

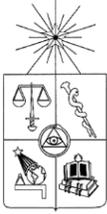
**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN INTERCONECTADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS  
EN BASE A TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

**CARLOS DAVID ARAVENA RIQUELME**

SANTIAGO DE CHILE  
JUNIO 2012



**UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN INTERCONECTADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS  
EN BASE A TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

**CARLOS DAVID ARAVENA RIQUELME**

**PROFESOR GUÍA:  
LUIS SANTIAGO VARGAS DÍAZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN  
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA  
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA**

**SANTIAGO DE CHILE  
JUNIO 2012**

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: CARLOS ARAVENA R.  
FECHA: 20 de Junio de 2012  
PROF. GUÍA: Sr. LUIS VARGAS DÍAZ

“ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN INTERCONECTADA DE CENTRALES ELÉCTRICAS EN  
BASE A TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA”

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la factibilidad técnica y económica de una central fotovoltaica conectada a la red. Para ello se realiza una estimación de la radiación solar en el desierto de Atacama, específicamente en las cercanías de Calama.

Por otro lado se presenta una caracterización de las celdas solares, además de una visión global de la generación fotovoltaica conectada a la red a nivel internacional y sus proyecciones a futuro.

Se diseña de manera básica la configuración de la central fotovoltaica analizando cada uno de sus componentes. Luego, a partir de la ubicación propuesta, se realiza la estimación de la radiación incidente obteniéndose una Radiación Global Horizontal promedio de 7,22 kWh/m<sup>2</sup>/día. En seguida, considerando las características de los paneles solares, seguidores, inversores y transformadores, se estima la generación anual de la planta en 87,5 GWh.

Para el análisis económico se establece un modelo de negocio, en el cual se consideran ingresos por la venta de energía y potencia al mercado Spot del SING e ingresos por venta de bonos de carbono al mercado internacional, además se modela la ley 20.257 como una entrada adicional de dinero, considerando un mercado para la venta de acreditaciones de ERNC.

A continuación, se estima el costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento, y se procede a realizar el análisis de rentabilidad, con su respectivo análisis de sensibilidad de variables. De este último se deduce que el proyecto es particularmente sensible al costo de inversión de la instalación, a la generación y al precio de venta de la energía.

El análisis de rentabilidad concluye que el proyecto es rentable bajo escenarios alternativos con menores costos de inversión y precios de la energía más elevados. Estos escenarios podrían desarrollarse con bastante probabilidad en el mediano o largo plazo, haciendo bastante atractiva esta tecnología para inversiones futuras.

*A mis padres,  
hermanos y  
amigos.*

## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco a mi familia, mi padre por su apoyo incondicional y mi madre por su preocupación constante, además de ser excelentes personas que me enseñaron con su ejemplo a enfrentar la vida. Agradezco a mis hermanos, por hacer que mis estudios fuesen más livianos y por su gran comprensión y tolerancia ante las distintas situaciones que enfrentamos.

De igual manera, agradezco a mis amigos que fueron un gran apoyo en los últimos años y fueron los que me vieron crecer y desarrollarme como persona, además de alentarme a que terminara luego mi memoria y me titulara finalmente de Ingeniero.

También, agradezco a la vida por darme momentos felices y otros no tanto, por permitirme caerme y demostrarme que tenía la fuerza para levantarme y seguir adelante cada vez, por vivir en la monotonía y luego salir de ella y, después de todo, llegar hasta este punto y terminar con éxito este ciclo de mi vida.

Agradezco muy especialmente a Don Luis Vargas por su infinita paciencia, por su buena voluntad, disposición y ánimo para guiarme en esta memoria y también, por sus palabras sabias y consejos en los momentos que los necesitaba.

Gracias a todas las personas que fueron parte de mi vida, a las que recordaré siempre con mucho cariño, y a las personas que me acompañan hoy en mi caminar.

*Carlos David*

## TABLA DE CONTENIDOS

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 Motivación .....	3
1.2 Objetivo general.....	3
1.3 Objetivos específicos .....	3
1.4 Alcance .....	4
1.5 Estructura.....	4
CAPÍTULO 2: TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA .....	5
2.1 Radiación en la superficie de la Tierra.....	5
2.2 Historia de las celdas fotovoltaicas.....	6
2.3. Fundamentos físicos de los sistemas fotovoltaicos.....	7
2.3.1. Efecto fotoeléctrico .....	7
2.3.2. Junturas semiconductoras .....	8
2.4. Las celdas fotovoltaicas .....	9
2.4.1. Respuesta espectral.....	10
2.4.2. Curva de carga.....	10
2.5 Estructura básica de una celda fotovoltaica .....	12
2.6 Tipos de celdas fotovoltaicas.....	12
2.6.1 Celdas de silicio cristalino .....	13
2.6.2 Películas policristalinas delgadas .....	13
2.6.3 Semiconductores tipo III-IV .....	14
2.6.4 Celdas de simple o múltiple juntura .....	14
2.6.5 Materiales amorfos .....	15
2.6.6 Celdas sensibilizadas al tinte .....	15
2.6.7 Celdas de punto de contacto .....	15
2.6.8 Celdas solares plásticas .....	16
2.6.9 Nitruro de Indio Galio .....	16
2.6.10 Celdas solares orgánicas.....	16
CAPÍTULO 3: CARACTERIZACIÓN DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA .....	17
3.1 El recuso solar.....	17
3.1.1 Análisis de la radiación solar.....	17
3.2 Centrales fotovoltaicas.....	21
3.2.1 Generación fotovoltaica en la actualidad.....	21
3.2.2 Componentes de una instalación fotovoltaica .....	24
3.3 Caracterización de la central fotovoltaica.....	30

3.3.1 Potencia nominal de la planta.....	30
3.3.2 Localización .....	30
3.3.3 Estimación de la radiación solar.....	33
3.3.4 Orientación de los paneles.....	36
3.3.5 Características de los paneles .....	36
3.3.6 Configuración de la central.....	37
3.3.7 Mantenimiento de la central.....	40
3.3.8 Calificación ambiental.....	40
3.3.9 Generación anual de la planta.....	40
3.3.10 Potencia firme.....	42
3.3.11 Vida útil.....	42
3.4 Modelo de negocio.....	43
3.4.1 Venta de energía y potencia.....	43
3.4.2 Venta de bonos de carbono.....	44
3.4.3 Beneficios de la ley 20.257.....	46
3.4.4 Costos de operación y mantenimiento.....	47
CAPÍTULO 4: EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	48
4.1 Estimación de la inversión.....	48
4.2 Estimación de los costos de operación y mantenimiento (CO&M).....	49
4.3 Análisis de rentabilidad.....	49
4.4 Análisis de sensibilidades.....	50
4.5 Análisis de de escenarios.....	51
4.5.1 Escenario Base.....	51
4.5.2 Escenario Conservador.....	52
4.5.3 Escenario Favorable.....	53
4.5.4 Escenario Optimista.....	53
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES.....	54
BIBLIOGRAFÍA.....	56
CAPITULO 6: ANEXOS.....	58
Anexo A: Pérdida en un sistema fotovoltaico.....	58
Anexo B: Cálculo de reducciones de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	61
Anexo C: Características de un panel solar .....	64
Anexo D: Características del seguidor.....	66
Anexo E: Características de los inversores.....	67
Anexo F : Panillas para el cálculo de la rentabilidad.....	68

# **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN**

## **1.1 Motivación**

La necesidad de diversificar la matriz energética del país es un tema cada vez más importante e incluso desde el gobierno se dan algunas señales que apuntan a ello. La matriz energética chilena es muy frágil a eventos de sequía o desabastecimiento de combustible (específicamente gas natural), de esta forma, frente a tales situaciones, no solo la seguridad de abastecimiento se ve afectada, sino también los precios de la energía, debido a los altos costos de los combustibles fósiles.

En los últimos años las condiciones del sector eléctrico han cambiado favorablemente, en este sentido se han promulgado leyes que promueven la entrada de nuevos actores al mercado eléctrico mediante diversos incentivos tales como la exención de peajes, o más recientemente, la inclusión de cuotas para generar con energía limpia (ley 20.257).

Por otra parte, todo desarrollo en Energía Renovable No Convencional (ERNC), contribuye a la reducción gases de efecto invernadero, característica que le permite tranzar estas reducciones a través de la venta de bonos de carbono en el mercado internacional.

En este contexto es importante evaluar la incorporación de nuevas tecnologías que aprovechen los recursos que posee el país en toda su extensión. Este trabajo considera específicamente el estudio de una central con tecnología fotovoltaica conectada a la red para aprovechar el gran potencial energético solar presente en el norte del país, lugar donde se presenta uno de los niveles de radiación más altos del mundo, debido a su ubicación relativamente cercana al Ecuador, un alto coeficiente de transparencia atmosférica y excelentes condiciones climáticas.

## **1.2 Objetivo general**

El objetivo general de la memoria es caracterizar y realizar un estudio económico de la operación de una central con tecnología fotovoltaica conectada a la red.

## **1.3 Objetivos específicos**

A partir del objetivo general antes definido, se identifican los siguientes objetivos específicos:

- Analizar el estado del arte de la tecnología fotovoltaica y el desarrollo mundial en relación a centrales conectadas a la red.
- Determinar en función de la radiación solar el potencial de generación de energía eléctrica.
- Determinar los parámetros característicos de la central tales como generación diaria, generación anual, potencia máxima, potencia firme, factor de planta, etc.
- Estimar los costos de inversión, operación y mantenimiento.
- Analizar los beneficios que se desprenden de la ley 20.257.
- Evaluar los eventuales beneficios resultantes de la reducción de gases efecto invernadero, asociados a la generación de electricidad mediante energía solar.
- Análisis de la rentabilidad de la operación de la central.

- Realizar un análisis de sensibilidad y análisis de escenarios respecto de los resultados obtenidos.

#### **1.4 Alcance**

Para el desarrollo del proyecto se consideraron los siguientes criterios para definir el alcance del mismo:

- El estudio contempla la factibilidad técnica desde el punto de vista eléctrico.
- El proyecto no incluye la etapa de implementación ni la ingeniería de detalle, tampoco los trabajos necesarios para la interconexión con el Sistema Eléctrico del Norte Grande.
- El estudio técnico es de régimen permanente y no se considera el comportamiento dinámico de la operación de la planta solar fotovoltaica.
- Se excluye del análisis la tecnología solar fotovoltaica comprimida.

#### **1.5 Estructura**

El presente trabajo se estructura en cinco capítulos principales, comenzando con la introducción, donde se presenta la motivación de la memoria, el objetivo general, objetivos específicos y alcance del proyecto. En el segundo capítulo se presenta los principios de funcionamiento, la caracterización y los tipos de celdas fotovoltaicas existentes. Luego, en el capítulo tercero se presenta un modelo para el cálculo de la radiación solar, además de una visión global de la generación fotovoltaica a nivel internacional y sus proyecciones a futuro, continuando con la caracterización en detalle de una central fotovoltaica y su modelo de negocio. En el capítulo cuarto se realiza el análisis económico de la instalación, seguido de un análisis de sensibilidad de las variables consideradas en el análisis económico y un análisis de escenarios factibles. Finalmente, en el capítulo quinto se presentan las conclusiones más importantes del trabajo.

## CAPÍTULO 2: TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

### 2.1 Radiación en la superficie de la Tierra

La radiación del Sol es la radiación de un cuerpo negro. Considerando el área y la temperatura de la corteza del Sol y su distancia a la Tierra, se tiene que la densidad de potencia radiactiva incidente en un punto exterior a la atmosfera que se encuentre sobre el vector Tierra-Sol es de  $1381 \text{ W/m}^2$ , manteniéndose proporcionalmente la distribución relativa a la frecuencia [1]. Por otro lado, las moléculas que componen la atmosfera son capaces de absorber fotones cuya frecuencia corresponde a la diferencia entre alguno de sus niveles de energía según la relación  $e = hv$ , convirtiéndose la energía de estos átomos en calor que produce un aumento de la temperatura del gas absorbente, éste a su vez irradia como un cuerpo negro según su propia temperatura [1].

Debido a que en la atmosfera existe una gran variedad de gases, el espectro que llega a la superficie terrestre se asemeja al original en su envolvente, pero llega atenuado y con presencia de ventanas. Lo anterior, sumado a diferentes intensidades da lugar a distintas clasificaciones promedio, dependiendo del lugar de la Tierra y el momento de la medición, que se denominan AMx, donde x es el espesor promedio de atmosfera que atraviesan los rayos solares [5]. Como referencia se suele usar el espectro AM 1,5 que se muestra en la Figura 2.1.

Si se integra sobre el espectro de frecuencias, se obtiene una radiación al nivel del mar de alrededor de  $1000 \text{ W/m}^2$  en el mediodía solar, a determinadas condiciones estándar de presión, temperatura y humedad.

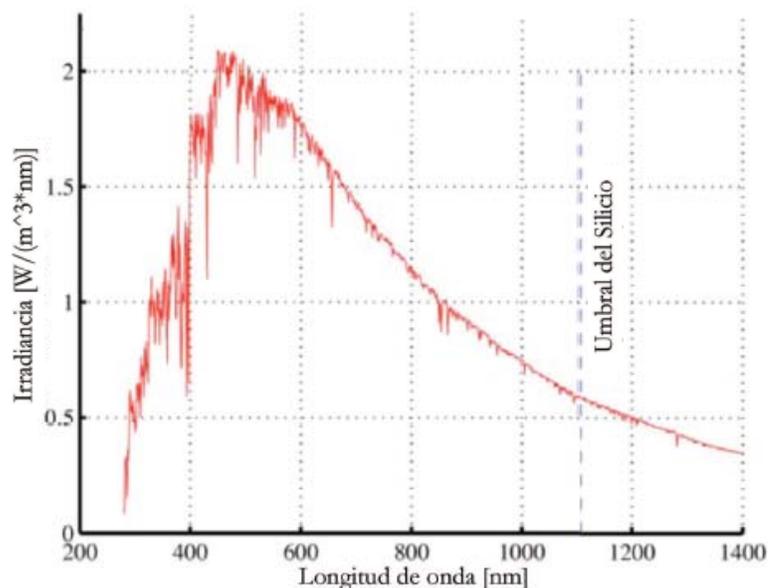


Figura 2.1: Espectro AM 1,5 [5].

## 2.2 Historia de las celdas fotovoltaicas.

La palabra fotovoltaico proviene del griego *phos*, que significa “luz” y voltaico, que proviene de la electricidad, en honor al científico italiano Alejandro Volta, (que también da el nombre a la unidad de medida de la diferencia de potencial en el Sistema Internacional de Medidas, el Volt). El término fotovoltaico comenzó a usarse en Inglaterra desde el año 1849. En 1839 el físico experimental francés Edmund Becquerel, descubrió el efecto fotovoltaico mientras experimentaba con una pila electrolítica de dos electrodos sumergidos en una sustancia electrolítica. Al ser expuesta a la luz, la pila electrolítica aumentó su generación de electricidad. A fines del siglo XIX científicos tales como W. Smith, W Adas y R. Day descubren la fotoconductividad del selenio y construyen la primera celda de carácter experimental en base a una oblea de selenio. Luego, en 1904 Albert Einstein publica, junto con su paper de la teoría de la relatividad, su paper acerca del efecto fotovoltaico. Por este documento recibe el Premio Nobel en 1921. Recién en el año 1941 se construye un dispositivo que se le puede llamar “celda solar”, esta fue fabricada de selenio y su eficiencia era del 1 %.

