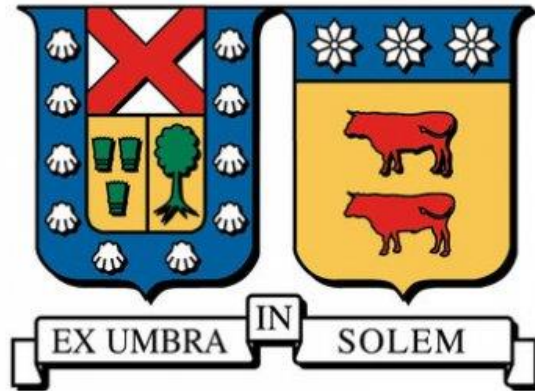


DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO – CHILE



ANALISIS TECNICO ECONOMICO PROYECTO FOTOVOLTAICO
PARA AUTOCONSUMO DE UN DATACENTER

MARCOS HERNANDO CHICAGUALA AVALOS

MEMORIA APTA PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERIO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUIA : SRA. MARIA PILAR GARATE CH.
PROFESOR CORREFERENTE : SR. FRANCISCO DALL'ORSO L.

ABRIL 2017

AGRADECIMIENTO

Principalmente mis agradecimientos son para mi señora esposa Jacqueline por apoyarme durante toda esta etapa, a mis hijas Karen Andrea y Javiera quienes son la razón de todos mis actos por un futuro mejor.

A mi padre Walter por darme la fortaleza y enseñarme a luchar por nuestros objetivos, también a mi madre María por la confianza y el amor entregado durante toda la vida.

También agradezco a la Profesora María del Pilar y Francisco Dall'Orso Profesor correferente, que me guiaron en este trabajo y todos quienes de alguna forma me permitieron llegar a finalizar esta importante etapa.

RESUMEN

Los datacenters son espacios físicos cerrados que deben cumplir con una serie de características técnicas para alojar los equipos computacionales que procesan los datos de las organizaciones.

Como los data center son grandes generadores de calor, hace falta una gran cantidad de energía para que funcionen a una temperatura correcta.

El uso de energías renovables, tanto solar fotovoltaica como la energía eólica permite igualmente el disponer de energía eléctrica a bajo coste, además de reducir notablemente la contaminación y el ~~em~~ emitido.

Este trabajo contiene el análisis de la factibilidad técnica de incorporar tecnología de generación solar, específicamente a través de paneles fotovoltaicos conectados a la red, para generar energía y autoconsumirla en un datacenter que se debe construir en la ciudad de Tocopilla.

En el desarrollo de esta tesis se analizará el marco legal específicamente la Ley 20.571 que permite a los clientes de las distribuidoras la generación a través de ERNC o eficiencia energética.

A través del software Retscreen se evaluará el caso base que es tomar de la red de distribución toda la energía necesaria para el funcionamiento del datacenter y como caso de estudio la generación con paneles fotovoltaicos.

Luego del desarrollo y análisis se concluye que es técnicamente factible y económicamente rentable la implementación de generación fotovoltaica con el diseño de una planta de 9kW para autoconsumo del datacenter, que tiene contemplado elementos de eficiencia energética para los sistemas de refrigeración. El payback de la inversión es de 8 años correspondiente a menos de la mitad de la vida útil del proyecto.

ABSTRACT

Datacenters are closed physical spaces that must comply with a series of technical characteristics to accommodate the computational equipment that processes the data of the organizations.

Because data centers are large heat generators, it takes a lot of energy to run at the right temperature.

The use of renewable energy, both solar photovoltaic and wind energy also allows the availability of electricity at low cost, as well as significantly reduce pollution and emitted CO₂.

This work contains the analysis of the technical feasibility of incorporating solar generation technology, specifically through photovoltaic panels connected to the grid, to generate energy and to self-consume it in a datacenter to be built in the city of Tocopilla.

In the development of this thesis will analyze the legal framework specifically Law 20,571 that allows the customers of the distributors to generate through ERNC or energy efficiency.

Through the software Retscreen will evaluate the base case that is to take the distribution network all the energy needed for the operation of the datacenter and as a case study generation with photovoltaic panels.

After the development and analysis it is concluded that it is technically feasible to implement photovoltaic generation for self consumption up to 100 kWh, which is the limit imposed by law 20.571 and the payback of the investment is 5 years corresponding to one third of the useful life of the project.

INDICE

Capítulo I: Antecedentes.....	1
1.1.- Introducción	1
1.2.- Objetivos	2
1.2.1.- Objetivo general.....	2
1.2.2.- Objetivos específicos	2
1.3.- Alcances.....	2
1.3.1.- Rango de acción.....	2
1.3.2.- Nivel de investigación.....	2
Capítulo II: Estado del Arte	3
2.1.- Descripción de las Energías Renovables no Convencionales en Chile.....	3
2.1.1.- Energía Solar.....	3
2.1.2.- Potencial Solar en Chile.....	4
2.1.3.- Energía Solar Fotovoltaica.....	7
2.2.- Sistema Fotovoltaico.....	11
2.2.1.- Sistemas Autónomos.....	14
2.2.2.- Sistemas Conectados a la Red.....	15
2.3.- Ley 20.571 Para la Generación Distribuida (Ley de Facturación Neta).	17
2.4.- Datacenter	21
2.4.1.- Clasificación de datacenter	21
2.4.2.- Datacenter como servicio.....	22
2.4.2.1.- ¿Datacenter propio o Datacenter externo?	23
2.4.2.1.1.- Beneficios	23
2.4.2.1.2.- Costos.....	23
2.4.2.1.3.- Riesgos.....	24
2.4.3.- Consumo eléctrico de un datacenter	24
2.4.3.1.- El clima	25
2.4.3.2.- Nivel de redundancia eléctrica y de climatización.....	25
2.4.3.3.- Eficiencia del sistema de climatización	25
2.4.3.4.- La eficiencia del sistema eléctrico y UPS	25
2.4.3.5.- Ocupación y capacidad del Data Center	25

2.5.- RetScreen	27
2.5.1.- Proceso de instalación y configuración.....	27
2.5.1.1.- Uso en un sistema FV	27
2.6.- Evaluación de proyectos.	29
2.6.1.- Metodología para Análisis y Evaluación de Proyectos.....	29
2.6.1.1.- Alcance del Estudio del Proyecto.	30
2.6.1.2.- Estudio de Viabilidad Técnica	31
2.6.1.3.- Estudio de Viabilidad Financiera	31
Capítulo III: Desarrollo de la investigación	35
3.1.- Metodología	35
3.1.1.- Diseño del nuevo datacenter	36
3.1.1.1.- Utilizar el espacio asignado dentro de una construcción sólida existente y que se encuentra fuera de la zona de inundación	36
3.1.1.2.- Que pueda alojar los actuales servidores y equipos de comunicaciones que se encuentran en operación.	37
3.1.1.3.- Aplicar en el diseño medidas de eficiencia energética.....	37
3.1.2.- Estudio de demanda energética.....	39
3.1.3.- Generación Eléctrica fotovoltaica	46
3.1.3.1.- Superficie disponible	46
3.1.3.2.- Características paneles fotovoltaicos	47
3.1.3.3.- Configuración paneles fotovoltaicos.....	48
3.1.3.4.- Características Inversor.....	49
3.1.3.5.- Radiación Anual.....	50
3.1.3.6.- Generación Eléctrica Diaria.	50
3.1.3.7.- Frecuencia de nubes.....	50
3.1.3.8.- Sombras topográficas.....	51
3.1.3.9.- Temperatura	52
3.1.3.10.- Viento.....	52
3.1.3.11.- Balance de energía eléctrica.....	53
3.2.- Análisis con RetScreen	56
3.2.1.- Carga y red.....	56
3.2.2.- Tarifa de electricidad caso base	57

3.2.3.- Estrategia de operación - sistema eléctrico de potencia de carga base	57
3.2.4.- Análisis de Costos.....	58
3.2.5.- Análisis de reducción de emisiones	58
3.2.6.- Análisis financiero	59
3.2.7.- Análisis de sensibilidad.....	61
3.2.7.- Análisis de riesgo.....	63
3.2.8.- Análisis económico variando la eficiencia energética	63
Capítulo IV: Conclusiones.	65
Capítulo V: Otros.	66
5.1.- Bibliografía	66
5.2.- Anexos	68

Índice de Tablas

Tabla 1: Potencial disponible de energías renovables sin superposición entre fuentes de energía	5
Tabla 2: Inventario de Servidores	37
Tabla 3: Consumo real energía y potencia año 2016 datacenter Santiago + Oficinas	41
Tabla 4: Facturación real energía y potencia año 2016 datacenter Santiago + Oficinas.....	41
Tabla 5: Consumo proporcional calculado de energía y potencia datacenter Santiago, correspondiente al 42,25% del consumo real año 2016	42
Tabla 6: Facturación proporcional calculada de energía y potencia para datacenter Santiago, correspondiente al 42,25% de la facturación real año 2016	42
Tabla 7: Promedio anual 2016 de potencia para datacenter Santiago + Oficinas	43
Tabla 8: Electrical Data. Standard Test Conditions (STC) irradiancia 1000W/m2, spectrum AM 1,5 y temperatura celda de 25°C	47
Tabla 9: Electrical Data. Under Normal Operationg Cell Temperature (NOCT) irradiancia 800W/m2, spectrum AM 1.5, temperatura ambiente 20°C y velocidad del viento 1 m/s.....	47
Tabla 10: Mechanical Data	48
Tabla 11: DC Propiedades Eléctricas.....	49
Tabla 12: AC Propiedades Eléctricas.....	49
Tabla 13: Radiación Anual.....	50
Tabla 14: Tipo de Arreglo módulos fotovoltaicos	53
Tabla 15: Capacidad Instalada	53
Tabla 16: Consumo estimado datacenter Tocopilla	56
Tabla 17: Tarifas de suministro eléctrico BT3.....	57
Tabla 18: Ganancia Operativa.....	58
Tabla 19: Valorización infraestructura.....	58
Tabla 20: Reportes de emisiones para el SING.....	59
Tabla 21: Reducción emisión anual neta tCO ₂	59
Tabla 22: Parámetros de simulación en RetScreen	60
Tabla 23: Resultados simulación en RetScreen	60
Tabla 24: Parámetros para análisis de sensibilidad en RetScreen.....	61
Tabla 25: Análisis de sensibilidad TIR costo de combustible caso base	62
Tabla 26: Análisis de sensibilidad TIR costo de combustible caso propuesto.....	62
Tabla 27: Análisis económico alternativas de eficiencia energética	64

Índice de figuras

Ilustración 1: Potencial disponible de energías renovables sin superposición por región administrativa.....	6
Ilustración 2: Componentes de la radiación solar terrestre total	8
Ilustración 3: Geometría Solar	9
Ilustración 4: Trayectoria aparente del Sol.....	10
Ilustración 5: Tipos de módulos según método de fabricación	11
Ilustración 6: Diagrama de generación autónomo.....	15
Ilustración 7: Diagrama de generación conectado a la red.....	16
Ilustración 8: Cuadro simplificado proceso solicitud de conexión	18
Ilustración 9: Ejemplo de un sistema de generación ciudadana solar fotovoltaico	19
Ilustración 10: Ejemplo de diseño de datacenter.....	21
Ilustración 11: Clasificación de disponibilidad de un datacenter.....	22
Ilustración 12: Consumo Eléctrico en un Datacenter.....	26
Ilustración 13: Coordenadas de la nueva ubicación datacenter.....	36
Ilustración 14: Carta de inundación por tsunami referida al evento del año 1877	36
Ilustración 15: Eficiencia de enfriamiento perimetral vs por hileras	38
Ilustración 16: Esquema referencial.....	39
Ilustración 17: Calculadora del consumo total de un datacenter.....	44
Ilustración 18: Variación del PUE (Potencia eléctrica total del centro / Potencia eléctrica total consumida por los sistemas).....	45
Ilustración 19: Imagen edificaciones y áreas disponibles	46
Ilustración 20: Plano sala de control y monitoreo.....	46
Ilustración 21: Rack Solar Roof.....	48
Ilustración 22: Promedio de la generación fotovoltaica en una hora	50
Ilustración 23: Porcentaje de tiempo con nubosidad en promedio cada mes en horario diurno	51
Ilustración 24: Porcentaje de la hora con sombras.....	51
Ilustración 25: Temperatura media para cada mes.....	52
Ilustración 26: Promedio de la magnitud del viento para cada mes	53
Ilustración 27: Simulación Generación Eléctrica mensual.....	54
Ilustración 28: Consumo Eléctrico año 2016	54
Ilustración 29: Balance de Energía Eléctrica	55

Ilustración 30: Gráfico de carga del sistema caso base	56
Ilustración 31: Gráfico de flujo de caja acumulado	61
Ilustración 32: Distribución de la TIR.....	63

Capítulo I: Antecedentes

1.1.- Introducción

Chile se enfrenta al gran desafío de ser un país desarrollado en la próxima década. Como parte de la estrategia nacional de energía 2012-2030, el gobierno busca acelerar la incorporación de las energías renovables no convencionales (ERNC) para hacerla más representativa en la matriz energética y el año 2013 se publicó la ley 20.698 que establece que al año 2020 el 25% de la energía comercializada debe provenir de fuentes renovables no convencionales.

Como parte de esta estrategia, el gobierno de Chile a través del Ministerio de Energía desarrolló en colaboración con Alemania, el informe “Potencial de Energías Renovables en Chile”, de este estudio se identificó que el potencial solar fotovoltaico sería superior al millón de MW de capacidad instalable y el mayor porcentaje de este se encontraría concentrado en las regiones del Norte Grande.

El 22 de Octubre del año 2014 entró en vigencia la ley 20.571 que otorga a los clientes de las empresas distribuidoras el derecho de generar su propia energía eléctrica, autoconsumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras; Esta ley se conoce con los nombres de Ley de Generación Distribuida, Ley de Net-Billing y Ley Net Metering.

1.2.- Objetivos

1.2.1.- Objetivo general

Estudiar la generación de energía para autoconsumo a través de paneles fotovoltaicos y así disminuir los costos de operación por consumo de energía eléctrica de la red de distribución para un nuevo datacenter en la ciudad de Tocopilla, Región de Antofagasta.

1.2.2.- Objetivos específicos

- Estimar el consumo del nuevo datacenter a partir de la cantidad de servidores que se alojarán en él y de la mayor demanda histórica anual, calculada en base al datacenter en producción existente en la ciudad de Santiago.
- Analizar medidas de eficiencia energética a aplicar en el nuevo datacenter para optimizar el consumo de energía.
- Evaluar técnica y económicamente con el software RetScreen la viabilidad de implementar un sistema de generación fotovoltaico, para complementar el consumo eléctrico requerido por el nuevo datacenter.

1.3.- Alcances

1.3.1.- Rango de acción

El trabajo se realizará analizando la radiación solar de la ciudad de Tocopilla, Región de Antofagasta, utilizando la herramienta web “Explorador Solar”.

1.3.2.- Nivel de investigación

El nivel de profundización será del tipo alcance exploratorio y de investigación.

En la actualidad son pocos los proyectos de autogeneración en el norte del País, los principales son los instalados por el Centro de Desarrollo Energético Antofagasta CDEA:

- Proyecto Krannich-Mesocosmo
- Proyecto Krannick-SEMDA
- Escuela E-26 de San Pedro de Atacama

Capítulo II: Estado del Arte

2.1.- Descripción de las Energías Renovables no Convencionales en Chile

Chile ha confirmado su liderazgo en materia de energías renovables este año. Tenemos la radiación solar más alta del mundo, fuertes vientos de norte a sur para desarrollar energía eólica, un tremendo potencial de energía marina en nuestras costas, gran capacidad para desarrollar biogás y un recurso geotérmico a lo largo de nuestra cordillera.

En la última versión del New Energy Finance Climascoppe elaborado por Bloomberg New Energy Finance y el Banco Interamericano de Desarrollo, Chile alcanzó el primer lugar en inversión de energías renovables y en la lucha contra el cambio climático, en la región de América Latina y el Caribe.

Esto se debe principalmente a la inversión récord en proyectos de energía renovable no convencional (ERNC), que se ha más que duplicado: saltando de 1,3 mil millones de dólares en 2014 a 3,2 mil millones de dólares en 2015. El ranking, considera cuatro variables: Marco propicio, Inversión, Cadena de Valor y reducción de CO₂.

Las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Entre estas fuentes de energías están: la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos. Además, dependiendo de su forma de explotación, también pueden ser catalogadas como renovables la energía proveniente de la biomasa, la energía geotérmica y los biocombustibles.

Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la más importante es la hidráulica a gran escala.

En Chile se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la energía de los mares.

2.1.1.- Energía Solar

El sol es una de las fuentes de energía más constantes, a causa de la abundancia y la alta irradiación que genera en la capa exterior de la atmósfera. La energía recibida en la superficie de la tierra recibe el nombre de irradiancia, la cual depende de la hora del día, la inclinación de los rayos de sol y la cobertura de las nubes.

Esta tecnología puede ser aprovechada de diversas maneras, tanto para generar electricidad, como para aprovechar el calor. Sin embargo, una de sus principales barreras es que sólo se recibe durante el día, por lo que se requiere combinarla con otras fuentes de energía o bien, asociarla a sistemas de almacenamiento. La energía solar puede ser transformada directamente en energía eléctrica a través de sistemas fotovoltaicos, indirectamente a través de la concentración solar de potencia y puede ser utilizada para calentar agua por medio de colectores solares.

Una de las características de la energía solar es que sus tecnologías son escalables y modulares, ya que pueden ser utilizadas tanto en grandes instalaciones industriales como en pequeños sistemas para uso doméstico.

Chile se encuentra entre los países con más radiación solar en el mundo.

El “Cinturón del Sol” alcanza a cubrir la mitad de nuestro país, haciendo de Chile un país con un potencial prácticamente ilimitado desde el punto de vista del recurso. Además, las grandes extensiones de tierra desértica otorgan gran disponibilidad.

El potencial bruto que Chile ostenta para la instalación de tecnologías solares es de 100.000 MegaWatts.

La producción de un proyecto fotovoltaico depende de múltiples variables adicionales a la radiación solar: meteorológicas, principalmente temperatura y magnitud del viento; condiciones topográficas y ambientales del emplazamiento, como presencia de polvo en suspensión y de sombras; y características técnicas del proyecto, esto es, tipo de arreglo (nivel de inclinación y tipo de seguimiento) y eficiencia de los distintos componentes (paneles, inversores, transformadores, etc.).

2.1.2.- Potencial Solar en Chile

Por encargo del proyecto “Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos Interconectados” el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania se implementó y elaboró la publicación “ENERGÍAS RENOVABLES EN CHILE EL POTENCIAL EÓLICO, SOLAR E HIDROELÉCTRICO DE ARICA A CHILOÉ”

El libro constituye un valioso aporte ya que entrega un diagnóstico completo sobre el potencial eólico, solar e hidráulico para la generación de electricidad desde la región de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé, lo que apoya decididamente al diseño de políticas públicas de fomento para las ERNC y a la orientación de los inversionistas en general.

Los resultados dan cuenta del “potencial disponible”, esto es, aquella porción del dominio estudiado que no contaban con proyectos operativos al 31 de Diciembre de 2012, y que cumple criterios mínimos en la producción de energía (expresados como factor de planta), los que son definidos para cada tecnología evaluada. Al menos en los casos eólicos, fotovoltaico e hidroeléctrico, esos criterios indirectamente reflejan un juicio respecto del desempeño económico que probablemente deberían tener los proyectos para facilitar su competitividad.

Los resultados obtenidos señalan un potencial muy significativo: 1.640.128 MW para el caso solar fotovoltaico y 552.871 MW para el caso de concentración solar (CSP).

Chile tiene zonas donde las energías renovables presentan condiciones privilegiadas, y su gran potencial supera con creces el crecimiento de la demanda eléctrica nacional proyectado para las próximas décadas.

Tabla 1: Potencial disponible de energías renovables sin superposición entre fuentes de energía

Region o Zona	Potencial Disponible				Total
	Concentración Solar	Factor de Planta	Fotovoltaico (seguimiento 1 eje)		
	MW		MW	Factor de Planta	
De Arica y Parinacota	6.311	0,51	36.647	0,32	42.958
De Tarapacá	136.085	0,51	168.098	0,32	304.183
De Antofagasta (sin Taltal)	390.476	0,53	883.651	0,33	1.274.127
Taltal (interior)					
De Atacama	15.607	0,51	171.707	0,34	187.314
De Coquimbo			3.240	0,31	3.240
De Valparaíso			64	0,3	64
Metropolitana de Santiago					
De L. B. O'Higgins					
Del Maule					
Del Bio Bio					
De la Araucanía					
De Los Ríos					
De Los Lagos (sin Chiloé)					
Isla Grande de Chiloé					
Total	548.479	0,52	1.263.407	0,32	1.811.886

Fuente: Elaboración propia, datos del Ministerio de Energía informe Síntesis del Potencial de Energías Renovables Evaluado

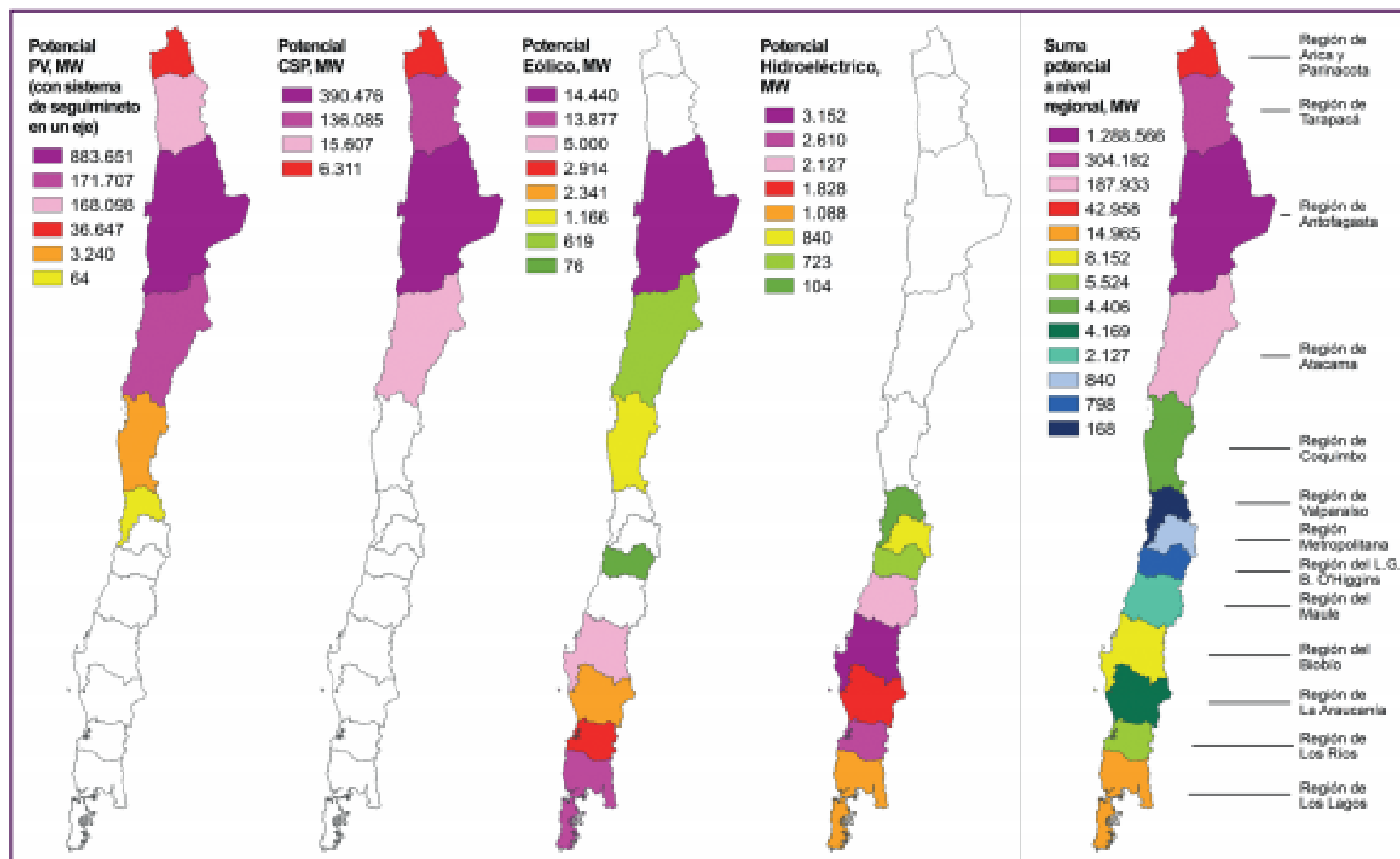


Ilustración 1: Potencial disponible de energías renovables sin superposición por región administrativa

Fuente: Ministerio de Energía, Síntesis del Potencial de Energías Renovables Evaluado

2.1.3.- Energía Solar Fotovoltaica

Los sistemas fotovoltaicos consisten en un conjunto de celdas capaces de captar la energía proveniente del sol, conocida como radiación solar, y convertirla en energía eléctrica en corriente directa (dc) la cual puede ser almacenada en baterías o consumida por aparatos que funcionan con dc o convertida en corriente alternada (ac) por medio de un inversor para ser consumida por los aparatos que funcionan en ac o ser inyectada a la red de distribución. Para entender el funcionamiento de este tipo de sistemas se debe estudiar la fuente proveedora de esta energía, que es el sol.

El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de $5.500\text{ }^{\circ}\text{C}$, en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar. La radiación en el sol es $63.450.720\text{ W/m}^2$. Si suponemos que el sol emite en todas direcciones y construimos una esfera que llegue hasta la atmosfera terrestre, es decir, que tenga un radio de la distancia de 149.6 millones de Km podremos determinar cuál es la radiación en este punto. Este valor de la radiación solar recibida fuera de la atmosfera sobre una superficie perpendicular a los rayos solares es conocido como constante solar (1.353 W/m^2), variable durante el año un $\pm 3\%$ a causa de la elasticidad de órbita terrestre (Méndez y Cuervo, 2007). La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo. La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m^2 en la superficie terrestre. A esta potencia se le conoce como irradiancia. La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida luego de atravesar o chocar contra algún obstáculo por lo que experimenta los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar ya sea en la atmósfera, en las nubes y en el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones (Carrascosa, 2012). La radiación total que llega a una superficie determinada del planeta es la suma de las radiaciones difusa, directa y reflejada.

