cifras aportadas por el Ministerio de Energía, a la fecha el modelo ESCO para generación distribuida y autoconsumo en establecimientos privados alcanza los 53 MW, equivalentes a 205 proyectos desarrollados y firmados; mientras que en las reparticiones públicas buscan concretar una meta de 100 edificios públicos atendidos bajo esta modalidad, como parte del desafío que persigue la **Política Energética 2050**.

Para ilustrar esto, se presentan algunos proyectos que han sido exitoso bajo el modelo ESCO:

- **Campus universitario con energía Fotovoltaica. (PUNTO SOLAR)**

“El proyecto Solar Fotovoltaico es parte de un plan de desarrollo de un campus sustentable en el que trabaja en conjunto la empresa Punto Solar y la Universidad Andrés Bello. Este plan comenzó hace un par de años con la instalación de una planta de 18,5 kW y han logrado expandirse, gracias al aporte de fondos de Innova Corfo y recursos privados, hasta la planta de 98,5 kW actual. La idea era fomentar el uso de las energías renovables y la metodología ESCO, condiciones que se veían facilitadas por el planteamiento de la universidad de potenciar estas energías y su carácter ecológico. Este proyecto de autoconsumo se llevó a cabo en toda la techumbre del edificio C1 del campus Casona de Las Condes de la universidad Andrés Bello, lo que corresponde a la instalación de 320 módulos policristalinos de 150 W y los inversores correspondientes. La energía producida por estos paneles está conectada a la red eléctrica del campus y se consume principalmente en el mismo edificio, lo que permite suplir parte de sus necesidades energéticas. Cabe mencionar que se contó con un subsidio de CORFO” (ANESCO, 2016).

Tabla 24: Implementación de un sistema fotovoltaico en la UNAB de las Condes, empresa Punto Solar.
Fuente: ANESCO Chile.

Tipo Proyecto	Inversión \$	Ahorro \$/año	Ahorro kWh/año
ESCO	95.200.000	8.012.000	139.510

- **Cogeneración energética en hotelería premium. (EFIZITY)**

“Ubicado en las cercanías del desierto de Atacama se encuentra el hotel Cumbres de San Pedro, anteriormente conocido como Kunza Hotel & Spa. En una zona árida la generación energética está en constante innovación. Por esto, Efizity analizó las posibilidades y posteriormente implementó una serie de medidas destinadas al ahorro energético. El estudio realizado por Efizity sugirió la implementación de un sistema de cogeneración de electricidad y calor, llenado eficiente del hotel (ahorro en ACS), recambio masivo de iluminación, recambio de caldera del sistema de temperado de piscinas y jacuzzis, manta térmica para jacuzzis y piscinas, y colectores solares para calentar agua de jacuzzis y piscinas de los mismos. Proyecto ESCO de ahorros garantizados.” (ANESCO, 2016)

Tabla 25: Implementación de medidas de ahorro energético en el Hotel Cumbres de San Pedro de Atacama, empresa Efizity.
Fuente: ANESCO Chile.

Tipo Proyecto	Inversión \$	Ahorro \$/año	Ahorro kWh/año
ESCO	80.190.416	55.303.735	852.779

10 Conclusiones

Las conclusiones que podemos rescatar de este estudio son las siguientes:

1. Existe un contexto muy favorable para la instalación de sistemas de generación fotovoltaica, tanto leyes que apoyan su propagación como también la cantidad de empresas certificadas dispuestas a montar estos sistemas. El precio de los elementos ha caído considerablemente en los últimos 10 años, en efecto los proyectos FV muestran una disminución del 54%.
2. Por otra parte, los planes gubernamentales para aumentar el aporte energético de fuentes renovables no convencionales se han estado ejecutando, con ello actualmente el aporte de ellas es de un 14% y se espera que al año 2022 estas sean de un 27%. Asimismo, la aprobación del decreto de la Ley N°20.571 ha creado un escenario propicio para la instalación de generación fotovoltaica, en efecto, desde su asentimiento se han instalado 1.180 proyectos certificados ante la SEC, equivalentes a 8,2 [MW].
3. En este sentido, el Programa Techo Solares Públicos (PTSP) ha facilitado la maduración del mercado fotovoltaico creando más ofertas certificadas antes la SEC, con ello el aumento de instalaciones fotovoltaicas.
4. La ubicación geográfica del Mall favorece en la cantidad de radiación que incide sobre la techumbre, respecto a zonas más al sur del país. En el techo del Mall se cuenta con una superficie cercana a los 1.000 m² libres, esto significa que todo el mes de diciembre genera unos 250.000 [kWh] para ser consumidos. Cabe destacar que la techumbre posee una inclinación de 2° por lo que habría que nivelar con un sistema de soporte.
5. Para el diseño del sistema se consideró paneles policristalinos de 300 Wp, con un ángulo de inclinación de 30°. Esto permitiría instalar 336 módulos con una capacidad de 100,8 [kWp], generando cerca de 150 [MWh] al año. Por temas de disponibilidad del sistema ante fallos, se decide utilizar 4 inversores de 27,6 [kWp], distribuyendo los paneles en 6 ramas en paralelo con 14 paneles en serie por rama; cada inversor tiene a cargo 84 módulos FV.