La compañía Western Electric es la primera en comercializar las celdas solares en 1955, mientras tanto, científicos de todo el mundo realizaban experimentos en distintas combinaciones como el cobre y óxido cuproso, en Silicio Monocristalino, en Cadmio – Silicio y Germanio Monocristalino. Durante el mismo año se le asignó a la U.S. Signal Corps la tarea de construir fuentes de poder para satélites espaciales. Los estudios comenzaron con celdas con eficiencias de un 4,5 %, y en tres años se logró que la eficiencia subiera hasta un 9 %. De esta forma, en 1958, fue lanzado al espacio el primer satélite que utilizaba celdas fotovoltaicas, el Vanguard I, cuyo sistema de poder era de 0.1 W, en aproximadamente 100 cm<sup>2</sup> y estuvo operativo por 8 años. Ese año se lanzaron 3 satélites más con esa misma tecnología, el Explorer III, el Vanguard II y el Sputnik-3. De ahí en adelante, las celdas solares aumentaron su utilización en naves espaciales, y el aumento de eficiencia seguía subiendo con el desarrollo e la tecnología. En 1960, Hoffman Electronics conseguía fabricar una celda con un 14 % de eficiencia. Si bien para la NASA era más importante la seguridad que el costo en sus naves espaciales, y por ende utilizaba celdas solares, en la tierra la energía fotovoltaica era 50 veces más cara que cualquier otra fuente convencional de generación, por lo el uso terrestre era limitado. En la década de los sesenta, la potencia instalada de las celdas solares de las naves espaciales y satélites alcanzaba a 1 kW. En 1973, después del embargo de petróleo impuesto por la OPEC, se inicia una política de investigación del uso de celdas solares en la Tierra, se destinan fondos por sobre los 300 millones de dólares por año, y se empieza a investigar nuevos materiales para la construcción de las celdas solares, tales como el silicio policristalino, las celdas de película delgada, combinaciones CdS/Cu<sub>2</sub> y Silicio amorfo, con la finalidad de abaratar los costos de éstas. En esa misma década la NASA comienza a instalar sistemas de generación fotovoltaica por todo E.E.U.U. para diferentes fines como la refrigeración, iluminación de calles, iluminación clínica y aparatos de televisión, bombeo de agua, etc. A principios de los años 80', la compañía ARCO Solar fabricaba más de 1 MW de celdas solares por año. Se empieza a masificar el uso de módulos de 1,4 a 6 kW en torres de departamentos, áreas alejadas del tendido eléctrico, centros comerciales y prototipos de automóviles. En el año 1982 la producción mundial de celdas alcanzo los 9,3 MW y en 1983 llego a los 21,3 MW, duplicando la producción en sólo un año, y alcanzando ventas de alrededor de US\$250 millones. En 1985 se logra un 20 % de eficiencia en celdas fotovoltaicas, y su presencia estaba en todo el mundo: EE.UU., Australia, España, Kenia, Alemania, Ecuador, Japón por nombrar algunos. En Chile se instalaron los primeros módulos en la década de los setenta, principalmente en aplicaciones para electrificación rural con módulos de 50 W y baterías de 150 Ah para suministrar energía a artefactos de 12 V. En los noventa ARCO Solar es

comprada por Siemens, formando Siemens Solar Industries, una de las firmas de mayor producción de celdas solares a nivel mundial. Por esos años, también se instala en la Antártica un sistema de 0.5 kW con baterías de 2,4 kWh para suministrar energía a equipos de laboratorio. En 1996 comienzan estudios para la utilización de diselenio de Cobre e Indio en celdas, y de celdas súper eficientes. A fines del siglo pasado en Grecia se aprueba la instalación de una planta de 5 MW en Creta, de un proyecto de 50 MW de la empresa Enron Solar. Aún cuando este proyecto era considerado ambicioso para época, ya estaba en funcionamiento en California una planta de 6,5 MW que producía alrededor de 12 millones de kWh por año, equivalente a la energía promedio consumida por 2.500 hogares. A fines de 1990, la producción fotovoltaica creció a un ritmo de 15-25% por año, lo que redujo bastante los costos. La energía fotovoltaica fue por primera vez competitiva en aplicaciones donde el suministro convencional de electricidad era más caro, por ejemplo, para pequeñas aplicaciones remotas como la navegación, la electrificación rural, las telecomunicaciones y para la mejora del suministro en redes de distribución durante las horas punta en países desarrollados (horas de mayor demanda de energía). Hoy en día las celdas fotovoltaicas son utilizadas en prácticamente todo el mundo, generan el 2,1 % de la energía necesaria para mover al mundo, es una industria que en 25 años creció drásticamente pasando de producir casi nada a fabricar 70 - 80 MW anuales y con un costo por watt en celdas que bajó desde los US\$50 hasta los 5 US\$/W [7].

### **2.3. Fundamentos físicos de los sistemas fotovoltaicos**

#### **2.3.1. Efecto fotoeléctrico**

Heinrich Hertz realiza un experimento, en el cual fabrica un tubo al vacío con dos placas metálicas enfrentadas en su interior y comunicadas externamente con una fuente de tensión. Luego, con ambas placas a distinto potencial, hace incidir radiación sobre una de las placas y comprueba la aparición de una corriente por el conductor, la cual, al estar el tubo al vacío, sólo podía deberse a electrones viajando entre ambas placas. Por otro lado, este efecto sólo se presentaba para radiaciones sobre cierta longitud de onda [4].

La explicación del fenómeno queda abierta hasta 1905, año en que Albert Einstein propone su teoría basada en la predominancia de la naturaleza corpuscular de la luz y de la existencia de niveles discretos de energía en los átomos [2]. La explicación es que los electrones presentes en los sólidos, al igual que los gases de la atmósfera, son susceptibles de aumentar su nivel de energía mediante la absorción de fotones. Cuando el nivel de energía es suficiente, de forma tal que permite al electrón escapar a las fuerzas que lo mantienen unido a la estructura del cristal, este electrón podrá ser atrapado por el campo eléctrico externo siendo impulsado, en el experimento de Hertz, hacia la placa positiva y retornando al negativo a través del circuito externo, estableciendo un flujo de corriente eléctrica. Este principio, junto con el descubrimiento de las junturas semiconductoras, son la base para la existencia de las celdas fotovoltaicas.

### 2.3.2. Junturas semiconductoras

Una celda fotovoltaica es fundamentalmente una juntura semiconductoras de gran área en la cual la capa con dopaje tipo N se encuentra expuesta a la luz solar [6]. La introducción de materiales semiconductores, como el Silicio tipo P y N permite, en la década de los 1950' [2], la creación de las junturas PN. El Silicio tipo P se forma comúnmente agregando átomos de Boro, Aluminio o Galio en una pequeña proporción, los que capturan el último electrón del Silicio dejando de esta forma un nivel vacante llamado "hueco". Para el Silicio tipo N, se agrega Antimonio, Arsénico o Fósforo, con lo que se obtienen electrones débilmente ligados o electrones libres [34]. Cuando se fabrica un cristal, mediante el proceso de difusión de dopantes, que en una cara es tipo P y en la otra es tipo N se forma una juntura tipo PN (ver la Figura 2.2). Los electrones libres del lado N se difunden hacia el lado P creando un campo eléctrico en la juntura debido al gradiente de carga inducido por la difusión. Cuando la fuerza del campo eléctrico iguala a la proveniente del gradiente de concentración de electrones y huecos, el sistema queda en equilibrio [3].

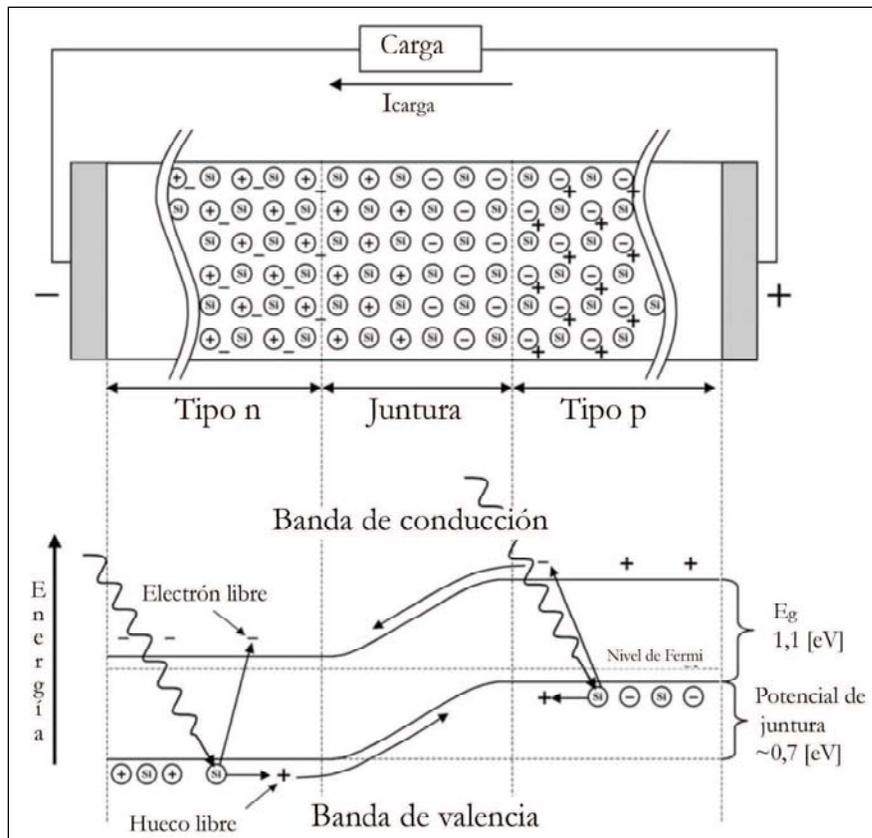


Figura 2.2: Estructura de bandas de la juntura P-N y su funcionamiento como fuente de corriente en una celda fotovoltaica [5].

Para una juntura de Silicio, el campo eléctrico de equilibrio corresponde a una diferencia de potencial de entre 0,65 y 0,7 V. Bajo estas condiciones, los electrones deben aumentar su energía en 1,12 eV para poder saltar de la banda de valencia a la banda de conducción. Si se aplica una tensión externa tal que el lado N posea un mayor potencial que el lado P, entonces los electrones libres del lado N y los huecos del lado P son atraídos lejos de la juntura aumentando la zona despoblada de huecos y electrones. Como no hay portadores en la zona media, no puede fluir corriente por la juntura. Si en cambio se pone el lado P a un potencial más alto que el lado N,

ambos tipos de portadores serán empujados hacia el otro lado de la juntura, eliminando así la barrera de potencial y permitiendo la conducción [3].

## 2.4. Las celdas fotovoltaicas

Una celda fotovoltaica consiste básicamente en una juntura PN extendida de modo de recibir la luz del Sol en el lado N. Cuando sobre ésta inciden fotones con una energía mayor o igual a  $E_g$  (del inglés Energy Gap), que es igual a 1,12 eV en el caso del Silicio, algunos electrones de la capa de valencia pasan a la de conducción y de éstos una fracción son atraídos por el campo eléctrico de la juntura, moviéndose hacia el lado P. El resto de los electrones se recombinan en tiempos del orden de  $10^{-4}$  a  $10^{-5}$  segundos, liberando fotones con 1,12 eV de energía que aumentan la temperatura de la celda. Los electrones que llegan al campo eléctrico son acelerados por éste y, si se conecta una carga entre el ánodo y el cátodo, se establece una corriente eléctrica (Figura 2.2) [34]. La fracción de electrones que se recombinan depende del largo del camino promedio que deben recorrer hacia el campo eléctrico y hacia los contactos recolectores. Por este motivo, para minimizar la pérdida de electrones por recombinación, las celdas tienen un espesor de unos pocos cientos de micrómetros [6]. Otro factor que afecta la eficiencia de una celda fotovoltaica es la probabilidad de que un fotón incidente efectivamente sea absorbido por un electrón, fenómeno conocido como eficiencia cuántica y que es menor cuanto más delgada es la celda. Por lo tanto, existe un compromiso entre las pérdidas por recombinación y aquellas debidas a la pérdida de fotones, resultando en las dimensiones actuales. Para aumentar la eficiencia cuántica se cubre la capa P con un material reflectante de forma de doblar el espesor aparente de la celda, dando al fotón otra oportunidad de ser absorbido luego de la reflexión. También la eficiencia disminuye debido a que los contactos metálicos de la capa N reducen el área efectiva de captación de luz entre el 10 y el 7 por ciento. Finalmente, la reflexión debido a ángulos de incidencia muy planos impide a muchos fotones aptos penetrar en la estructura cristalina del material semiconductor [6].

Para disminuir los efectos descritos en los párrafos anteriores, los fabricantes de celdas fotovoltaicas agregan elementos anexos a la celda, como la mencionada película reflectora en la capa P, antirreflectantes en la capa N y contactos internos, llegándose a estructuras como la que se muestra en la Figura 2.3.[34]

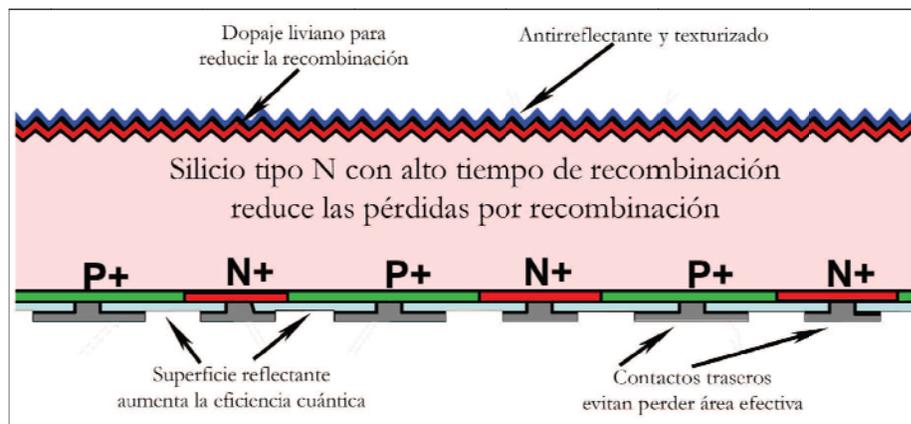


Figura 2.3: Mejoras en la celda fotovoltaica SunPower A300 [6].

### 2.4.1. Respuesta espectral

Sólo los electrones que obtengan una energía igual o mayor que  $E_g$  aportarán a la corriente generada por la celda. El valor de  $E_g$  varía según el material base del que están hechos los semiconductores. Los fotones con menos energía pueden atravesar el material sin interactuar o pueden aumentar la energía vibracional de los átomos y calentar la celda. Si la energía del fotón está por sobre  $E_g$ , el residuo no se transforma en energía eléctrica sino en energía cinética, la cual contribuirá a aumentar la temperatura. El aumento de la temperatura disminuye la eficiencia, por lo que es lícito preguntarse acerca de la pertinencia de bloquear, mediante filtros ópticos, los fotones cuya energía sea tal que el perjuicio derivado del calentamiento no compense la ganancia producto de contar con un electrón más en la corriente eléctrica[34]. Este efecto es muy relevante en las celdas fotovoltaicas que funcionan bajo radiación concentrada, ya que se debe remover gran cantidad de calor de un área muy pequeña. En [8] se propone el uso de concentradores plásticos en base a pigmentos capaces de reemitir los fotones de alta frecuencia en una frecuencia menor. Existe una relación entre el valor de  $E_g$  y la efectiva utilización del espectro. Para el espectro terrestre el óptimo de este valor está alrededor de 1,4 eV [5].

Haciendo uso de las diferencias en  $E_g$  para distintos elementos se fabrican celdas que combinan varios materiales en cascada o tándem. En las celdas de triple juntura se comienza por una capa de GaInP seguida de una de GaAs y finalmente Ge, logrando eficiencias por sobre el 28%.

### 2.4.2. Curva de carga

Las celdas fotovoltaicas, al ser expuestas a la radiación solar, son una fuente de corriente continua no ideal, y por lo tanto presentan regulación. Experimentalmente, realizando un barrido en tensión cambiando el valor de la carga resistiva conectada, se obtienen curvas características como las presentadas en las Figuras 2.4 y 2.5.

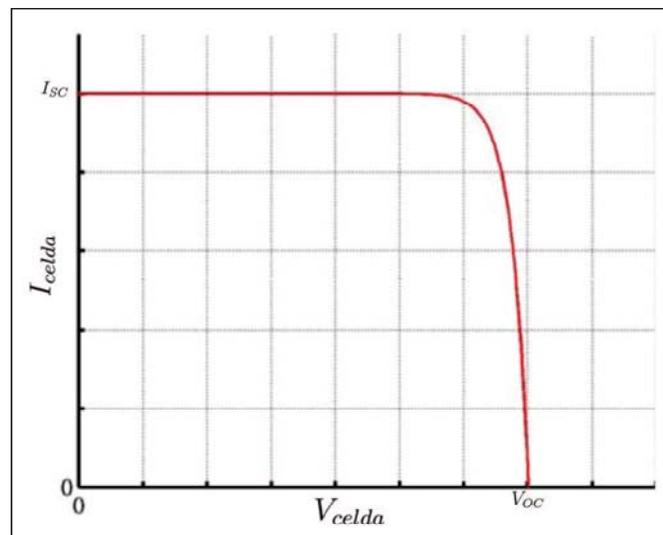


Figura 2.4: Característica I-V de una celda fotovoltaica [5].