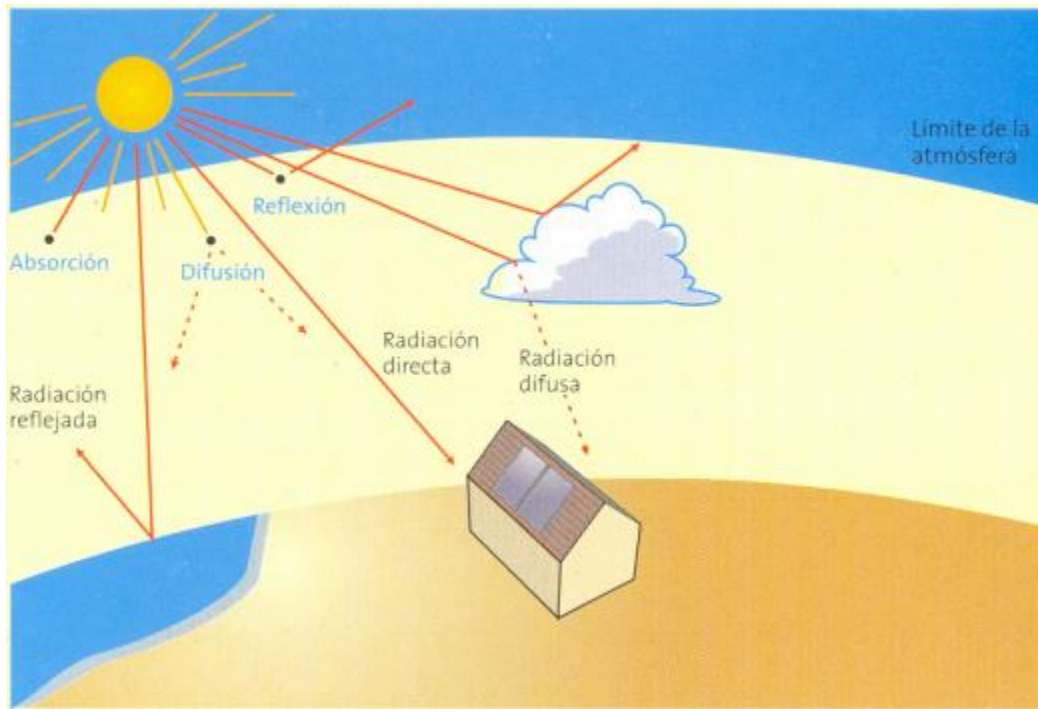


Ilustración 2: Componentes de la radiación solar terrestre total

Fuente: Guardiola, 2008

Teniendo en cuenta todos estos parámetros, la irradiancia que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre un día claro al mediodía alcanza un valor máximo de 1000 W/m^2 aproximadamente. Este valor depende del lugar y, sobre todo de la nubosidad. Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kW h/m^2 (o en MJ/m^2). Este valor es diferente según la región a la que hagamos referencia (Guardiola, 2008) Por lo tanto, para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se ha de disponer de tablas o mapas de radiación solar actualizadas de nuestro emplazamiento, elaboradas por institutos o universidades. Entonces, para el cálculo de la producción de energía de un sistema fotovoltaico es fundamental conocer la irradiancia solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar durante las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol.

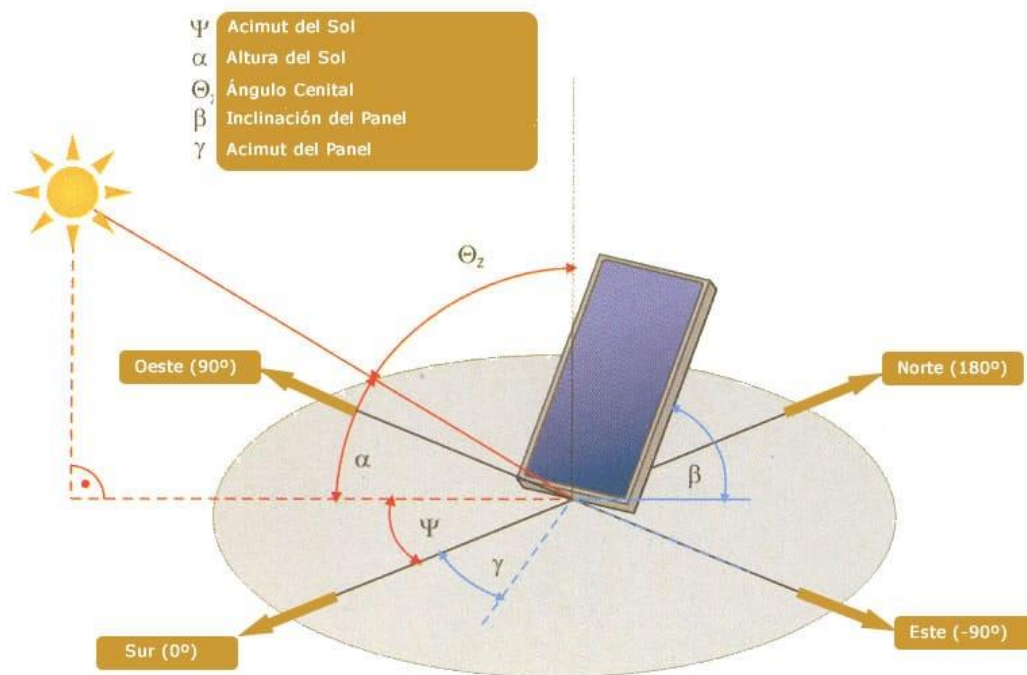


Ilustración 3: Geometría Solar

Fuente: Guardiola, 2008

Donde α , que es el Ángulo formado por la posición aparente del sol en el cielo con la horizontal del lugar, junto con el ángulo β definen la inclinación del módulo. Por otro lado se define, la orientación mediante el azimuth (para el sol ψ , y para el captador γ). El azimuth solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi=0^\circ$, y tomando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos. La posición del sol respecto a un lugar determinado es diferente durante cada instante del día y también varía de un día a otro en la misma hora. Lo primero es a causa del movimiento rotacional de la Tierra sobre su propio eje y lo segundo debido al movimiento traslacional de la Tierra alrededor del sol sobre una órbita elíptica, lo que determina las estaciones climatológicas anuales. En la ilustración 4 se visualiza la trayectoria aparente del sol en relación a una instalación solar situada en la cubierta de un edificio en días determinados del año (solsticios de verano e invierno y equinoccios de primavera y otoño).

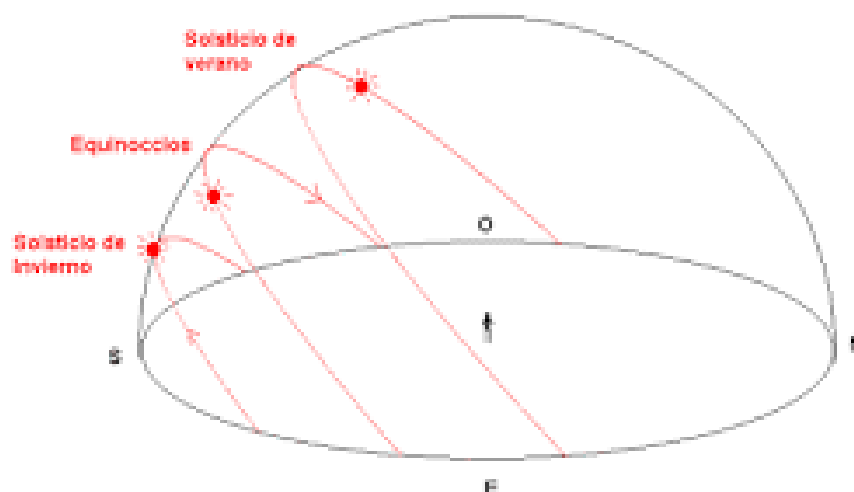


Ilustración 4: Trayectoria aparente del Sol

Fuente: Guardiola, 2008

Los demás días del año el sol recorre trayectorias intermedias entre las representadas. Durante el verano la Tierra se encuentra en el trayecto de la órbita más cercana al sol, mientras que durante el invierno se encuentra en el trayecto más alejado del sol. No es difícil calcular la posición del sol en cualquier lugar, en cualquier momento y también el ángulo de incidencia con cualquier plano, y con esto calcular la generación que se va tener. Para conseguir la mayor producción de una instalación interesa que los paneles solares estén en todo momento perpendiculares a los rayos solares, para esto se necesitaría que los paneles tengan dos grados de libertad en su movimiento, para que se pueda modificar el ángulo de la altura del sol y el ángulo azimut del sol, con el fin de mantener los paneles lo más perpendicular posible a la luz del sol entrante, con lo que se logra aumentar el rendimiento del sistema, según (Perez, 1993) de un 10 % hasta un 40 %. Sin embargo, para ahorrar gastos de instalación y mantenimiento, los paneles fotovoltaicos se suelen montar con orientación e inclinación fija, tratando de optimizarlos al máximo en función de la latitud, aunque existe también un tipo de panel fotovoltaico orientable.

Capítulo II.- Estado del Arte

2.2.- Sistema Fotovoltaico

El principio de la electricidad solar se basa en el efecto fotovoltaico (FV) de interacción de los fotones luminosos con electrones que pueden generar una corriente eléctrica. Este fenómeno observado a partir de 1839 por el físico francés Antoine César Becquerel, constituye hoy el único medio conocido para convertir directamente la energía luminosa en energía eléctrica.

Esta conversión está garantizada por las células fotovoltaicas. Esta se realiza con ayuda de materiales semiconductores esencialmente en silicio, principal componente de la corteza terrestre. Como orden de magnitud, la superficie de una celda elemental en salida de fábrica varía entre 100 y 400 cm². Estas células fotovoltaicas son encapsuladas entre placas de vidrio y conectadas eléctricamente en serie para formar un “panel fotovoltaico”.

Existen varios tipos de módulos según el método de fabricación utilizado:

- las células de silicio monocristalino donde cada célula elemental se corta en un único cristal de silicio;
- las células de silicio multicristalino o poli cristalino donde se corta cada célula elemental en un lingote de silicio constituido de cristales enmarañados y
- las células de silicio amorfo o película delgada depositadas uniformemente en un soporte.

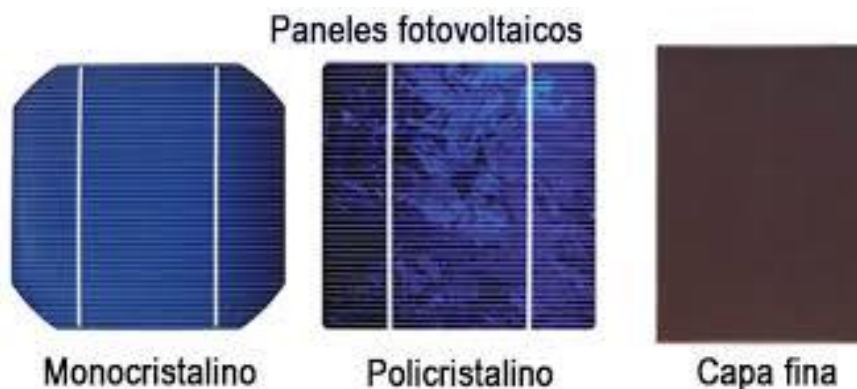


Ilustración 5: Tipos de módulos según método de fabricación

Fuente: Sitio EnergiasRenovablesInfo.com

La corriente eléctrica proporcionada por un módulo es una corriente de tipo continua. La potencia de los paneles varía en función de la insolación y la superficie de silicio irradiada. La potencia eléctrica máxima entregada por el panel en condiciones específicas de temperatura e iluminación potencia y de iluminación se llama potencia de salida y se expresa en watt (W). En función de su superficie y la tecnología de fabricación de las células, existen paneles que tienen potencias de salida que van de 10 W hasta 300 W.

Los paneles fotovoltaicos, generalmente planos, constituyen las formas elementales razonablemente manipulables e integrables a la construcción o edificio. Instalados en paralelo y en serie según las necesidades de energía, forman el panel fotovoltaico, el conjunto de los paneles forman un campo fotovoltaico que también recibe el nombre de generador fotovoltaico.

A la hora de dimensionar una instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado (Blanco, 2010):

- Corriente de cortocircuito (ISC): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Tensión de circuito abierto (VOC): es la máxima tensión que proporciona el panel 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 y el producto de la corriente de máxima potencia (I_{mpp}) y la tensión de máxima potencia (V_{mpp}). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.
- Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las hojas de características de los paneles fotovoltaicos. Debe tenerse en cuenta que estos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM) que son unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la célula solar, estas condiciones son:

- Irradiancia: 1000W/m^2 .
- Temperatura de célula: 25°C .
- Presión: 1 atmósfera.

La productividad eléctrica de un panel fotovoltaico disminuye considerablemente cuando la temperatura aumenta. La temperatura ambiente óptima de funcionamiento de un panel fotovoltaico es de 25°C , en Chile, un panel puede perfectamente funcionar en todo el país, no solamente en áreas desérticas y calurosas sino que en el campo, las ciudades, el mar (del Norte al Sur del país). Su rendimiento dependerá de la insolación solar. Un sistema fotovoltaico incluye, básicamente, los siguientes componentes:

- el generador fotovoltaico, que, para módulos coplanarios, debe exponerse en la medida de lo posible de tal modo que recoja el máximo de insolación durante todo el año.
- el inversor, su papel es transformar la corriente continua proporcionada por el generador fotovoltaico en una corriente alterna, la que debe tener todas las características de la corriente alterna entregada por la red eléctrica.
En general el inversor es por así decirlo el corazón de un sistema fotovoltaico. Este es el encargado de convertir la tensión y corriente dc generada por los paneles en tensión y corriente ac, con una amplitud y frecuencia determinada, para ser utilizada en los diferentes aparatos eléctricos o para ser inyectada a la red de distribución. Este es un dispositivo electrónico, cuya función principal es la conversión de

corriente dc a corriente ac, sin embargo, tiene otras funciones como las de protección de los paneles y la de asegurar la calidad de energía que se inyecta a la red. Esto lo convierte en uno de los componentes principales de un sistema fotovoltaico, ya que la vida y el rendimiento de los demás componentes depende del buen funcionamiento del inversor. Blanco (2010) afirma que las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de estas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 97%, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye. El funcionamiento del inversor es uno de los más complicados dentro de un sistema fotovoltaico, ya que tiene varios parámetros de entrada que están variando durante todo el día, y a la vez debe asegurar que las variaciones en los parámetros de salida como tensión y frecuencia sean mínimos o prácticamente nulos. 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, si no que varía con la temperatura y si, la tensión aumenta o disminuye conforme 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 (Blanco, 2010). 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 la misma. 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.
- los órganos de seguridad y conexión a la red (en el caso que el sistema esté conectado) que garantiza funciones de protección de las personas y bienes frente al

usuario y a la red. Hay que señalar que pueden directamente integrarse algunos de los dispositivos de seguridad en el inversor.

2.2.1.- Sistemas Autónomos

Los sistemas autónomos o sistemas aislados, deben garantizar una alimentación autónoma (independiente de la red eléctrica) de artefactos y viviendas. La energía se genera en el sitio mismo con el fin de abastecer los aparatos de manera autosuficiente. Se utiliza el término “sistemas autónomos” para designar instalaciones con una potencia nominal de un generador que va de 40 W para un único módulo a varios kW.

Los sistemas autónomos o aislados hechos de módulos individuales de una potencia nominal comprendida entre 40 y 100 W y destinados a alimentar uno o dos artefactos pequeños, se conocen en el mundo hoy en día, bajo el nombre de “Solar Home System (SHS)”.

Para necesidades más importantes de energía, los sistemas pueden también estar constituidos por generadores fotovoltaicos con numerosos módulos o combinarse con fuentes de energía complementarias para formar sistemas híbridos. Estos sistemas híbridos son por ejemplo: fotovoltaico + eólico o fotovoltaico + grupo electrógeno como gas, gasóleo o combustible de origen vegetal.

Las instalaciones fotovoltaicas autónomas son a menudo superiores a los otros sistemas de producción de electricidad desde un punto de vista técnico o económico, en particular cuando la electricidad de la red no está disponible o resulta muy costosa, y para abastecerse la inversión es elevada (grupos electrógenos, pilas, lámparas de queroseno, etc.).

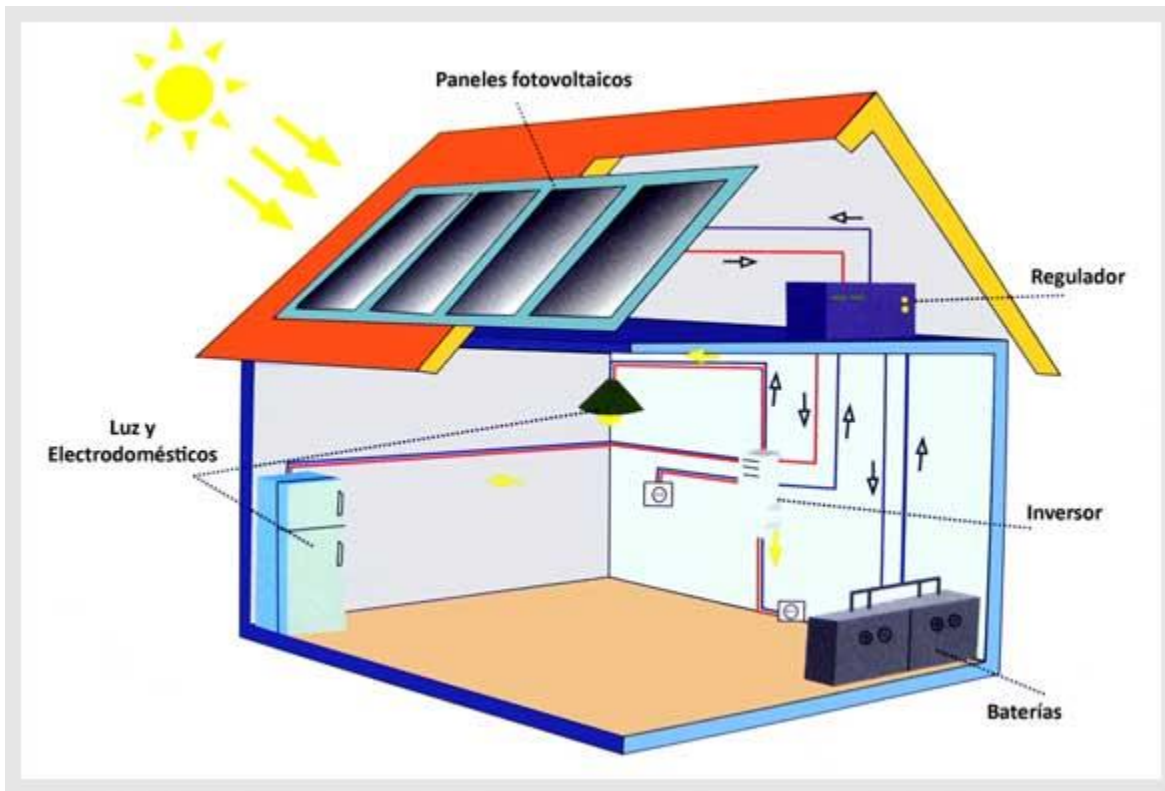


Ilustración 6: Diagrama de generación autónomo

Fuente: AntuSolar

2.2.2.- Sistemas Conectados a la Red

Los generadores fotovoltaicos conectados a la red eléctrica son una solución interesante ya que presentan importantes ventajas:

Tratándose de la energía solar, los beneficios son enormes a nivel medioambiental. Es una energía no contaminante e inagotable. Las instalaciones solares evitan la propagación de contaminantes en la atmosfera como, por ejemplo, el CO₂ y el SO₂.

Los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red eléctrica introducen una energía limpia generada por la irradiación solar contribuyendo a la reducción de gases contaminantes de efecto invernadero.

La ausencia de gastos en combustible, bajos costos de mantenimiento y escasos riesgos de avería.

La vida útil de un panel fotovoltaico es de unos 25 años, lo que no impide su funcionamiento después de este tiempo, pero con una eficiencia inferior.

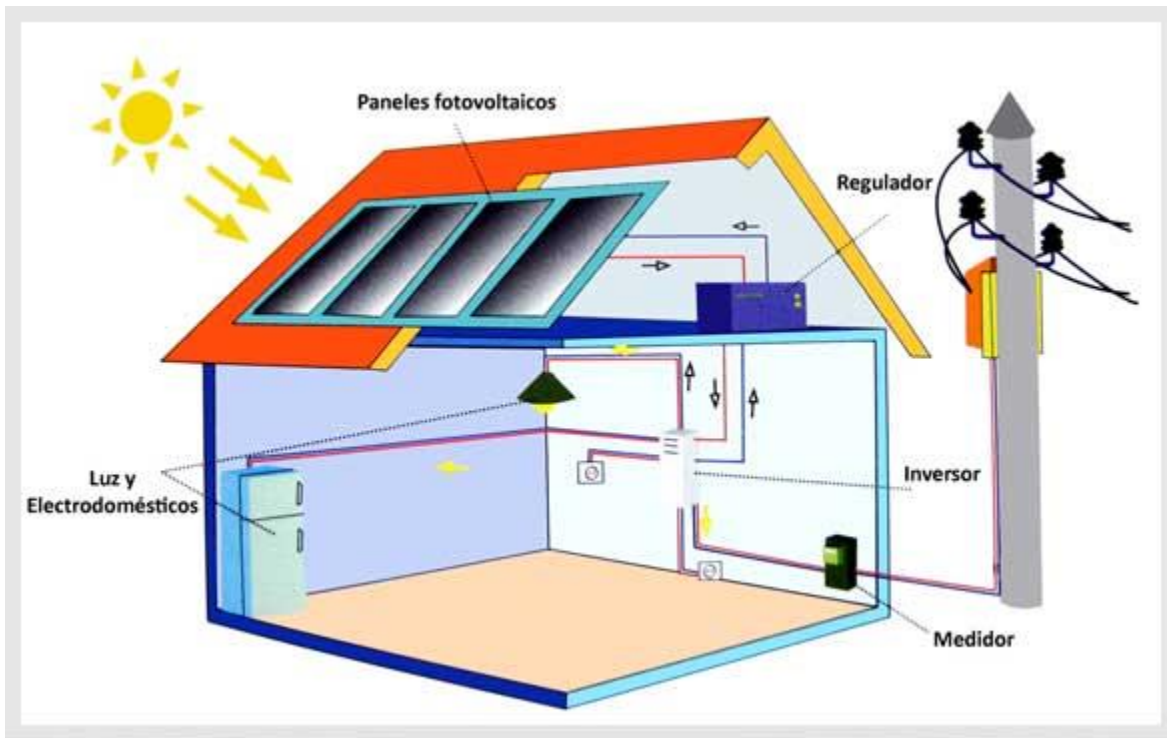


Ilustración 7: Diagrama de generación conectado a la red

Fuente: AntuSolar

El empleador descuenta mensualmente del sueldo del empleado el monto que este, decida ahorrar y se encarga de realizar el pago en la AFP o instituciones autorizadas, al igual que las cotizaciones obligatorias.

Capítulo II.- Estado del Arte

2.3.- Ley 20.571 Para la Generación Distribuida (Ley de Facturación Neta).

El 22 de octubre de 2014 entró en vigencia la ley cuyo nombre oficial es “Ley 20.571: Regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales”, también conocida comúnmente como ley de Net-Billing o de Net-Metering debido a las similitudes que esta tiene con regulaciones extranjeras que utilizan esta denominación.

Es más correcto referirse de manera abreviada como “Ley de Facturación Neta”. El término “Facturación Neta” hace referencia a que en las boletas que las empresas de suministro eléctrico (empresas distribuidoras) entregan a sus clientes se cobra o factura el valor neto resultante de la valorización de los consumos que tenga un cliente, menos la valorización de sus inyecciones de energía.

El objetivo de la ley es otorgar a los clientes regulados el derecho a generar su propia energía eléctrica, consumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

Pueden acceder a este beneficio los clientes regulados, se entiende por clientes regulados aquellos cuyo servicio está sujeto a fijación de precios, que corresponde en general, a pequeños y medianos consumidores, que tengan una capacidad conectada inferior a 500 kW, y aquellos con capacidad conectada entre 500 y 5.000 kW que hayan optado por sujetarse al régimen de los clientes regulados de conformidad a la normativa vigente. (ejemplo: clientes residenciales, comerciales o industriales pequeños, colegios, etc.).

Para hacer uso de esta ley se deben utilizar sistemas de generación de energía eléctrica basados en energías renovables no convencionales (ERNC) o de cogeneración eficiente, de hasta 100 kW.

El precio de la energía inyectada a la red se encuentra publicado en internet por cada una de las empresas distribuidoras.

Se debe tener en consideración que el precio de la energía inyectada al sistema depende de: el lugar donde se conecte el cliente (comuna, sector); si cliente está conectado en baja o en alta tensión; y de la fecha en que se realizaron las inyecciones, ya que las tarifas se van ajustando con regularidad (cada 4 años), según lo establecido en la ley. Cada empresa distribuidora deberá mantener publicado el valor de la energía inyectada junto a sus tarifas vigentes.

La forma de pago es la siguiente: El valor correspondiente a las inyecciones, será descontado en la boleta de suministro eléctrico correspondiente al mes en el cual se realizaron dichas inyecciones. De existir un saldo a favor del cliente, éste será descontado en las boletas siguientes y reajustados de acuerdo al IPC. Si en el período de tiempo establecido en el contrato (ejemplo 1 año), aún queda saldo a favor del cliente, éste será pagado por medio de vale vista u otro medio (debidamente informando al cliente por carta).

Para acceder a este beneficio los proyectos de autogeneración requieren de acciones de coordinación con la empresa distribuidora de electricidad correspondiente. Este conjunto de acciones se llama Procedimiento de Conexión. El procedimiento de conexión se inicia mediante el envío de una Solicitud de Información a la empresa distribuidora y termina con la ejecución del Protocolo de Conexión de Equipamiento de Generación.



Ilustración 8: Cuadro simplificado proceso solicitud de conexión

Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustibles SEC

El tiempo requerido para completar el procedimiento de conexión depende de varios factores. Entre los principales se encuentran el tiempo requerido para la instalación del sistema de generación, el tiempo requerido para adaptar las redes de distribución (de ser necesario) y los tiempos asociados al intercambio de información entre el cliente y la distribuidora.

Una instalación que no requiera modificaciones a la red de distribución eléctrica, debería demorar entre 2 y 8 meses, aproximadamente, donde el mayor tiempo lo definirá el plazo de instalación del equipo de generación. En todo caso, el reglamento establece distintos plazos máximos asociados a cada una de las etapas, especificados en el cuadro anterior, a fin de evitar dilaciones innecesarias.

Los equipamientos de generación acogidos a la Ley N° 20.571, deben ser declarados mediante el Trámite Eléctrico “TE4” de Comunicación de Puesta en Servicio de Generadoras Residenciales a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. La declaración debe estar firmada por el propietario y el instalador eléctrico autorizado responsable de la instalación. El procedimiento y el contenido que debe tener la declaración está descrito en el “Procedimiento de Puesta en Servicio: RGR N° 01/2014”

Los costos asociados a la conexión son aquellos que la empresa distribuidora eventualmente cobra para formular las respuestas a las solicitudes de información y de conexión, y los costos asociados a las actividades de supervisión que se realizan al momento de conectar el equipamiento de conexión. Dichos costos se encuentran publicados en las páginas web de las empresas distribuidoras, en los tarifarios de “servicios no regulados”.

En caso de requerirse modificaciones al empalme o a la red de distribución, se generarán otros costos que serán de cargo del cliente. De la misma forma, en caso de no disponer de un medidor bidireccional se deberá considerar dicho costo.

A modo de referencia, los costos de tramitación y conexión publicados por una empresa de distribución eléctrica en Santiago en el mes de octubre de 2015, están en torno a 40 mil pesos, a este valor se debe agregar el costo del medidor bidireccional (el valor comercial del equipo debiera estar en torno a los 30 mil pesos).



Ilustración 9: Ejemplo de un sistema de generación ciudadana solar fotovoltaico

Fuente: Ministerio de Energía

Los requisitos de diseño, ejecución, inspección y mantenimiento para instalaciones fotovoltaicas están normados por la “Instrucción Técnica: RGR N° 02/2014”. Los requisitos para la conexión a la red están normados en la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamiento de Generación, disponible en el mismo sitio.