6. En los meses más favorable para la producción de energía por el sistema se alcanza 19.000 [kWh], sin embargo, la demanda energética del Mall está muy por encima de aquello, alcanzado en aquellos meses cerca de 427.000 [kWh]. Por tanto, la contribución a la demanda general de energía eléctrica alcanza el 4% en promedio.
7. El mayor coste del sistema lo tienen los paneles, los cuales además poseen mayor vida útil. La inversión inicial es cercana a los 89,4 millones de pesos, incluyendo inversores, soporte de los paneles, mano de obra, utilidades y gastos generales. En este escenario, se puede estar ahorrando anualmente cerca de 13 millones de pesos en una proyección de 20 años, suponiendo además un aumento del costo de la luz del 2% anual y una pérdida de potencia de un 0,7% en los paneles, lo que significa que ya al octavo año la inversión es recuperada. La evaluación del VAN con una tasa de descuento del 10% arrojó \$12.703.456- pesos, y un TIR del 12%, significando que la implementación del sistema FV genera beneficios en los años proyectados, por tanto, una valoración positiva para los directivos.
8. La energía producida por el sistema equivale a un ahorro de energía consumida, lo que a la vez significa un ahorro en emisiones al medio ambiente. En este caso, anualmente se estarían evitando cerca de 53 toneladas de CO₂ que emite la empresa distribuidora (CGE). En este sentido, el proyecto FV contribuye en a la mitigación de emisión del Dióxido de Carbono.
9. Sin embargo, una de las barreras que tiene el operador del Mall de Rancagua para implementar este tipo de medidas, en primer lugar, tiene relación con los recursos destinados para estos proyectos, y segundo tiene que ver con la naturaleza del contrato con el dueño del inmueble del Mall. En este sentido, el modelo de negocio que manejan las empresas ESCO puede ser una alternativa para llevar acabo el sistema de generación fotovoltaica, en el especial el tipo de contrato de ahorros compartidos.

11 Referencias

- [1] Agencia de Sostenibilidad Energética. www.agenciase.org
- [2] Aguilera Jorge. Hontoria Leocadio. “Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos”. Universidad de Jaén, 2010.
- [3] Feinstein Alejandro- Objetivo Universo. Buenos Aires: Colihue, 2005.
- [4] Greenpeace. Energía solar revolución energética. Bogotá: 2011
- [5] Peralta Benito Tomas. “Guía del instalador de energías renovables”. Madrid, 2006.
- [6] Romero Hernan et al. “Irradiancia solar en territorios de la república de Chile: Santiago. 2008”.
- [7] “Solar Action”, Septiembre de 2015.
<http://solaraction.blogspot.cl/2012/12/calculo-instalacionfotovoltaica.html>.
- [8] “Conexweld, especialistas en sistemas de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas”, <http://conexweld.net/>. Octubre de 2015.
- [9] <http://www.mapfre.com/fundation/html/revistas/seguridad/n133/es/articulo4.html>. Septiembre de 2015.
- [10] <http://www.leychile.cl/Consulta/listaresultadosimple?cadena=20571>. Agosto de 2015.
- [11] Ministerio de Energía, Reglamento de la Ley 20.571, Diario Oficial de la República de Chile, número 40.952.
- [12] http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno11/CO2/Site/Factor_de_Emisiones_de_CO2.html
- [13] <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>
- [14] https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-28132012000100003
- [15] www.calculadorasolar.cl
- [16] Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación en Baja Tensión, Comisión Nacional de Energía.