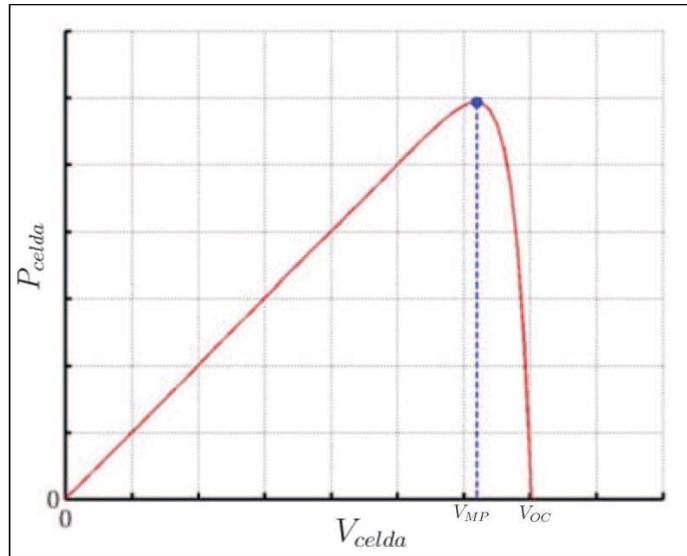


Figura 2.5: Característica P-V de una celda fotovoltaica [5].

La curva de la Figura 2.5 se obtiene multiplicando la tensión por la corriente de la celda. En esta curvas se observa la existencia de un punto donde el producto es máximo, el cual es conocido como el punto de máxima potencia (MPP, por sus siglas en inglés). Se tiene que la potencia de entrada y la radiación solar no dependen de la carga a la que esté conectada la celda, por lo que el punto de máxima potencia es también el punto de máxima eficiencia. Las coordenadas  $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$  de este punto son función de la radiación incidente y de la temperatura de la celda. [34]

La Figura 2.6 muestra curvas V-I bajo distintos niveles de radiación incidente, mientras que la Figura 2.7 grafica el comportamiento para distintas temperaturas. Se observa en las curvas que la coordenada de tensión del punto de máxima potencia (codo de la curva) varía muy poco para distintos niveles de radiación, disminuyendo la potencia asociada por efecto de corrientes más débiles. Por otro lado, los cambios de temperatura tienen un efecto marcado en el valor de tensión y prácticamente nulo en la corriente.

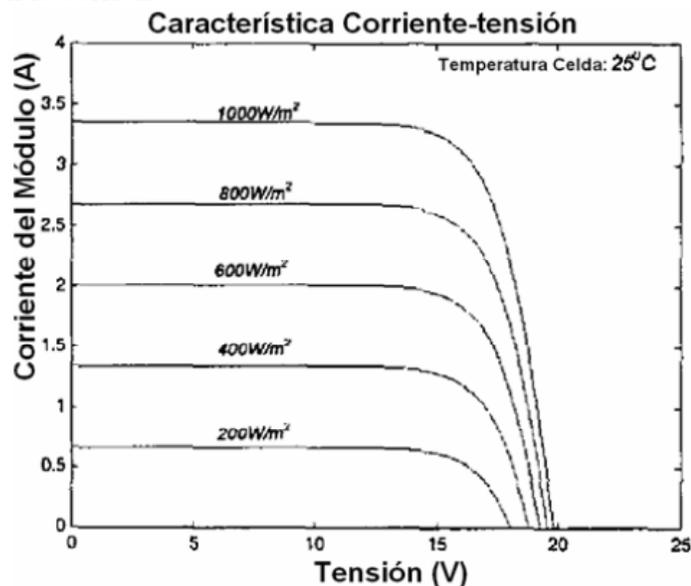


Figura 2.6: Efecto de la intensidad de la radiación en la curva I-V de una celda fotovoltaica [9].

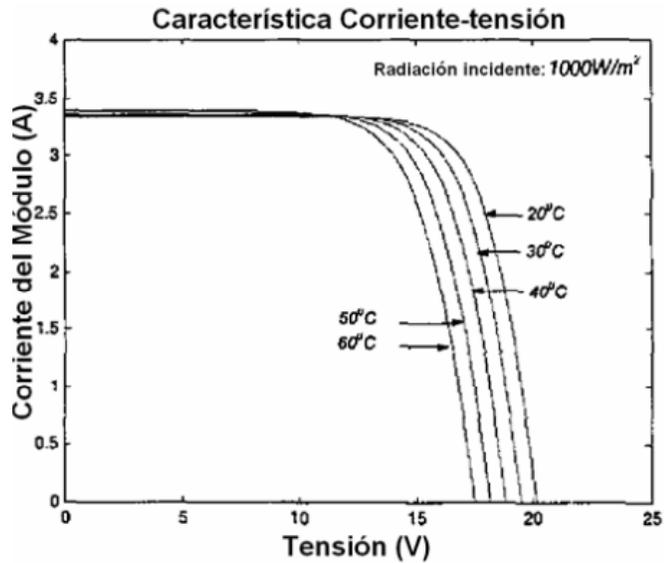


Figura 2.7: Efecto de la temperatura en la curva I-V de una celda fotovoltaica [9].

## 2.5 Estructura básica de una celda fotovoltaica

En la Figura 2.8 se muestra cómo está construida una celda solar de Silicio. Comúnmente, la celda tiene contactos metálicos en la parte superior e inferior para evacuar la corriente generada producto de la luz incidente. Claramente existe un compromiso entre maximizar la conductividad eléctrica y permitir el paso de los rayos de luz sobre la celda, lo que influye por su puesto en el diseño de los conductores del contacto superior. Para mejorar el desempeño de la celda se agrega un material antirreflectante y una capa de vidrio como protección.

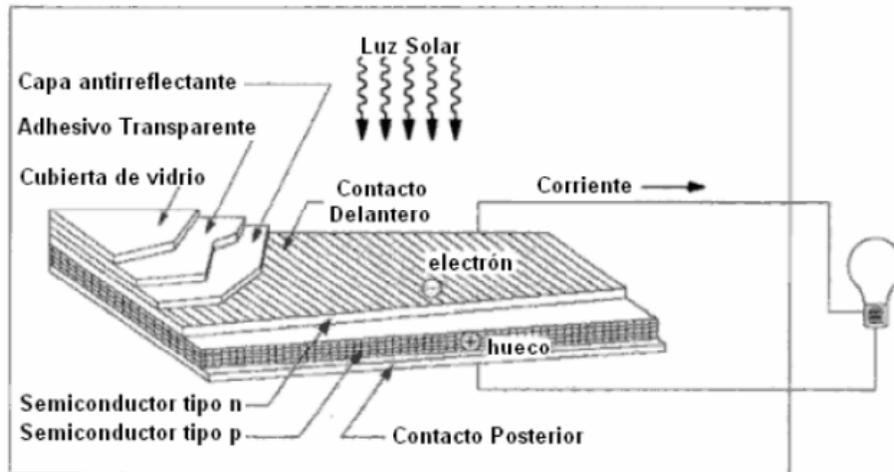


Figura 2.8 Estructura básica de una celda solar con juntura p-n.

## 2.6 Tipos de celdas fotovoltaicas

El silicio es el material más utilizado en la construcción de las celdas fotovoltaicas, aunque también se utilizan otros materiales que proveen buenas características en cuanto a la generación

de energía eléctrica como mayores eficiencias y mayores niveles de tensión por celda entre otros. A continuación se revisan algunos tipos particulares de celdas fotovoltaicas

### 2.6.1 Celdas de silicio cristalino

El silicio es un material muy abundante en la tierra y las celdas construidas a partir de él, han demostrado que son confiables tanto en aplicaciones espaciales como terrestres. Las celdas de silicio han evolucionado desde la convencional juntura p-n hacia diseños y estructuras más complicadas, persiguiendo siempre mejorar la eficiencia al tratar de captar la mayor cantidad de fotones incidentes. Así, se ha mejorado la capa antirrefleтора superficial entre otros. Con estas mejoras se han conseguido eficiencias superiores al 24% en celdas de silicio monocristalino [8].

Las celdas fotovoltaicas comercializadas utilizan dos estructuras de materiales semiconductores. Uno tiene una estructura cristalina uniforme, mientras que el otro presenta una estructura policristalina. Las celdas cristalinas requiere de un elaborado proceso de producción, que consume enormes cantidades de energía eléctrica, haciéndolas más costosas. La versión policristalina se obtiene fundiendo el material semiconductor, el que es vertido en moldes rectangulares, resultando en estructuras cristalinas no uniformes. Los dos tipos de celdas son reconocibles fácilmente a simple vista ya que mientras la estructura monocristalina pose un brillo uniforme, la policristalina muestra zonas de brillo diferentes tal como se muestra en la Figura 2.9 y en la Figura 2.10 [9].



Figura 2.9: Celda de Silicio Monocristalino.



Figura 2.10: Celda de Silicio Policristalino.

### 2.6.2 Películas policristalinas delgadas

Las láminas de silicio han sido enriquecidas mediante dos métodos: un proceso en el cual el silicio aparece mediante una acción capilar entre dos placas de grafito, y otro proceso de redes

dendríticas, donde se arrastra una delgada película de silicio entre dos espaciadores desde una superficie derretida que crece. Una ventaja de las películas policristalinas delgadas es que no hay degradación del rendimiento inducido por la luz. Las láminas delgadas son hechas de arseniuro de galio (GaAs) o de telurio de cadmio (CdTe) y poseen un espesor de 1  $\mu\text{m}$  a 10  $\mu\text{m}$  para absorber el 90% de la luz. La eficiencia estas celdas es mayor que las de silicio de juntas múltiples debido a que poseen bandas prohibidas más grandes. Tanto los semiconductores cristalinos como los policristalinos de silicio pueden ser unidos a un material plástico o de vidrio, que permita el paso de la luz y entregue integridad estructural, además de proveer protección de los elementos en varias aplicaciones en donde el mantenimiento es difícil de realizar, dado que no se necesita hacer nada excepto una limpieza ocasional[9]. En laboratorio se han medido eficiencias del orden del 32,6% en celdas de múltiples juntas. Una ventaja adicional del silicio policristalino es la facilidad con la que grandes estructuras pueden ser hechas. Las conexiones eléctricas de celdas de cristal simple deben ser realizadas cuidadosamente, mientras que en el silicio policristalino pueden ser hechas esencialmente tan grande como se desee.

### 2.6.3 Semiconductores tipo III-IV

Algunos semiconductores tales como el GaAs, GaAlAs, GaInAsP, InSb e InP tienen características excepcionales que ofrecen convertir un tercio (o más) de la energía solar en electricidad. Este tipo de materiales tienen un alto interés tecnológico pues permiten hacer celdas fotovoltaicas de alto rendimiento con relativamente poco material. Por otro lado, en el GaAs se tiene que la concentración intrínseca tiene un valor considerablemente menor que en el silicio ( $E_g=1,43 \text{ eV}$ ), lo que conlleva a que los valores de la tensión de circuito abierto sean mayores en estas celdas que en celdas de silicio.

### 2.6.4 Celdas de simple o múltiple junta

La mayoría de los materiales fotovoltaicos son hechos de una sola capa, con un único material que absorbe la luz... Sin embargo, dadas las diferencias entre las celdas solares en términos de la energía que absorben cada tipo de semiconductor, es ventajoso “apilarlas” en varias capas. Las celdas de distintas bandas prohibidas apiladas una sobre la otra se conocen como celdas de múltiple junta. En la Figura 2.11 se muestra una configuración para una celda solar de múltiple junta.

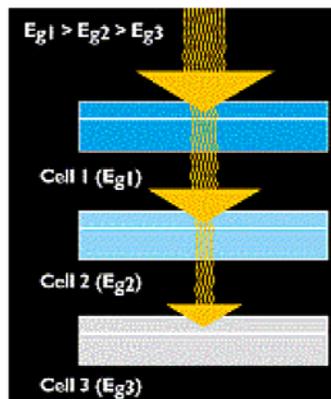


Figura 2.11 Esquema de una celda solar de múltiple junta

Dado que la luz azul tiene una mayor energía que la luz roja, la capa de más arriba remueve la energía de la luz azul mayoritariamente, y del mismo modo la luz menos azulada (o más enrojecida) es removida mientras desciende a través de la secuencia de capas que componen la celda solar de múltiple juntura mostrada anteriormente. Una celda de doble juntura de GaInP sobre GaAs puede llegar a tener una eficiencia sobre el 30% [8].

#### 2.6.5 Materiales amorfos

Algunos paneles fotovoltaicos están formados por una estructura semiconductor que ha sido depositada de forma continua sobre una base metálica laminar. Este proceso permite la construcción de un panel fotovoltaico flexible, permitiendo que pueda adaptarse a superficies que no son completamente planas. La superficie activa de estos paneles no tiene una estructura cristalina, y por ello se le denomina amorfa.

Las celdas solares amorfas de silicio en láminas delgadas presentan una mejor absorción que las de silicio puro pero debido a muchos defectos estructurales, sólo llegan a eficiencias máximas del 11%, y la mayoría de las celdas comerciales no sobrepasan el 8% [9]. Además, las celdas de silicio amorfo se pueden degradar al ser expuestas a la luz del sol. El silicio amorfo es más fácil de fabricar que cristales de silicio enriquecidos, y mediante el uso de varias juntas o capas, estando cada una de ellas “ajustada” para distintas zonas del espectro, una mayor parte del espectro visible se puede usar. Este ajuste es posible gracias a la adición de carbono, que aumenta la banda prohibida, mientras que el germanio la disminuye. Sin embargo, si se agrega demasiado material, la eficiencia de la celda disminuye. Los semiconductores CuInSe<sub>2</sub> y CdTe son también usados en la fabricación de celdas solares.

#### 2.6.6 Celdas sensibilizadas al tinte

M. Grätzel, perteneciente al Politécnico de Lausanne, Suiza, descubrió un sistema de capa fina de dióxido de titanio que es sensible a la radiación ultravioleta y que puede ser fabricado para responder también a la luz común. Una capa de tinte sensible a la luz reviste el semiconductor, y la carga se transfiere de vuelta al tinte desde un electrolito. Las celdas tienen eficiencias razonables, del orden del 10% en condiciones de luz nebulosa, y se proyecta que el costo será muy bajo dado que los materiales pueden ser trabajados a bajas temperaturas, a diferencia de la mayoría de arreglos de celdas solares de otros semiconductores. Otra innovación consiste en usar tintes sobre un sustrato de metal, bastante diferente de lo que ocurre en las celdas solares de silicio. El dispositivo desarrollado por McFarland y Tang tiene múltiples capas sobre películas de metal ultrafino que constituyen un diodo Schottky [8].

#### 2.6.7 Celdas de punto de contacto

La celda de punto de contacto tiene una superficie texturada para reducir la reflexión de la luz incidente y una superficie trasera de espejo, que le permite absorber el 90% de la luz incidente, de esta forma su espesor es de sólo 100  $\mu\text{m}$ . Los contactos están en la superficie trasera, donde no impiden que la luz solar entre, dispuestos en un patrón de diseño de lunares en donde se alternan semiconductores tipo P y tipo N [9]. Además, una capa de óxido de silicio en la superficie previene la recombinación. Estas celdas pueden alcanzar un 22,8% de eficiencia, la que es un poco mayor que las celdas solares de silicio monocristalino convencionales.

### 2.6.8 Celdas solares plásticas

Los baños de tinte sensibles ha sido un avance en la dirección hacia celdas solares más baratas. Si se lograra producir una celda completamente de plástico, los costos podrían ser mucho menores. Un avance en esa dirección fue realizado por un grupo en la Universidad de Berkeley, el que desarrolló materiales receptivos solares de nanotubos plásticos. De esta forma, podría incluso ser posible pintar la superficie de un techo con varas plásticas o adjuntarlas a láminas de plástico que podrían estar unidas a la superficie del techo y hacer que éste se volviera una celda gigantesca para producir electricidad.

En la primera versión de esta celda la eficiencia fue relativamente baja, cercana al 1%, pero la promesa de celdas solares baratas es atractiva. Las celdas de varas plásticas adosadas a láminas plásticas podrían incluso ser colocadas en la ropa así como en los techos o en cualquier parte. La luz del sol cayendo sobre la ropa podría terminar haciendo funcionar la radio, reproductores de MP3 o incluso celulares [8].

### 2.6.9 Nitruro de Indio Galio

Un grupo de investigadores del Laboratorio Lawrence Berkeley y de la Universidad de Ritsumeikan en Japón, encontraron que el semiconductor nitruro de indio galio presenta una banda prohibida de 0,7 eV a 3,4 eV, cercana del máximo que puede ser obtenido desde la luz del Sol (que varía desde el infrarrojo cercano al ultravioleta cercano). Una celda solar de múltiples juntas hecha de nitruro de indio galio podría llegar a tener una eficiencia del 70%, más eficiente que cualquier celda solar actual [8].