Sólo se pueden utilizar paneles solares autorizados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). Esto aplica también para los inversores que se utilizan en los sistemas fotovoltaicos, así como para los medidores bidireccionales. En el caso de los inversores, aparte de ser necesario contar con la autorización de la SEC para su utilización, se requiere que éstos cumplan con otros requerimientos establecidos en la normativa. El listado actualizado de los productos autorizados para ser instalados en el contexto de la Ley 20.571.

Como Chile se sitúa en el hemisferio Sur los módulos FV se deben orientar siempre hacia el norte. Además, se deben instalar con la inclinación adecuada, normalmente un poco menor a la latitud de la zona en que se instalará el sistema. Por ejemplo, en RM la latitud es 33°, los paneles se debieran instalar con una inclinación entre 25° y 30°. En el norte esta inclinación será menor y en el sur mayor.

Los paneles solares no deben recibir sombra parcial o total (ej: sombra de árboles, estructuras vecinas, chimeneas, equipos de frío).

Si se instalan en el techo, éste debe estar en buen estado para soportar el peso del sistema (valor referencial de 20 kg/m²) y contar con una manera segura de acceder a la instalación para efectos de diseño, montaje y mantenimiento.

Procurar que los módulos se mantengan limpios, sin acumular polvo ni excretas de aves.

Los sistemas conectados a la red (on-grid) se encuentran conectados a la red de distribución eléctrica pública. La utilización de estos sistemas basados en ERNC, están destinados a alimentar una carga interna (por ejemplo los consumos de la parcela) y entregar los excedentes a la red. El sistema produce energía cuando el recurso está disponible (ej: sol o viento). Si la generación de energía eléctrica del equipo supera la energía consumida (en el predio), entonces los excedentes pueden ser inyectados a la red. Al contrario, si la generación de energía eléctrica no alcanza a suplir la demanda de la carga, este déficit se suple consumiendo energía desde la red eléctrica. Este sistema por tanto no necesita baterías. Dado que este tipo de sistema inyecta energía a la red, existe una normativa y procedimientos para la conexión, operación y calidad de suministro eléctrico. En Chile se encuentran actualmente vigentes las siguientes normativas:

- Potencia instalada menor o igual a 100 kW: En este caso se debe ajustar a lo establecido en la Ley 20.571, la cual permite generar su propia energía eléctrica, autoconsumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras de energía eléctrica.
- Potencia instalada mayor a 100 kW y menor o igual a 9 MW: corresponde aplicar el decreto supremo 244 (DS 244) y la norma técnica de conexión y operación (NTCO) en lo que respecta a condiciones y procedimientos de conexión y operación para pequeños medios de generación distribuida (PMGD).

Capítulo II – Estado del Arte

2.4.- Datacenter

Los datacenter son espacios físicos cerrados que deben cumplir con una serie de características técnicas para alojar los equipos computacionales que procesan los datos de las organizaciones.

Para maximizar el espacio se utilizan gabinetes o estantes (racks) para almacenar los servidores, equipos de almacenamiento de datos (storages) y equipos de comunicaciones (routers y switches).

Una datacenter adecuado debe mantenerse refrigerada y seca para evitar que todo el equipamiento se sobrecaliente, tener sistemas de monitoreo de humedad, temperatura, humo, agua y sistemas de extinción de incendios.

Los datacenter deben contar con sistemas de control de acceso biométricos o tarjetas de proximidad HID, que registren los accesos autorizados o no autorizados y cámaras de seguridad.



Ilustración 10: Ejemplo de diseño de datacenter

Fuente: Datacenter Dynamics.

2.4.1.- Clasificación de datacenter

Los datacenter se clasifican según estándar ANSI/TIA-942 ideado por el Uptime Institute y que los clasifica en 4 categorías en función de la redundancia de los componentes.

TIER I (Centro de Datos Básico)

No tienen redundancia en componentes vitales como aire acondicionado o suministro eléctrico, la falla de cualquiera de estos componentes provocará la indisponibilidad de la infraestructura. Puede contar o no con pisos elevados (piso técnico), generadores auxiliares o UPS “Uninterruptible Power Supply”.

Disponibilidad del 99,671%

TIER II (Centro de Datos Redundante)

Tiene redundancia en componentes vitales como aire acondicionado (N+1) pero cuentan con solo un camino para el suministro. Cuentan con pisos elevados (piso técnico), generadores auxiliares o UPS “Uninterruptible Power Supply”.

Disponibilidad del 99,741%

TIER III (Centro de Datos con Mantenimiento Concurrente en Línea)

Cumple con todas las características de un TIER II y todos los elementos básicos redundantes, incluido el suministro eléctrico permitiendo una configuración Activo/Pasivo. Tiene niveles importantes de tolerancia a fallas.

Todos los servidores deben contar con doble fuente de poder conectadas a circuitos eléctricos distintos.

No habrá pérdida de servicios ante mantenciones básicas.

Componentes redundantes (N+1)

Múltiples líneas de distribución eléctrica y de refrigeración, pero sólo una activa.

Disponibilidad del 99,982%

TIER IV (Centro de Datos Tolerante a Fallas)

Es la clasificación más exigente dado que debe cumplir las características de un TIER III además de soportar fallas en cualquiera de los componentes que inhabilite una línea (suministro, refrigeración).

Conexión de múltiples líneas de distribución eléctrica y de refrigeración con múltiples componentes 2(N+1)

Disponibilidad del 99,995%

	Tier I	Tier II	Tier III	Tier IV
Downtime anual	28.8 hrs	22.0 hrs	1.6 hrs	0.8 hrs
Disponibilidad	99.671%	99.741%	99.982%	99.995%

UPTIME INSTITUTE - White Paper

Tier Classification Defines Site Infrastructure Performance

Ilustración 11: Clasificación de disponibilidad de un datacenter

Fuente: Uptime Institute

2.4.2.- Datacenter como servicio

Existen diferentes alternativas para contratar como servicio, Housing, Hosting y Cloud.

- El housing consiste en arrendar espacio en un datacenter de un proveedor, que suministra los servicios de climatización, energía, seguridad de acceso y en algunos casos enlaces de datos hacia internet. Los equipos alojados son propios y el cliente es responsable de asegurar el funcionamiento correcto del hardware hasta el software.

Los datos y los servidores se encuentran dentro de la red del cliente.

- El hosting consiste en un conjunto de servicios, típicamente servidores dedicados, administración de aplicaciones y sistemas operativos, respaldo de datos, administración de firewall, monitoreo de hardware y software.
Los datos y los servidores se encuentran dentro de la red del cliente
- El Cloud es similar al hosting pero este servicio nos permite optimizar el uso de recursos contratando o liberando capacidad cuando se requiera. Es escalable a las necesidades de la organización y de capacidad potencialmente ilimitada.
Los datos y los servidores se encuentran fuera de la red del cliente.

2.4.2.1.- ¿Datacenter propio o Datacenter externo?

Se debe evaluar económicamente entre las opciones de contratar el servicio (Housing/Hosting/Cloud) o construir. Para esta evaluación se deben considerar los siguientes 3 factores:

2.4.2.1.1.- Beneficios

Los beneficios esperados al decidir contratar el servicio de datacenter con un proveedor, es un modelo predecible de gastos operacionales basado en pagos mensuales (housing/hosting) o pago por utilización (Cloud). Como los datacenter gestionan múltiples clientes, por economía de escalas el espacio y la potencia contratada es más barato y accesible.

Podemos disponer de un staff externo que gestione las instalaciones y recursos TI externos que ayuden a mejorar los servicios de operación, gestión y administración de la plataforma.

En caso de decidir por un datacenter propio, uno de los beneficios esperados es tener un control completo sobre quien accede al centro de datos, sobre las ventanas de mantenimiento, los sistemas de refrigeración y modernizaciones que realizar. Además, se evitan las renegociaciones del contrato y migraciones obligadas por desavenencias con el proveedor.

2.4.2.1.2.- Costos

En el caso de contratación del servicio existen costos por alta de servicios y pagos mensuales por espacio, potencia, etc.

Pagos mensuales por las líneas de comunicación para interconectar con el datacenter remoto.

Costos asociados a contratación de servicios profesionales para mantenimiento, operación y administración, costos de seguridad asociado a los servicios para controlar y auditar el servicio del proveedor (housing/hosting).

En caso de un datacenter propio los costos típicos asociados más relevantes son costos de instalación, de mantenimiento, de suministros (electricidad y comunicaciones). Dependerá de nuestros requerimientos y características de nuestra infraestructura TI y en algunos casos de las características del propio datacenter, como su nivel de eficiencia energética.

2.4.2.1.3.- Riesgos

Una de las consideraciones más importantes es la criticidad de las aplicaciones, sistemas más críticos exigen TIER más elevados.

En el caso de elegir un servicio de datacenter externo, los principales riesgos son la pérdida de control, la dependencia del proveedor, la posibilidad de tener que realizar migraciones si el proveedor en un momento dado no puede darnos la capacidad, el nivel de servicio esperado, o la decisión de no renovar el contrato al final del periodo.

Los riesgos asociados a un datacenter propio son la alta inversión inicial y posteriormente la sub o sobre utilización de las instalaciones.

2.4.3.- Consumo eléctrico de un datacenter

El gran consumo energético de estas edificaciones y el crecimiento esperado en los próximos años, requiere un esfuerzo por lograr una alta eficiencia energética. El PUE es la principal métrica aceptada de forma generalizada por la industria, y proporciona al operador del datacenter una estimación rápida de su eficiencia, comparando los resultados contra mediciones en otros proyectos similares.

Se calcula de la siguiente forma: $PUE = \text{Potencia eléctrica total del centro} / \text{Potencia eléctrica total consumida por los sistemas}$. El valor del PUE puede estar en un rango que va desde 1.0 hasta infinito. Un 1.0 de valor indicaría una eficiencia del 100%. Estudios demuestran que la mayoría de los centros de datos tienen valores de PUE cercanos a 3.0. Con la implementación de buenas prácticas y la optimización de la infraestructura, puede ser factible alcanzar valores de hasta 1.16, como el caso de empresas que enfatizan en la alta eficiencia energética, como Google.

El inverso del PUE es el DCÍE (Datacenter Infrastructure Efficiency), es decir, la potencia eléctrica consumida por el equipamiento TI dividida por la potencia eléctrica total del centro en porcentaje. Su valor máximo teórico es 100%, y sus valores típicos estarían entre 85% y 28%

El PUE da una medida de la cantidad total de energía que necesita un centro que aloja sistemas informáticos y de comunicaciones en relación con la energía que estos sistemas utilizan directamente. Sumado a esto, las instalaciones de los centros de datos requieren mantener ciertas condiciones de temperatura y humedad para el correcto funcionamiento de los sistemas informáticos, que constituyen el principal costo energético. Además, un centro de datos debe proporcionar determinados niveles de redundancia eléctrica.

Todo este equipo e infraestructura requiere energía, que sumada al consumo directo de los sistemas conforman la factura eléctrica de un centro de datos. El PUE y el DCÍE nos indican qué parte de la factura eléctrica es debido a los sistemas de TI directamente y cual al resto de la infraestructura de soporte del centro de datos.

A continuación, los 5 factores que afectan el PUE:

2.4.3.1.- El clima

El valor de PUE medido cambia según la época del año siempre. El clima afecta directamente a cualquier sistema de refrigeración que se esté utilizando en la instalación.

2.4.3.2.- Nivel de redundancia eléctrica y de climatización de la instalación

A mayor disponibilidad de las infraestructuras y mayor redundancia de las instalaciones, mayor consumo eléctrico y menor eficiencia energética. No pueden compararse PUE de instalaciones con distinto nivel de redundancia.

2.4.3.3.- Eficiencia del sistema de climatización

Es posiblemente el elemento que mayor impacto puede tener en el PUE, influyendo desde la tecnología utilizada en el sistema de climatización hasta la disposición de los Racks, retornos de aire, etc.

2.4.3.4.- La eficiencia del sistema eléctrico y UPS

Los UPS no son eficientes al 100%. La eficiencia de estos equipos es dependiente de la carga que alimenta y entre menor sea la carga que soporte con respecto a su capacidad nominal, menor será la eficiencia. La mayor parte de las instalaciones de centros de datos operan a bajos niveles de carga y los UPS raramente superan cargas de un 40% por motivos de redundancia, causando bajos niveles de eficiencia. Cuanto mayor sea la eficiencia de los UPS y a mayor carga se operen, obtendremos un mejor PUE.

2.4.3.5.- Ocupación y capacidad del Data Center

La eficiencia del consumo eléctrico del centro también varía según su grado de ocupación. A menor ocupación, la eficiencia de tener el centro funcionando es menor debido tanto a la falta de carga de los UPS como al consumo en “stand-by” de los sistemas de climatización.

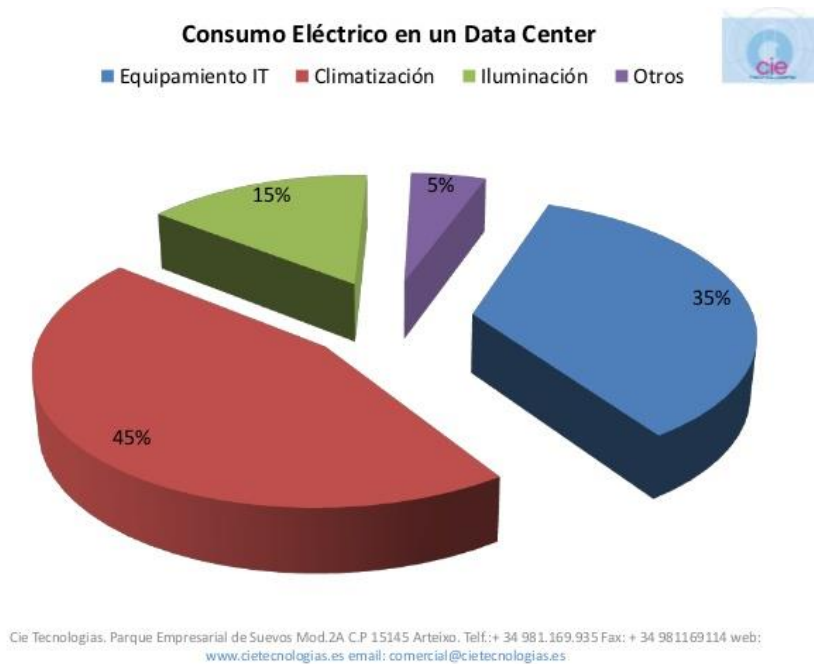


Ilustración 12: Consumo Eléctrico en un Datacenter
Fuente: CIE Tecnologías

Capítulo II – Estado del Arte

2.5.- RetScreen

El programa RetScreen ha sido desarrollado por el Departamento de Recursos Naturales de Canadá (Natural Resources Canada, www.nrcan.gc.ca) y cuenta con el apoyo del GEF (Global Environmental Fund), la NASA y otros organismos desarrolladores.

Es una herramienta que sirve para el estudio y análisis de sistemas energéticos. No es un programa de simulación, pero sí es una herramienta clave que ayuda en el proceso de diseño de sistemas en que la energía es una variable importante.

Una herramienta de diseño, como RetScreen, ayuda en la etapa de diseño conceptual y diseño básico, pues permite escoger entre grandes soluciones desde el punto de vista conceptual o de detalle.

2.5.1.- Proceso de instalación y configuración

Una vez que se baja el ejecutable desde el sitio Web de RetScreen, se procede a instalarlo como cualquier programa. Sin embargo, RetScreen no es un programa independiente, funciona como una serie de Macros que se ejecutan bajo Excel. Así que RetScreen es en verdad un programa que se instala sobre Excel. Opera bien bajo Excel 2003 y superior. Con Office 2007 hay algunos problemas y funciona mejor bajo la versión Office 2010.

Como el RetScreen funciona como Macros bajo Excel, es necesario configurar Excel para que se ejecute sin problemas.

2.5.1.1.- Uso en un sistema FV

Existen básicamente los siguientes tipos de sistemas fotovoltaicos (FV):

- **Sistemas aislados:** son sistemas no conectados a la red eléctrica central. A su vez se subdividen en sistemas que operan en corriente continua (CC) y aquellos que operan en corriente alterna (CA). Solo los muy pequeños (con hasta unos 200 Watts en paneles) se justifica operen en CC. En general tienen un banco de baterías para acumular la energía captada durante el día para ser utilizada en la noche. No tienen baterías sistemas tales como bombeo de agua.
- **Sistemas conectados a red:** se acoplan a la red. Por lo tanto, al final deben tener un inversor para generar la corriente alterna. A su vez se subdividen en aquellos que se conectan a la red y no tienen acumulación (baterías) y los que se conectan a red y sí tienen acumulación. Estos últimos proporcionan continuidad de energía al existir cortes en la red eléctrica.

Los módulos (que generan en corriente continua) se conectan a una unidad genérica que se llama “Control y Acondicionamiento de Potencia”. La misma abastecer la Carga y también maneja el sistema de acumulación de energía (las baterías).

Para un sistema en corriente continua, el sistema de control es un controlador de carga que tiene por funciones evitar la sobrecarga de baterías, así como su descarga excesiva. El mismo controlador abastece la carga que estará en CC.

Existen dos tipos de controladores de carga: Los engrapados, que son los más antiguos y usualmente son más baratos. Pero implican mayores pérdidas de energía. Los más modernos se llaman: Maximum Power Point Tracking (MPPT) o controladores de seguimiento de máximo punto de potencia. Tienen un rendimiento bastante superior. Pero eran más caros hasta hace muy pocos. Hoy ya se encuentran integrados a inversores de tamaño adecuado a un costo muy razonable.

Para un sistema aislado que tiene cargas en CA, el controlador de carga es similar a los anteriores, pero el mismo abastece un inversor. Este es un dispositivo electrónico que genera corriente alterna. Los buenos generan una señal sinusoidal. En general no utilizar inversores con señal sinusoidal modificada.

Para un sistema conectado a red, el inversor es especial. En efecto, genera corriente alterna con señal sinusoidal, pero además es capaz de sincronizarse con la red. Esto implica que es capaz de alimentar perfectamente a la red externa. Y si la red externa se corta, entonces el sistema se detiene por razones de seguridad,

Para un sistema conectable a red con capacidad de acumulación, el inversor tiene más características de control. Si la red externa se cae, el sistema se aísla de la red y comienza a operar en isla. Es decir, abastece las cargas internas a partir de sus baterías, pero no alimenta la red externa. Cuando la energía externa retorna, se puede reconectar a la red de manera manual o automática.

La ventaja de los sistemas conectados a red es que uno evita (o disminuye mucho) los costos de las baterías, las que son un elemento caro en el sistema. Además, cuando están conectados, el medidor “normal” en la práctica “camina hacia atrás”, lo cual significa un ahorro. Esta es la esencia del sistema de net-metering. El mismo implica que uno paga solo por la diferencia neta entre lo que inyecta y lo que consume.

Para aplicar Retscreen a sistemas FV debemos seguir el siguiente camino:

- Primero se analiza un sistema aislado de red similar al que deseamos estudiar (el mismo tipo de controlador con el mismo tipo de inversor, el mismo lugar y los mismos paneles), allí obtenemos el Factor de Planta (FP), que es la fracción de tiempo que el sistema genera a lo largo del año.
- Luego analizamos el sistema conectado a red. Aquí ingresamos el FP obtenido en el paso anterior.
- Finalmente hacemos el análisis económico.

Capítulo II – Estado del Arte

2.6.- Evaluación de proyectos.

La evaluación de proyectos toma como base el hecho de que todos los recursos son escasos y al mismo tiempo con múltiples posibilidades de empleo y por lo tanto de uso selectivo. Se trata entonces de seleccionar aquella alternativa de uso de recursos que mayores ventajas o beneficios nos proporcione (Baca Urbina, 2000).

Para llevar a cabo esta selección, y demostrar que el destino de estos recursos sea el óptimo se debe establecer un patrón determinado que nos permita efectuar una comparación razonable de los distintos proyectos de inversión (Sapag, 2007). La correcta valoración de los beneficios esperados permitirá definir en forma satisfactoria el criterio de evaluación que sea más adecuado. Por otro lado, la clara definición de cuál es el objetivo que se persigue con la evaluación constituye un elemento clave para tener en cuenta en la correcta selección del criterio evaluativo.

Pueden existir diferencias en la apreciación que tenga un proyecto si es analizado bajo el punto de vista privado o social. En este sentido (Sapag, 2007). afirma que será el marco de la realidad económica e institucional vigente en el país quien defina en mayor o menor grado el criterio imperante en un momento determinado para la evaluación de un proyecto. Sin embargo, cualquier sea el marco en el que el proyecto esté inserto, siempre existirá un criterio económico que nos permita conocer las ventajas y desventajas cualitativas y cuantitativas que implica la asignación de recursos escasos a un determinado proyecto de inversión.

2.6.1.- Metodología para Análisis y Evaluación de Proyectos

(Sapag, 2007). Presenta una metodología que consta de 3 etapas generales;

a) Perfil

Es básicamente la idea del proyecto con sus características generales.

Para ayudarnos a seleccionar una idea o perfil de entre múltiples alternativas, existen métodos cuantitativos que simplifican la toma de decisiones.

b) Revisión de Pre-factibilidad.

Este estudio profundiza la investigación de la "idea" o "perfil" del proyecto, basándose principalmente en información de fuentes secundarias para definir con cierta aproximación las variables principales referidas al mercado, a las alternativas técnicas, y a la capacidad financiera de los inversionistas, entre otros. En términos generales, se "estiman" las inversiones probables, los costos de operación, y los ingresos que demandará y generará el proyecto.

Fundamentalmente esta etapa se caracteriza por descartar soluciones que no requieran mayores elementos de juicio. Lo importante es tener claro que es una investigación basada

en información secundaria, no demostrativa. De todas maneras, se da un proceso de selección de alternativas. La aproximación de las cifras hace recomendable la sensibilización de los resultados obtenidos.

Como resultado de este estudio, surge la recomendación de su continuación a niveles más profundos, su abandono o postergación hasta que se cumplan ciertas condiciones mínimas que deberán explicitarse.

c) Estudio de Factibilidad.

Este estudio es más acabado que el anterior y en él se profundizan las alternativas que no fueron rechazadas ni postergadas por el estudio previo. Éste estudio se elabora sobre la base de antecedentes precisos obtenidos mayoritariamente a través de fuentes primarias de información. Las variables cualitativas son mínimas, comparadas con los estudios anteriores. El cálculo de las variables financieras y económicas deben ser lo suficientemente demostrativos para justificar la valoración de los distintos ítems. Se puede profundizar el estudio de la "mejor alternativa".

2.6.1.1.- Alcance del Estudio del Proyecto.

Dentro del estudio de factibilidad, existen Según (Sapag, 2007)., 5 estudios particulares que deben realizarse al momento de evaluar un proyecto. Ellos son los de viabilidad comercial, técnica, legal, organizacional y financiera o económica dependiendo del caso. Cualquiera de ellos que llegue a una conclusión negativa determina que el proyecto no se lleva a cabo.

Normalmente el estudio de una inversión se centra en la viabilidad económica, tomando como referencia el resto de las variables, sin embargo, cada una de las otras variables puede hacer que el proyecto no se lleve a cabo. Se trata entonces de determinar precisamente cuales de ellas influirán o no en la evaluación del proyecto.

(Sapag, 2007). relaciona el estudio de viabilidad comercial con el mercado de un producto o servicio ofrecido por el proyecto. Por otro lado, el mismo autor señala que el estudio de viabilidad técnica analiza las posibilidades materiales, físicas y químicas, condiciones y alternativas de producir el bien o servicio que se desea generar con el proyecto. Sin embargo, (Hernández, 2005) sugiere una evaluación integral, ya que un estudio puede ser comercialmente viable y técnicamente factible, pero podrían existir algunas restricciones legales que no permitan llevar el proyecto a cabo.

El estudio de factibilidad organizacional pretende establecer si existen las condiciones mínimas necesarias para garantizar la viabilidad de la implementación, tanto en lo estructural como en lo funcional.

Finalmente, el estudio de viabilidad financiera de un proyecto determina, normalmente y en último término, la aprobación o rechazo de éste (Hernández, 2005) . Este mide la rentabilidad que retorna la inversión, todo medido en bases monetarias.

La profundidad con que se analice cada uno de estos cinco elementos dependerá, como se señaló, de las características de cada proyecto.

Para el caso particular de la evaluación de proyectos de energías limpias en la III Brigada Aérea de la Fuerza Aérea de Chile, nos interesa principalmente el estudio de viabilidad técnica y el estudio de viabilidad financiera, por lo que profundizaremos en estos dos conceptos.

2.6.1.2.- Estudio de Viabilidad Técnica

En el estudio de viabilidad financiera de un proyecto, el estudio técnico tiene por objeto proveer información para cuantificar el monto de las inversiones y costos de operación pertinentes a esta área (Sapag, 2007). Así como también verificar la viabilidad técnica y operativa de la alternativa a evaluar. Como se mencionó anteriormente viabilidad técnica significa estudiar las posibilidades materiales, físicas y químicas, condiciones y alternativas de producir el bien o servicio que se desea generar con el proyecto.

Uno de los resultados de este estudio será definir la función de producción que optimice la utilización de los recursos disponibles en la producción del bien o del servicio del proyecto. En particular, desde este estudio debemos determinar las características de los equipos a utilizar para la operación y el monto de las inversiones correspondientes. Del análisis de las características y especificaciones técnicas de los equipos se podrá determinar la disposición de estos, lo que a su vez nos permitirá determinar las necesidades de espacio físico para la operación.

La definición del tamaño del proyecto es fundamental para la determinación de las inversiones y costos que se derivan del estudio técnico.

Para la presente investigación, se debe realizar en esta parte del análisis, la evaluación de las alternativas tecnológicas existentes y cómo podrían ser técnicamente viables para incluir en la gestión energética del nuevo datacenter, Tocopilla.

2.6.1.3.- Estudio de Viabilidad Financiera

Podemos evaluar proyectos de inversión, que en este caso son proyectos energéticos o alternativas energéticas, de igual forma a como evaluamos otro tipo de proyectos financieros. A continuación, detallaremos el modelo del Valor Actual Neto que nos permite realizar la evaluación financiera de proyectos o inversiones, y que será el modelo a utilizar en la presente investigación.

a) Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto de un proyecto de inversión es la suma algebraica del valor actualizado de todos los flujos de fondos (cobros y pagos, o ingresos y egresos) que se hayan realizado, o se han de realizar en el futuro en relación con él, durante un período determinado de tiempo (Baca Urbina, 2000).

De acuerdo con el modelo del valor actual neto (VAN), si se trata de evaluar un solo proyecto de inversión, una empresa puede razonablemente emprender todo aquel cuyo valor actual neto sea positivo, o al menos igual a cero. Si se trata de elegir entre varios proyectos excluyentes entre sí, debería emprender aquellos cuyo valor actual neto sea superior al de los demás. Para el presente estudio se deberán incluir en el modelo del VAN, entre otros; inversión inicial, ahorros estimados, mantención de los equipos y cualquier otro egreso que pueda existir durante el período que dure el proyecto.

b) Tasa Interna de Retorno (TIR)

Como señala (Bierman, 2006) la TIR representa la tasa más alta que un inversionista podría pagar sin perder dinero, si todos los fondos para el financiamiento de la inversión se tomaran prestados y el préstamo se pagara con las entradas en efectivo de la inversión a medida que se fuesen produciendo. En términos simples, diversos autores la conceptualizan como la tasa de interés con la cual el Valor Actual Neto es igual a cero.