- [17] Ley de Generación Distribuida (Ley 20.571), División de Energías Renovables, Ministerio de Energía.
- [18] Anuario Estadístico de Energía 2018, Comisión Nacional de Energía.
- [19] Reporte de Costos de Adjudicación Programa Techos Solares Públicos, Licitaciones 2015-2018, Ministerio de Energía.
- [20] El futuro de la electricidad en Chile, Generadoras de Chile, 2nd Latin America Energy Summit.
- [21] Memoria Programa Techos Solares Públicos. Ministerio de Energía, 2016.
- [22] U.S Department Of Energy (DOE), “The Future Arrives for Five Clean Energy Technologies”, 2016.
- [23] Superintendencia de Electricidad y Combustibles. www.sec.cl
- [24] Generadoras Chile. www.generadoras.cl
- [25] Asociación Chilena Energías Renovables. <http://www.acera.cl/centro-de-informacion/>
- [26] Ministerio de Energía, “Libro Energía 2050”.
- [27] Comisión Nacional de Energía, CNE. www.cne.cl
- [28] Ministerio de Energía, Chile. www.energia.gob.cl
- [29] IEA, International Energy Agency. www.iea.org
- [30] Valdés F., Marcelo y Gutiérrez, Gonzalo, Pontificia Universidad Católica de Chile, May.2012. “Evolución del desarrollo y del costo de los sistemas fotovoltaicos en el mundo y en Chile”.
- [31] Ministerio de Energía, Plan de Acción de Eficiencia Energética 2020, Feb.2012
- [32] Ministerio de Energía, Plan de Mitigación Gases Efecto Invernadero Para el Sector Energía, 2017.
- [33] Universidad de Chile. “Metro Solar, 2014”.

Anexo A: Panel Solar

Panel Solar JS Solar 300W



CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS (STC)

Tipo de Módulo	JS	250P	300P		250M	300M
Potencia de salida [W]		250	300		250	300
Tensión en Pmax (Vmpp) [V]		30.48	36.60		30.7	36.60
Intensidad en Pmax (Impp) [A]		8.24	8.23		8.15	8.23
Tensión en circuito abierto (Voc) [V]		38.80	44.20		36.8	44.20
Intensidad en cortocircuito (Isc) [A]		8.85	8.72		8.67	8.72
Tolerancia [N]		0-3	0-3		0-3	0-3
Tensión Maxima	IEC EN:1000V / UL: 600V / UL:1000V					
Eficiencia del módulo [N]		15.57%	15.37%		15.4%	15.52%

STC* (Standard Test Conditions): Irradiance 1000w/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/-3%

CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS (NOCT)

Tipo de Módulo	JS	250P	300P		250M	300M
Potencia de salida [W]		183	218		183	218
Tensión en Pmax [V]		27.7	33.3		27.2	33.3
Intensidad en Pmax [A]		6.62	6.59		6.72	6.59
Tensión en circuito abierto (Voc) [V]		34.8	41.2		35.0	41.2
Intensidad en cortocircuito (Isc) [A]		7.04	6.96		7.23	6.96

NOCT: Irradiance 800w/m², Module Temperature 45±2°C, Wind Speed 1m/s
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/-3%

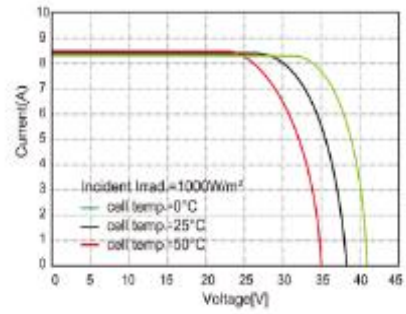
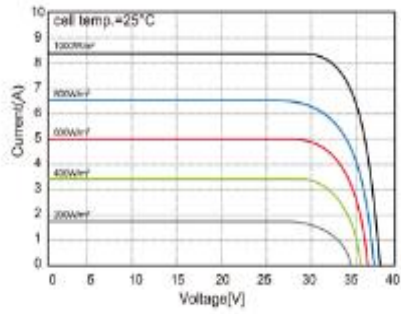
CARACTERÍSTICAS CON TEMPERATURA

Tipo de Módulo	JS250W-300W
NOCT	45±2°C
Coefficiente de temperatura Pmax	-0.45%/°C
Coefficiente de temperatura en Voc	-0.32%/°C
Coefficiente de temperatura en Isc	0.06%/°C
Valor máximo del fusible en serie	15A
Rango de temp. de funcionamiento	-40 to 85°C
Rango de temp. de almacenaje	-40 to 60°C