Una característica adicional es que el material presenta una resistencia mejorada a la radiación externa. De acuerdo a los autores del estudio, esto le da a las celdas “gran potencial para celdas solares de alta eficiencia de alta radiación para aplicaciones en el espacio” [9].

### 2.6.10 Celdas solares orgánicas

La investigación de materiales fotovoltaicos orgánicos de película delgada es prometedora. Estos materiales son atractivos para los fabricantes porque presumiblemente podrían ser aplicados a otros sustratos similares para otras películas. La eficiencia de las películas delgadas orgánicas actuales es de alrededor del 1%, pero se han logrado en experimentos de laboratorio eficiencia de 2%. Se cree que la eficiencia debería ser 5% o más relativamente pronto [8].

Todas las celdas fotovoltaicas, independiente de cuál sea el material y la tecnología utilizada en la construcción, sufren del efecto Staebler-Wronski, en el que nuevos defectos en el material de la celda surgen a medida que la celda es expuesta a la luz durante las 1.000 primeras horas de operación, lo que tiene el efecto de reducir la generación, y por lo tanto su eficiencia, desde un nivel inicial a un nivel estable que es más bajo.

## CAPÍTULO 3: CARACTERIZACIÓN DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA

Para realizar la caracterización de la planta fotovoltaica lo primero a realizar es evaluar el recurso solar, ya que esto permite estimar la generación esperada de la central. Luego se estudian las características propias de la planta generadora.

### 3.1 El recuso solar

El Sol se considera como una fuente inagotable de energía. La Tierra recibe constantemente la energía del Sol en forma de radiación. La magnitud de esta radiación no es constante en la superficie de la Tierra, siendo más privilegiadas las zonas cercanas al Ecuador, especialmente el norte de África, la Península arábica, la zona suroeste de América del norte, Sudáfrica, Mongolia y el desierto de Atacama.

El norte de Chile tiene características muy favorables para aprovechar el recurso solar, en esa zona la radiación que incide en la superficie terrestre es elevada, debido a su ubicación cercana al ecuador, buen clima con escasa presencia de nubosidad y gran transparencia de sus cielos.

#### 3.1.1 Análisis de la radiación solar

Para conocer la radiación solar en un lugar del planeta es preciso conocer la posición del Sol en el cielo con respecto al observador. Para ello se utiliza el modelo astronómico [10].

Los parámetros utilizados son los siguientes:

- Latitud del punto  $\varphi$ : Esta varía en un rango de  $\pm 90^\circ$ . La latitud del Polo Norte es  $+ 90^\circ$ , la latitud del Polo Sur es  $- 90^\circ$  mientras que, en el Ecuador la latitud es igual a  $0^\circ$ .
- Longitud del punto: Varía en un rango de  $\pm 180^\circ$  del meridiano de Greenwich (Londres)
- Declinación solar  $\delta$ : Varía según la época del año en un rango de  $\pm 23.5^\circ$  entre los solsticios de verano e invierno.
- Ángulo horario  $\omega$ : Depende de la hora del día, y del huso horario con respecto al que se mide la hora. Varía en un círculo de  $360^\circ$ , centrado en el punto a analizar.

El resultado del modelo es la ubicación del Sol en coordenadas esféricas para un sistema de referencia ubicado en el lugar analizado, es decir, se determina el Azimut ( $\gamma$ ) y la altura solar ( $h$ ) del Sol con respecto al observador. En las Figuras 3.1 y 3.2 se observa en forma grafica estos conceptos.

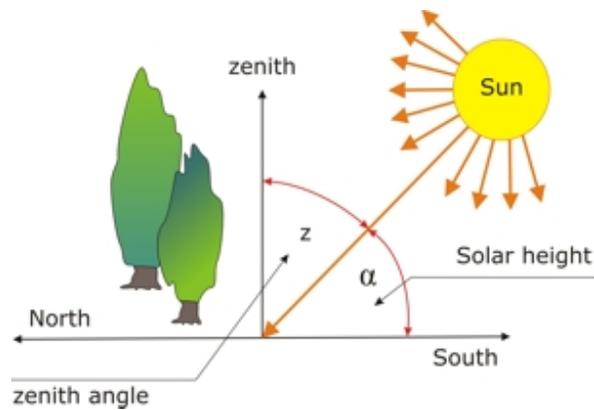


Figura 3.1: La altura solar  $h$  (o  $\alpha$ )

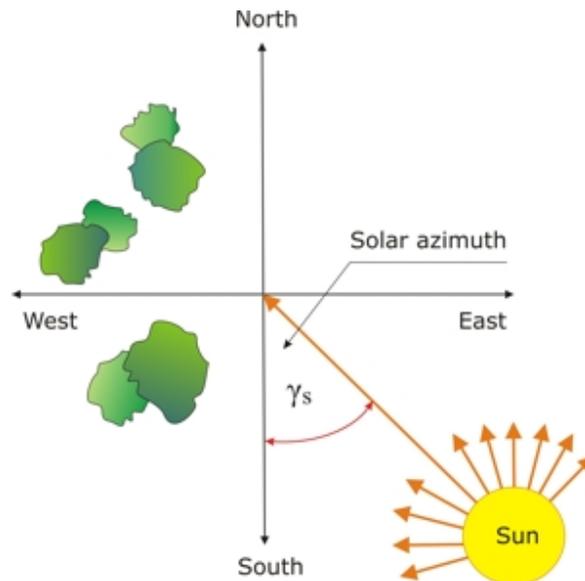


Figura 3.2: El Azimut ( $\gamma$ )

Como primer paso en el cálculo, se determina la hora solar media del lugar a estudiar. Para ello se toma la hora legal, y se corrige de acuerdo a la distancia entre el meridiano del lugar y el meridiano que corresponde al huso horario. El horario de invierno en Chile se rige por la hora del meridiano  $60^\circ$  W, mientras que el horario de verano se rige por la hora del meridiano  $45^\circ$  W. Considerando lo anterior, se calcula la hora solar media con la expresión (3.1):

$$Hr\_solar\_media = Hr\_legal + \left( \frac{Long - Long\_huso}{15^\circ} \right) \quad (3.1)$$

Donde:

$Hr\_solar\_media$ : Hora solar media del lugar

$Hr\_legal$ : Hora oficial del lugar

$Long$ : Longitud del lugar

$Long\_huso$ : Longitud del huso horario del lugar

Luego, se determina el ángulo horario  $\omega$  con la expresión (3.2):

$$\omega = 15^\circ \cdot (Hr\_solar\_media - 12) \quad (3.2)$$

Donde  $\omega$  está medido en grados sexagesimales.

Para determinar la declinación de la Tierra, se emplea la relación aproximada de Cooper expresada en la ecuación (3.3):

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen} \left( 360 \cdot \left( \frac{284+n}{365} \right) \right) \quad (3.3)$$

Donde:

$\delta$ : Declinación solar, en grados sexagesimales

$n$ : Número del día, donde el primero de enero corresponde al día 1, y el 31 de diciembre es el día 365.

Finalmente, la altura solar  $h$  y el acimut  $\gamma$  se determinan a partir del modelo astronómico, usando las expresiones (3.4) y (3.5):

$$h = \arcsen(\text{sen}(\varnothing) \cdot \text{sen}(\delta) + \cos(\varnothing) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega)) \quad (3.4)$$

$$\gamma = \text{sen}^{-1} \left( \frac{\cos(\delta) \cdot \text{sen}(\omega)}{\cos(h)} \right) \quad (3.5)$$

En las que:

$\delta$ : Declinación solar en grados sexagesimales

$\omega$ : Ángulo horario en grados sexagesimales

$h$ : Ángulo de altura solar en grados sexagesimales

$\gamma$ : Ángulo de acimut con respecto al sur en grados sexagesimales.

Una vez conocida la posición del sol, se puede aplicar el modelo de Perrin de Brinchambaut para determinar la radiación Directa (I) y Difusa (D) que llega a un plano paralelo al suelo[11]. Este modelo se basa en relaciones empíricas que determinan la radiación en función de diferentes constantes que dependen de la condición del cielo en el lugar de estudio.

La radiación directa y difusa están determinadas por las ecuaciones (3.6) y (3.7)

$$I = A \cdot \text{Exp} \left( - \frac{1}{B \cdot \text{sen}(h+C)} \right) \quad (3.6)$$

$$D = 125 \cdot K \cdot (\text{sen}(h))^{0,4} \quad (3.7)$$

Donde:

I : Radiación directa en W/m<sup>2</sup>.

D : Radiación difusa o indirecta en W/m<sup>2</sup>.

A, B, C y K : Constantes del modelo.

h : Ángulo de altura solar en grados sexagesimales.

En la tabla 3.1 se definen las constantes del modelo de Perrin de Brinchambaut para las diferentes condiciones atmosféricas. El norte de Chile tiene condiciones muy favorables de claridad atmosférica, debido a la escasa humedad que hay. Por este motivo, el modelo a aplicar será el de cielo limpio.

Constante	cielo limpio	cielo normal	cielo contaminado
A [W/m <sup>2</sup> ]	1210	1230	1260
B	6	3,8	2,3
C [°]	1	1,6	3
K [W/m <sup>2</sup> ]	0,75	1	1,33

Tabla 3.1: Constantes de ajuste para modelo de Perrin de Brinchambaut.

Finalmente, la radiación total está determinada por la suma de las proyecciones de las radiaciones directa y difusa, tal como se aprecia en la Figura 3.3.

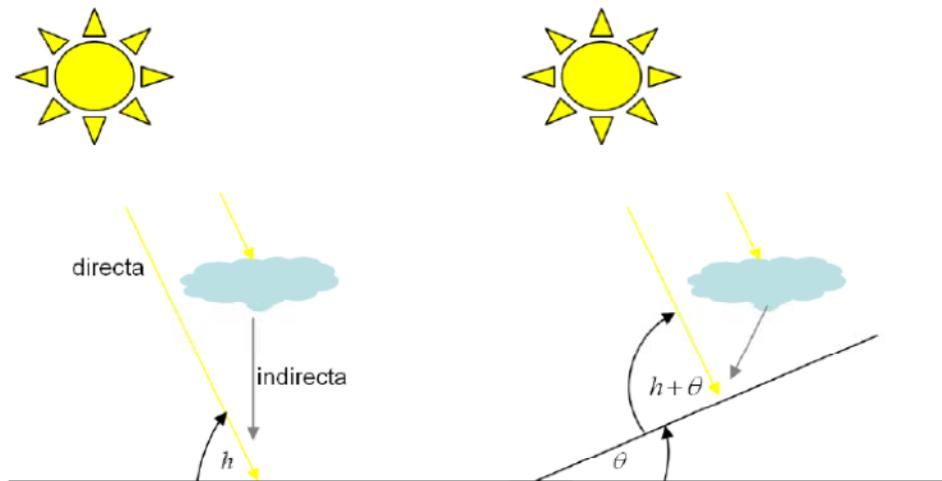


Figura 3.3: Incidencia de radiación directa e indirecta con respecto a un plano inclinado[12]

La expresión de la radiación total se rescata en la expresión (3.8):

$$G = I \cdot \text{sen}(h + \theta) + D \quad (3.8)$$

Donde:

G: Radiación global en W/m<sup>2</sup>

θ : Ángulo del plano con respecto al suelo, en grados sexagesimales

La radiación global que incide en un plano depende del ángulo de inclinación de éste con respecto a la superficie terrestre en ese punto, alcanzando su máximo cuando la suma de  $h$  y  $\theta$  es 90°. Esto se logra con sistemas de seguimiento solar, que permiten que en todo momento que se cumpla esta condición.

### 3.2 Centrales fotovoltaicas

#### 3.2.1 Generación fotovoltaica en la actualidad

En cuanto al estado del arte de la generación en base a tecnología fotovoltaica, o PV (del inglés), se tiene que en el mundo existen sistemas conectados a red con diferentes configuraciones y variados tamaños, que van desde unos cuantos kW a decenas de MW, ya sea con estructuras fijas o con seguimiento solar, tanto de uno como de dos ejes. Además, por sus características propias los sistemas fotovoltaicos son altamente modulares. Las celdas más utilizadas siguen siendo las de Silicio mono y policristalino, siendo una tecnología bastante madura y con eficiencias razonables. En la tabla 3.2 se presenta los tipos de celdas más utilizadas.

	TECNOLOGÍA	SILICIO AMORFO		CdTe	CIGS
	CRISTALINA ESTÁNDAR	a-Si	a-Si/ $\mu$ -Si		
Eficiencia actual de los módulos	13% - 19%	5,5% - 6,5%	9% - 11%	10% - 11% /	8% - 11%
Precio de los módulos (€/Wp)	2,2 - 2,6	1,8 - 2	1,9 - 2,1	1,5 - 2	1,9 - 2,1
Cuota de mercado actual	90%	3,9%		2,7%	0,2%
Principales ventajas	Tecnología madura Cadena de suministro establecida	Tecnología con experiencia	Similar a procesos probados de producción de dispositivos TFT & LCD	Eficiencia relativamente alta  Bajos costes de producción	Fácilmente implementable en sustratos flexibles
	Alta eficiencia	Buen comportamiento frente a la temperatura		Buen comportamiento frente a la temperatura	Eficiencia relativamente alta
	Principales inconvenientes	Alta dependencia de los precios de las materias primas	Baja eficiencia	Menores expectativas de mejora de eficiencia a largo plazo	Potencial toxicidad del Cd
Deficit potencial de telurio				Deficit potencial de telurio	Deficit potencial y elevado coste del Indio
			Experiencia limitada	Experiencia limitada	Experiencia limitada

Tabla 3.2: Características de las celdas fotovoltaicas

Dentro de la generación fotovoltaica también existe una variante con concentración solar (CPV) que mediante el uso de lentes Fresnel, concentra la luz solar unas 250 a 1000 veces, utilizando solo 1cm<sup>2</sup> de celda por unidad.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red han ido creciendo tanto en la cantidad de instalaciones como en el tamaño de las mismas. Así, para 2010 la central fotovoltaica más grande se encontraba en Ontario Canadá con una potencia de 80 MW. Al año 2010 se cuenta con una capacidad total de 27 GW de paneles fotovoltaicos instalados en el mundo, lo que corresponde tan solo al 1% de la energía generada. En Chile sólo existen aplicaciones a menor escala, no conectadas a la red. En la Figura 3.4 se aprecia cómo ha crecido la capacidad instalada a escala mundial en los últimos años hasta fines de 2009.

## Energía Fotovoltaica Instalada 1995 - 2009

FUENTE: RNE21 - RENEWABLES 2010 GLOBAL STATUS REPORT

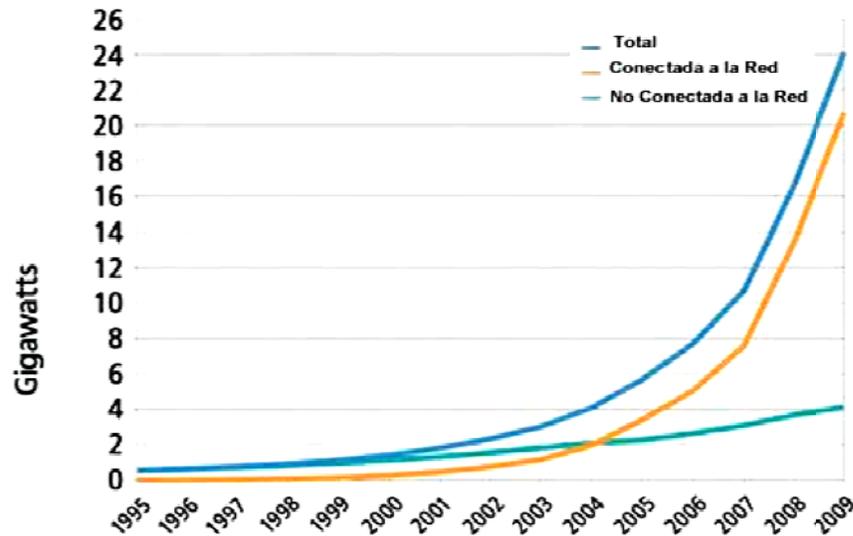


Figura 3.4: Capacidad instalada en base a tecnología Fotovoltaica.