Es por supuesto un indicador de rentabilidad del proyecto; a mayor TIR, mayor rentabilidad.

c) Análisis de Sensibilidad

Una completa evaluación de proyectos de inversión, se realiza evaluando el proyecto en condiciones de certidumbre y también evaluando sobre la base de antecedentes y variables poco o nada controlables por parte de la organización o empresa que pudiera implementar el proyecto (Sapag, 2007).

En este sentido, (Sapag, 2007) plantea como una forma de incorporar el factor riesgo a los resultados pronosticados para el proyecto, la alternativa de desarrollar un análisis de sensibilidad que permita medir cuán sensible es la evaluación realizada a variaciones en uno o más parámetros decisivos.

d) Otros factores para la evaluación de proyectos de inversión energéticos.

Hay otras consideraciones de índole práctica que pueden afectar al proceso de toma de decisiones al evaluar proyectos de ahorro energético. Veamos algunas de las más importantes:

- Las medidas de apoyo vigentes, establecidas por organismos oficiales, pueden contribuir a modificar los costos de la inversión: ayudas, subvenciones, créditos blandos, etc. En algunas ocasiones, estas ayudas se obtendrían al iniciar el proyecto o bien con posterioridad, lo que supondría la generación de beneficios adicionales.
- Relacionado con lo anterior, está el tema de los impuestos, lo que podría dar lugar a reducciones de costos por la vía de exenciones o desgravaciones.
- Las variaciones de los precios de energía que se sustituye es un elemento de gran importancia, y a la vez sujeto a un margen de incertidumbre notable. La tasa de incremento prevista en los cálculos podría no reflejar la posterior evolución de estos precios, muy en particular en el caso de los combustibles.

- La tasa de inflación, que afecta al conjunto de la economía, no ha sido considerada, al menos explícitamente (de forma separada).

e) Efecto de la inflación.

La tasa de inflación es el ritmo de incremento que sufre el precio medio de un amplio conjunto de bienes y servicios (Meneses, 2005). En el contexto energético, la inflación es la media ponderada de los incrementos en los precios de los combustibles, costos de mantenimiento, mano de obra (por ejemplo salarios), equipos, e instalación, etc. La tasa de inflación puede expresarse formalmente en base al IPC y el efecto de esta, es que el valor del dinero decrece con el transcurso del tiempo. En cierto modo, la inflación opera de forma similar al mecanismo de remuneración del dinero vía intereses.

Capítulo III: Desarrollo de la investigación

3.1.- Metodología

Este capítulo se estructura de la siguiente forma: en esta primera parte se muestra el diseño del datacenter de Tocopilla, desarrollado por una empresa proveedora a la cual se le solicitó confeccionar las especificaciones técnicas necesarias para licitar el servicio. Para ello la empresa viajó a la ciudad de Tocopilla donde conoció el lugar de emplazamiento, tomó fotografías, realizó mediciones del área disponible, conoció el inventario de servidores, de los equipos de comunicaciones y se definió incorporar la eficiencia energética al sistema de enfriamiento.

En una segunda parte, en base a la recopilación de las facturas del año 2016 del consumo de energía y potencia del datacenter de Santiago, datacenter que se encuentra en producción y de similares características, se estima la potencia y energía requerida por el nuevo datacenter de Tocopilla.

En la tercera parte a través de la herramienta web “Explorador Solar” desarrollada por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energía, se obtendrán los datos de la generación eléctrica fotovoltaica mensual para las coordenadas donde se instalará el datacenter de Tocopilla. Se confeccionará un balance energético entre la producción de energía fotovoltaica y el consumo estimado.

En la cuarta parte se utilizará el software RetScreen para analizar el caso de estudio, que es la generación eléctrica con paneles fotovoltaico conectado a la red para el autoconsumo del datacenter de Tocopilla, en función de la energía requerida y la energía generada por la superficie disponible.

En la quinta y última parte de este capítulo, se realizará los cálculos económicos, se analizarán los indicadores de rentabilidad como el VAN, ahorros acumulados durante la vida del proyecto y se realizará un análisis de sensibilidad.

3.1.1.- Diseño del nuevo datacenter

Se solicitó a un proveedor de la región el diseño de las bases técnicas del datacenter en función a los siguientes 3 requerimientos:

3.1.1.1.- Utilizar el espacio asignado dentro de una construcción sólida existente y que se encuentra fuera de la zona de inundación

Las coordenadas de la ubicación del nuevo datacenter en Tocopilla es: latitud 22° 6'8.78"S y longitud 70°12'38.15"O. Esta nueva ubicación se encuentra fuera de la zona de inundación según la carta de inundación por tsunami, referida al evento del año 1877 del servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile.



Ilustración 13: Coordenadas de la nueva ubicación datacenter

Fuente: Google Earth.

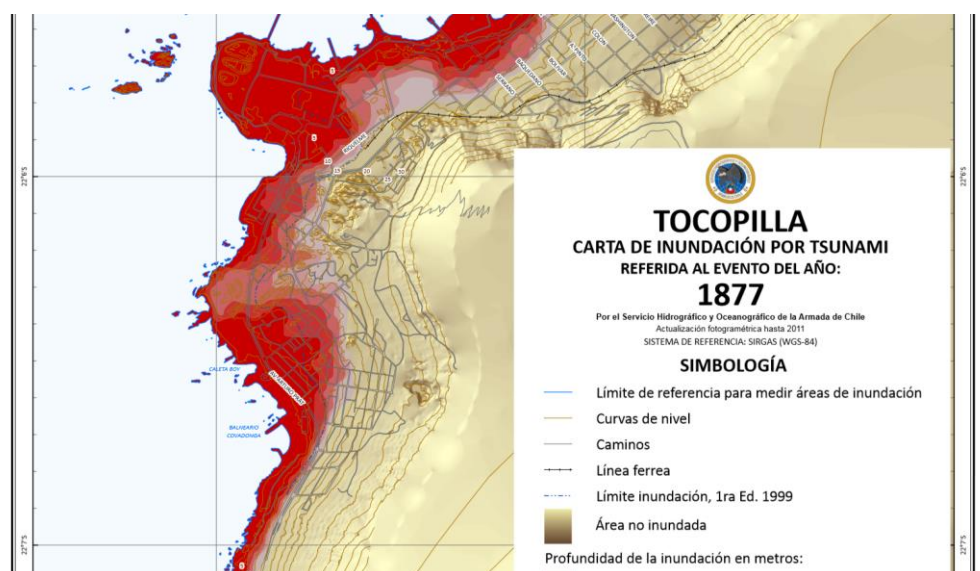


Ilustración 14: Carta de inundación por tsunami referida al evento del año 1877

Fuente: Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada de Chile

3.1.1.2.- Que pueda alojar los actuales servidores y equipos de comunicaciones que se encuentran en operación.

Existen 9 servidores y storage de almacenamiento operativos en el datacenter actual, los que deben ser trasladados y alojados en el nuevo datacenter.

El inventario de servidores físicos son los siguientes:

Tabla 2: Inventario de Servidores

Tipo Servidor	Marca	Modelo	Version SO
Fisico	Hitachi	HUS-110	HITACHI B.O.S 0955/A-W
Fisico	DELL	PowerEdge R620	Microsoft Windows Server 2008 R2 Enterprise (64-bit)
Fisico	DELL	PowerEdge R620	Microsoft Windows Server 2008 R2 Enterprise (64-bit)
Fisico	HP	Proliant DL360e Gen8	Microsoft Windows Server 2008 R2 Standard (64-bit)
Fisico	HP	Proliant DL360e Gen8	Microsoft Windows Server 2008 R2 Standard (64-bit)
Fisico	DELL	PowerEdge 2950	Microsoft Windows Server 2003 Standard Edition (32-bit)
Fisico	HP	Proliant DL360 PG8	Vmware ESXi 5.5.0
Fisico	HP	Proliant DL360 PG8	Vmware ESXi 5.5.0
Fisico	DELL	PowerEdge R200	Microsoft Windows Server 2003 Standard Edition (32-bit)

Fuente: Elaboración Propia

3.1.1.3.- Aplicar en el diseño medidas de eficiencia energética.

Dentro de las bases técnicas “Infraestructura TIC nueva sala de datos para Tocopilla y Mejillones” se especificaron los requerimientos técnicos mínimos. En el documento se muestra una solución estimada donde se especifican parámetros y normas de cumplimiento de cada uno de los elementos:

- Equipos de Aire de Precisión LCP.
- Unidades de alimentación ininterrumpida.
- Alimentación eléctrica a las unidades PDU de cada Rack.
- Sistema de detección de incendios convencional y temprana.
- Sistema de extinción de incendios con agente NOVEC1230 3M.
- Sistema de Iluminación.
- Sistema de Enchufes de Servicio no respaldados.
- Control de acceso.

El LCP es un concepto de refrigeración modular y enfocado a cubrir requerimientos para altas densidades térmicas directamente en el gabinete, o bien diseñada para enfriamiento de pasillo.

Una de las principales preocupaciones de los desarrolladores de la serie Rittal LCP de la generación “Blue e” ha sido la eficiencia energética: todos los modelos incorporan ventiladores optimizados, que consumen menos corriente.

El LCP absorbe el aire por la parte lateral del dorsal del armario para servidores, la enfría mediante el intercambiador de calor de alta potencia y vuelve a soplar el aire enfriado por la parte lateral frontal del armario.

Este sistema de enfriamiento está diseñado para controlar la temperatura interna del servidor, mientras que su compresor de velocidad regulada adapta la potencia de enfriamiento a los requerimientos reales del sistema.

La energía térmica absorbida durante el enfriamiento es emitida al ambiente hacia el condensador exterior, sin generar calentamiento del cuarto en donde se encuentran instalados los equipos.

Como se puede ver en la siguiente ilustración, la eficiencia de enfriamiento por hileras es a lo menos un 10% superior al enfriamiento perimetral. El sistema de enfriamiento perimetral es utilizado en el datacenter de Santiago.

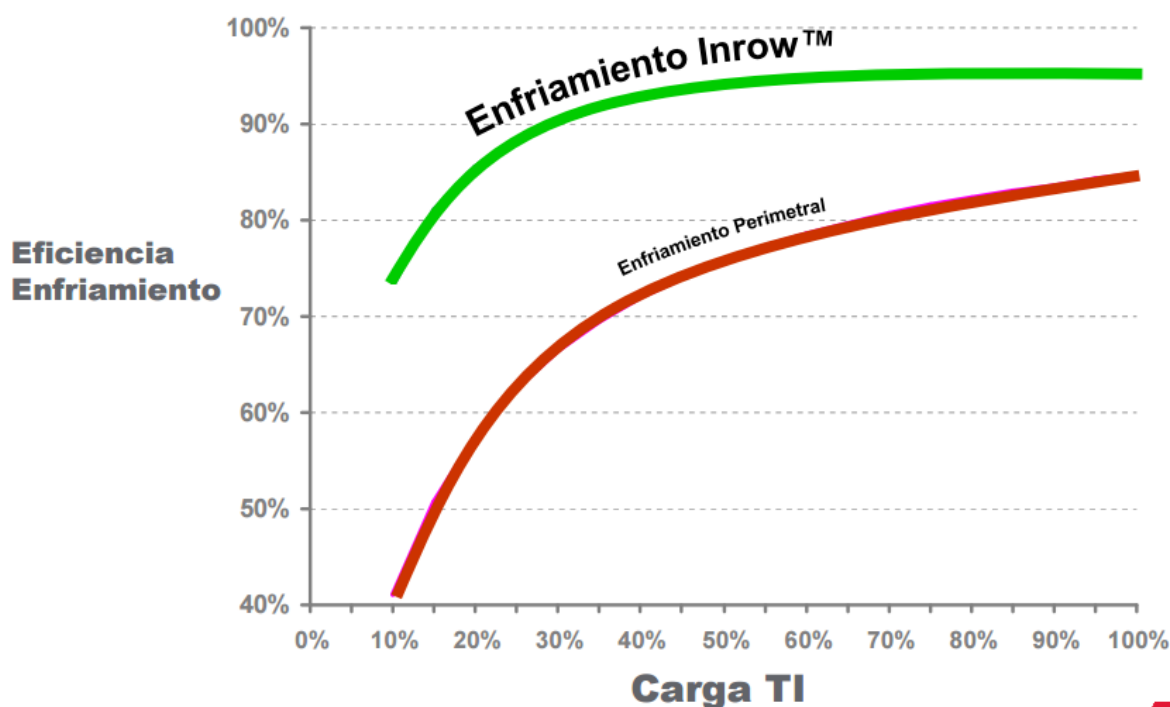


Ilustración 15: Eficiencia de enfriamiento perimetral vs por hileras

Fuente: Schneider Electric

Por lo tanto, el diseño propuesto para el datacenter de Tocopilla, que incorpora la eficiencia energética en el sistema de enfriamiento por hileras Rittal LCP es:

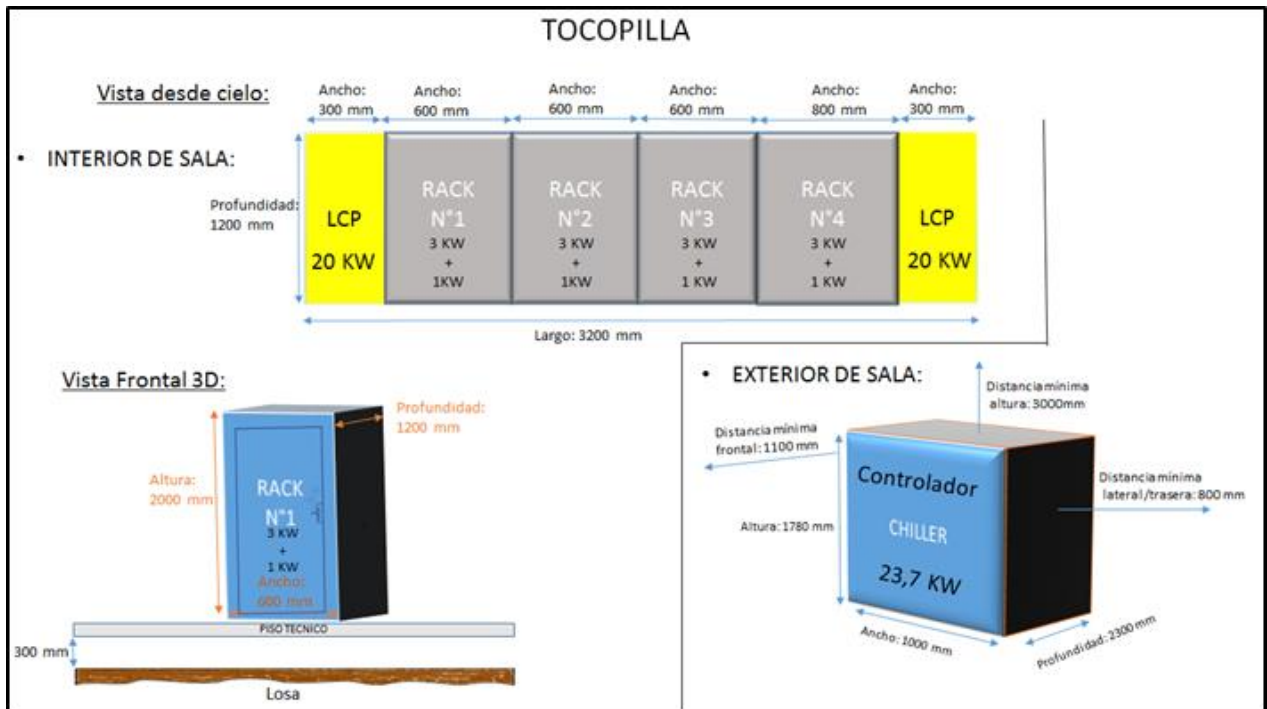


Ilustración 16: Esquema referencial

Fuente: Elaboración propia.

3.1.2.- Estudio de demanda energética.

Para poder dimensionar la demanda energética requerida por el nuevo datacenter de Tocopilla, se realizará un estimado en base al consumo de una instalación similar, específicamente la potencia consumida por el datacenter de Santiago.

Como primer paso se procedió a calcular el promedio de consumo a partir de las facturas de energía de los 12 meses del año 2016. El consumo promedio mensual fue de **219.320 kWh/año**. Esta facturación incluye tanto el consumo del datacenter como los consumos de las oficinas administrativas (luz, aire acondicionado de confort, computadores e impresoras).

Para calcular el porcentaje de la facturación que corresponde al consumo propio del datacenter de Santiago utilizaremos la calculadora de Schneider Electric. Los parámetros principales requeridos son: la cantidad de servidores y el valor de eficiencia PUE.

PUE = Potencia eléctrica total del centro / Potencia eléctrica total consumida por los sistemas

Para este caso se estima en 10 la cantidad de servidores y un valor de PUE = 2,30 (que es el mayor valor de ineficiencia que se da los fines de semana y en horas de la noche).

La calculadora nos entrega un valor de 18 kW total de potencia requerida, que corresponde al 42% con respecto al promedio de potencia real facturado en 2016 que fue **42,6 kW**.

Proporción datacenter Santiago = Potencia calculada / Potencia promedio 2016 * 100

$$42,25\% = (18 \text{ kWh}/42,6 \text{ kWh}) * 100\%$$

Por lo tanto, la proporción calculada de energía es de **92.607 kWh/año** para el datacenter de Santiago.

Tabla 3: Consumo real energía y potencia año 2016 datacenter Santiago + Oficinas

Mes	kWh	kW
Enero	19.040	39,3
Febrero	17.040	43,1
Marzo	17.040	43,1
Abril	19.760	43,1
Mayo	16.880	41,3
Junio	17.120	41,7
Julio(*)	17.200	41,2
Agosto	17.280	40,6
Septiembre	18.640	40,6
Octubre	20.680	40,6
Noviembre	18.880	55,4
Diciembre	19.760	41,6
Anual	219.320	512

(*) Valor estimado en base a promedio de Junio-Agosto

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4: Facturación real energía y potencia año 2016 datacenter Santiago + Oficinas

Mes	cargo	Uso Sistema			
	Fijo [\$]	Troncal [\$]	\$ [kWh]	\$ [kW]	\$ Total Neto
Enero	950	13.899	1.138.102	367.835	1.520.786
Febrero	941	12.439	1.089.843	418.859	1.522.082
Marzo	940	12.439	1.121.704	419.009	1.554.092
Abril	943	14.425	1.300.755	419.182	1.735.305
Mayo	948	12.322	1.111.172	401.123	1.525.565
Junio	955	12.498	1.122.582	404.785	1.540.820
Julio(*)	956	16.989	1.102.337	398.430	1.518.710
Agosto	956	21.479	1.082.091	392.074	1.496.600
Septiembre	959	23.179	1.172.161	391.485	1.587.784
Octubre	962	25.954	1.325.845	391.163	1.743.924
Noviembre	961	23.468	1.198.848	534.711	1.757.988
Diciembre	963	24.562	1.254.726	401.788	1.682.039
Total	11.434	213.653	14.020.166	4.940.444	19.185.695

(*) Valor estimado en base a promedio de Junio-Agosto

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5: Consumo proporcional calculado de energía y potencia datacenter Santiago, correspondiente al 42,25% del consumo real año 2016

Mes	kWh	kW
Enero	8.040	18
Febrero	7.195	18
Marzo	7.195	18
Abril	8.344	18
Mayo	7.128	17
Junio	7.229	18
Julio(*)	7.263	17
Agosto	7.296	17
Septiembre	7.871	17
Octubre	8.732	17
Noviembre	7.972	23
Diciembre	8.344	18
Anual	92.607	217

(*) Valor estimado en base a promedio de Junio-Agosto

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6: Facturación proporcional calculada de energía y potencia para datacenter Santiago, correspondiente al 42,25% de la facturación real año 2016

Mes	cargo	Uso Sistema		\$ [kWh]	\$ [kW]	\$ Neto
	Fijo [\$]	Troncal [\$]				
Enero	950	13.899		480.559	155.317	650.725
Febrero	941	12.439		460.182	176.862	650.424
Marzo	940	12.439		473.635	176.925	663.939
Abril	943	14.425		549.239	176.998	741.605
Mayo	948	12.322		469.188	169.373	651.831
Junio	955	12.498		474.006	170.919	658.378
Julio(*)	956	16.989		465.457	168.235	651.637
Agosto	956	21.479		456.909	165.552	644.895
Septiembre	959	23.179		494.940	165.303	684.381
Octubre	962	25.954		559.833	165.167	751.916
Noviembre	961	23.468		506.209	225.780	756.418
Diciembre	963	24.562		529.803	169.653	724.982
Total	11.434	213.653		5.919.960	2.086.083	8.231.129

(*) Valor estimado en base a promedio de Junio-Agosto

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7: Promedio anual 2016 de potencia para datacenter Santiago + Oficinas

Mes	kW
Enero	39,3
Febrero	43,1
Marzo	43,1
Abril	43,1
Mayo	41,3
Junio	41,7
Julio(*)	41,2
Agosto	40,6
Septiembre	40,6
Octubre	40,6
Noviembre	55,4
Diciembre	41,6
Promedio Anual	42,6

(*) Valor estimado en base a promedio de Junio-Agosto

Fuente: Elaboración propia

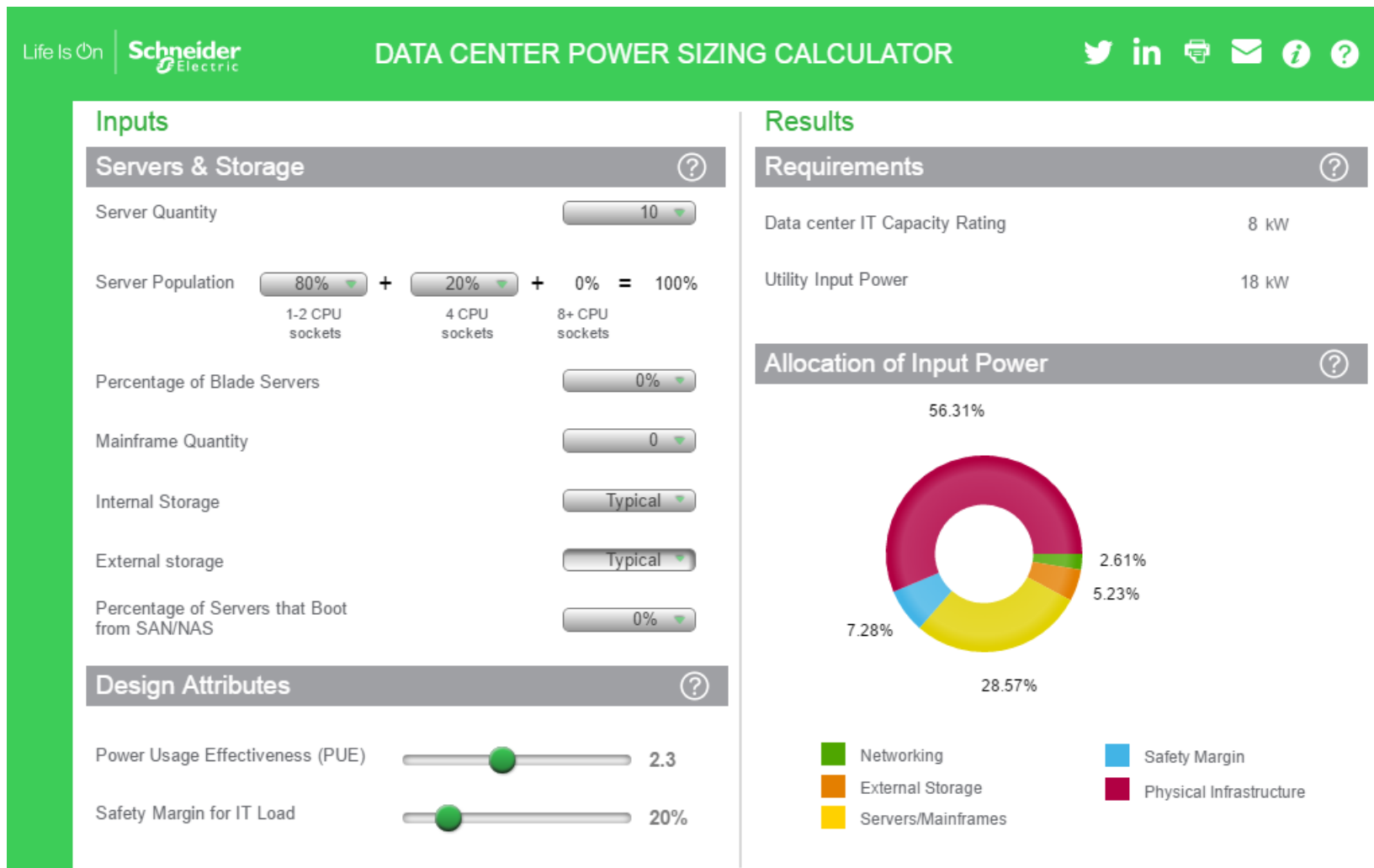


Ilustración 17: Calculadora del consumo total de un datacenter
Fuente: Schneider-Electric



Ilustración 18: Variación del PUE (Potencia eléctrica total del centro / Potencia eléctrica total consumida por los sistemas)

Fuente: Schneider-Electric

3.1.3.- Generación Eléctrica fotovoltaica

Utilizamos la herramienta web “Explorador Solar” para obtener un informe de la generación de energía a través de paneles fotovoltaicos, específicamente para las coordenadas: latitud 22° 6'8.78"S y longitud 70°12'38.15"O.

A continuación, se detallan una a una las características y variables utilizadas en la simulación.

3.1.3.1.- Superficie disponible

Existen 3 edificaciones dentro del recinto que albergará el nuevo datacenter de Tocopilla, la primera de 18 m² correspondiente a la edificación que albergará el datacenter, la segunda de 103 m² y la tercera de 123 m².

El área definida para el proyecto fotovoltaico es de 100 m² sobre la techumbre de la segunda edificación que se encuentra a un costado de la construcción que albergará el datacenter.