ESPECIFICACIONES

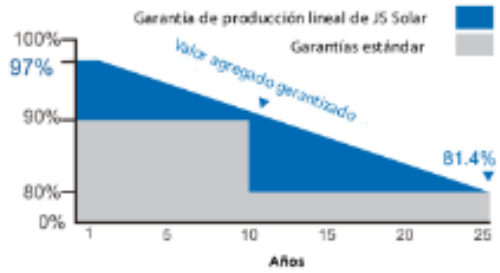
Dimensiones (mm)	1640*992*40
Peso (kg)	20
Cubierta frontal (material / espesor)	3.2mm / 4.0mm, tempered glass / AR coating glass
Cable (longitud mm/ sección)	900
Conector (tipo)	MC4

IV Curves



Garantía del producto

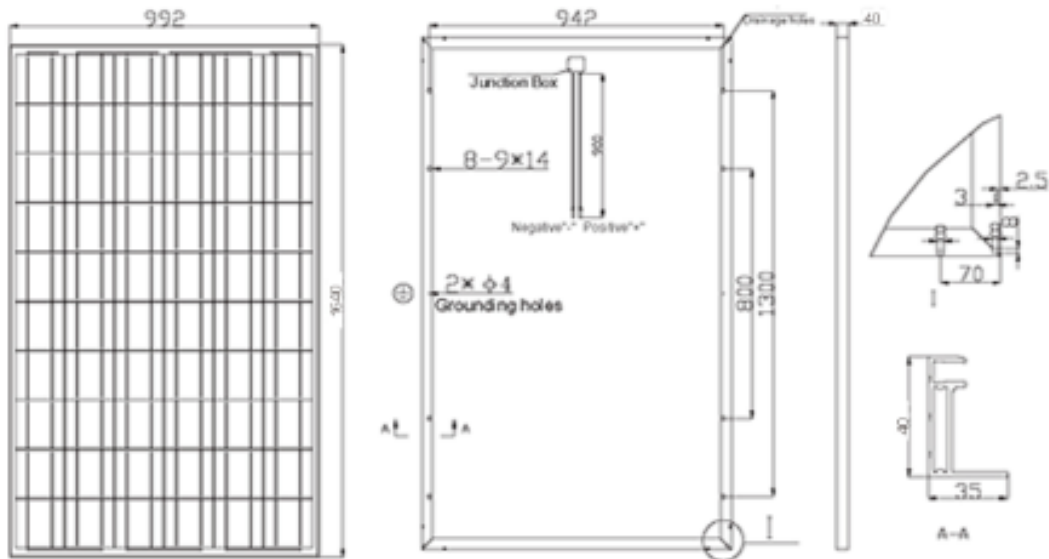
- 25 años en producción lineal
- 10 años en defectos de materiales



Certificaciones



- Resistencia al amonía
- Resistencia a la corrosión por sal
- Aprobado para Instalaciones FIRCO