En la tabla 3.3 se listan las plantas más grandes a nivel mundial en operación a diciembre de 2011[15]. Si bien el tamaño de las plantas ha ido aumentando con el avance de los años, hay que señalar que la totalidad de las 50 plantas más grandes a nivel mundial se construyeron o entraron en operación después de 2008, principalmente por el apoyo al desarrollo de esta tecnología y la baja en los precios de los módulos fotovoltaicos.

Potencia	País	Localización	Central	Año
100 MWp		Ucrania, Perovo	Perovo I-V PV power plant	2011
97 MWp		Canadá, Sarnia	Sarnia PV power plant	2009-2010
84,2 MWp		Italia, Montalto di Castro	Montalto di Castro PV power plant	2009-2010
82 MWp		Alemania, Senftenberg	Solarpark Senftenberg II,III	2011
80,245 MWp		Alemania, Finsterwalde	Solarpark Finsterwalde I,II,III	2009-2010

Tabla 3.3: Centrales fotovoltaicas de mayor tamaño en el mundo

Es importante visualizar cual ha sido el comportamiento del mercado en cuanto a la oferta de módulos fotovoltaicos. El mercado de la Energía solar fotovoltaica se ha expandido desde los 2.500 MMUSD (millones de dólares) en el año 2000 a los 71.200 MMUSD en 2010, con una tasa de crecimiento anual del 40%, y se proyecta que para 2020 sea de 113.600 MMUSD [27].

Por otro lado, los costo promedio de un sistema fotovoltaico se han reducido drásticamente de los 9 USD/Wp (watt peak o watt pico) en el año 2000 a los 4,82 USD/Wp para 2010, cayendo los precios más del 30% en 2009 y un 10% adicional en 2010. Considerando que es un

tecnología en plena expansión, los precios deberían seguir disminuyendo a futuro, prueba de esto es que en Septiembre de 2011, algunos módulos de fabricación china bajaron por primera vez de la barrera de los 1 Euro/ Wp. Además, se proyecta la reducción en los costos de inversión para esta década, los cuales podrían descender del rango actual (4.000 US\$/kW – 6.000 US\$/kW) a los 1.200 US\$/kW – 1.800 US\$/kW en 2030, pudiendo alcanzar reducciones significativas de 40% en 2015 y 50% en 2020. De esta manera, se puede afirmar con seguridad que el costo de la Energía Fotovoltaica se iría reduciendo, mientras que el precio de la electricidad podría aumentar en función del crecimiento de la demanda, de la inflación positiva y del costo de los combustibles.

En la Figura 3.5 se muestra la curva de aprendizaje de la tecnología fotovoltaica, que refleja los costos de las celdas en la última década, observándose una tendencia a la baja.



Figura 3.5: Evolución de los costos de celdas fotovoltaicas

En la Figura 3.6 se muestra una grafica que permite ver cómo ha evolucionado este mercado y su gran expansión y desarrollo luego de una pequeña crisis de abastecimiento registrada entre 2006 y 2008, que se superó con el aumento de la capacidad instalada y la creación de nuevas plantas para procesar el Silicio y la construcción de paneles fotovoltaicos.

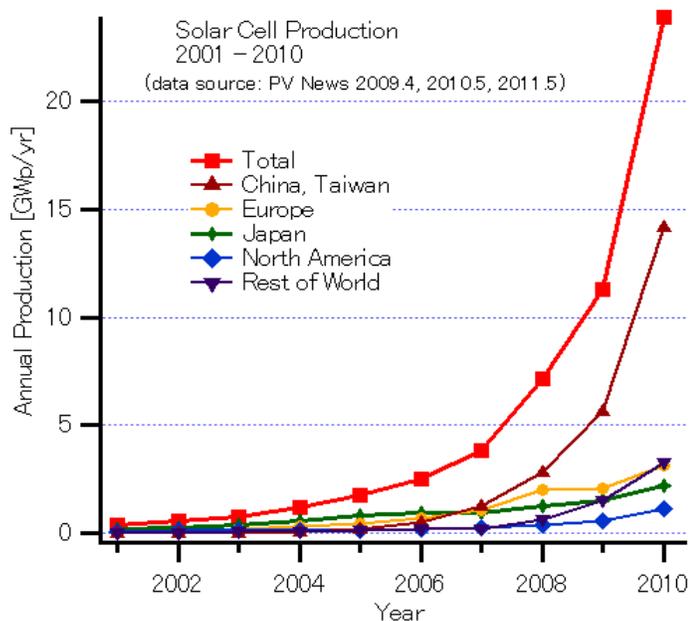


Figura 3.6: Producción Anual de Celdas Fotovoltaicas [26]

Se aprecia también la importancia que ha tomado desde 2008 China en la producción de celda fotovoltaica, aumentando la producción anual más del 200% en sólo dos años. Se espera que esta industria siga con el mismo dinamismo en el futuro.

### 3.2.2 Componentes de una instalación fotovoltaica

Una instalación fotovoltaica conectada a red cuenta típicamente con los siguientes componentes principales:

- Celda Fotovoltaica
- Modulo Fotovoltaico
- Rama o String
- Seguidores
- Inversor
- Centros de transformación, seccionamiento y medida.

#### 3.2.2.1 Celda Fotovoltaica

La celda fotovoltaica es el elemento base del proceso de transformación de la radiación solar en energía eléctrica debido al efecto fotoeléctrico. Esta celda está formada por una delgada lámina de un material semi-conductor, que puede corresponder a diferentes materiales, entre ellos el Teluro de cadmio o más comúnmente por silicio. Se trata del mismo silicio utilizado en la industria electrónica, cuyo costo es todavía elevado. Actualmente el material más utilizado es el silicio mono-cristalino, que presenta un buen comportamiento y tiene gran durabilidad en el tiempo.

Normalmente, La celda fotovoltaica de silicio es de forma cuadrada, redondeada en las esquinas, de aproximadamente 10 cm. de lado y con un grosor que varía entre los 0,25 y los 0,35mm. La superficie total es de más o menos 100 cm<sup>2</sup>.



Figura 3.7 Celda solar.

### 3.2.2.2 Modulo Fotovoltaico

El modulo fotovoltaico lo componen varias celdas dispuestas geométricamente, en configuraciones serie/paralelo unas con otras, mediante circuitos eléctricos conectados a los polos positivos y negativos de cada celda.



Figura 3.8 Módulo Solar o Panel Fotovoltaico.

La estructura de estos módulos se refleja en la siguiente Figura 3.9:

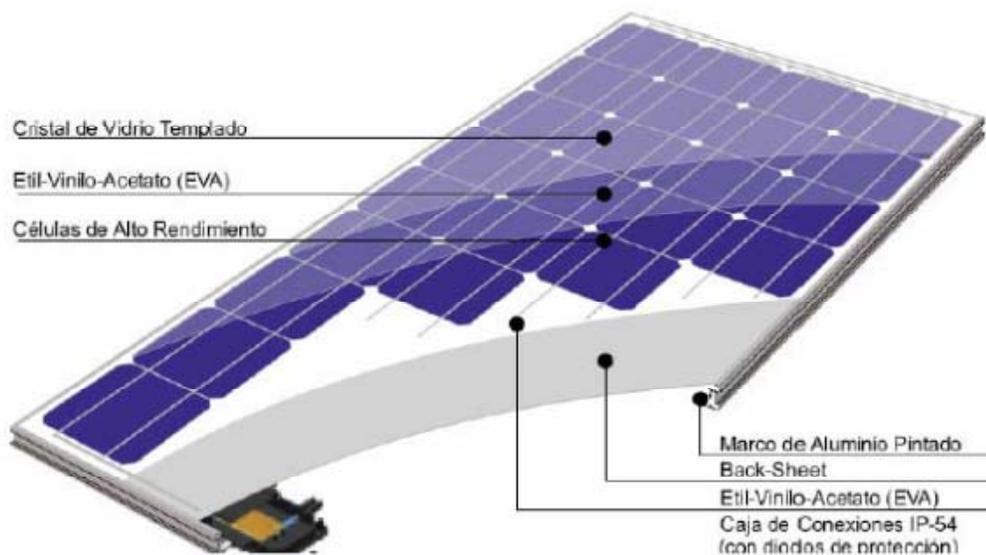


Figura 3.9: Estructura del módulo solar.

Además de las celdas solares y los circuitos eléctricos que las unen, los módulos están formados por:

- Marco de aluminio, para proporcionarle cierta rigidez mecánica a la estructura.
- Vidrio solar, normalmente templado, para darle protección al módulo.
- Encapsulado EVA, que lo protege frente a la humedad.
- TEDLAR, que proporciona el aislamiento eléctrico y además, es un sello contra humedad.

El panel está caracterizado por su rendimiento y las curvas de las variables eléctricas descritas en el capítulo 2.4.2. Estos valores se miden bajo las condiciones estándares de medidas ( $1000 \text{ W/m}^2$  y  $25^\circ \text{C}$ )

Los módulos están diseñados con todas las medidas de protección para soportar temperaturas extremas, propias de zonas como el desierto de Atacama.

### 3.2.2.3 Rama o String

Se denomina Rama o String a la conexión en serie de un grupo determinado de módulos. Estas ramas se conectan en una caja de conexiones, procurando un buen dimensionamiento en el cableado para producir la menor caída de tensión y minimizar las pérdidas Joule.

El cálculo del número de módulos que se conectan en serie depende del rango de tensiones de funcionamiento en máxima potencia del inversor, de esta forma, al conectar los módulos en serie se irán sumando las tensiones de los mismos hasta situarse dentro de los rangos adecuados del inversor. Asimismo, también se toman en cuenta los voltajes en el punto de máxima transferencia de potencia y las correcciones por temperatura, considerando situaciones extremas, además de las condiciones de operación normal de los paneles.



Figura 3.10: Rama o Configuración de paneles fotovoltaicos.

### 3.2.2.4 Seguidores

Los paneles fotovoltaicos se montan sobre estructuras que constituyen el soporte de los mismos. Dichas estructuras van colocadas sobre apoyos generalmente de hormigón bajo diferentes formas como micropilotes, zapatas, zapatas corridas o losas [35].

El tipo de estructuras depende del tipo de seguimiento que se realice del sol en su avance a lo largo del día. De esta forma, se encuentra tres tipos de tecnología:

**Estructuras Fijas:** poseen con un ángulo de inclinación determinado principalmente por la latitud de la instalación y con una orientación sur para el montaje de los módulos, su disposición es en forma de hileras una al lado de la otra.



Figura 3.11: Estructura Fija

**Seguimiento en un eje,** para el cual existen dos modalidades:

**Eje horizontal:** Sistema en el cual se orientan determinada cantidad de filas de módulos con un solo motor para realizar el seguimiento del sol a través del día (movimiento este-oeste), su disposición es de forma lineal uno al lado del otro.

**Eje inclinado:** igual que el sistema anterior, con la diferencia que los módulos están inclinados según la latitud del emplazamiento. El seguimiento del sol también se realiza de este a oeste.



Figura 3.12: seguidor de un eje Horizontal.

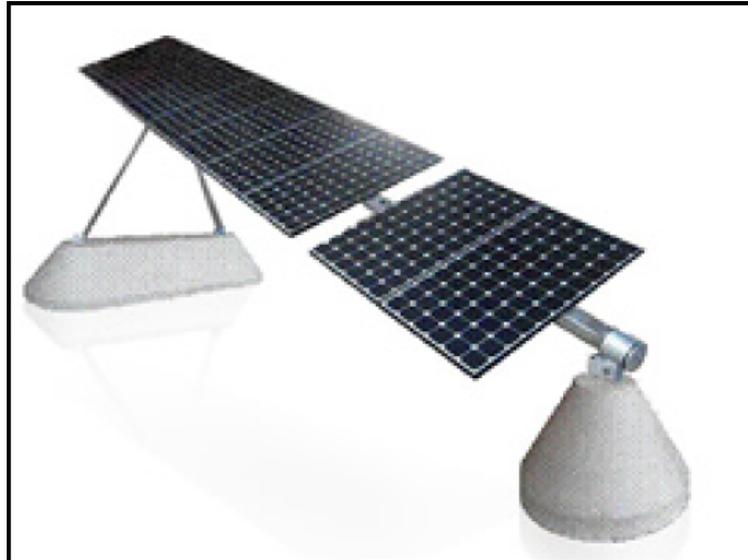


Figura 3.13: Seguidor en un eje inclinado.

**Seguimiento de dos ejes**, sistema que orienta cierta cantidad de módulos para el seguimiento del sol, en forma acimutal y altitudinal, correspondientes al movimiento diario y anual del sol. Su disposición puede ser rectilíneo ó matricial y/o tresbolillo o matricial desplazada [35].



Figura 3.14: Seguidor de 2 Ejes.

#### 3.2.2.5 Inversor

El inversor es un dispositivo eléctrico de potencia que convierte la corriente continua en corriente alterna a una frecuencia determinada mediante un puente IGBT, el cual produce pulsos secuenciales en la corriente continua, dando lugar a una onda de tipo sinusoidal, con lo que se consigue la conversión a corriente alterna.

La capacidad nominal de cada inversor y la configuración de las ramas determinan cuántas de éstas estarán conectadas a cada inversor. El inversor funciona mediante seguimiento del punto de máxima potencia en cada momento, de forma que optimiza los valores de entrada de intensidad y tensión en corriente continua., haciendo la conversión más eficiente.

En su interior la llegada es en corriente continua, conectado a un interruptor, el cual es controlado por el inversor y al detectar fallas de aislamiento, abre el circuito. También tiene un sistema de protección a la salida de corriente alterna, el cual abre el circuito en caso de fallas u oscilaciones en la línea.



Figura 3.15: Inversor

Los inversores para estas aplicaciones poseen un banco de condensadores, el cual permite corregir el factor de potencia de la instalación y llevarlo a un valor cercano a 1, además de un sistema de monitorización que permite consultar las diferentes variables del sistema y un sistema de comunicación para monitorización a distancia.

Por otra parte, los inversores están provistos de ventilación forzada, ya que siempre se produce un aumento de temperatura propio de la electrónica de potencia del sistema y la temperatura ambiente. La ventilación forzada es necesaria para evitar la desconexión del inversor por aumento de la temperatura.

#### 3.2.2.6 Centros de transformación, seccionamiento y medida.

Luego de la conversión a Corriente Alterna es necesaria la evacuación de esta energía. Para ello se requiere de centros de transformación, seccionamiento y medida. La distribución en baja tensión se realiza disponiendo tramos desde los inversores hacia los centros de transformación y protección, y desde los centros de transformación hacia el centro de seccionamiento y medida, donde sale una línea aérea para la evacuación de energía.

El centro de Transformación y medida está compuesto por un transformador elevador más las protecciones en corriente alterna para la instalación. Aquí, se eleva la tensión a un valor conveniente para la conexión con la red en media tensión, usualmente 23 kV, además, están presentes los dispositivos de protección necesarios para proteger la instalación de posibles fallas.

El centro de seccionamiento y medida está compuesto por celdas de media tensión, donde se agrupan todas las líneas provenientes de los centros de transformación para formar la línea de evacuación. En este lugar, se disponen de mecanismos de seccionamiento para sincronizarse a la

red y desconectarse en caso de alguna falla proveniente de esta. Finalmente, también se dispone de equipos de medida para registrar las variables eléctricas y medir la energía generada.

### **3.3 Caracterización de la central fotovoltaica**

#### **3.3.1 Potencia nominal de la planta**

La central fotovoltaica considerada en la evaluar económicamente tiene un tamaño mediano, con una potencia nominal de 30 MWp (MW de potencia Peak) y se conecta mediante las redes de distribución al sistema interconectado del Norte Grande (SING).

#### **3.3.2 Localización**

La ubicación óptima de un proyecto fotovoltaico depende de la evaluación de diferentes factores tales como:

- Radiación incidente: Mientras mayor sea la radiación del lugar mayor será la energía generada.
- Condiciones climáticas del lugar: Mientras más días de sol al año mayor será la producción de energía. También influye en la generación de la planta la temperatura del lugar, pues a mayor temperatura, mayores son las pérdidas por este concepto. Por otro lado, vientos muy fuertes implican que los seguidores, por seguridad, adopten una posición horizontal disminuyendo la producción de energía. Además, las tormentas de arena y el polvo en suspensión contribuyen a una mayor suciedad de los paneles por lo que su generación también sería menor.
- Cercanía con redes de transmisión y centros de consumo: Es importante que la ubicación de una central esté cerca de redes de transmisión y centros de consumo para poder evacuar toda la energía generada a la red y disminuir los costos asociados a la interconexión y/o a la construcción de una nueva línea para tales efectos.
- Disponibilidad de terreno: Se debe disponer de un terreno amplio con buenas vías de acceso para la construcción y posterior operación de la planta.