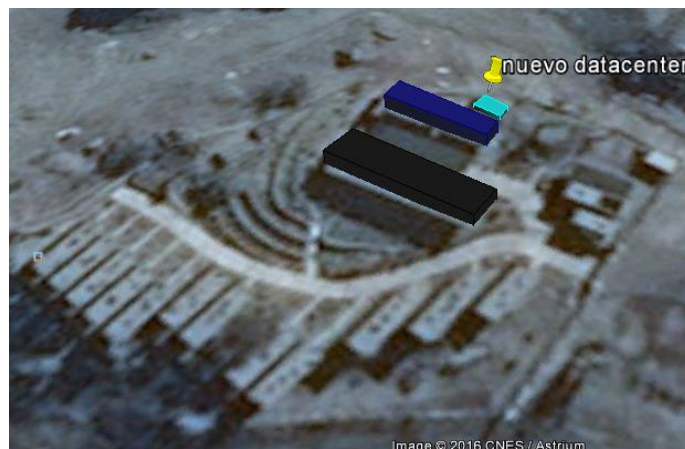


Ilustración 19: Imagen edificaciones y áreas disponibles

Fuente: Google Earth

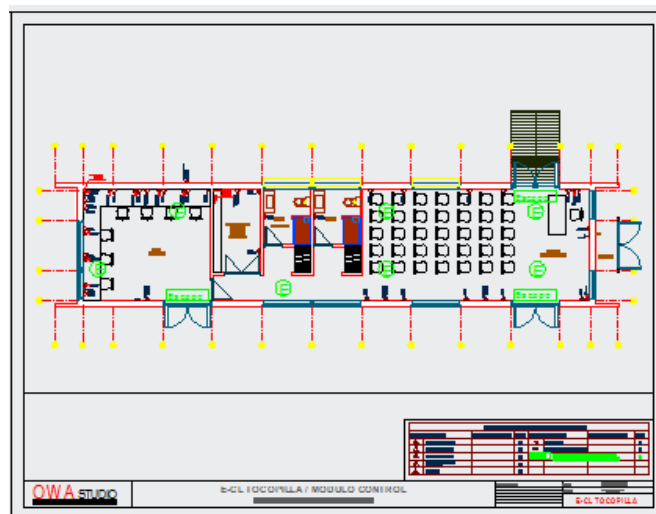


Ilustración 20: Plano sala de control y monitoreo

Fuente: Planos de la edificación

3.1.3.2.- Características paneles fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos seleccionados para utilizar en RetScreen son de marca Canadian Solar, Policristalinos modelo CS6P-240W, 14,92% de eficiencia y 9,120W de capacidad.

Las características técnicas son las siguientes:

Tabla 8: Electrical Data. Standard Test Conditions (STC) irradiancia 1000W/m2, spectrum AM 1,5 y temperatura celda de 25°C

STC	CS6P-240P
Nominal Maximun Power (Pmáx)	240W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	29,9V
Optimum Operating Current (Imp)	8,03A
Open Circuit Voltage (Voc)	37,0V
Short Circuit Current (Isc)	8,59A
Module Efficiency	14,92%
Operating Temperature	-40°C ~+80°C
Maximum System Voltage	1000V (IEC)/600V (UL)
Maximun Series Fuse Rating	15A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ +15W

Fuente: Elaboración propia, Datasheet Canadian Solar

Tabla 9: Electrical Data. Under Normal Operationg Cell Temperature (NOCT) irradiancia 800W/m2, spectrum AM 1.5, temperatura ambiente 20°C y velocidad del viento 1 m/s

NOCT	CS6P-240P
Nominal Maximun Power (Pmáx)	174W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	27,3V
Optimum Operating Current (Imp)	6,38A
Open Circuit Voltage (Voc)	34,0V
Short Circuit Current (Isc)	6,96A

Fuente: Elaboración propia, Datasheet Canadian Solar

Tabla 10: Mechanical Data

NOCT	CS6P-240P
Cell Type	Poly-cristalline 156x156mm, 2 or 3 Busbars
Cell Arrangement	60 (6x10)
Dimensions	1638 x 982 x 40 mm (64,5 x 38,7 x 1,57 in)
Weight	19 kg (41,9 lbs.)
Front Cover	3,2 mm Tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-BOX	IP65 3 diodes
Cable	4mm ² (IEC)/12AWG(UL), 1000mm
Connectors	MC4 or MC4 Comparable
Standard Packaging (modules per pack)	24 pcs
Module pieces per container (40 ft. Container)	672 pcs (40' HQ)

Fuente: Elaboración propia, Datasheet Canadian Solar

3.1.3.3.- Configuración paneles fotovoltaicos

Los paneles estarán orientados hacia el norte, según las conclusiones entregadas por el “Estudio respecto a la orientación de paneles fotovoltaicos para una maximización económica de plantas de generación y su acoplamiento con el perfil de demanda.”

“La conclusión es que económicamente para un año completo la mejor orientación es la norte”. (M. Elton, 2015)

Para que los paneles solares brinden su máxima potencia deben estar orientados hacia el Ecuador, con una inclinación que esté entre 5° y 10° inferior a la latitud del lugar. En este caso la latitud es 22° 6'8.78"S por lo que la inclinación se calculó en 17°.

**Ilustración 21: Rack Solar Roof**

Fuente: Korean Alibaba

3.1.3.4.- Características Inversor

El inversor es de fabricación Alemana marca SMA SUNNY TRIPOWER modelo STP1000TL con capacidad máxima de 40 paneles de 260W, para plantas hasta 10kW.

Tabla 11: DC Propiedades Eléctricas

Properties	Value
Rated Power Output	10000W
Compatible Utility Voltages	240V
Peak Efficiency	98,10%
Weighted Efficiency	97,70%
Maximum Output Current	16A
Max OCPD rating data	not available
AC Disconnect	No
AC Input Wire Gauge Range data	not available
Sleep Consumption	1W
Standby Consumption data	not available

Fuente: Elaboración propia, Datasheet SMA

Tabla 12: AC Propiedades Eléctricas

Properties	Value
Maximum Input Current	33A
Start Voltage	188V
Max DC Input Voltage	1000V
Peak Power Tracking Voltage	320V - 800V
Number of MPPTs	1
Polarity of Ground	Floating
DC Disconnect	No
Number of String Inputs	5
Includes Fuses for String Inputs	No
Max Rating for String Fuses	30A
Rating of Included String Fuses	not applicable
DC Input Wire Gauge Range data	not available
Integrated DC Arc Fault Protection	Yes

Fuente: Elaboración propia, Datasheet SMA

3.1.3.5.- Radiación Anual

La radiación anual que pueden captar los paneles fotovoltaicos en la ubicación donde se instalará el datacenter, está conformada por la suma de las radiaciones global horizontal, global inclinado, directa normal y difusa horizontal.

Los datos de la simulación entregados por el “Explorador Solar” están basados por modelación numérica de la transferencia de radiación solar en la atmosfera y datos satelitales de alta resolución validados con observaciones, sin embargo no deben ser tomados como definitivos antes de corroborarlos con mediciones in situ.

Tabla 13: Radiación Anual

Global Horizontal (kWh/m ² /día)	Global Inclinado 17° (kWh/m ² /día)	Directa Normal (kWh/m ² /día)	Difusa Horizontal (kWh/m ² /día)
5,48	5,67	6,03	1,27

Fuente: Elaboración propia, Simulación Explorador Solar

3.1.3.6.- Generación Eléctrica Diaria.

Según el promedio de la generación fotovoltaica en una hora, esta comienza a las 06:00 AM y termina a las 18:00 PM (UTC-4) aproximadamente.

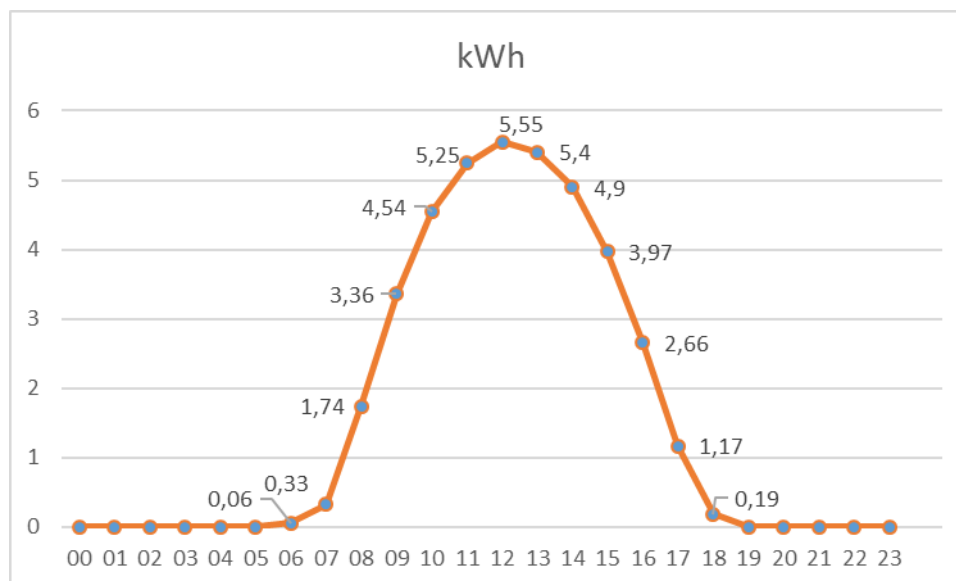


Ilustración 22: Promedio de la generación fotovoltaica en una hora

Fuente: Elaboración propia, datos simulación Explorador Solar

3.1.3.7.- Frecuencia de nubes

La nubosidad es el componente de la atmosfera que resta la mayor cantidad de radiación incidente. La simulación con el Explorador Solar utiliza las imágenes del satélite geoestacionario GOES para calcular la frecuencia de la nubosidad para cada hora y mes.

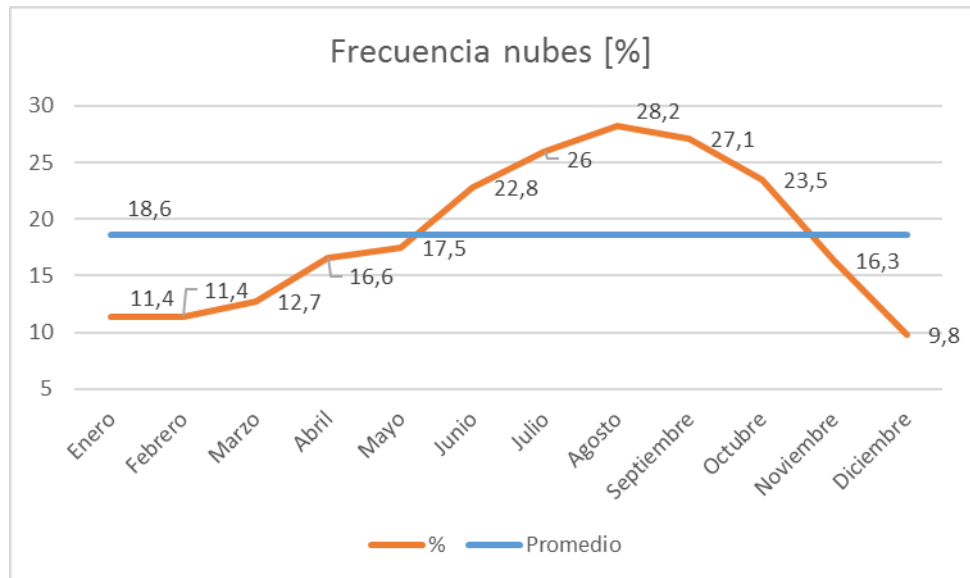


Ilustración 23: Porcentaje de tiempo con nubosidad en promedio cada mes en horario diurno

Fuente: Elaboración propia, datos simulación Explorador Solar

3.1.3.8.- Sombras topográficas

La topografía alrededor del sitio puede generar sombras en ciertas horas y meses del año. El análisis que realiza el Explorador Solar en la simulación, aplica una base de datos de altura de terreno de 90 metros de resolución y considera la topografía dentro de un radio de 180 kilómetros desde la ubicación estudiada.

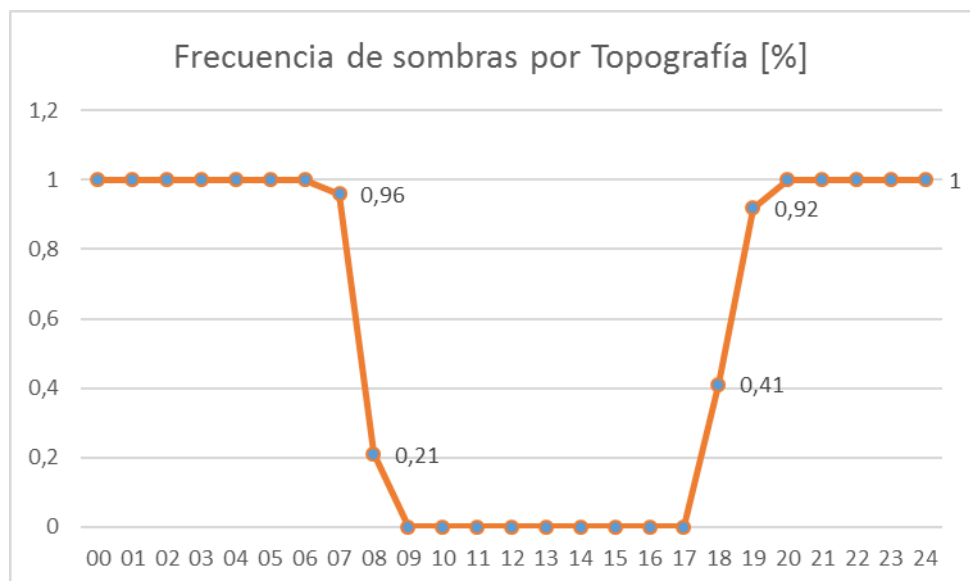


Ilustración 24: Porcentaje de la hora con sombras

Fuente: Elaboración propia, datos simulación Explorador Solar

3.1.3.9.- Temperatura

La temperatura ambiental afecta a la eficiencia de los paneles fotovoltaicos. Las estimaciones de temperatura entregada por la simulación realizada en el Explorador Solar, se basan en simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF a 1 km de resolución para el año 2010.

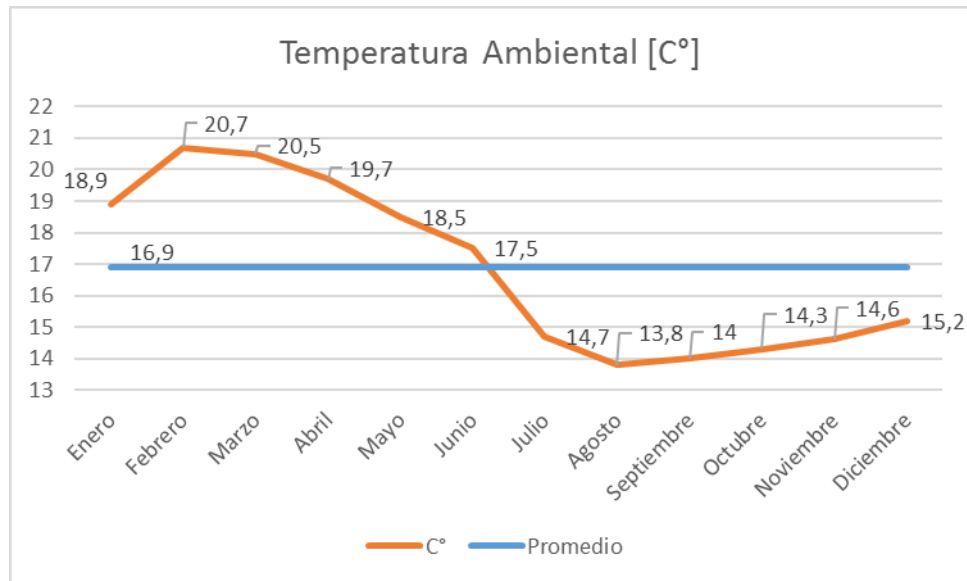


Ilustración 25: Temperatura media para cada mes

Fuente: Elaboración propia, datos simulación Explorador Solar

3.1.3.10.- Viento

La velocidad del viento influye en el enfriamiento de los paneles fotovoltaicos y por lo tanto en la eficiencia, además puede dañar las estructuras de soporte. Las estimaciones de viento entregada por la simulación realizada en el Explorador Solar, se basan en simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF a 1 km de resolución para el año 2010.

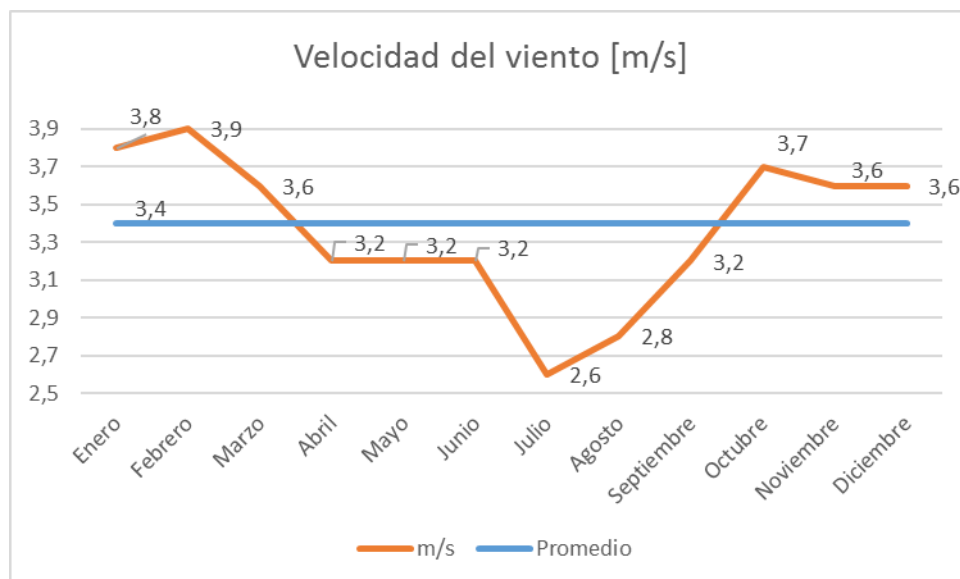


Ilustración 26: Promedio de la magnitud del viento para cada mes

Fuente: Elaboración propia, datos simulación Explorador Solar

3.1.3.11.- Balance de energía eléctrica

Dada el área disponible para la instalación de los paneles fotovoltaicos, el tipo de arreglo fijo con inclinación de 17° , la orientación hacia el norte, las características de los paneles fotovoltaicos, las características del inversor y las pérdidas varias ingresadas; la simulación realizada con la herramienta web “Explorador Solar” nos calcula una capacidad instalada de **9 kW**, **14.286 kWh** de generación eléctrica anual y un factor de planta de **18,1%**.

Tabla 14: Tipo de Arreglo módulos fotovoltaicos

Capacidad Instalada	Tipo Arreglo				Módulos Fotovoltaicos			
	Configuración	Montaje	Inclinación	Azimet	Sensibilidad Temperatura	Cobertura	Eficiencia Inversor	Otras pérdidas
9 kW	Orientación Fija	Aislado	17°	0° (norte)	-0,45	Vidrio	0,96%	14%

Fuente: Elaboración propia, Simulación Explorador Solar

Tabla 15: Capacidad Instalada

Capacidad Instalada	Total Diario	Total Anual	Factor de Planta
9 kW	39.14 kWh	14.286 kWh	18.1%

Fuente: Elaboración propia, Simulación Explorador Solar

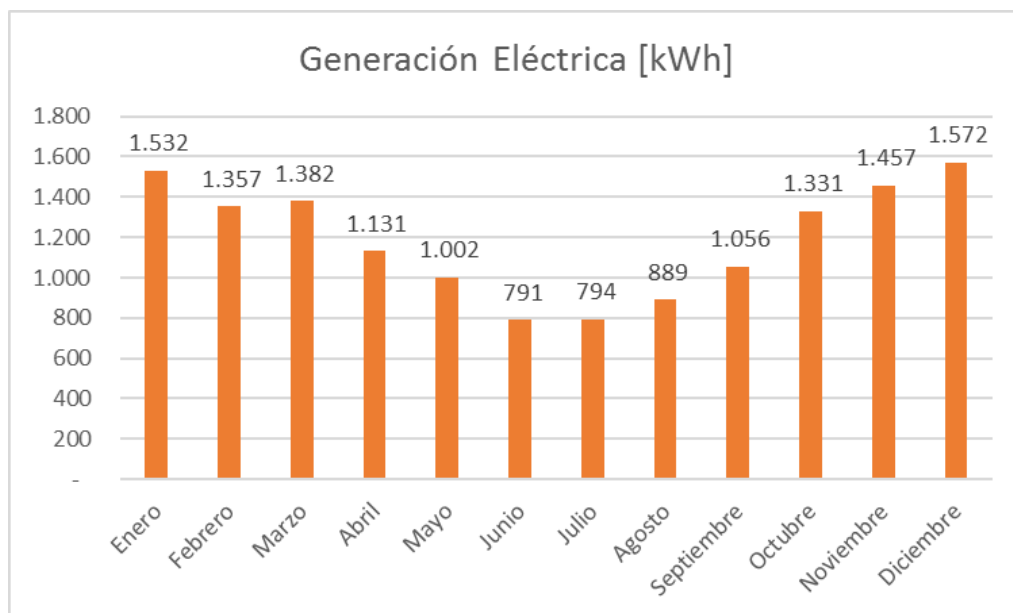


Ilustración 27: Simulación Generación Eléctrica mensual
Fuente: Elaboración propia, herramienta web Explorador Solar

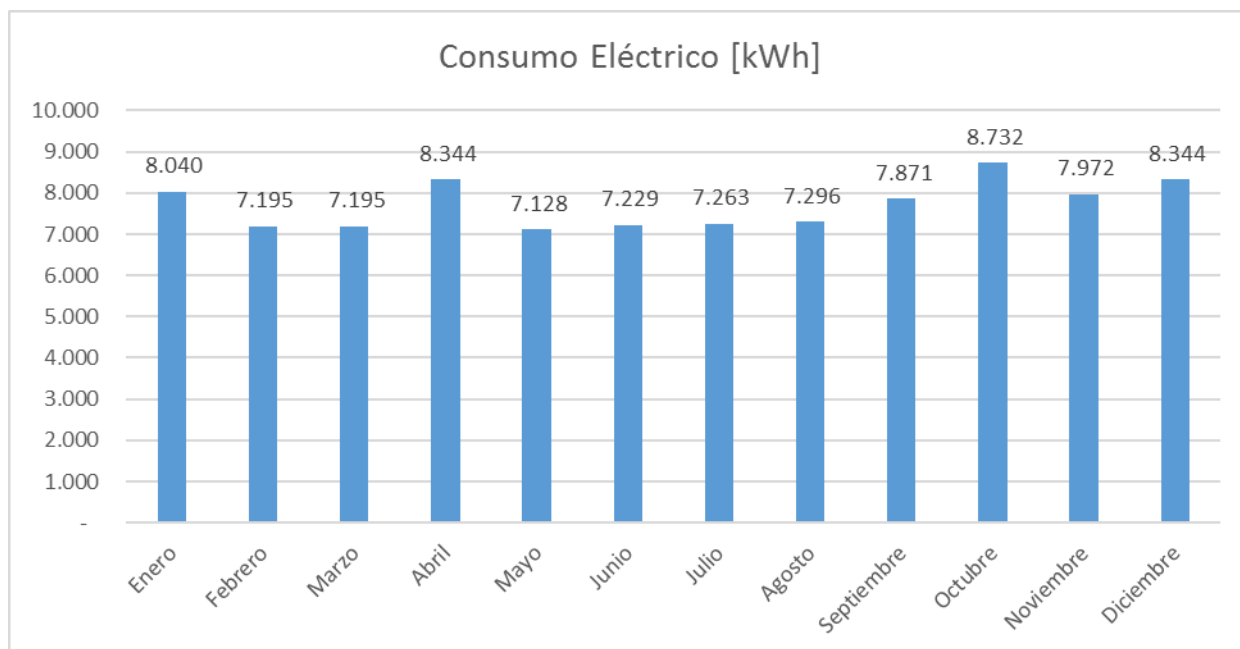


Ilustración 28: Consumo Eléctrico año 2016
Fuente: Elaboración propia

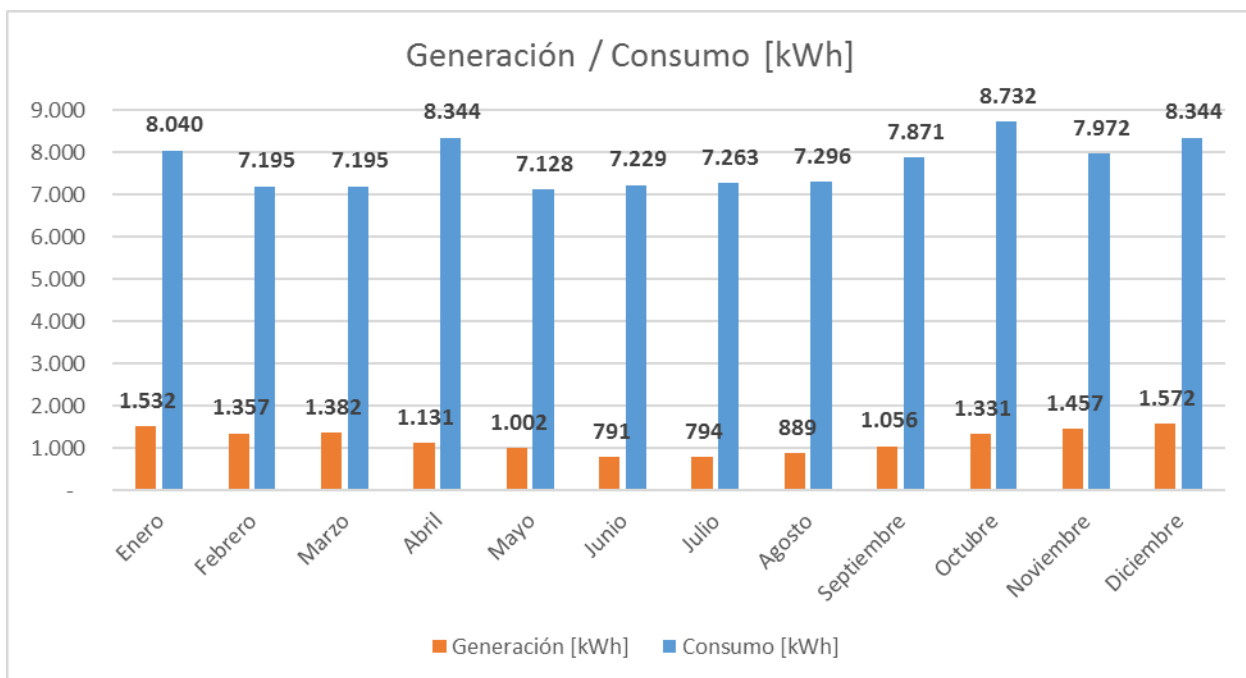


Ilustración 29: Balance de Energía Eléctrica

Fuente: Elaboración propia

3.2.- Análisis con RetScreen

3.2.1.- Carga y red

Del estudio de la demanda de energía estimado para el nuevo datacenter de Tocopilla, se calcularon las demandas de potencia y energía mensual. Los valores de potencia fueron los ingresados en el campo **Electricidad carga bruta media kW** para cada mes.