Anexo B: Inversor

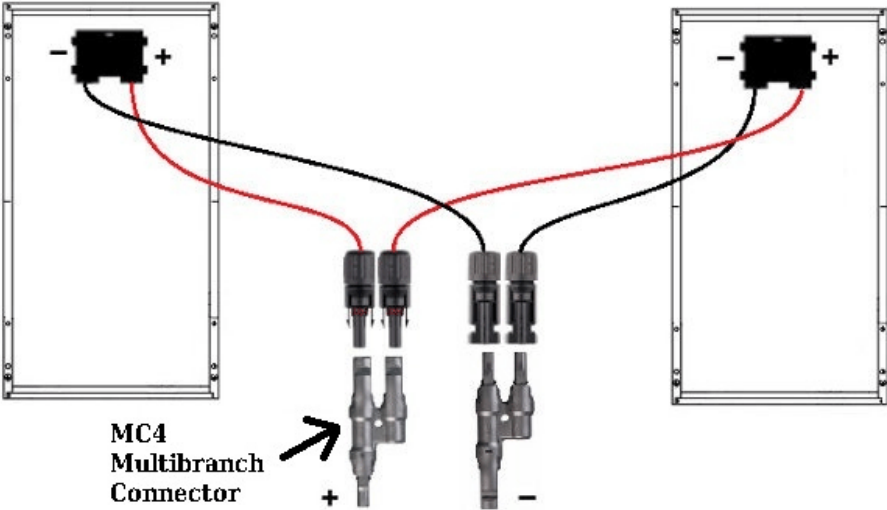
Inversor ABB 27,6 Wp



Technical data and types

Type code	TRIO-20.0-TL-OUTD	TRIO-27.6-TL-OUTD
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	430 V (adj. 250...500 V)	
Operating DC input voltage range ($V_{dcmn}...V_{dcmx}$)	0.7 x V_{start} ...950 V (min 200 V)	
Rated DC input voltage (V_{dc})	620 V	
Rated DC input power (P_{dc})	20750 W	28600 W
Number of independent MPPT	2	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPTmax}$)	12000 W	16000 W
DC input voltage range with parallel configuration of MPPT at P_{dc}	440...800 V	500...800 V
DC power limitation with parallel configuration of MPPT	Linear derating from max to null [800 V ≤ V_{MPPT} ≤ 950 V]	
DC power limitation for each MPPT with independent configuration of MPPT at P_{dc} , max unbalance example	12000 W [480 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] the other channel: P_{dc} - 12000 W [350 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V]	16000 W [500 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V] the other channel: P_{dc} - 16000 W [400 V ≤ V_{MPPT} ≤ 800 V]
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) / for each MPPT ($I_{MPPTmax}$)	50.0 A / 25.0 A	64.0 A / 32.0 A
Maximum input short circuit current for each MPPT	30.0 A	
Number of DC inputs pairs for each MPPT	1 (4 in -S2X, -S2F, -S1J, -S2J versions)	1 (5 in -S2X and -S2F versions, 4 in -S1J and -S2J)
DC connection type	Tool Free PV connector WM / MC4 (Screw terminal block on standard and -S2 versions) ²⁾	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester (-S2X, -S1J and -S2J versions)	-S2X: Type 2; -S1J, -S1J: Type 1+2	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	40 A / 1000 V	
Fuse rating (versions with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase 3W+PE or 4W+PE	
Rated AC power (P_{ac} @ $\cos\phi=1$)	20000 W	27600 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	22000 W ³⁾	30000 W ⁴⁾
Maximum apparent power (S_{max})	22200 VA	30670 VA
Rated AC grid voltage (V_{ac})	400 V	
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	33.0 A	45.0 A
Contributory fault current	35.0 A	46.0 A
Rated output frequency (f_o)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995, adj. ± 0.9 with P_{dc} = 20.0 kW, ± 0.8 with max 22.2 kVA	> 0.995, adj. ± 0.9 with P_{dc} = 27.6 kW, ± 0.8 with max 30 kVA
Total current harmonic distortion	< 3%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland PG36	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	50.0 A	63.0 A
Output overvoltage protection - varistor	4	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester (-S2X version)	4 (Type 2)	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.2%	
Weighted efficiency (EURO/CEC)	98.0% / 98.0%	
Feed in power threshold	40 W	
Night consumption	< 0.6 W	

Anexo C: Conectores MC4



Anexo D: Data Sheet Climatizadores

Data sheet climatizadores Mall

DIVISION OF AMERICAN STANDARD INC.
 KNOXVILLE, TN 37040

INTELLIPAK®

MODEL NUMBER SXHGD11SOLF8CG9D3000AJTVY
SERIAL NUMBER J98B70610

REFRIGERATION MACHINE FOR OUTDOOR INSTALLATION ONLY
 SEE ADDITIONAL NAMEPLATE IN GAS HEAT SECTION WHEN USED

RATED VOLTAGE	380	HZ	50	PHASE	3		
UTILIZATION VOLTAGE RANGE	380 - 415						
NOMINAL SYSTEM VOLTAGES	380						
					CIRCUIT - 1	CIRCUIT - 2	CIRCUIT - 3
MINIMUM CIRCUIT AMPACITY +					343		AMPS
RECOMMENDED DUAL ELEMENT FUSE +					400		AMPS
MAXIMUM OVERCURRENT PROTECTION DEVICE +					400		AMPS

	QTY	VOLTS	HZ	PHASE	RLA EA	LRA EA
COMPRESSOR MOTOR A	2	380	50	3	27.3	174
COMPRESSOR MOTOR B	2	380	50	3	27.3	174
COMPRESSOR MOTOR C	2	380	50	3	27.3	174
COMPRESSOR MOTOR D						