Por lo anterior, se considera óptima la ubicación de la central en las cercanías de la ciudad de Calama, en la II región del país, ya que el lugar posee una gran radiación incidente, buenas condiciones climáticas, está cerca de redes de transmisión y centro de consumo y, existen la disponibilidad de terreno no destinado a otro uso, tales como agricultura o uso industrial, además de la existencia de vías de acceso al lugar. La Figura 3.16 muestra un mapa con la ubicación considerada, siendo las coordenadas geográficas las siguientes:

- Latitud : 22,44° Sur
- Longitud: 68,87° Oeste



Figura 3.16: Ubicación Planta Fotovoltaica

### 3.3.2.1 Descripción del SING

EL SING cuenta a Diciembre de 2011 con una capacidad instalada de 4.550 MW, es casi en su totalidad un parque exclusivamente termoeléctrico y sus consumos son principalmente los provenientes de la gran minería. En la Figura 3.17 se presenta el diagrama unilineal simplificado de este sistema eléctrico.

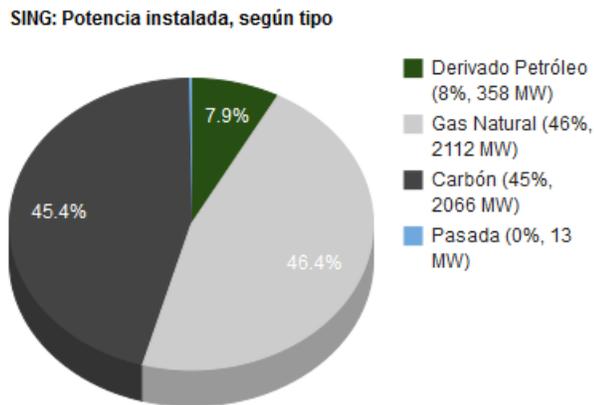


Figura 3.17: Diagrama unilineal simplificado del SING [16]

Por otro lado, en la Figura 3.18 se muestra la composición del parque generador según el tipo de combustible utilizado en la generación (estadística a diciembre de 2011).

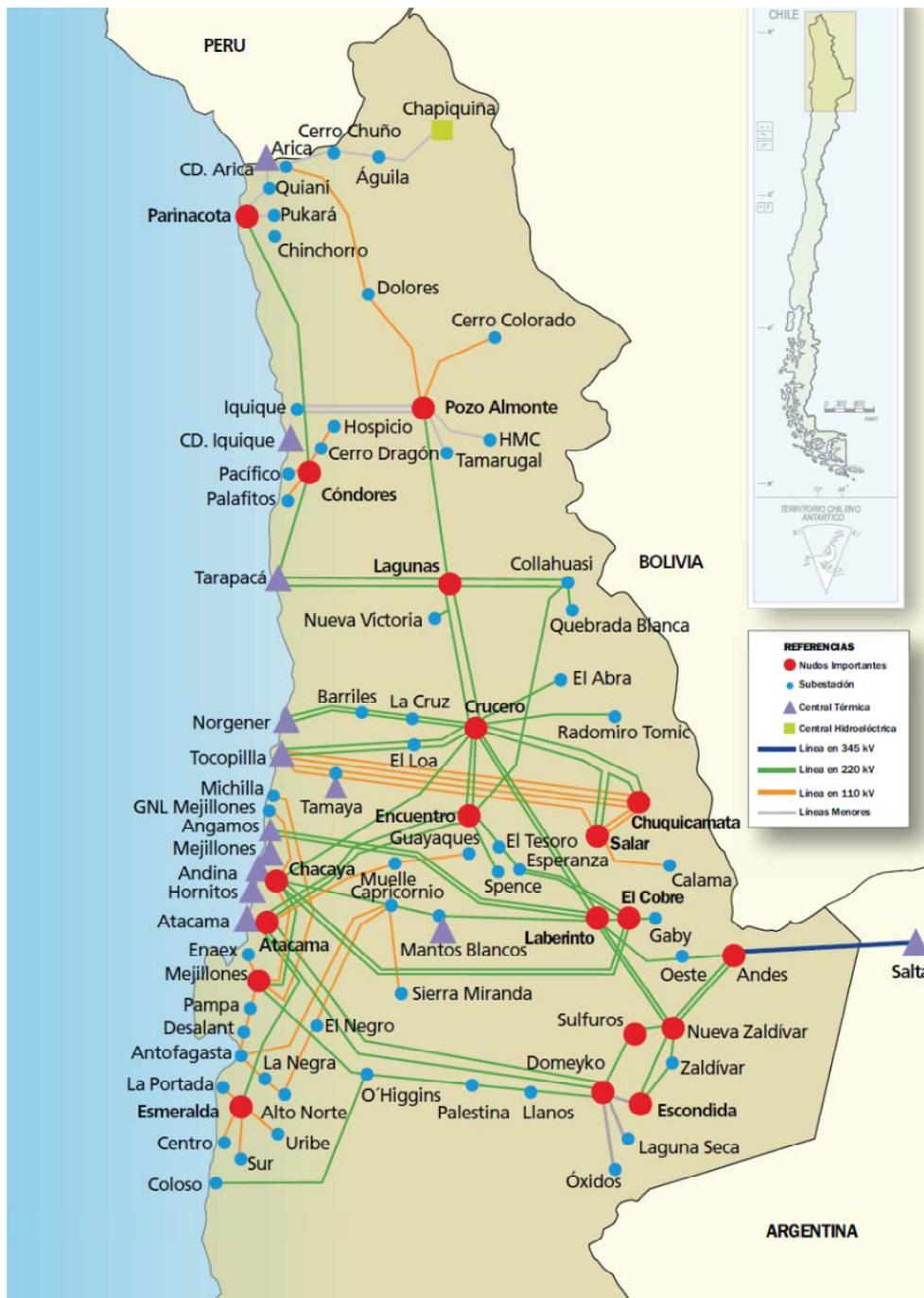


Figura 3.18: Potencia Instalada SING, según tipo de combustible [17]

### 3.3.2.2 Costo de generación en el SING

El costo de generación del sistema se refleja en costo marginal o CMg, y es el costo que incurre el sistema para proveer una unidad adicional de energía en cada instante de tiempo. En la práctica, como el despacho de los generadores lo realiza el CDC<sup>1</sup> de cada CDEC<sup>2</sup> en orden creciente de costos, el costo marginal se define como el costo variable de la unidad generadora más cara que se encuentra operando para abastecer la demanda en un instante determinado, y

<sup>1</sup> CDC es la sigla para Centro de Despacho y Control.

<sup>2</sup> CDEC son los Centros de Despacho Económico de Carga, hay uno por cada sistema interconectado.

corresponde al precio horario en que se valorizan las inyecciones y retiros de todas las empresas generadoras del sistema.

En la Figura 3.19 se muestra la evolución del costo marginal expresado en USD/MWh para el período comprendido entre Enero de 2000 y Enero de 2012. Los costo marginales presentan un comportamiento más o menos estable hasta 2004, año en que se gatilla la crisis del gas natural Argentino, y luego en 2006 se aprecia un aumento sostenido por el reemplazo de esta generación con Gas Natural a Diesel, observándose algunos precios sobre los 200 USD/MWh. Para el año 2011, el costo marginales promedio en la barra Quillota 220 kV fue de 182 USD/MWh, mientras que para la barra Crucero 220 kV fue de 96 USD/MWh. Lo anterior debido principalmente a los costos de combustibles en el caso del SING y a la condición hidrológica del año 2011, que fue bastante seca habiendo de por medio un decreto de racionamiento (DS-26 de 2011).

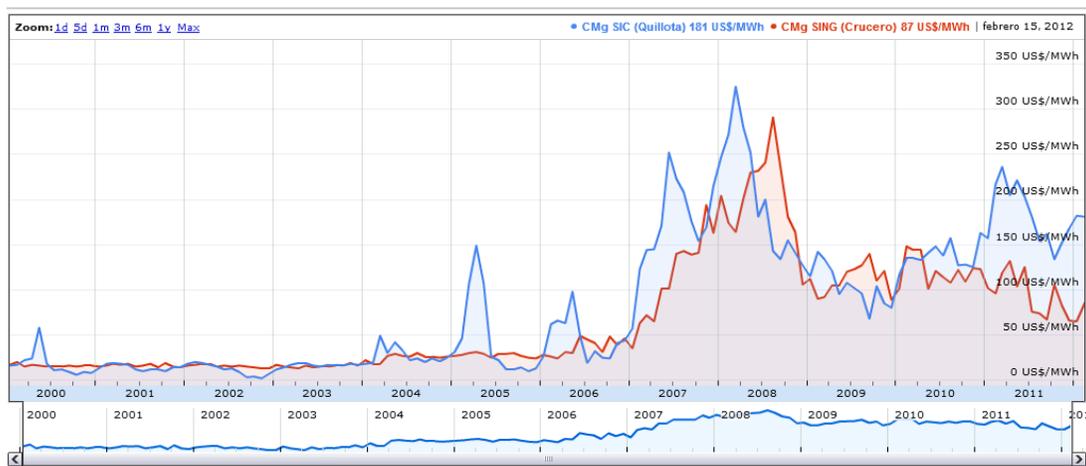


Figura 3.19: Costos marginales en el SIC<sup>3</sup> y el SING

### 3.3.3 Estimación de la radiación solar

Luego de determinar los parámetros de entrada del modelo astronómico visto en la sección 3.1.1, estos se incorporan al modelo de Perrin de Brinchambaut para determinar la radiación incidente en el lugar de asentamiento de la planta. De esta forma, se calcula para cada instante del día y para todos los días del año la Radiación Directa, la Radiación Difusa y la Radiación Global Horizontal.

En la Figura 3.20 se presentan los resultados de la estimación realizada, en ella se observa la gran variabilidad de la Radiación Global Horizontal a lo largo del año variando de los 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/día en invierno a los 8,5 kWh/m<sup>2</sup>/día en verano. Además, se presenta el valor que alcanza esta radiación para un sistema con inclinación fija de 23° y para otro sistema con seguimiento en dos ejes, para aprovechar de esta forma mejor la radiación incidente.

<sup>3</sup> SIC es el Sistema Interconectado Central.

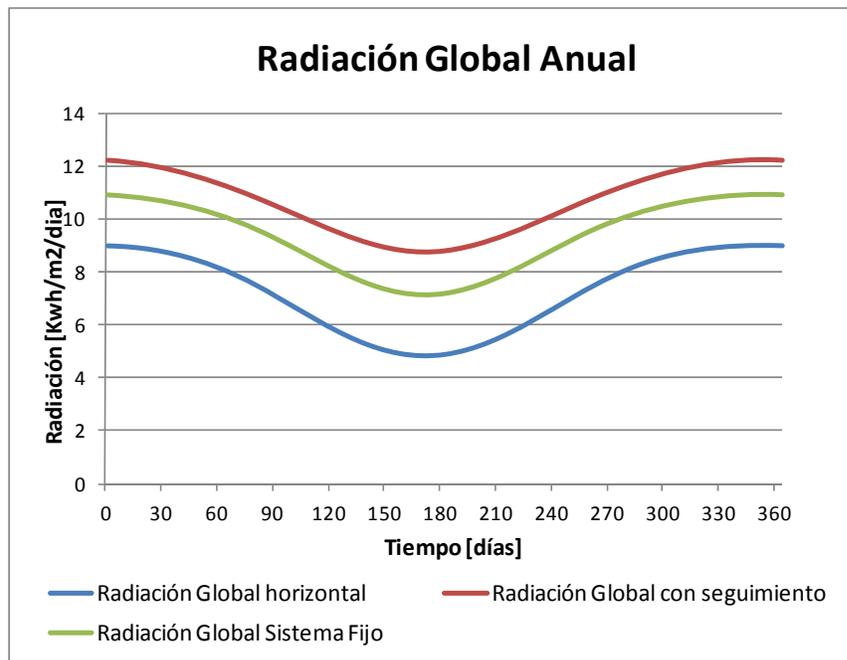


Figura 3.20: Radiación Global Anual

A modo de comparación, el promedio anual de la radiación global horizontal para esta zona es de 7,22 kWh/m<sup>2</sup>/día, en España es de 5,5 kWh/m<sup>2</sup>/día, y en Alemania es de 2,8 kWh/m<sup>2</sup>/día, mientras que el promedio a nivel mundial de radiación global horizontal es de 4,5 kWh/m<sup>2</sup>/día, constatándose el gran potencial energético solar del Norte de Chile.

En la Figura 3.21 se muestra la comparación de los resultados de la Radiación Global Horizontal obtenidos con el modelo de Perrin de Brinchambaut y la información registrada por la NASA en 2003 para la misma ubicación [32]. Se observa que el modelo es bastante representativo de los niveles de radiación en la zona. Lo anterior por las condiciones del cielo limpio y despejado, para la mayor parte del tiempo, a excepción de enero y febrero donde se presenta el efecto del invierno boliviano. Asimismo, en [10] se valida este mismo modelo con datos reales de la localidad de San Pedro de Atacama.

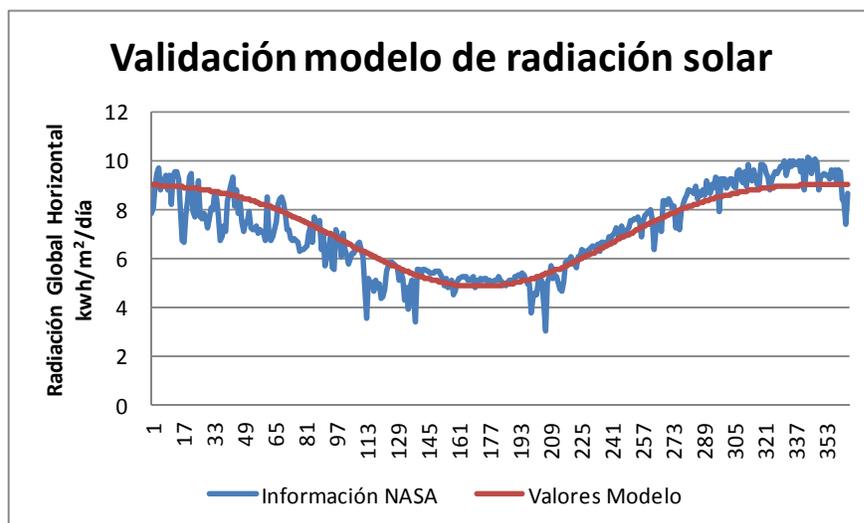


Figura 3.21: Validación modelo de radiación solar.

En las Figuras 3.22 y 3.23 se muestra como varía la Radiación Global Horizontal, la Radiación Directa (I) y Difusa (D) a lo largo del día, para dos diferentes días del año: el 20 de Enero y el 20 de Julio respectivamente.

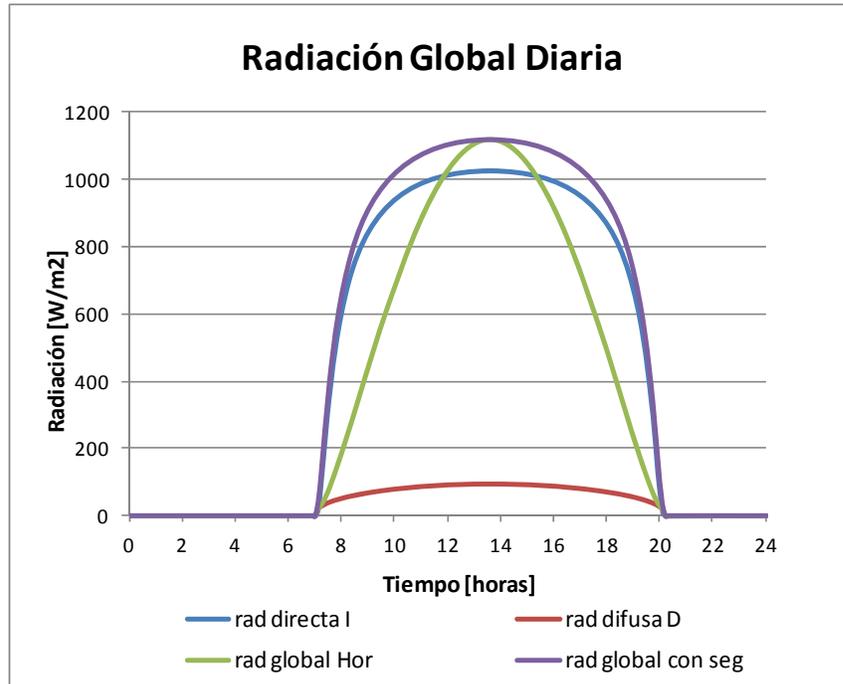


Figura 3.22 Radiación Global Diaria en verano (20 de Enero).