Tabla 16: Consumo estimado datacenter Tocopilla

Mes	kW
Enero	18
Febrero	18
Marzo	18
Abril	18
Mayo	17
Junio	18
Julio(*)	17
Agosto	17
Septiembre	17
Octubre	17
Noviembre	23
Diciembre	18
Promedio Anual	18

(*) Valor estimado en base a promedio de Junio-Agosto

Fuente: Elaboración propia

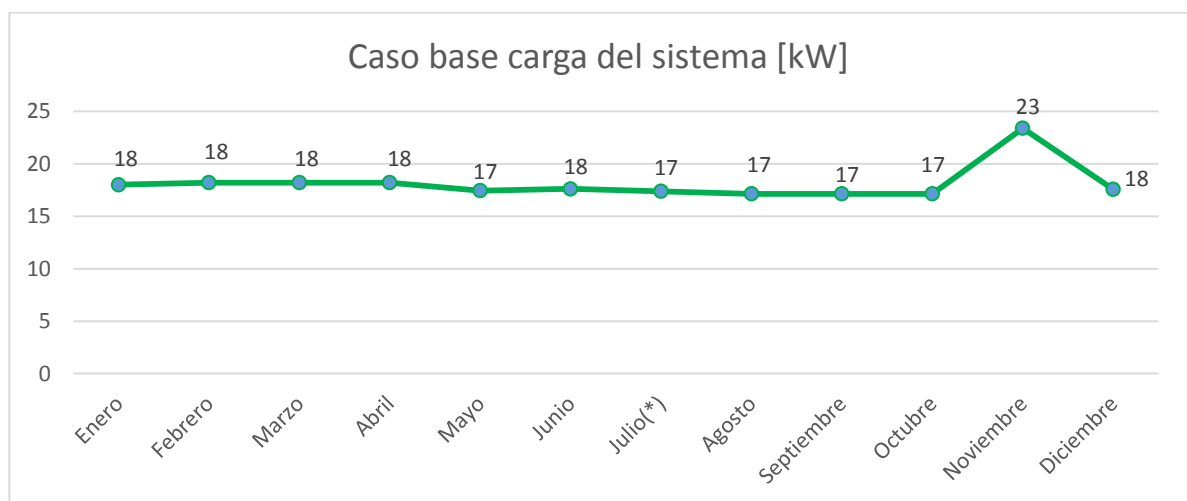


Ilustración 30: Gráfico de carga del sistema caso base

Fuente: Elaboración propia, datos simulación en RetScreen

En base a la caracterización de la carga del caso base, el sistema RetScreen calcula una demanda anual de electricidad de **MWh 158**.

3.2.2.- Tarifa de electricidad caso base

La tarifa utilizada para el análisis se definió en **BT3** ya que la instalación eléctrica en el datacenter será trifásica.

Esta opción tarifaria es en baja tensión con demanda máxima leída. Se entenderá por demanda máxima leída del mes, el más alto valor de las demandas integradas en periodos sucesivos de 15 minutos.

La empresa de distribución correspondiente a Tocopilla es ELECDA. Los valores informados para la tarificación de la energía y potencia consumida, así como el valor de la energía inyectada a la red son los siguientes:

Tabla 17: Tarifas de suministro eléctrico BT3

ELECDA Tocopilla SING-1-A Aéreo	Valores con IVA (19%)	Valores sin IVA
Cargo Fijo \$/cliente	1.911,760	1.606,521
Cargo único por uso sistema troncal \$/kWh	2,282	1,918
Energía \$/kWh (consumida)	44,843	37,683
Energía \$/kWh (inyectada)	44,843	37,683
Potencia presente en punta \$/kW	14.600,600	12.269,412
Potencia parcialmente presente en punta \$/kW	10.059,100	8.453,025

Fuente: Elaboración propia, datos ELECDA

El valor utilizado en el campo tarifa de electricidad caso base en RetScreen es **39,601 \$/kWh** y se compone de los conceptos Cargo único por uso sistema troncal **1,918 \$/kWh** y el consumo de Energía **37,683 \$/kWh**.

3.2.3.- Estrategia de operación - sistema eléctrico de potencia de carga base

Según lo analizado en el capítulo anterior, se aplica un factor de eficiencia del **9%** a la demanda eléctrica. Este valor de eficiencia corresponde a la tecnología de enfriamiento por rack LCP, en contraste con el enfriamiento perimetral.

Por lo tanto, la demanda de energía eléctrica calculado para el caso de estudio aplicando el **9%** de eficiencia es de **144 kWh**.

El sistema fotovoltaico nos entrega una generación eléctrica de **14 MWh**, que es menor a la demanda eficiente calculada de **144 MWh**. Los **14 MWh** generados son entregados totalmente para autoconsumo y no queda disponible que pueda ser exportado a la red. Los **130 MWh** de electricidad restante requerida serán consumidas del sistema. Esto genera una ganancia de **\$815.472** anuales.

Tabla 18: Ganancia Operativa

Estrategias de operación	Electricidad entregada a la carga MWh	Electricidad exportada a la red MWh	Electricidad restante requerida MWh	Ganancia (pérdida) operativa \$
Potencia eléctrica a plena capacidad	14	0	130	815.472
Seguimiento de la potencia eléctrica de carga	14	0	130	815.472

Fuente: Elaboración propia, resultados simulación en RetScreen

3.2.4.- Análisis de Costos

Los costos de operación y mantenimiento de sistemas fotovoltaicos de generación de electricidad son bajos y son alrededor de un 0,5% a un 1,5% anual de los costos de inversión inicial (Breyer et al, 2009;. IEA, 2010c), en este caso se estimó en 1,5%.

El costo de inversión calculado CAPEX que contempla la infraestructura, la instalación y un 5% de contingencia equivale a **\$ 9.975.000**.

EL costo de operación y mantenimiento OPEX se calculó en 1,5% de los costos de inversión, equivalente a **\$150.000 anual**.

Tabla 19: Valorización infraestructura

Grupo	Producto	\$sin IVA	Qty.	Subtotal
Paneles Solares Fotovoltaicos	CSG PVTech Panel Solar Polycristalino 250W 60celdas 1640x992x35mm autorización SEC lev 20.571	121.849	38	4.630.252
Inversores ON-Grid	Changetec BISL 4.0 Proteccion RI externa para instalación ON-Grid lev 20.571	294.118	1	294.118
Inversores ON-Grid	Kaco Inversor ON-Grid trifásico Powador 10.0 TL3 INT de 9 kW AC	2.008.403	1	2.008.403
Estructura de Montaje	Estructura - Riel Aluminio para montaje de paneles 4200mm	19.328	20	386.555
Estructura de Montaje	Estructura - Base ajustable trasera 15-30 grados para inclinar 2 rieles en techo plano	6.807	19	129.328
Estructura de Montaje	Estructura - Base ajustable delantera para inclinar 2 rieles en techo plano	2.521	19	47.899
Total Neto				7.496.555

Fuente: Elaboración propia, digishop.cl

3.2.5.- Análisis de reducción de emisiones

El factor emisión de GEI utilizado es el correspondiente al Sistema Interconectado del Norte Grande SING para el año 2016 equivalente a **0, 767 tCO₂/MWh**.

Tabla 20: Reportes de emisiones para el SING

Año	Promedio tCO_{2eq}/MWh
2010	0,715
2011	0,725
2012	0,806
2013	0,811
2014	0,79
2015	0,764
2016	0,767

Fuente: Elaboración propia, Ministerio de Energía

La generación con energía solar nos daría como resultado según la simulación en RetScreen, una reducción en la emisión de Gases de Efecto Invernadero GEI equivalente a **23,2 tCO₂** neta anual, que sería equivalente a 8 toneladas de desecho reciclado o el reciclado total de la basura que generan 21 personas en Chile.

Tabla 21: Reducción emisión anual neta tCO₂

Proyecto de generación eléctrica	Caso base emisiones de GEI tCO₂	Caso propuesto emisiones GEI tCO₂	Reduccion de emisiones GEI anual neta tCO₂
	128,5	105,3	23,2

Fuente: Elaboración propia, resultados simulación en RetScreen

3.2.6.- Análisis financiero

El proyecto presenta una inversión inicial (CAPEX) de \$ 9.975.000 (1,7 USD/Wp de costo de instalación), inversión que incluye, los equipos (módulos, estructuras de soporte y elementos metálicos, inversores, suministro eléctrico), el montaje y puesta en marcha de los mismos.

El OPEX incluye las actividades de O&M preventivas y representa una inversión anual de \$150.000 correspondiente al 1,5% del CAPEX.

Dentro del análisis económico del proyecto se calculan los ingresos estimados por ahorro de energía y el modelo de financiamiento es financiamiento propio.

Tabla 22: Parámetros de simulación en RetScreen

Parámetros	Valor
Tasa de escalamiento combustible (electricidad)	5,00%
Tasa de inflación	2,90%
Tasa de descuento	10,00%
Tiempo de vida del proyecto	20 años

Fuente: Elaboración propia, fundamentos caso de estudio

La simulación en RetScreen nos calcula un **VAN de \$2.804.814**, una **TIR 13,2%** y un **Payback de 8 años**.

La TIR está por sobre el valor aceptable comúnmente para proyectos fotovoltaicos que es del orden de 13 a 15%.

Tabla 23: Resultados simulación en RetScreen

Viabilidad financiera	Valor
TIR	13,20%
Payback	8 años
VAN	\$ 2.804.814
Ahorros anuales en ciclo de vida	\$ 329.452

Fuente: Elaboración propia, resultados simulación en RetScreen

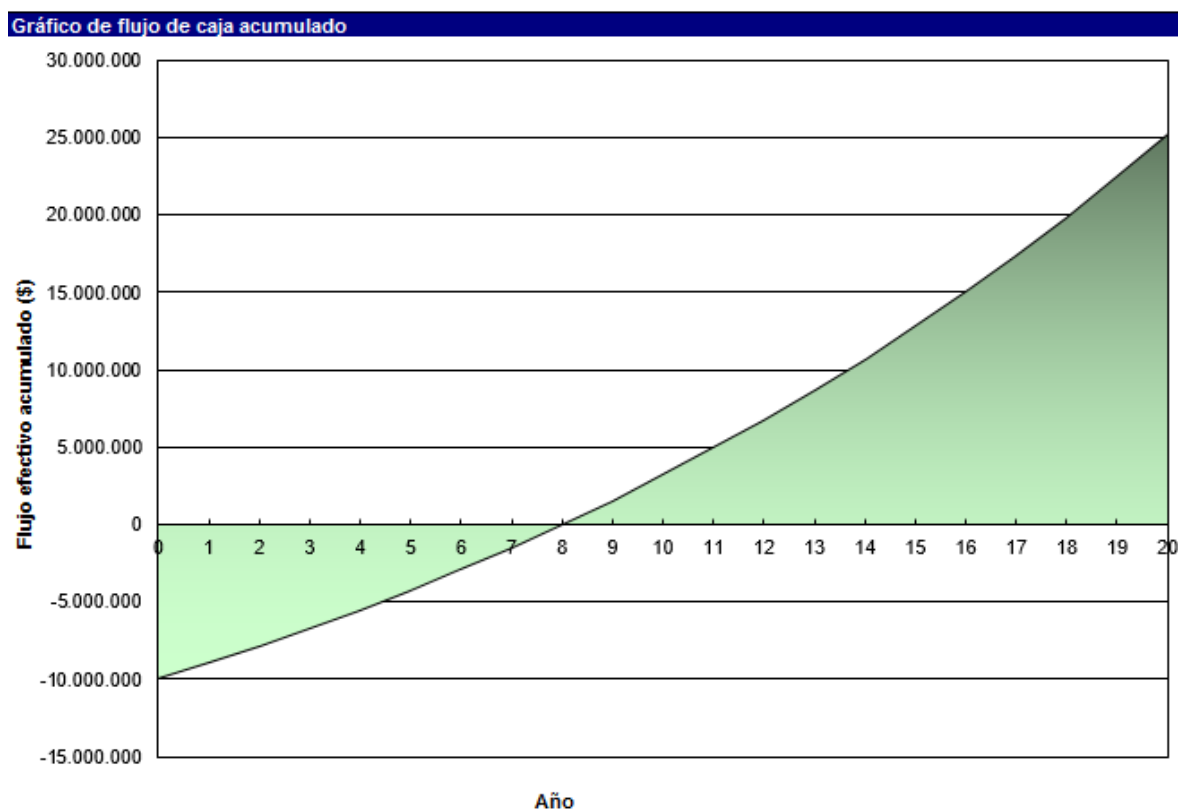


Ilustración 31: Gráfico de flujo de caja acumulado

Fuente: Elaboración propia, resultados simulación en RetScreen

3.2.7.- Análisis de sensibilidad

Para realizar el análisis de sensibilidad de la TIR definimos el menor valor aceptable para los proyectos fotovoltaicos, 13%. El rango de sensibilidad en 10% para analizar como varía la TIR con los costos iniciales, costo de combustible caso base y costo de combustible caso propuesto.

Tabla 24: Parámetros para análisis de sensibilidad en RetScreen

Efectúe análisis sobre	TIR
Rango de sensibilidad	10%
Umbral	13

Fuente: Elaboración propia, parámetros simulación en RetScreen

El análisis de sensibilidad para la TIR variando los costos iniciales y el costo de combustible del caso base, nos muestra que si los costos iniciales aumentan en a lo menos 5%, el costo de combustible del caso base debería aumentar en a lo menos 5% también para estar por sobre la TIR de 13%. En este caso se recomienda esperar que los

costos de infraestructura bajen (paneles fotovoltaicos, inversor, etc.) y/o que los valores de electricidad suban.

Tabla 25: Análisis de sensibilidad TIR costo de combustible caso base

Costo de combustible - caso base	Costos iniciales				
	\$ 8.977.500 -10%	\$ 9.476.250 -5%	\$ 9.975.000 0%	\$ 10.473.750 5%	\$ 10.972.500 10%
\$ 5.641.919 -10%	3,5%	3,0%	2,5%	2,1%	1,7%
\$ 5.955.359 -5%	9,8%	9,1%	8,5%	8,0%	7,5%
\$ 6.268.799 0%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%
\$ 6.582.239 5%	19,1%	18,2%	17,3%	16,5%	15,8%
\$ 6.895.679 10%	23,2%	22,1%	21,1%	20,2%	19,4%

Fuente: Elaboración propia, resultados simulación en RetScreen

El análisis de sensibilidad para la TIR variando los costos iniciales y el costo de combustible del caso propuesto, nos muestra que si los costos iniciales aumentan entonces se debe aumentar el porcentaje de eficiencia energética en a lo menos un 20% y manteniendo o aumentando los precios del combustible del caso propuesto. Esto se debe a que, a mayor eficiencia, menor es el requerimiento de energía solicitada a la red.

Tabla 26: Análisis de sensibilidad TIR costo de combustible caso propuesto

Costo de combustible - caso propuesto	Costos iniciales				
	\$ 8.977.500 -10%	\$ 9.476.250 -5%	\$ 9.975.000 0%	\$ 10.473.750 5%	\$ 10.972.500 10%
\$ 4.624.185 -10%	21,8%	20,7%	19,8%	18,9%	18,1%
\$ 4.881.084 -5%	18,4%	17,4%	16,6%	15,8%	15,1%
\$ 5.137.984 0%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%
\$ 5.394.883 5%	10,7%	10,0%	9,4%	8,9%	8,3%
\$ 5.651.782 10%	6,0%	5,4%	4,9%	4,4%	4,0%

Fuente: Elaboración propia, resultados simulación en RetScreen

3.2.7.- Análisis de riesgo

El análisis de riesgo simulado nos muestra que sólo hay un 10% de probabilidad que la TIR se encuentre fuera del intervalo de confianza (6,4% y 19,2%).

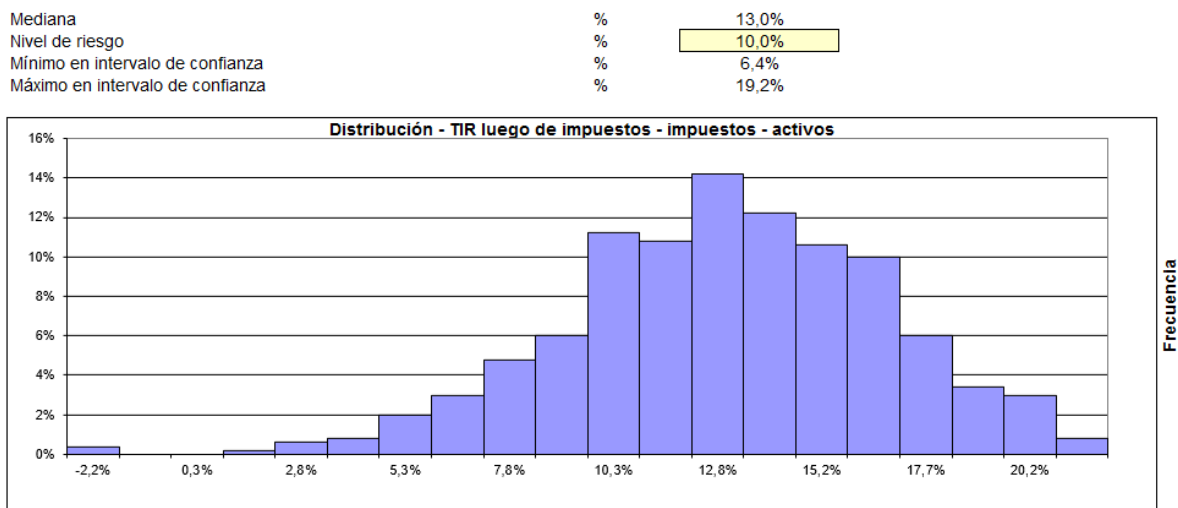


Ilustración 32: Distribución de la TIR

Fuente: Elaboración propia, resultados simulación en RetScreen

3.2.8.- Análisis económico variando la eficiencia energética

Analizaremos como varían los indicadores financieros variando el porcentaje de eficiencia energética entre 0%, 4,5%, 9% y 20%.

Un valor 0% de eficiencia energética en el uso final nos da cuenta de un escenario donde la demanda energética estimada será la finalmente consumida por el nuevo datacenter de Tocopilla y en la que no se realizará cambio del diseño del sistema de enfriamiento, manteniendo la refrigeración perimetral.

El caso de 4,5% de eficiencia energética es el menor valor esperado dado la comparación de eficiencia entre las tecnologías de enfriamiento perimetral versus el enfriamiento por rack en un ambiente de alta carga TI. El enfriamiento por rack es parte del diseño propuesto en este estudio. El caso de 9% de eficiencia energética es el valor esperado en un ambiente de media carga TI.

Finalmente, un 20% de eficiencia se conseguiría realizando mejoras en el diseño para cada uno de los aspectos que más energía demandan: Climatización, equipamiento TI, iluminación y otros.

Sólo los casos de eficiencia energética de 9% o 20%, tienen una TIR superior al 13% y que como ya lo hemos dicho, es el menor valor aceptable para este tipo de proyectos fotovoltaicos, ambos tienen VAN y ahorros positivos.

Tabla 27: Análisis económico alternativas de eficiencia energética

Parámetros	Valor	Valor	Valor	Valor
Eficiencia energética	20,00%	9,00%	4,50%	0,00%
Tasa de escalamiento combustible (electricidad)	5,00%	5,00%	5,00%	5,00%
Tasa de inflación	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%
Tasa de descuento	10,00%	10,00%	10,00%	10,00%
Tiempo de vida del proyecto	20 años	20 años	20 años	20 años
Viabilidad financiera	Valor	Valor	Valor	Valor
TIR	21,90%	13,20%	9,00%	3,90%
Payback	5,10%	8 años	10,4 años	15 años
VAN	\$ 11.574.523	\$ 2.804.814	-\$ 782.794	-\$ 4.370.403
Ahorros anuales en ciclo de vida	\$ 1.359.539	\$ 329.452	-\$ 91.947	-\$ 513.346

Fuente: Elaboración propia, resultados simulación en RetScreen. (fondo celeste muestra el caso de estudio).

Capítulo IV: Conclusiones.

El resultado de este estudio muestra que existen los incentivos normativos, técnicos y económicos para la incorporación de tecnología de energías renovables no convencionales, específicamente la generación fotovoltaica y que es aplicable a un datacenter, que es un demandante intensivo de electricidad.

Dada la restricción de espacio, la potencia máxima calculada para el diseño es de 9 kW y que para este caso sólo permitiría el autoconsumo sin lograr excedentes para exportar a la red.

La ubicación final del datacenter que es la ciudad de Tocopilla en el norte del país, donde la radiación total es una de la más alta en Chile, sumado a las condiciones de nubosidad, viento y temperaturas nos permite una generación para autoconsumo calculada de 14 MWh.

En el diseño del datacenter se definió utilizar tecnología de refrigeración o enfriamiento para los equipos TI más eficiente, lo que permitió ser más rentable el proyecto, obteniendo valores de **TIR de 13,2%** aceptable para este tipo de proyectos fotovoltaicos, un **VAN de \$2.804.814** y **ahorros anuales por \$329.452** en el ciclo del proyecto

Uno de los aspectos relevantes de este estudio y específicamente para este tipo de aplicaciones orientada a un datacenter, más que incrementar la capacidad de generación, aumentando el área, es más significativo aplicar medidas de eficiencia energética a las distintas infraestructuras que más demandan electricidad, es así que la simulación en la que se definió un 20% de eficiencia, el TIR resultó en 21,9%, el VAN de \$11.574.523 y ahorros anuales de \$1.359.539.

En estos casos no se evaluó apalancamiento con deuda, ya que la inversión se realizaría con financiamiento propio y que es el CAPEX aprobado.

Finalmente, luego de realizar este estudio se puede apreciar que Chile y su normativa están permitiendo el desarrollo de múltiples proyectos de autogeneración, tanto en Santiago, en el Sur como en el Norte del País. Además, los valores de los paneles fotovoltaicos, inversores y elementos de montaje están cada día a más bajo precio, debido a una mayor oferta a nivel mundial de marcas, mayor eficiencia y mayor competencia a nivel local. Lo mismo ocurre con los costos de operación y mantenimiento.

No deja de ser relevante que este tipo de proyectos entrega un valor adicional a la empresa que lo integra y es ser participante en la reducción de los gases de efecto invernadero, sacando del país toneladas de CO₂ por efecto de utilizar las energías renovables no convencionales.

Capítulo V: Otros.

5.1.- Bibliografía

- Baca Urbina, G. (2000). Evaluación de Proyectos. México: Mc Graw Hill.
- Bierman, H. (2006). El presupuesto de Bienes de Capital (La Toma de Decisiones). Inglaterra: Editorial Routledge. Novena Edición.
- Blanco, I. (2010). Instalación solar fotovoltaica conectada a la red sobre la azotea de una nave industrial. Madrid: Master thesis, Universidad Carlos III, Escuela Politécnica Superior Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Canada, M. o. (2005). Clean Energy Project Analysis.
- Carrascosa, B. C. (2012). Estudio de viabilidad y valoración de los beneficios ambientales generados por la implementación de una instalación de placas solares fotovoltaicas, como parte de un sistema híbrido en una cooperativa agrícola en el penédes. Universidad politecnica de Valencia: Master thesis.
- Chile, M. d. (2015). Ley N° 20.571 Para la Generación Distribuida. Santiago: Ministerio de Energía.
- Cuevas, M. y. (2009). Regulación Internacional sobre Producción de la Electricidad mediante Paneles Fotovoltáicos. santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Dunlap, K. y. (2012). Elección entre la Refrigeración por Sala, por Hilera y por Rack para Centros de Datos. Schneider Electric.
- FCFM. (2016). Manual del Usuario Explorador Solar para Autoconsumo. Santiago: Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas Universidad de Chile.
- Guardiola, R. (2008). Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de un 1,1 MW. Univertat Rovirai Virgili: Master thesis.
- Hernández, A. (2005). Formulación y Evaluación de Proyectos de Inversión. México: Editoria Thomson, Quinta Edición.
- Lara, Y. (2007). Diseño de un Sistema de Riego por Medio de Energía Solar, a través de Paneles FV. Valdivia: Universidad Austral, Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Escuela de Mecánica.
- M. Elton, M. L. (2015). Estudio respecto a la orientación de paneles fotovoltaicos para una maximización económica de plantas de generación y su acoplamiento con el perfil de demanda. Santiago: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.
- Méndez, J. y. (2007). Energía Solar Fotovoltáica. Madrid: Funcación Confedemental.

- Meneses, E. (2005). Preparación y Evaluación de Proyectos. Quito: Quality Print. Quinta Edición.
- Oviedo, M. (2013). Rentabilidad de Proyectos Fotovoltaicos bajo el Plan de Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo. Universidad de Costa Rica, Escuela de Ingeniería Eléctrica.
- Perez, R. y. (1993). PV modules angles. Home Power.
- Rasmussen, N. (2003). Cálculo de los Requisitos Totales de Refrigeración para Centro de Datos. American Power Conversion.
- Saldías, H. y. (2008). Evaluación Comparativa de Centrales de Generación de Energías Renovables Mediante la Aplicación de la Nueva Ley de Energías Renovables Recientemente Aprobada en Chile. Santiago: Pontificia universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica.
- Santana, C. (2014). Energías Renovables en Chile El Potencial Eólico, solar e Hidroeléctrico de Arica a Chiloé. Santiago de Chile: Proyecto Estrategia de Expansión de las Energías Renovables en Los Sistemas Eléctricos Interconectados (MINERGIA/GIZ).
- Sapag, N. y. (2007). Preparación y Evaluación de Proyectos. Mc Graw Hill.