	QTY	VOLTS	HZ	PHASE	FLA EA	HP EA
CONDENSER FAN MOTOR	10	380	50	3	1.7	0.75
EVAPORATOR FAN MOTOR	2	380	50	3	60.0	40.0
EXHAUST FAN MOTOR	1	380	50	3	25.0	15.0
BURNER MOTOR	-0-					-0-
ELECTRIC HEATER CKT	-0-					KW -0-
EVAPORATOR HEAT TAPE	-0-					VA
UNIT CONTROL CIRCUIT		380	50	1		VA 2

FACTORY CHARGED - EACH SYSTEM	CKT 1 123	CKT 2 123	LBS OF R-22	
DESIGN PRESSURE	450 PSIG	TEST PRESSURE	450	LOW (PSIG) 300

FOR NONRESIDENTIAL INSTALLATION ONLY

FOR CONTINUED EFFICIENT OPERATION OF THIS UNIT REFER TO
 MANUALS SXH - IOM - 3 SAHF - PTG - 2B

UNIT	2307 - 4124 - 01	2308 - 2176 - 01	2307 - 3827 - 01	2307 - 3898 - 01
WIRING	2307 - 3891 - 01	2307 - 3894 - 01		2308 - 2267 - 01
DIAGRAMS	2307 - 4063 - 01	2307 - 4118 - 01		

+ 5000 AFC SHOWN - SEE AVAILABLE FAULT CURRENT TABLE FOR ALTERNATE UNIT BRANCH CIRCUIT REQUIREMENTS

MTC MADE IN U.S.A. X39630365-01

THE TRANE COMPANY
 A DIVISION OF AMERICAN STANDARD INC.
 CLARKSVILLE, TN 37040

INTELLIPAK®

MODEL NUMBER **SXHGD13SOLF8CG9D3000AJMTY**

SERIAL NUMBER **J98B70614**

REFRIGERATION MACHINE FOR OUTDOOR INSTALLATION ONLY
 SEE ADDITIONAL NAMEPLATE IN GAS HEAT SECTION WHEN USED

RATED VOLTAGE	380	HZ	50	PHASE	3
UTILIZATION VOLTAGE RANGE			380-415		
NOMINAL SYSTEM VOLTAGES			380		
MINIMUM CIRCUIT AMPACITY +			CIRCUIT-1	CIRCUIT-2	CIRCUIT-3
RECOMMENDED DUAL ELEMENT FUSE +			401		AMPS
MAXIMUM OVERCURRENT PROTECTION DEVICE +			450		AMPS
			450		AMPS

	QTY	VOLTS	HZ	PHASE	RLA EA	LRA EA
COMPRESSOR MOTOR A	2	380	50	3	27.3	174
COMPRESSOR MOTOR B	2	380	50	3	27.3	174
COMPRESSOR MOTOR C	2	380	50	3	27.3	174
COMPRESSOR MOTOR D	2	380	50	3	27.3	174
	QTY	VOLTS	HZ	PHASE	FLA EA	HP EA
CONDENSER FAN MOTOR	12	380	50	3	1.7	0.75
EVAPORATOR FAN MOTOR	2	380	50	3	80.0	40.0
EXHAUST FAN MOTOR	1	380	50	3	25.0	15.0
BURNER MOTOR	-0-					-0-
ELECTRIC HEATER CKT	-0-					KW -0-
EVAPORATOR HEAT TAPE	-0-					VA
UNIT CONTROL CIRCUIT		380	50	1		VA 2

FACTORY CHARGED - EACH SYSTEM	CKT 1 132	CKT 2 132	LBS OF R-22	
DESIGN PRESSURE	450 PSIG	TEST PRESSURE	450	HIGH (PSIG) LOW (PSIG) 300

FOR NONRESIDENTIAL INSTALLATION ONLY

FOR CONTINUED EFFICIENT OPERATION OF THIS UNIT REFER TO

MANUALS	SXH - IOM - 3	SAHF - PTG - 2B		
UNIT	2307-4124-01	2308-2178-01	2307-3827-01	2307-3898-01
WIRING	2307-3891-01	2307-3894-01		2308-2177-01
DIAGRAMS	2307-4063-01	2307-4125-01		

+ 5000 AFC SHOWN - SEE AVAILABLE FAULT CURRENT TABLE FOR
 ALTERNATE UNIT BRANCH CIRCUIT REQUIREMENTS

MADE IN U.S.A.

X39630365-01