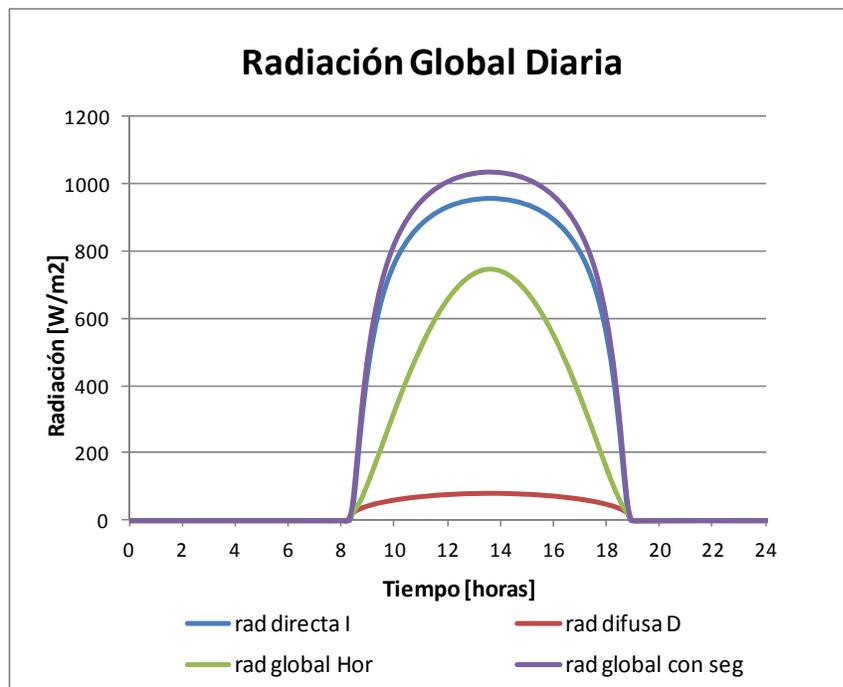


Figura 3.23 Radiación Global Diaria en invierno (20 de Junio).

Se aprecia que las formas de las curvas son similares, disminuyendo desde luego en invierno las horas de sol y los peak de radiación incidente. El cambio más significativo se observa en la

Radiación Global Horizontal, de ahí la importancia de la inclinación adecuada de los paneles para maximizar la radiación incidente.

### 3.3.4 Orientación de los paneles

La orientación de los paneles se realiza hacia el Sur en el Hemisferio Norte y hacia el Norte en el Hemisferio Sur mirando siempre hacia el Ecuador y teniendo como referencia el mediodía solar.

La inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos depende de:

- La latitud del lugar donde se van a instalar.
- La tipología de la instalación, según sea ésta conectada o aislada de la red.

En la Figura 3.24 se aprecia la trayectoria del Sol a lo largo del día para cada estación del año.

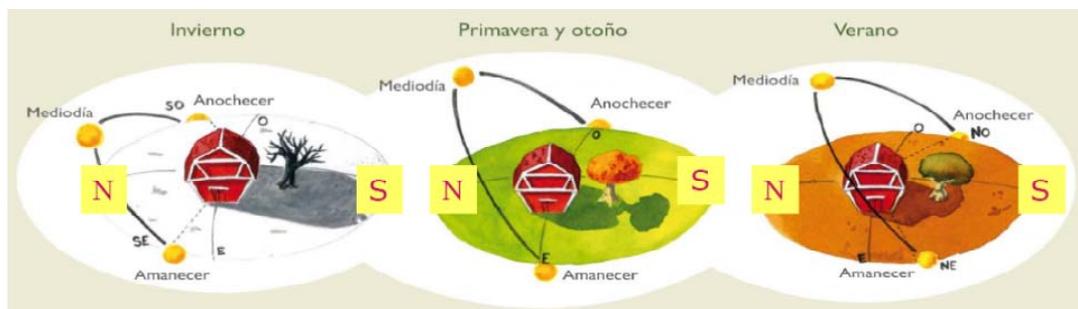


Figura 3.24: Recorrido del sol en el Hemisferio Sur.

En instalaciones conectadas a la red se persigue la máxima producción anual, por lo que los paneles se inclinan usualmente con un ángulo un poco inferior que la latitud del lugar, mientras que en instalaciones aisladas se ha de garantizar el suministro de electricidad durante todo el año, especialmente en los meses de invierno que son los más críticos, así la inclinación en estas instalaciones es de  $+10^\circ$  a  $+15^\circ$  sobre la latitud del lugar para aumentar la captación en invierno.

En Calama, la inclinación aceptable estaría en torno a los  $20^\circ$  o  $23^\circ$  sobre la horizontal. Así, la inclinación óptima considerada para un sistema fijo es de  $23^\circ$ .

### 3.3.5 Características de los paneles

Los Paneles solares a considerar son los de silicio monocristalino, esta tecnología es más desarrollada y probada, tiene un amplio uso en el mercado internacional y su eficiencia es una de las más elevadas.

Los paneles se caracterizan por la potencia peak, tolerancia de los módulos, intensidad o corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto y tensión nominal, además de la intensidad y tensión en el punto de máxima potencia, y la eficiencia de los paneles, entre otros.

Una de las características más importante de los paneles es la eficiencia, ya que a mayor eficiencia, se requiere menor superficie para montar los paneles.

Una segunda característica importante es el Factor de pérdidas por temperatura, ya que en países con latitudes entre 35° y 0°, los módulos alcanzan temperaturas bastante elevadas, repercutiendo bastante en la producción de energía. Estos valores son similares para la misma tecnología pero difieren entre una tecnología y otra. Así, por ejemplo, un panel con celdas de silicio amorfo presenta un 40% menos de pérdidas por aumento de la temperatura que un panel con celda de silicio policristalino.

En la tabla 3.3 se señalan las características técnicas de un panel fotovoltaico<sup>4</sup>:

<b>Datos de Panel Fotovoltaico</b>		
Fabricante	SHARP	
Modelo	UN-E235E1	
Tipo de Célula	Si-mono	
	Valor	Unidad
<b>Características del panel (STC)</b>		
Potencia Nominal	235	Wp
Tolerancia	+10/-5	%
Tensión máxima admisible	1000	V
Intensidad de Cortocircuito	8,6	A
Tensión de circuito abierto	37	V
Intensidad punto máxima potencia	7,84	A
Tensión punto de máxima potencia	30	V
Eficiencia del Panel	13,5	%
<b>Parámetros técnicos</b>		
NOTC	47,5	°C
Coefficiente de T° de intensidad de cortocircuito	0,53	%/°C
Coefficiente de T° de tensión de circuito abierto	-0,13	%/°C
Coefficiente de T° de la potencia	0,485	%/°C
<b>Características físicas</b>		
Longitud del panel	1652	mm
Anchura del panel	994	mm
Profundidad del panel	46	mm
Superficie del panel	1,642	m <sup>2</sup>
Peso	20	kg

Tabla 3.3: Datos técnicos de un panel fotovoltaico

Las siglas STC hace referencia a las condiciones estándares de prueba: radiación de 1000 W/m<sup>2</sup>, espectro solar AM (1,5) y Temperatura de 25°C. Por otro lado, la sigla NOTC indica la temperatura y las condiciones normales de operación de las celdas.

### 3.3.6 Configuración de la central

A partir de las características de los paneles de Silicio monocristalinos considerados en la sección anterior, se diseña un esquema básico de una planta fotovoltaica en el cual cada rama está compuesta por 48 paneles llegando a una potencia máxima de 11,28 kWp (kW Peak). Como el diseño de este tipo de plantas en bastante modular resulta conveniente estructurarla mediante 30

<sup>4</sup> Para mayor detalla ver Anexo C.

instalaciones más pequeñas, todas de similares características, cada una con 1 MW de capacidad nominal. La configuración básica se realiza sobre la agrupación de estos 48 paneles montados sobre un seguidor de 2 ejes y conectados todos ellos a un centro de transformación de 1000 kW. De esta forma, cada una de estas instalaciones tendrá 4800 módulos montados en 100 seguidores de dos ejes. Finalmente, la instalación completa contempla 144.000 paneles montados en 3.000 seguidores y 30 centros de transformación, totalizando en conjunto 33,84 MWp, que corresponderá a 30 MW de potencia nominal. La superficie total de la instalación corresponde a 200 hectáreas.

El campo solar, que es la superficie expuesta a la radiación solar (superficie de los paneles fotovoltaicos) determina los MWp de la instalación, siendo este valor un poco mayor a la capacidad nominal de diseño de la planta, dada por la capacidad de los inversores.

### 3.3.6.1 Módulos fotovoltaicos

Los Módulos considerados son de alto rendimiento, con diodos de bypass para minimizar las pérdidas por sombreado y con superficie texturizada para aumentar su rendimiento. Estos módulos son en general bastante resistentes a la intemperie, soportando altas temperaturas, humedad, etc.

### 3.3.6.2 Seguidores solares

Los seguidores son de doble eje, cimentados en una superficie de hormigón superficial, con una estructura de soporte que resiste el peso de los paneles incluyendo las sobrecargas por efecto del viento. Las configuraciones de este tipo permiten lograr un aumento de hasta el 35% de la productividad de un panel.

En la Figura 3.25 se muestra un esquema del seguidor de dos ejes y sus dimensiones.

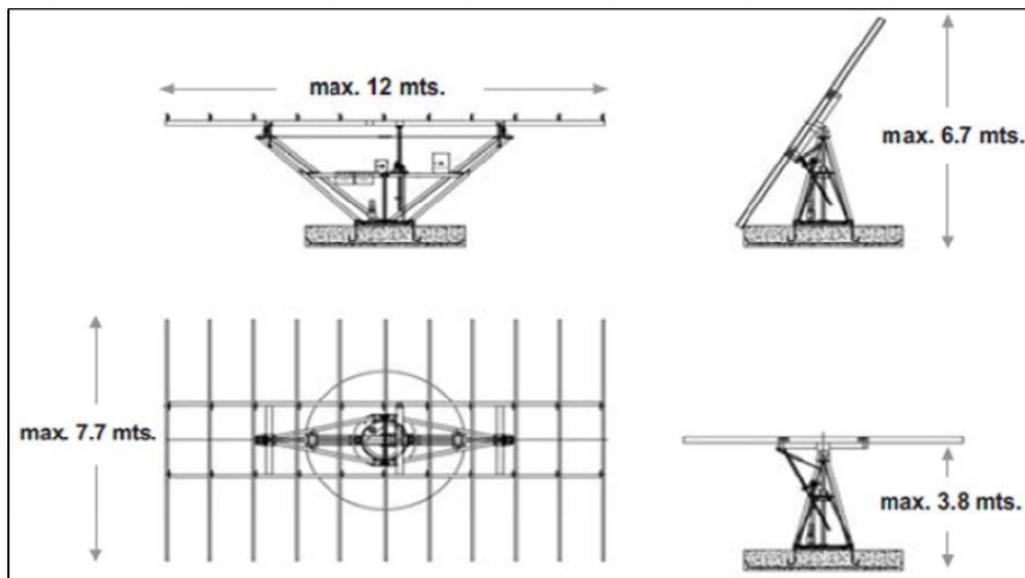


Figura 3.25: Esquema de un seguidor de dos ejes [36]

Para minimizar las pérdidas debidas al sombreado, especialmente al amanecer y anochecer en que las sombras son mayores, cada estructura debe estar separada entre sí unos 28 metros de Norte a Sur y 23 metros de Este a Oeste. Ver Figura 3.26:



Figura 3.26: ubicación espacial de los seguidores.

Los seguidores soportan vientos máximos de hasta 145 km/h, con un sistema de protección que lo posiciona horizontalmente para vientos superiores a los 75 km/h. Además cuentan con un Autómata PLP independiente y programable para realizar su seguimiento solar.<sup>5</sup>

### 3.3.6.3 Centros de media tensión

Estos centros generalmente son edificios prefabricados de hormigón, siendo los equipos principales que lo componen:

- 1 inversor de 1000 kW.
- 1 transformador elevador de 0,4/23 kV de 1000kVA
- Celdas de entrada y salida más una celda de protección para el transformador

Los inversores, además cuentan con funciones adicionales tales como<sup>6</sup> :

- Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)
- Interruptor automático para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, protección anti-isla.
- Protección para interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz,) y de máxima y mínima tensión.
- En periodos nocturnos el inversor estará en situación de stand-by o a la espera de que la radiación sea suficiente para que la potencia de entrada de los módulos supere el umbral de mínima potencia a partir del cual se conectará automáticamente para inyectar corriente a la red [36].

También se cuenta con protección contra cortocircuitos, contra sobrecargas en la salida, contra fallas de aislamiento y por sobre temperatura de operación del equipo, además de descargadores de sobretensiones atmosféricas.

---

<sup>5</sup> Para mayor detalle ver Anexo D.

<sup>6</sup> Para conocer más características de los inversores ver Anexo E.

### 3.3.7 Mantenición de la central

Las centrales fotovoltaicas con seguimiento solar implican un mayor mantenimiento que las de estructura fija por efecto de las partes móviles y mecánicas, sin embargo, el mantenimiento requerido es bajo en comparación a otro tipo de centrales convencionales y tiene la ventaja que se puede realizar con la planta operando y por ende, se puede seguir generando en este período.

La mantención preventiva se realiza una vez por año y consiste en el ajuste de pernos, tornillos, revisión de las partes móviles y de los motores de cada seguidor, además de la mantención de los inversores principalmente.

Por otra parte, la limpieza de los paneles también es una parte importante para el óptimo funcionamiento de la central, aunque muchas veces no es necesaria debido a las lluvias e inclinación de los paneles que lo limpian del polvo acumulado. En la ubicación del proyecto, no obstante, es indispensable la limpieza de los paneles por lo menos una vez al mes y/o luego de alguna tormenta de arena. Esta limpieza se puede realizar en seco, evitando así el uso de agua.

También es necesario el mantenimiento preventivo, y a veces correctivo, de los equipos y protecciones de media tensión que permiten la correcta conexión con la red.

### 3.3.8 Calificación ambiental

Los proyectos de generación eléctrica mayores a los 3 MW de potencia, así como líneas y subestaciones de alta tensión (más de 23 kV), deben someterse al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) para obtener los permisos ambientales que certifican que cumple con la regulación ambiental vigente.

Desde el segundo semestre de 2010 a la fecha han entrado para calificación por el SEIA 23 proyectos solares totalizando los 1389 MW, de los cuales 12 están aprobados (512 MW) y 11 están en calificación (869MW). La mayoría de estos proyectos están programados para un desarrollo en fases con una primera planta piloto de algunos MW y posteriormente completando la capacidad nominal de diseño de la instalación. Nótese que de todas las plantas aprobadas, aún ninguna se encuentra en la etapa de construcción.

### 3.3.9 Generación anual de la planta

Considerando las características de los paneles, la configuración de la planta y la estimación de la radiación en el lugar, se realiza una estimación de la producción de la central. Esta estimación se realiza considerando la eficiencia de los paneles, las condiciones de operación en nominales, la radiación a lo largo de cada día del año, el sistema de seguimiento y los diferentes tipos de pérdidas en la instalación que afectan a la generación de la planta. La Energía generada anualmente se estima en 87,5 GWh al año<sup>7</sup> con seguimiento solar en dos ejes. Con estos valores de generación anual, se obtiene un factor de planta resultante igual a 0,33. En la tabla 3.4 se muestra un resumen acerca de la radiación global horizontal promedio y la Energía generada, empleando para ello una resolución mensual.

---

<sup>7</sup> Esto incluye todas las pérdidas en cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico, para mayor detalle de esta perdidas ver Anexo A.

Mes	Radiación Global Horizontal promedio [kWh/m <sup>2</sup> /día]	Generación mensual [MWh]
Enero	8,90	8.433
Febrero	8,51	7.346
Marzo	7,70	7.650
Abril	6,52	6.806
Mayo	5,43	6.452
Junio	4,89	5.948
Julio	5,14	6.291
Agosto	6,09	6.808
Septiembre	7,30	7.196
Octubre	8,28	7.986
Noviembre	8,82	8.093
Diciembre	8,99	8.520
<b>Promedio/Total</b>	<b>7,22</b>	<b>87.535</b>

Tabla 3.4: Radiación global horizontal promedio y generación mensual.

En la tabla 3.5 se detalla la generación anual y el factor de planta de algunas centrales fotovoltaicas en España.