5.2.- Anexos

Anexo 1: Insolación Mensual Radiación incidente en plano horizontal

	Promedio Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa (kWh/m²/dia)	4.21	6.27	5.77	4.89	3.69	2.95	2.14	2.04	2.41	3.35	4.58	5.9	6.58
Difusa (kWh/m²/dia)	1.28	1.41	1.42	1.38	1.24	0.99	0.99	1.04	1.2	1.35	1.53	1.44	1.31
Global (kWh/m²/dia)	5.49	7.68	7.19	6.27	4.93	3.94	3.13	3.08	3.61	4.7	6.11	7.33	7.89

Anexo 2: Insolación Mensual Radiación incidente en panel

	Promedio Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Directa (kWh/m²/dia)	4.4	5.83	5.68	5.19	4.27	3.7	2.8	2.6	2.86	3.67	4.62	5.56	6.01
Difusa (kWh/m²/dia)	1.25	1.38	1.39	1.35	1.22	0.97	0.96	1.01	1.18	1.32	1.5	1.4	1.28
Suelo (kWh/m²/dia)	0.03	0.04	0.04	0.03	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.04	0.04
Global (kWh/m²/dia)	5.67	7.25	7.1	6.57	5.51	4.69	3.78	3.63	4.06	5.01	6.15	7.01	7.33

Anexo 3: Información del proyecto en RetScreen



Natural Resources
Canada

Ressources naturelles
Canada



RETScreen® International

www.retscreen.net

Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia

Información del proyecto

[Ver la base de datos del proyecto](#)

Nombre del Proyecto

Ubicación del Proyecto

Preparado para

Preparado por

Tipo de proyecto

Tecnología

Tipo de red

Tipo de análisis

Poder calorífico de referencia

Mostrar parámetros

Idioma

Manual de usuario

Moneda

Unidades

Datacenter Tocopilla

Chile

UTFSM

Marcos

Generación de electricidad

Fotovoltaico

Red central y carga interna

Método 2

Poder Calorífico Inferior (PCI)

☒

Spanish - Español

English - Anglais

\$

Unidades métricas

Anexo 4: Insolación Mensual RetScreen

Condiciones de referencia del sitio

[Seleccionar ubicación de datos meteorológicos](#)

Ubicación de datos meteorológicos Tocopilla

Mostrar datos ☒

	Unidad	Ubicación de datos meteorológicos	Ubicación del Proyecto
Latitud	°N	-22,1	-22,1
Longitud	°E	-70,2	-70,2
Elevación	m	304	304
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	10,7	
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	23,4	
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	12,1	

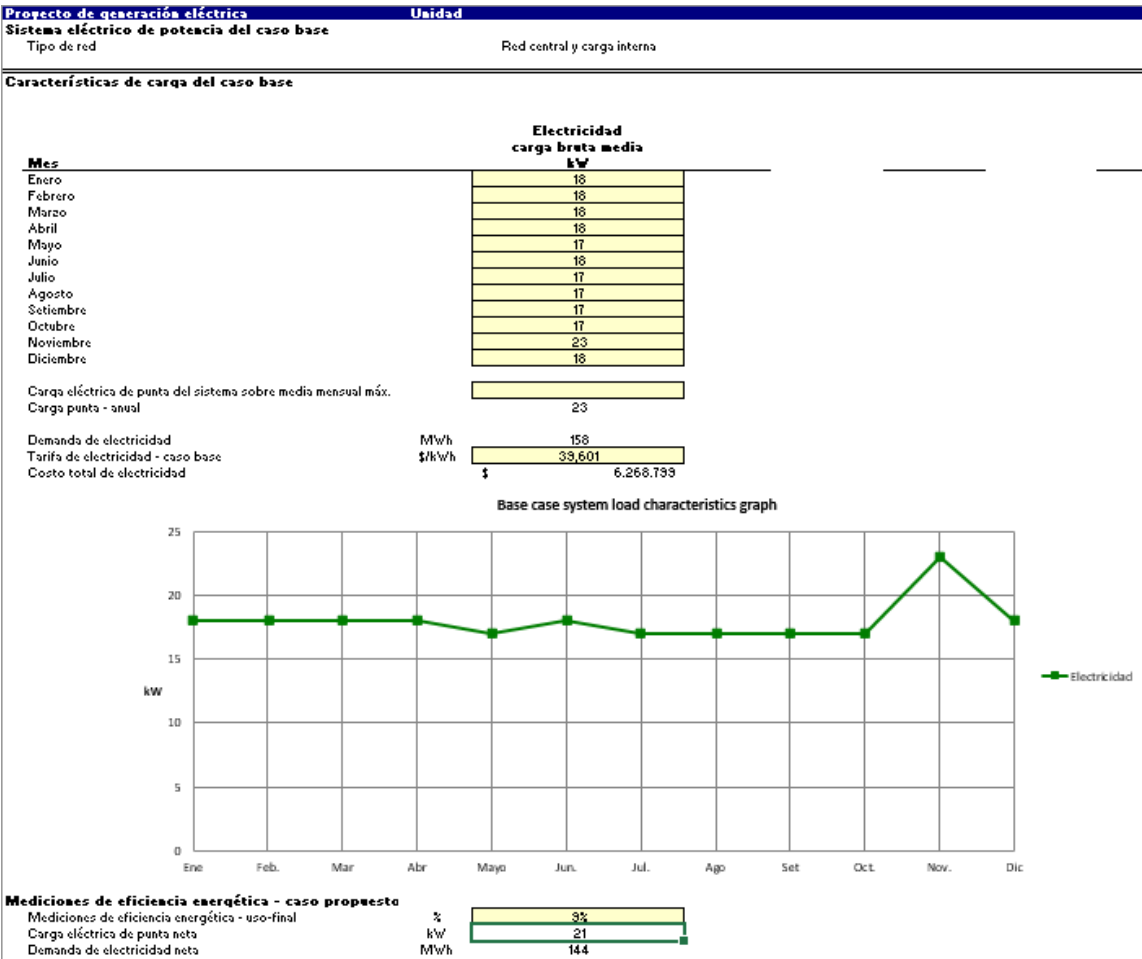
Mes	Temperatura del aire	Humedad relativa	Radiación solar diaria - horizontal	Presión atmosférica	Velocidad del Viento	Temperatura del suelo	Días-grado de calentamiento	Días-grado de enfriamiento
	°C	%	kWh/m²/d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
Enero	19,4	57,0%	7,84	93,2	3,8	24,2	0	291
Febrero	20,1	56,2%	7,46	93,2	3,8	24,5	0	283
Marzo	19,7	55,5%	6,34	93,2	3,8	23,5	0	300
Abril	18,6	49,5%	4,78	93,2	3,9	21,5	0	257
Mayo	17,3	45,6%	3,56	93,3	4,0	19,2	21	227
Junio	16,2	43,8%	2,85	93,4	4,1	17,5	54	186
Julio	15,5	43,9%	3,14	93,4	4,3	16,9	77	171
Agosto	15,9	42,6%	3,79	93,4	4,3	17,9	65	183
Septiembre	16,1	43,6%	4,84	93,4	4,5	19,1	59	182
Octubre	16,8	44,4%	5,94	93,3	4,3	20,8	38	210
Noviembre	17,2	47,9%	6,83	93,3	4,1	21,9	23	217
Diciembre	18,4	51,7%	7,46	93,2	3,8	23,1	0	259
Anual	17,6	48,4%	5,39	93,3	4,0	20,8	336	2,765
Medido a					10,0	0,0		



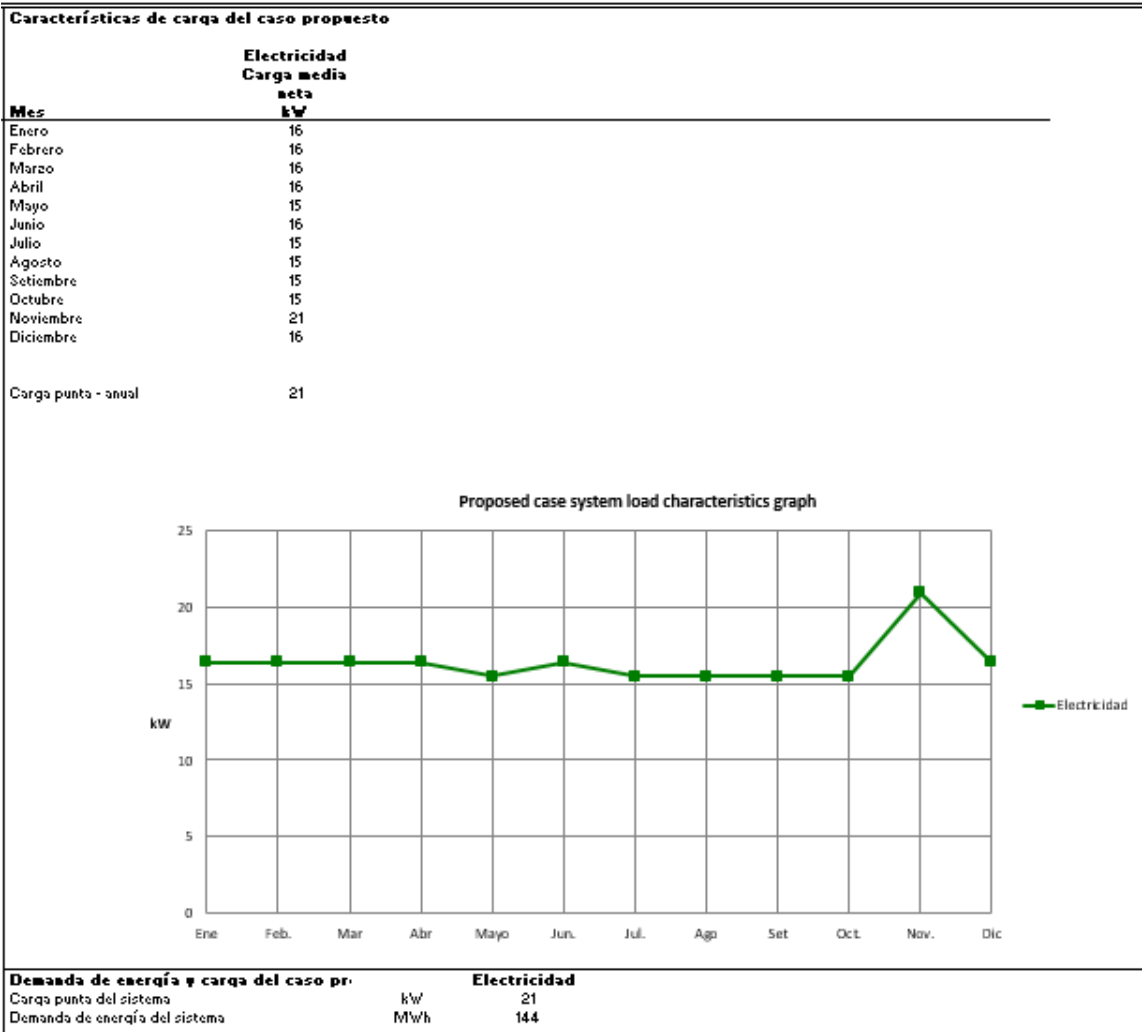



Llene la Hoja de Carga y Red

Anexo 5: Características de carga del caso base RetScreen



Anexo 6: Características de carga del caso propuesto RetScreen



Anexo 7: Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto Retscreen

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto

Tipo de análisis

- ☐ Método 1
☒ Método 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar

Inclinación

Azimut

Fijado
17,0
180,0

☒ Mostrar datos

Mes	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² /d	Radiación solar diaria - inclinado kWh/m ² /d	Tarifa de exportación de electricidad \$/MWh	Electricidad exportada a la red MWh
Enero	7,84	7,36	37,683,0	0,000
Febrero	7,46	7,31	37,683,0	0,000
Marzo	6,34	6,57	37,683,0	0,000
Abril	4,18	5,25	37,683,0	0,000
Mayo	3,56	4,06	37,683,0	0,000
Junio	2,85	3,32	37,683,0	0,000
Julio	3,14	3,64	37,683,0	0,000
Agosto	3,79	4,20	37,683,0	0,000
Setiembre	4,84	5,08	37,683,0	0,000
Octubre	5,34	5,32	37,683,0	0,000
Noviembre	6,83	6,51	37,683,0	0,000
Diciembre	7,46	6,34	37,683,0	0,000
Anual	5,39	5,50	0,00	0,000
Radiación solar anual - horizontal				
	MWh/m ²	1,37		
Radiación solar anual - inclinado				
	MWh/m ²	2,01		

Fotovoltaico

Tipo

Capacidad de generación eléctrica

Fabricante

Modelo

Eficiencia

Temperatura normal de operación de las celdas

Coefficiente de temperatura

Área del colector solar

	poliSi	
kW	3,12	
	Canadian Solar	
	poliSi - CS6P 240W	38 unidad(es)
%	14,3%	
°C	45	°F
% / °C	0,40%	
m ²	61	pie ²

Pérdidas varias

%	12,0%
---	-------

Inversor

Eficiencia

Capacidad

Pérdidas varias

%	96,0%
kW	10,0
%	2,0%

Resumen

Factor de utilización

Electricidad entregada a la carga

Electricidad exportada a la red

%	17,3%
MWh	14,308
MWh	0,000

Anexo 8: Estrategia de operación sistema eléctrico de potencia RetScreen

Estrategia de operación - sistema eléctrico de potencia					
Tarifa de electricidad - caso base	\$/MWh	33,601,00	\$/kWh	33,601	
Precio de combustible - caso propuesto	\$/MWh	0,00			
Precio de electricidad - caso propuesto	\$/MWh	33,601,00	\$/kWh	33,601	
		Electricidad entregada a la carga MWh	Electricidad exportada a la red MWh	Electricidad restante requerida MWh	Combust. del sistema eléctrico de potencia MWh
Estrategias de operación					Ganancia (pérdida) operativa \$
Potencia eléctrica a plena capacidad		14	0	130	0
Seguimiento de la potencia eléctrica de carga		14	0	130	0
Elegir la estrategia de operación		Potencia eléctrica a plena capacidad			

Anexo 9: Análisis de costos RetScreen

Análisis de Costos RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Selección - opciones					
☒ Método 1	☒ Notas/Rango	Notas/Rango			
☐ Método 2	☐ Segunda moneda	Ninguno			
☐ Reparto de costos					

Costos iniciales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto	Costos relat.
Estudio de factibilidad					
Estudio de factibilidad	costo			\$ -	
Subtotal:				\$ -	0,0%
Desarrollo					
Desarrollo	costo			\$ -	
Subtotal:				\$ -	0,0%
Ingeniería					
Ingeniería	costo	1		\$ -	
Subtotal:				\$ -	0,0%
Sistema eléctrico de potencia					
Carga de base - Fotovoltaico	k/w	3,12	\$ 822,368	\$ 7.500.000	
Carga de punta - Electricidad de la red	k/w	20,33		\$ -	
Caminos-accesos	km			\$ -	
Línea de transmisión	km			\$ -	
Subestación	proyecto			\$ -	
Mediciones de eficiencia energética	proyecto			\$ -	
Instalación	costo	1	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000	
Subtotal:				\$ 9.500.000	95,2%
Balance del sistema y misceláneos					
Repuestos	%			\$ -	
Transporte	proyecto			\$ -	
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d			\$ -	
Definido por el usuario	costo			\$ -	
Contingencias	%	5,0%	\$ 3.500.000	\$ 475.000	
Intereses durante la construcción			\$ 3.375.000	\$ -	
Subtotal:				\$ 475.000	4,8%
Costos iniciales totales				\$ 9.975.000	100,0%

Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
Partes y labor	proyecto	1	\$ 150.000	\$ 150.000
Definido por el usuario	costo			\$ -
Contingencias	%		\$ 150.000	\$ -
Subtotal:				\$ 150.000
Costo de combustible - caso propuesto				
Electricidad	Mwh	130	\$ 39.601,000	\$ 5.137.984
Subtotal:				\$ 5.137.984

Ahorros anuales	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Costo de combustible - caso base				
Electricidad	Mwh	158	\$ 39.601,000	\$ 6.268.739
Subtotal:				\$ 6.268.739

Costos periódicos (créditos)	Unidad	Año	Costo unit.	Monto
Definido por el usuario	costo			\$ -
				\$ -
Fin de la vida del proyecto	costo			\$ -

Anexo 10: Análisis de reducción de emisiones RetScreen

Análisis de Reducción de Emisiones RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Análisis de Emisiones

☒ Método 1
☐ Método 2
☐ Método 3

Caso base del sistema eléctrico (Línea de base)

País - Región	Tipo de combustible	Factor emisión de GEI (excl. T y D) tCO2/MWh	Pérdidas T y D %	Factor emisión de GEI tCO2/MWh
Chile	Todos los tipos	0,767	5,5%	0,812

☐ Cambios de línea base en la vida del proyecto

Resumen del sistema GEI en caso base (Línea de base)

Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Consumo de combustible MWh	Factor emisión tCO2/MWh	Emisiones GEI tCO2
Electricidad	100,0%	158	0,812	128,5
Total	100,0%	158	0,812	128,5

Resumen sistema GEI caso propuesto (Proyecto de generación eléctrica)

Tipo de combustible	Mezcla de combustible %	Consumo de combustible MWh	Factor emisión tCO2/MWh	Emisiones GEI tCO2
Solar	3,3%	14	0,000	0,0
Electricidad	96,7%	130	0,812	105,3
Total	100,0%	144	0,731	105,3

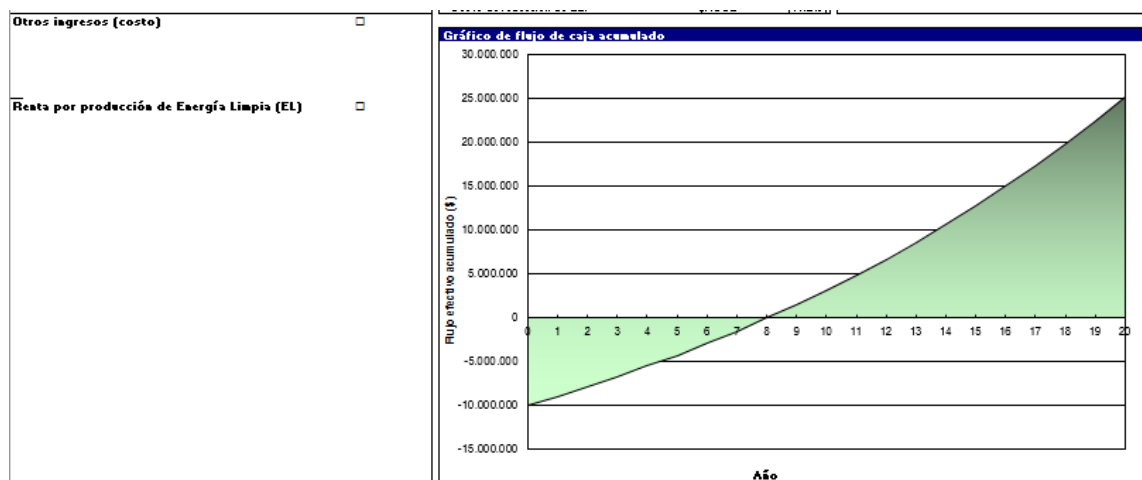
Resumen de reducción de emisiones GEI

Proyecto de generación eléctrica	Caso base emisiones de GEI tCO2	Caso propuesto emisiones GEI tCO2	anual bruta de emisiones tCO2	de transacción por créditos %	de emisiones GEI anual neta tCO2
	128,5	105,3	23,2		23,2
Reducción de emisiones GEI anual neta	23,2	tCO2	es equivalente a	8,0	Tons de desecho reciclado

Anexo 11: Análisis financiero RetScreen

Análisis Financiero RETScreen - Proyecto de generación eléctrica			
Parámetros financieros			
General			
Tasa escalamiento de combustibles	%	5,0%	
Tasa de inflación	%	2,3%	
Tasa de descuento	%	10,0%	
Tiempo de vida del proyecto	año	20	
Finanza			
Incentivos y donaciones	\$		
Relación de deuda	%		
Análisis de impuesto a la renta ☐			
Renta anual			
Renta por exportación de electricidad			
Renta por reducción de GEI ☐			
Reducción neta GEI	tCO2/año	23	
Reducción neta GEI - 20 años	tCO2	464	
Ingresos "premium" del cliente (rebaja) ☐			
Resumen de costos/ahorros/ingresos del proyecto			
Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	35,2%	\$	9.500.000
Balaceo del sistema y misc.	4,8%	\$	475.000
Costos iniciales totales	100,0%	\$	9.975.000
Costos anuales/pagos de deuda			
Operación y Mantenimiento		\$	150.000
Costo de combustible - caso propuesto		\$	5.137.384
Costos anuales totales		\$	5.287.384
Costos periódicos (créditos)			
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base		\$	6.268.739
Total renta y ahorros anuales		\$	6.268.739
Flujos de caja anuales			
Año	Antes-impuestos	Después-impuestos	Acumulado
#	\$	\$	\$
0	-3.975.000	-3.975.000	-3.975.000
1	1.033.006	1.033.006	-2.941.994
2	1.087.836	1.087.836	-1.854.036
3	1.145.628	1.145.628	-6.708.463
4	1.206.341	1.206.341	-5.502.127
5	1.270.190	1.270.190	-4.231.938
6	1.337.333	1.337.333	-2.894.604
7	1.407.339	1.407.339	-1.486.665
8	1.482.184	1.482.184	-4.480
9	1.560.253	1.560.253	1.555.773
10	1.642.340	1.642.340	3.198.112
11	1.728.649	1.728.649	4.926.762
12	1.819.336	1.819.336	6.746.157
13	1.914.805	1.914.805	8.660.962
14	2.015.113	2.015.113	10.676.075
15	2.120.569	2.120.569	12.796.643
16	2.231.434	2.231.434	15.028.077
17	2.347.382	2.347.382	17.375.459
18	2.470.503	2.470.503	19.845.962
19	2.599.297	2.599.297	22.445.259
20	2.734.685	2.734.685	25.180.544
Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%	13,2%	
TIR antes de impuestos - activos	%	13,2%	
TIR luego de impuestos - capital	%	13,2%	
TIR luego de impuestos - activos	%	13,2%	
Pago simple de retorno del capital	año	10,2	
Repayo - capital	año	8,0	
Valor Presente Neto (VPN)	\$	2.804.814	
Ahorros anuales en ciclo de vida	\$/año	329.452	
Relación Beneficio-Costo		1,28	
Costo de reducción de GEI	\$/tCO2	(14,215)	

Anexo 12: Gráfico de flujo de caja acumulado RetScreen

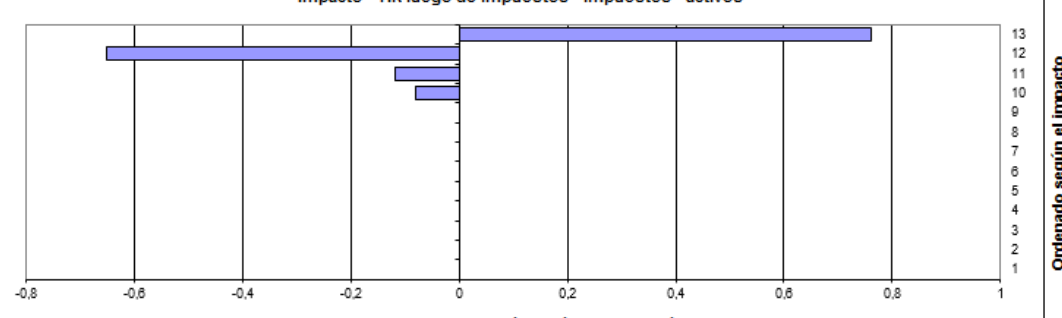


Anexo 13: Análisis de sensibilidad RetScreen

Análisis de Riesgo y Sensibilidad RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

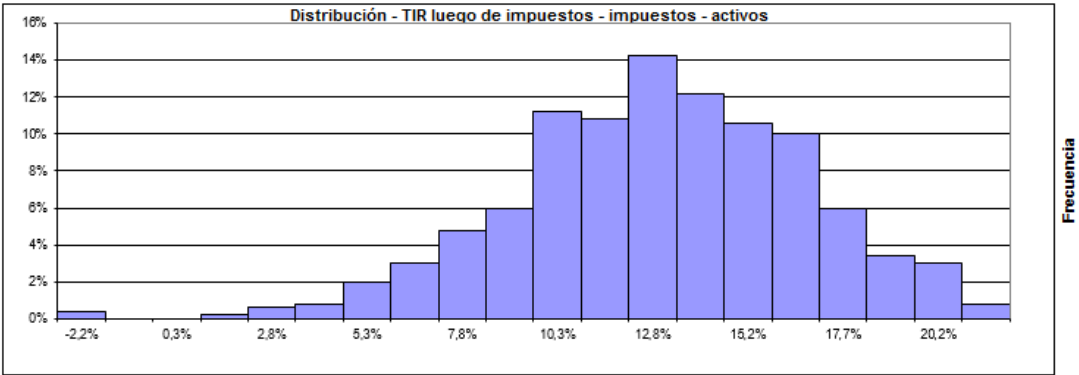
Análisis de sensibilidad						
Efectúe análisis sobre		TIR luego de impuestos - capital				
Rango de sensibilidad		10%				
Umbral		13 %				
Costo de combustible - caso base		Costos iniciales				
\$		8.977.500	9.476.250	9.975.000	10.473.750	10.972.500
		-10%	-5%	0%	5%	10%
5.641.919	-10%	3,5%	3,0%	2,5%	2,1%	1,7%
5.955.359	-5%	9,8%	9,1%	8,5%	8,0%	7,5%
6.268.799	0%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%
6.582.239	5%	19,1%	18,2%	17,3%	16,5%	15,8%
6.895.679	10%	23,2%	22,1%	21,1%	20,2%	19,4%
Costo de combustible - caso propuesto		Costos iniciales				
\$		8.977.500	9.476.250	9.975.000	10.473.750	10.972.500
		-10%	-5%	0%	5%	10%
4.624.185	-10%	21,8%	20,7%	19,8%	18,9%	18,1%
4.881.084	-5%	18,4%	17,4%	16,6%	15,8%	15,1%
5.137.984	0%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%
5.394.883	5%	10,7%	10,0%	9,4%	8,9%	8,3%
5.651.782	10%	6,0%	5,4%	4,9%	4,4%	4,0%
Tasa de interés de la deuda		Costos iniciales				
%		8.977.500	9.476.250	9.975.000	10.473.750	10.972.500
		-10%	-5%	0%	5%	10%
0,00%	-10%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%
0,00%	-5%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%
0,00%	0%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%
0,00%	5%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%
0,00%	10%	14,7%	13,9%	13,2%	12,5%	11,9%

Anexo 14: Análisis de riesgo RetScreen

Análisis de riesgo					
Efectúe análisis sobre		TIR luego de impuestos - impuestos - activ			
Parámetro	Unidad	Valor	Rango (+/-)	Mínimo	Máximo
Costos iniciales	\$	9.975.000	10%	8.977.500	10.972.500
Operación y Mantenimiento	\$	150.000	50%	75.000	225.000
Costo de combustible - caso propuesto	\$	5.137.984	10%	4.624.185	5.651.782
Costo de combustible - caso base	\$	6.268.799	10%	5.641.919	6.895.679
Impacto - TIR luego de impuestos - impuestos - activos					
					
Impacto relativo (desviación estándar) de parámetros					

Anexo 15: Distribución TIR RetScreen

Mediana	%	13,0%
Nivel de riesgo	%	10,0%
Mínimo en intervalo de confianza	%	6,4%
Máximo en intervalo de confianza	%	19,2%



Anexo 16: Facturación real 2016 datacenter Santiago y cálculo demanda energía potencia datacenter Tocopilla

						Real				Calculado				Facturación Real			Facturación Sólo Energía	Calculado
Mes	cargo Fijo [\$]	Uso Sistema Troncal [\$]	Intereses [\$]	Pago fuera de plazo [\$]	Cuota Reliq. [\$]	kWh	kWh	\$/kWh	\$/kWh	kW	kW	\$kW	\$kW	Neto	Iva	Total Factura	\$ Total Factura	\$ Total Datacenter
Enero	950	13.899			104.970	19.040	8.040	1.138.102	480.559	39,3	18	367.835	155.317	1.625.756	308.894	1.934.650	1.809.735	764.154
Febrero	941	12.439				17.040	7.195	1.089.843	460.182	43,1	18	418.859	176.862	1.522.082	289.196	1.811.278	1.811.278	764.805
Marzo	940	12.439	14.682	146		17.040	7.195	1.121.704	473.635	43,1	18	419.009	176.925	1.568.920	298.095	1.867.015	1.849.369	780.889
Abril	943	14.425	5.493	146	163.483	19.760	8.344	1.300.755	549.239	43,1	18	419.182	176.998	1.904.427	361.841	2.266.268	2.065.013	871.944
Mayo	948	12.322			163.483	16.880	7.128	1.111.172	469.188	41,3	17	401.123	169.373	1.689.048	320.919	2.009.967	1.815.422	766.555
Junio	955	12.498	8.217	146	163.483	17.120	7.229	1.122.582	474.006	41,7	18	404.785	170.919	1.712.666	325.407	2.038.073	1.833.576	774.220
Julio(*)	956	16.989				17.200	7.263	1.102.337	465.457	41,2	17	398.430	168.235	1.613.313	306.529	1.919.842	1.807.265	763.111
Agosto	956	21.479	17.210	149		17.280	7.296	1.082.091	456.909	40,6	17	392.074	165.552	1.513.959	287.652	1.801.611	1.780.954	752.001
Septiembre	959	23.179	7.544	140		18.640	7.871	1.172.161	494.940	40,6	17	391.485	165.303	1.595.468	303.139	1.898.607	1.889.463	797.818
Octubre	962	25.954			16.029	20.680	8.732	1.325.845	559.833	40,6	17	391.163	165.167	1.759.953	334.391	2.094.344	2.075.270	876.275
Noviembre	961	23.468	20.757	149		18.880	7.972	1.198.848	506.209	55,4	23	534.711	225.780	1.778.894	337.990	2.116.884	2.092.006	883.341
Diciembre	963	24.562				19.760	8.344	1.254.726	529.803	41,6	18	401.788	169.653	1.682.039	319.587	2.001.626	2.001.626	845.179
Promedio Anual						219.320	92.607	14.020.166	5.919.960	42,6	217	4.940.444	2.086.083				22.830.977	9.640.291

Anexo 17: Tarifas ELECDA Marzo 2017

ELECDA																																				
Tarifas de Suministro Eléctrico - 1 de marzo de 2017																																				
De conformidad con lo establecido en el Artículo Nº 191 del DFL Nº 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción y en los Decretos Nº 17 de 2012, Nº 97 de 2016 y Nº 57 de 2016, todos del Ministerio de Energía, ELECDA informa que las tarifas que aplicará a sus clientes, a contar del 1 de marzo de 2017, serán las que a continuación se indican. Para efectos de la valorización de las inyecciones de energía indicadas en el artículo 149 bis del DFL Nº 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, se informa precios con la misma vigencia antes señalada. Asimismo, de conformidad a lo establecido en el artículo 149 quince, estos valores no se encuentran afectos a IVA, con las excepciones establecidas en ese mismo artículo.																																				
Empresa	Comuna	Codigo empresa	Sector Tarifario	Aéreo o Subterráneo	VALORES INCLUYEN IVA 19%																								NO INCLUYE IVA							
					TARIFAS BT1				TARIFAS BT2 - BT3				TARIFAS BT4.1, BT4.2, BT4.3				TARIFAS AT2 - AT3				TARIFAS AT4.1, AT4.2, AT4.3				Inyección Energía											
					S/Cliente		S/Consumo	S/Cliente		S/Consumo	S/Cliente		S/Consumo	S/Cliente		S/Consumo	S/Cliente		S/Consumo	S/Cliente		S/Consumo	S/Consumo													
					Cargo Rpo BT-1	Cargo Único por Uso del Sistema Transm.	Energía Base	Energía Adicional Inverso	Cargo Rpo BT-2	Cargo Rpo BT-3	Cargo Único por Uso del Sistema Transm.	Energía	Potencia presente en punta	Potencia parcialmente presente en punta	Cargo Rpo BT-4.1	Cargo Rpo BT-4.2	Cargo Rpo BT-4.3	Cargo Único por Uso del Sistema Transm.	Energía	Potencia presente en punta	Potencia parcialmente presente en punta	Cargo Rpo AT-4.1	Cargo Rpo AT-4.2	Cargo Rpo AT-4.3	Cargo Único por Uso del Sistema Transm.	Energía	Potencia presente en punta	Potencia parcialmente presente en punta	Energía clientes en opciones tarifas BT	Energía clientes en opciones tarifas AT						
ELECDA	Antofagasta	ELD	SING-1-A	Aéreo	1.172,33	2.282	107.171	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	14.600,6	10.059,1	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	2.896,2	11.702,4	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	7.310,5	6.088,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.090,0	6.220,5	56,609	53,304
ELECDA	Antofagasta	ELD	SING-1-S1	Subt.1	1.172,33	2.282	110.885	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	15.894,0	10.978,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	3.410,7	12.443,3	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	9.027,5	7.232,7	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.853,2	7.174,3	56,609	53,304
ELECDA	Antofagasta	ELD	SING-1-S2	Subt.2	1.172,33	2.282	111.881	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	16.190,0	11.224,7	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	3.540,0	12.642,0	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	7.310,5	6.088,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.090,0	6.220,5	56,609	53,304
ELECDA	Antofagasta	ELD	SING-1-S3	Subt.3	1.172,33	2.282	115.594	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	17.443,4	12.143,8	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	4.060,4	13.383,0	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	9.027,5	7.232,7	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.853,2	7.174,3	56,609	53,304
ELECDA	Calama	ELD	SING-1-A	Aéreo	1.172,33	2.282	107.171	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	14.600,6	10.059,1	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	2.896,2	11.702,4	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	7.310,5	6.088,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.090,0	6.220,5	56,609	53,304
ELECDA	Calama	ELD	SING-1-S1	Subt.1	1.172,33	2.282	110.885	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	15.894,0	10.978,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	3.410,7	12.443,3	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	9.027,5	7.232,7	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.853,2	7.174,3	56,609	53,304
ELECDA	Calama	ELD	SING-1-S2	Subt.2	1.172,33	2.282	111.881	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	16.190,0	11.224,7	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	3.540,0	12.642,0	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	7.310,5	6.088,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.090,0	6.220,5	56,609	53,304
ELECDA	Calama	ELD	SING-1-S3	Subt.3	1.172,33	2.282	115.594	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	17.443,4	12.143,8	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	4.060,4	13.383,0	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	9.027,5	7.232,7	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.853,2	7.174,3	56,609	53,304
ELECDA	Medellanes	ELD	SING-1-A	Aéreo	1.172,33	2.282	66.379	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	26.573	14.600,6	10.059,1	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	26.573	2.896,2	11.702,4	1.172,33	1.911,76	2.282	25,022	7.310,5	6.088,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	25,022	1.090,0	6.220,5	22.330	21,027
ELECDA	Sierra Gorda	ELD	SING-1-A	Aéreo	1.172,33	2.282	107.171	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	67,365	14.600,6	10.059,1	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	67,365	2.896,2	11.702,4	1.172,33	1.911,76	2.282	63,432	7.310,5	6.088,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	63,432	1.090,0	6.220,5	56,609	53,304
ELECDA	Tocopilla	ELD	SING-1-A	Aéreo	1.172,33	2.282	84.651	0,000	1.172,33	1.911,76	2.282	44.843	14.600,6	10.059,1	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	44.843	2.896,2	11.702,4	1.172,33	1.911,76	2.282	42,225	7.310,5	6.088,2	1.172,33	1.911,76	2.027,93	2.282	42,225	1.090,0	6.220,5	37.683	35,483
ELECDA	Taltal	ELD	SICI-1-A	Aéreo	1.172,33	1.479	97.949	137.552	1.172,33	1.911,76	1.479	58.346	14.519,1	10.006,4	1.172,33	1.911,76	2.027,93	1.479	58.346	2.896,2	11.620,9	1.172,33	1.911,76	1.479	54,939	7.257,9	6.039,8	1.172,33	1.911,76	2.027,93	1.479	54,939	1.090,0	6.167,9	49.030	46,167

Anexo 18: Precios paneles fotovoltaicos e inversores empresa DIGISHOP

Grupo	Producto	\$ con IVA
Paneles Solares Fotovoltaicos	CSG PVTech Panel Solar Polycristalino 250W 60celdas 1640x992x35mm autorización SEC ley 20.571	145.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	CSG PVTech Panel Solar Polycristalino 255W 60celdas 1640x992x35mm autorización SEC ley 20.571	149.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	CSG PVTech Panel Solar Polycristalino 255W 60celdas 1640x992x45mm autorización SEC ley 20.571	145.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	CSG PVTech Panel Solar Polycristalino 260W 60celdas 1640x992x35mm autorización SEC ley 20.571	153.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	CSG PVTech Panel Solar Polycristalino 300W 72celdas 1956x992x45mm autorización SEC ley 20.571	175.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	CSG PVTech Panel Solar Polycristalino 310W 72celdas 1956x992x45mm autorización SEC ley 20.571	183.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 100W polycristalino para 12V 1025x670x30mm	65.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 112W polycristalino para 12V 1130x670x30mm	74.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 12W polycristalino para 12V 360x300x17mm	14.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 12W polycristalino para 12V 410x250x17mm	14.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 155W polycristalino para 12V 1480x670x35mm	92.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 160W monocristalino para 12V	99.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 195W monocristalino para 24V	119.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 255W polycristalino 72 CELDAS 1640x992x40mm ESPECIAL	139.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 25W polycristalino para 12V 550x350x25mm	22.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 25W polycristalino para 12V 997x200x20mm largo	27.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 2W 7V polycristalino de 12 celdas	9.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 2W polycristalino para 6V	9.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 30W monocristalino 24 celdas para alimentar directo artefactos de 12V	36.900
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 37W polycristalino para 12V 530x530x25mm	31.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 37W polycristalino para 12V 670x415x25mm	35.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 3W polycristalino para 6V	10.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 45W polycristalino para 12V	35.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 50W polycristalino para 12V	39.000
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 5W polycristalino para 12V 240x250x18mm	9.900
Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 5W polycristalino para 6V	11.000

Paneles Solares Fotovoltaicos	Panel solar fotovoltaico 75W polycristalino para 12V 780x670x30mm	53.000
Inversores OFF-Grid	EPSolar Inversor STI700-24-230 24V 700W	199.000
Inversores Sinusoidal Pura	EPSolar Inversor STI1000-24-230 24V 1000W con transformador	249.000
Inversores Sinusoidal Pura	EPSolar Inversor STI500-12-230 12V 500W	159.000
Inversores Sinusoidal Pura	EPSolar Inversor STI500-24-230 24V 500W	159.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 12V 1200VA 230V 50Hz Schuko	369.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 12V 250VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	78.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 12V 3000VA 230V 50Hz VE.Bus	1.002.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 12V 375VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	100.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 12V 500VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	146.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 12V 800VA 230V 50Hz Schuko	252.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 24V 1200VA 230V 50Hz Schuko	369.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 24V 250VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	78.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 24V 3000VA 230V 50Hz VE.Bus	1.002.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 24V 375VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	100.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 24V 5000VA 230V 50Hz VE.Bus	1.577.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 24V 500VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	146.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 24V 800VA 230V 50Hz Schuko	252.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 48V 1200VA 230V 50Hz Schuko	394.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 48V 250VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	91.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 48V 3000VA 230V 50Hz VE.Bus	1.002.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 48V 375VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	113.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 48V 5000VA 230V 50Hz VE.Bus	1.577.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 48V 500VA 230V 50Hz Schuko VE.Direct	164.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix 48V 800VA 230V 50Hz Schuko	270.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix Compact 12V 1200VA 230V 50Hz VE.Bus	513.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix Compact 12V 1600VA 230V 50Hz VE.Bus	626.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix Compact 12V 2000VA 230V 50Hz VE.Bus	707.000

Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix Compact 24V 1200VA 230V 50Hz VE.Bus	513.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix Compact 24V 1600VA 230V 50Hz VE.Bus	626.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix Compact 24V 2000VA 230V 50Hz VE.Bus	707.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix EEUU 120VAC 12V 350VA 60Hz USA	90.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix EEUU 120VAC 12V 800VA 60Hz USA	252.000
Inversores Sinusoidal Pura	Victron Inversor Phoenix EEUU 120VAC 24V 350VA 60Hz USA	90.000
Inversores Sinusoidal Pura	Voltronic Inversor GS 24V 2000VA 230V 50Hz Surge 4000VA	260.000
Inversores Sinusoidal Pura	Voltronic Inversor GS 24V 3000VA 230V 50Hz Surge 6000VA	290.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multi 12V 500VA 230V 50Hz carg. 20A, conmut. 16A	389.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multi 24V 500VA 230V 50Hz carg. 10A, conmut. 16A	389.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus 12V 3000VA 230V 50Hz carg. 120A, conmut. 16A	1.178.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus 12V 3000VA 230V 50Hz carg. 120A, conmut. 50A	1.273.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus 24V 3000VA 230V 50Hz carg. 70A, conmut. 16A	1.178.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus 24V 3000VA 230V 50Hz carg. 70A, conmut. 50A	1.273.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus 24V 5000VA 230V 50Hz carg. 120A, conmut. 100A	1.886.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus 48V 3000VA 230V 50Hz carg. 35A, conmut. 16A	1.178.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus 48V 3000VA 230V 50Hz carg. 35A, conmut. 50A	1.273.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus 48V 5000VA 230V 50Hz carg. 70A, conmut. 100A	1.886.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus Compact 12V 1200VA 230V 50Hz carg. 50A, conmut. 16A	747.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus Compact 12V 1600VA 230V 50Hz carg. 70A, conmut. 16A	763.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus Compact 12V 2000VA 230V 50Hz carg. 80A, conmut. 30A	954.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus Compact 12V 800VA 230V 50Hz carg. 35A, conmut. 16A	597.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus Compact 24V 1200VA 230V 50Hz carg. 25A, conmut. 16A	747.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus Compact 24V 1600VA 230V 50Hz carg. 40A, conmut. 16A	763.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus Compact 24V 2000VA 230V 50Hz carg. 50A, conmut. 30A	954.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Multiplus Compact 24V 800VA 230V 50Hz carg. 16A, conmut. 16A	597.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Quattro 12V 5000VA 230V 50Hz carg. 200A, conmut. 100/100A	2.790.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Quattro 24V 3000VA 230V 50Hz carg. 70A, conmut. 50/50A	1.702.000

Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Quattro 24V 5000VA 230V 50Hz carg. 120A, conmut. 100/100A	2.333.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Quattro 24V 8000VA 230V 50Hz carg. 200A, conmut. 100/100A	2.944.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Quattro 48V 10000VA 230V 50Hz carg. 140A, conmut. 100/100A	3.224.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Quattro 48V 5000VA 230V 50Hz carg. 70A, conmut. 100/100A	2.333.000
Inversores/Cargadores Sinus. Pura	Victron Inversor/Cargador Quattro 48V 8000VA 230V 50Hz carg. 110A, conmut. 100/100A	2.698.000
Inversores/Cargadores S. Modif.	Voltronic Lobo 1,2KVA/720W 12V Onda Modificada	118.000
Inversores/Cargadores S. Modif.	Voltronic Lobo 2,4KVA/1440W 24V Onda Modificada	142.000
Accesorios Inversores	Cotek Interruptor Remoto CR-6 para Inversores SK de 12V, indica V(bat) y P(%), cable 15m	35.000
Accesorios Inversores	Cotek Interruptor Remoto CR-6 para Inversores SK de 24V, indica V(bat) y P(%), cable 15m	35.000
Accesorios Inversores	Cotek Interruptor Remoto CR-8 para Inversores SK de 12/24/48V, cable 15m	15.900
Accesorios Inversores	Victron Digital Multi Control 200/200A GX (90º RJ45) para Multiplus/Quattro	108.000
Accesorios Inversores	Victron Digital Multi Control 200/200A para Multiplus/Quattro	122.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Victron EasySolar 24/3000/70-50 MPPT 150/70 Color Control	1.621.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Victron EasySolar 48/3000/35-50 - 230V-MPPT 150/35(2x)	1.297.000
Accesorios Inversores	Victron Filax2 Transfer Switch CE 230V/50Hz-240V/60Hz	315.000
Accesorios Inversores	Victron Interfaz MK2 - USB	58.000
Accesorios Inversores	Victron Interfaz MK3-USB (VE.Bus a USB) (ASS030140000)	57.000
Accesorios Inversores	Victron Sensor Corriente AC para inversor On Grid	41.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert EX 1.5K-12 1,5KVA 1200W 12V PWM 50A	375.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert KS 12V 1000VA 800W	295.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert KS 24V/3000VA 2400W	360.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert KS 48V/5000VA 4000W c/función paralelos	695.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert MEX 1.5K-12 1,5KVA 1200W 12V MPPT 40A	450.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert MKS 5KVA/4KW 48V/3000W MPPT c/función paralelos	880.000

Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert MKS Plus 3KVA 48V/3000W MPPT	590.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert Plus DUO 3KVA 24V, 2000W MPPT, carg. AC 60A	610.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert Plus DUO 5KVA 48V, 6000W MPPT, carg. AC 60A	1.030.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Axpert Remote Control Display con 6m cable RJ45	69.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic InfiniSolar Super 4KW, 5KW paneles, 48V carg. 80A, entrada AC 30A	1.190.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic InfiniSolar V-1K-12 12V 1000W carg. AC 60A, MPPT 80A 145V	520.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic InfiniSolar V-2K-24 24V 2000W carg. AC 60A, MPPT 80A 145V	610.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic InfiniSolar V-4K-48 48V 4000W carg. AC 60A, MPPT 80A 145V	860.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic InfiniSolar V-5K-48 48V 5000W carg. AC 60A, MPPT 120A 145V	1.300.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Kit para paralelar Axpert KS/MKS 4KVA/5KVA	55.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Lobo Solar 1,2KVA/720W 12V max. 40V DC	146.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic Lobo Solar 2,4KVA/1440W 24V max. 60V DC	169.000
Inversores/Carg. AC con Reg. Solar	Voltronic SNMP Webbox para Axpert KS/MKS/EX/MEX/Plus Duo 1-3K/Alfa 3K	135.000
Inversores ON-Grid	Changetec BISI 4.0 Proteccion RI externa para instalación ON-Grid ley 20.571	350.000
Inversores ON-Grid	Kaco Inversor ON-Grid trifásico Powador 10.0 TL3 INT de 9 kW AC	2.390.000
Inversores ON-Grid	Kaco Inversor ON-Grid trifásico Powador 12.0 TL3 INT de 10 kW AC	2.290.000
Inversores ON-Grid	Kaco Inversor ON-Grid trifásico Powador 14.0 TL3 INT de 12.5 kW AC	2.570.000
Inversores ON-Grid	Kaco Inversor ON-Grid trifásico Powador 18.0 TL3 INT de 15 kW AC	2.750.000
Inversores ON-Grid	Kaco Powador-LOG con WLAN Stick	398.000
Inversores ON-Grid	Kaco Powador-piccoLOG LAN	205.000
Inversores ON-Grid	Zeversolar Inversor ON-Grid Evershine TL3000 de 3000W	799.000

Inversores ON-Grid	Zeversolar Inversor ON-Grid Eversol TL1500 de 1500W	399.000
Inversores ON-Grid	Zeversolar Inversor ON-Grid Eversol TL2000 de 2000W	650.000
Inversores ON-Grid	Zeversolar Inversor ON-Grid trifásico Eversol TLC17000 de 17kW	2.490.000
Inversor ON/OFF-Grid	Voltronic InfiniSolar Plus 3KW, 4,5KW paneles 48V	1.190.000

Anexo 19: Formulario registro de potencia conectada página 1



REGISTRO DE POTENCIA CONECTADA

CLIENTE

Fecha	Nuevo/Modif.	Establecimiento	N° Solicitud
RUT		N° Servicio	Servicio Relacionado

Cliente

Nombre Apellido Paterno Apellido Materno

Dirección del Servicio

Calle N° Bloque/Depto./Población/Paseo

Empalme

Def./Prov. Conexión Fases Aéreo/Subt. Medición Ciudad

Instalador

RUT Nombre Apellido Paterno Apellido Materno Teléfono

El cliente que suscribe declara que los datos contenidos en este Registro de Potencia Conectada son correctos y se compromete a no hacer previamente a la Compañía, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Explotación.

La modalidad tarifaria se registrará de acuerdo con las condiciones de aplicación señalada en Decreto N° 385 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2008, o quién la reemplace de acuerdo con el Art. N° 191 del DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

CLIENTE

INSTALADOR AUTORIZADO

USO INTERNO

RESUMEN	Potencia Conectada en Motores	(1) _____ KW
	Potencia Conectada en Artefactos	(2) _____ KW
	Potencia Conectada en Alumbrado	(3) _____ KW
	Total Potencia Conectada	_____ KW
	Potencia Subestación	(4) _____ KVA
Tarifa a Aplicar	Potencia Contratada Suministrada	_____ KW
	Potencia Contratada Hrs. de Punta	_____ KW
Observaciones:	_____	

Anexo 20: Formulario registro de potencia conectada página 2

DETALLE DE POTENCIA CONECTADA

1 MOTORES

[illegible]

2 ARTEFACTOS

Uso del Motor	Cant.	Total HP
Estufas		
Refrigeradores		
TV.		
Máquina de lavar		
Cocina / Anafes		
Aire Acondicionado		
Secador de Ropa		
Horno / Microonda		
Bomba		
Computador		
fax		
Fotocopiadora		
Impresora		
(2) POTENCIA TOTAL KW		

3 ALUMBRADO

Tipo	Cant.	Total KW
Ampolletas		
Eq. Fluorescentes		
Luminarias		
Focos		
Enchufes		
(3) POTENCIA TOTAL KW		

4 SUBESTACION

Transformador		Total
Cant.	KVA	KVA
(4) TOTAL KW		

OBSERVACIONES _____

Anexo 21: Formulario solicitud de empalme y suministro página 1



SOLICITUD DE EMPALME Y SUMINISTRO

CLIENTE

Fecha	Nuevo/Modif.	Establecimiento	Nº Solicitud
RUT		Nº Servicio	Servicio Relacionado

Cliente

Nombre _____ Apellido Paterno _____ Apellido Materno _____

Dirección del Servicio

Calle _____ Nº _____ Block/Depto./Población/Paseo _____

Localidad _____ Comuna _____ Ciudad _____

Tarifa _____ Bol./Fact. _____ Código Giro _____ Giro _____

Instalador

RUT _____ Nombre _____ Apellido Paterno _____ Apellido Materno _____ Teléfono _____

Actividad [Residencial, Agrícola, Comercial] _____ Del./Prov. _____ Conexión _____ Fase _____ Aéreo/Subt. _____ Medición _____

_____ meses ☐ AT ☐ BT ☐ ☐ ☐ AT ☐ BT

Potencia

Conectada KW _____ Contratada KW _____ Cont. Hrs. Punta KW _____ Dirección Envío Postal _____

Propietario del Inmueble

Nombre _____ Apellido Paterno _____ Apellido Materno _____ Dirección _____

Declaro que los datos señalados son correctos aceptando las condiciones de conexión indicadas al reverso.

CLIENTE PROPIETARIO INMUEBLE INSTALADOR AUTORIZADO

USO INTERNO

EMPALMES

Pago Conexión Empalme \$ _____ Crédito Empalme \$ _____

Fecha y Timbre de Caja _____ Crédito Medidor \$ _____

Garantía \$ _____ Por _____ Crédito Otros \$ _____

Recargo Distancia _____ Km. _____ % Total \$ _____

Medidores: Apertados/Venta CGE/Atiendo Pto \$ _____ Nº Cuotas _____

Nº Servicio Vecino _____ Cuota \$ _____ Nº Ppto. _____

Tipo Servicio _____ Sub. Dist. _____ Bol./Fact. _____ Copias _____

Privilegios _____ Urb./Rural _____ Fecha Cont. _____

Límite Inv. _____ Mens./Bimest. _____ Detalle ☐ SI / NO ☐

Clasificó Revisó Ingresó

Anexo 22: Formulario solicitud de empalme y suministro página 2

DETALLE DE POTENCIA CONECTADA

1 MOTORES

[illegible]

2 ARTEFACTOS

Uso del Motor	Cant.	Total HP
Estufas		
Refrigeradores		
T.V.		
Máquina de lavar		
Cocina / Anafes		
Aire Acondicionado		
Secador de Ropa		
Horno / Microonda		
Bomba		
Computador		
fax		
Fotocopiadora		
Impresora		
(2) POTENCIA TOTAL KW		

3 ALUMBRADO

Tipo	Cant.	Total KW
Ampolletas		
Eq. Fluorescentes		
Luminarias		
Focos		
Enchufes		
(3) POTENCIA TOTAL KW		

4 SUBESTACION

Transformador		Total KVA
Cant.	KVA	
(4) TOTAL KW		

OBSERVACIONES _____

Anexo 23: Boletas consumo de energía y potencia Santiago Enero 2016

[illegible]

Anexo 24: Boletas consumo de energía y potencia Santiago Febrero 2016

N° de medidor	Propiedad	Constante	Lectura anterior	Lectura actual	Consumo (kWh)
22216636	Cliente	80	51561	51774	17040,0
22216636R	Cliente	80	10698	10720	1760,0

Cargos	Valores (\$)
CARGO FIJO	941
CARGO ÚNICO POR USO DEL SISTEMA TRONCAL	12.439
ENERGIA 17040 KWH	1.089.843
DEMANDA MÁX. HP43,1 KW	418.859
Total monto neto	1.522.082
Total I.V.A. (19%)	289.196
Monto total	1.811.278

Páguese hasta el **25 FEB 2016**

Total a pagar	1.811.278
----------------------	------------------

■ Detalle del consumo de medidores					
Nº de medidor	Propiedad	Constante	Lectura anterior	Lectura actual	Consumo
22216636	Cliente	80	51774	51987	17040
22216636R	Cliente	80	10720	10745	2000

■ Especificaciones de consumo	
Cargos	Valores
CARGO FIJO	990
CARGO ÚNICO POR USO DEL SISTEMA TRONCAL	12.439
ENERGÍA 17049 KWH	1.121.704
DEMANDA MAX. HP43,1 KW	459.609
INTERESES	14.682
PAGO FUERA DE PLAZO (S) CARGO FIJO	166
SALDO ANTERIOR	1.811.278

Total Monto Neto	1.568.920 ✓
Total I.V.A.(19%)	298.095
Monto Total	1.867.015

■ Páguese hasta el 24/03/2016	■ Total a pagar	3.678.293
-------------------------------	-----------------	-----------

[illegible]

N° de medidor	Propiedad	Constante	Lectura anterior	Lectura actual	Consumo (kWh)
22216636	Cliente	80	52234	52445	16880,0
22216636R	Cliente	80	10770	10786	1280,0

Cargos	Valores (\$)
CARGO FIJO	948
CARGO ÚNICO POR USO DEL SISTEMA TRONCAL	12.322
ENERGIA 16880 KWH	1.111.172
DEMANDA MÁX. HP41,3 KW	401.123
(1) CUOTA 2 DE 3 AJUSTE TARIFARIO OOC 1954 Y 3645 DE 2016	163.483

Total monto neto	1.689.048
Total I.V.A. (19%)	320.919
Monto total	2.009.967

Total a pagar	2.009.967
---------------	-----------

Cond. Pago	:	Dias	Periodo Desde:	11-05-2016	Periodo Hasta:	10-06-2016
Forma Pago	:		Medio Pago:			
Vendedor	:					

Observaciones:

Exento	
Neto	1.712,66
Iva (19%)	325,40
Total a Pagar	2.038,07

Anexo 29: Boletas consumo de energía y potencia Santiago Agosto 2016

[illegible]

Anexo 30: Boletas consumo de energía y potencia Santiago Septiembre 2016

[illegible]

Anexo 31: Boletas consumo de energía y potencia Santiago Octubre 2016

[illegible]

Anexo 32: Boletas consumo de energía y potencia Santiago Noviembre 2016

Teléfono	:				Fecha Emisión:		14-11-2016
Dir. Destino	:				Fecha Vencimiento:		26-11-2016
Comuna Destino	:				Ciudad Dest.:		
Cond. Pago	:	Días			Periodo Desde:		
Forma Pago	:				Medio Pago:		
Vendedor	:				Periodo Hasta:		

Cantidad	Descripción	Descuento	Recargo	P. Unitario	Valor Total
FUJO	CARGO FIJO				961
	CARGO UNICO POR USO DEL SISTEMA TRONCAL				23.468
KWH	ENERGIA 18880 KWH				1.198.848
FIJO	DEMANDA MAX. HP 55.4 KW				534.711
	INTERESES				20.757
	PAGO FUERA DE PLAZO (\$) CARGO FIJO				149

Observaciones:

IMPUESTOS				Neto	1,778.894
descripcion	Tipo	Tasa %	Monto \$	Iva (19%)	337.990
				Total a Pagar	2.116.884

[illegible]