Plantas fotovoltaicas en España	Potencia pico (MW)	GWh/año	Factor de capacidad	Fecha construcción finalizada
Parque Fotovoltaico Olmedilla de Alarcón (Cuenca)	60	85	0,16	Septiembre de 2008
Planta Solar Arnedo (La Rioja)	34	71	0,24	Octubre de 2008
Planta solar Fuente Álamo (Murcia)	26	44	0,19	Agosto de 2008
Parque Fotovoltaico Abertura Solar (Cáceres)	23,1	47	0,23	2008
Parque Solar Hoya de Los Vincentes, Jumilla (Murcia)	23	41	0,20	Enero de 2008
Parque solar Calaverón (Albacete)	21,2	40	0,22	2008
Parque fotovoltaico Beneixama (Alicante)	20	30	0,17	Septiembre de 2007

Tabla 3.5: Generación anual y factores de planta para centrales fotovoltaicas en España.

El factor de planta para centrales fotovoltaicas en España no sobrepasa los 0,24 para la mayoría de los complejos solares, siendo el factor de planta determinado para el proyecto en cuestión bastante mayor a este valor. Por otro lado, la generación anual también es mucho mayor en comparación con plantas de esa potencia, como la Planta Solar Arnedo que con una capacidad similar genera alrededor de 70 GWh al año.

### 3.3.10 Potencia firme

Para conocer cuánto es el ingreso por venta de Potencia, es necesario calcular la Potencia Firme de la planta. Una forma aproximada de calcular esta potencia es a través de la ecuación (3,9) [10] en la que se ajusta la potencia nominal de la central por su factor de planta y la razón entre la demanda máxima y la capacidad instalada del sistema (factor de demanda del sistema):

$$P_{\text{Firme}} = P_{\text{Nominal}} \times F_p \times F_d \quad (3.9)$$

En que:

$P_{\text{Nominal}}$  es la potencia nominal de la central en MWh.

$F_p$  es el factor de planta de la central.

$F_d$  es el factor de demanda del sistema.

La demanda máxima en el SING para 2011 fue de 2.002 MW, con una capacidad instalada de 4.548,2 MW [19], esto implica que el factor de demanda del sistema es de 0,44.

El factor de planta de la central corresponde a 0,33. De esta forma, la potencia firme estimada es de 4,36 MW.

Es importante mencionar dos cosas: primero, que el organismo que determina la potencia firme de cada central que inyecta a un sistema interconectado es el CDEC respectivo, y segundo, que no existe un registro en Chile de Potencia Firme para otra central de similares características con el cual comparar, porque no hay centrales de este tipo en los diferentes sistemas eléctricos. Además, la potencia Firme es una característica de cada central en la que se determina qué potencia puede entregar la central "con seguridad" en las horas de mayor demanda del sistema, esto es considerando las indisponibilidades tanto del recurso energético como de la central misma para el periodo de punta establecido y posteriormente, esta potencia es ajustada por la demanda máxima ocurrida en el año en curso para establecer así la Potencia Firme de la central, valor considerado para las balance mensual de potencia que se realiza entre los diferentes integrantes del sistema eléctrico.

### 3.3.11 Vida útil

La vida útil de una planta fotovoltaica, la define la vida útil de sus componentes, principalmente la de los módulos fotovoltaicos, que constituye más del 50% del valor de la instalación, aunque también es indispensable un buen mantenimiento para alargar la vida útil de los equipos.

Se puede decir que los módulos tienen una vida útil esperada de más de 40 años, aunque no se tiene suficiente perspectiva con respecto a esto. En efecto: existen módulos de instalaciones aisladas de red que llevan funcionando más de 30 años sin problemas. En cuanto a las instalaciones conectadas a red, la instalación europea más antigua es la del Laboratorio de Energía, Ecología y Economía (LEEE) de Lugano, Suiza, que empezó a funcionar hace veinte años. Los expertos del LEEE aseguran que esta instalación puede estar en funcionamiento, al menos, diez años más [29].

La vida útil de los restantes elementos que componen la planta Fotovoltaica, inversores, transformadores y medidores, así como los elementos auxiliares, cableado, canalizaciones, cajas de conexión etc., es la vida útil típica de todo equipo electrónico y material eléctrico, la cual es compatible con la vida útil de los módulos, con el adecuado mantenimiento.

Hay que tener en cuenta que estos valores de vida útil vienen avalados por un extenso periodo de garantía de los generadores: los fabricantes dan como periodo garantizado de generación de potencia, entre 20 y 25 años, asegurando que al final de ese período los módulos pueden generar con una potencia superior a 80% de la especificada inicialmente.

Según lo explicado anteriormente se decide considerar una vida útil de 30 años, que es igual al período para la evaluación económica del proyecto.

### **3.4 Modelo de negocio**

Para la evaluación económica es primordial definir bien el modelo de negocio de esta planta. En consecuencia hay que determinar cómo, a quién y a qué precio se tranza la energía producida, qué otros ingresos se pueden considerar, también estimar los gastos asociados a la operación, tales como peajes de inyección y retiro, además de los costos de mantención y operación de esta.

La central fotovoltaica, una vez en operación, registra año a año ingresos por la venta de Energía y Potencia. Además, se pueden considerar ingresos extras por venta de bonos de carbono, e incluir a los ingresos el efecto de la ley 20.257 que establece como obligación que una proporción de las ventas de energía registradas en un determinado año provenga de ERNC.

Por otro lado, los gastos anuales están dados por los costos de operación mensuales más los costos de mantenimiento y los peajes que deba pagar por el uso del sistema de transmisión.

En las páginas siguientes se analiza en detalle cada ítem del modelo propuesto.

#### **3.4.1 Venta de energía y potencia**

En cuanto a la venta de energía y potencia, la central tiene dos posibilidades: realizar un contrato a largo plazo (con algún cliente libre, distribuidora u otro generador) sobre toda o parte de su generación, o simplemente vender sus excedentes de energía y potencia al mercado eléctrico. Los contratos de largo plazo proporcionan más estabilidad en cuanto a los precios en tanto que los precios en el mercado pueden variar en el corto plazo debido principalmente a las variaciones de los precios de los combustibles, situación que puede ser favorable para las plantas eléctricas con costos de operación y mantenimiento bajos, mientras los precios de los combustibles se mantienen altos.

Según lo expuesto en el párrafo anterior, se considera que la central vende sus excedentes de energía y potencia directamente en el mercado Spot del SING. De esta forma, su energía es valorada a costo marginal instantáneo determinado por la operación real del sistema<sup>8</sup>, y la

---

<sup>8</sup> El costo marginal o CMg, lo determina el CDEC de cada sistema interconectado y es el que utiliza para valorar las transferencias de Energía en los Balances de inyecciones y retiro que realiza mensualmente.

potencia se transará a precio de nudo de la potencia, el cual es determinado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) y promulgado mediante decreto supremo en Abril y Octubre de cada año.

Se considera un precio de la energía de 96 USD/MWh, promedio del Costo Marginal horario del año 2011 en el nudo Crucero 220kV, y un incremento de este valor en un 1% anual, supuesto bastante conservador pero que incorpora el hecho que el costo marginal estimado para el largo plazo no es muy diferente a los precios actuales. Lo anterior debido básicamente a la naturaleza termoeléctrica del parque generador que compone el SING.

Para el precio de la potencia se considera la última fijación de precio de nudo de Octubre de 2011 que fija el Precio de Nudo de la Potencia de Punta en el nudo Crucero 220 en 9,2033 USD/kW-mes [18]. Este precio no debiese cambiar mucho en el tiempo ya que representa cuánto cuesta aumentar la capacidad instalada del sistema mediante una turbina a gas de tamaño y características establecidas, por lo que en el modelo este valor se mantiene constante durante todo el horizonte de estudio.

### 3.4.2 Venta de bonos de carbono

#### 3.4.2.1 Bonos de Carbono

Los Bonos de Carbono son consecuencia del protocolo de Kioto. Este protocolo es un instrumento legal de carácter internacional mediante el cual se establecen metas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Estas reducciones son obligatorias para los países Anexo I (países industrializados) y se han establecido para un primer período que va desde el año 2008 al 2012[13].

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) es un acuerdo suscrito en el Protocolo de Kioto, que permite a los gobiernos y a las empresas de los países industrializados (países del Anexo 1) invertir en proyectos de reducción de emisiones en países en vías de desarrollo (países no incluidos en el Anexo 1) como una alternativa para adquirir reducciones certificadas de emisiones (CER) a menores costos que en sus mercados [13].

En teoría, los MDL permiten una drástica reducción de costos para los países industrializados, al mismo tiempo que éstos se hacen de la misma reducción de emisiones que obtendrían sin los MDL.

Existe una serie de requisitos y pasos a seguir para que un proyecto consiga las acreditaciones de reducciones de GEI, obteniendo así los respectivos CERs, instrumentos que son transables en los mercados internacionales de bonos de Carbono. Cada CER o “Bonos de Carbono” corresponde a una tonelada de dióxido de carbono equivalente (Ton CO<sub>2</sub>).

El proyecto a evaluar es indiscutido candidato a obtener esta acreditación de reducciones, ya que genera electricidad a partir de energía limpia (el sol), desplazando así generación con energía más contaminante como lo es el Carbón, Gas Natural o Diesel.

Es importante señalar que para la acreditación de reducciones se puede escoger entre 2 posibilidades: puede ser por un periodo de 10 años no renovable ó por un periodo de 7 años con

posibilidad de renovarlo hasta 2 veces y completar un máximo de 21 años [21]. Para el proyecto de la central Fotovoltaica se contempla acreditación vía la segunda alternativa y además, se considera que en el futuro habrá otro mecanismo o adecuación del protocolo de Kioto que permitirá seguir con las acreditaciones y venta de CERs hasta el final del periodo de evaluación económica.

El precio de venta de los bonos de carbono se ajusta según el mercado, sin embargo Endesa Chile tiene un acuerdo con Endesa España mediante el cual se asegura la venta de todos los bonos de carbono que produzca la primera a cambio de mantener un precio fijo de los bonos, que es de 10 euros por CER, razón por la cual parece razonable considerar este valor como referencia para el estudio.

#### 3.4.2.2 Cálculo de reducción de emisiones

La central fotovoltaica reduce emisiones de CO<sub>2</sub> desplazando generación de energía más cara producida por las centrales que usan combustibles fósiles: Carbón, Gas Natural o Diesel. Para cuantificar las reducciones primero hay que conocer a cuánto ascienden las emisiones de cada una de estas fuentes.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes por tipo de combustible utilizado en la generación eléctrica se presentan en la tabla 3.6 [10]

Combustible	Ton CO <sub>2</sub> /MWh
Carbón	0,974
Gas	0,469
Diesel	0,726

Tabla 3.6: Emisiones en Toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente por tipo de combustible

En el caso del SING las emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas corresponden a 0,783 Ton CO<sub>2</sub>/MWh<sup>9</sup>. De esta forma, el número de CER que se puede comercializar se calcula según la ecuación (3.8).

$$N^{\circ} \text{ CER} = 0,783 \times E_{\text{Anual}} \quad (3.8)$$

En donde la  $E_{\text{Anual}}$  corresponde a la energía anual generada por la planta expresada en MWh.

Con la planta ya en operación y considerando la producción de energía, se puede certificar la reducción efectiva en la emisión de Toneladas de CO<sub>2</sub> equivalentes debido al reemplazo de tecnología más contaminante. Estos ingresos tienen un carácter anual hasta el final del periodo de la evaluación económica. Considerando una energía Anual de 87,5 GWh, determinada en la sección 3.3.9, el número de CER que podrían ser comercializados asciende a 68.540 CER

El valor considerado para la venta de bonos de carbono será de 10 Euros por cada CER, equivalentes a 13,1 USD<sup>10</sup> por cada Ton CO<sub>2</sub> equivalente de reducción.

<sup>9</sup> Para más detalle del cálculo ver Anexo B.

<sup>10</sup> Para esta conversión se utiliza los promedios de los tipos de cambio para el 2011 dando una relación de 1,31 USD/Euro.

### 3.4.3 Beneficios de la ley 20.257

#### 3.4.3.1 La Ley ERNC

La ley 20.257 o Ley ERNC introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE o DFL-4), para incentivar el desarrollo de generación con Energías renovables no convencionales (ERNC). De esta manera, esta ley establece para las empresas que retiran en los sistemas eléctricos con capacidad instalada mayor a 200 MW (actualmente el SIC y el SING) la obligatoriedad de acreditar que una parte de esos retiros proviene de las inyecciones con fuentes renovables, ya sea directa o indirectamente. La exigencia parte con un 5% para el año 2010 hasta el año 2014 y luego aumenta 0,5% adicional hasta llegar a un 10% en el año 2024. El reglamento que norma la implementación de esta ley es La Resolución Exenta 1.278 de 2009 y su posterior modificación mediante Resolución Exenta 706 de 2011 [20].

Las empresas que no cumplan con la acreditación descrita en la Ley ERNC recibirán una multa de 0,4 UTM por cada MWh no acreditado, pudiendo aumentar esta sanción a 0,6 UTM por MWh si esta situación se repite consecutivamente en el tiempo. Cabe señalar que las empresas que generan con ERNC (acreditados para este efecto por el CDEC respectivo) pueden traspasar sus excedentes a las empresas deficitarias en esta obligación en el balance anual que realiza cada CDEC con respecto a esta materia, sin importar el sistema al cual pertenezcan. Así, empresas generadoras del SING -que es un sistema en su gran mayoría termoeléctrico con casi nula presencia de ERNC- pueden tranzar, mediante contratos bilaterales<sup>11</sup>, sus atributos ERNC con empresas excedentarias del SIC a un precio acordado que le convenga a ambos para cumplir con la obligación y no incurrir en multas por este concepto. De esta forma se produce un pequeño mercado al comercializar estos atributos ERNC.

Como antecedente se tiene que para el año 2011 los retiros afectos a esta Ley ascienden a 23.956,8 GWh y por lo tanto, la obligación de acreditación con ERNC es de 1.197,8 GWh (5%). Para el mismo periodo, las inyecciones de ERNC reconocidas por cada CDEC totalizaron 1.306 GWh, según se detalla en el balance Anual preliminar de ERNC para el año 2011 [22].

#### 3.4.3.2 Plan de gobierno

Cada vez más se ve el apoyo al desarrollo de las ERNC desde diferentes sectores del país y últimamente también de parte del gobierno, apoyando a propuestas como la Ley "20/20" (20% de ERNC al 2020) [28], proyecto en trámite legislativo titulado: "Indicación al Proyecto de Ley que propicia la ampliación de la matriz energética mediante ERNC". En lo esencial, esta iniciativa aumenta la participación de las ERNC de 10% a 20%, adelanta la fecha en que se debe alcanzar dicho porcentaje de 2024 a 2020 y establece que la generación ERNC puede optar a un precio estabilizado de la energía, para lo que se realizarían licitaciones ERNC y se crearían certificados de acreditación ERNC para ser comercializados libremente, incluso entre sistemas.

Por otro lado, el nuevo plan de gobierno, aunque todavía no se lleva a la realidad apunta a lo siguiente [23]:

- Licitaciones para el desarrollo de ERNC, lo cual requiere modificar la legislación vigente.

---

<sup>11</sup> Para más información consultar la ley N° 20.257 del Ministerio de Economía, la Resolución Exenta N° 1.278-2009 de la CNE y la Resolución Exenta N° 706-2011 de la CNE.

- Licitaciones abiertas por bloques de ERNC en la que los generadores podrían adjudicarse un subsidio del Estado, mejorando así sus condiciones de venta de energía.
- Plataforma geo-referenciada para la evaluación de la viabilidad de un proyecto de ERNC e identificar la disponibilidad de terrenos compatibles con ese tipo de generación.
- Crear instrumentos de cobertura, seguros, nuevas líneas de crédito con financiamiento internacional y otras medidas de incentivo económico.
- Nueva institucionalidad de carácter público para promover el establecimiento de las ERNC.
- Estrategia de largo plazo diferenciada para cada una de las energías: solar, eólica, bioenergía, biomasa, geotermia, minihidro y mareomotriz, que incluye I + D, prospección del recurso, instrumentos de fomento, financiamiento y marco regulatorio.
- Subsidios e incentivos para proyectos piloto de ERNC que permitan generar conocimiento en esa tecnología.

Si se materializan los puntos anteriores, se facilitarían mucho las barreras de entrada para todos los desarrollos en ERNC, incluyendo tecnologías que aún son más caras que las tecnologías convencionales.

#### 3.4.3.3 Modelación de beneficios

La Ley 20.257 impulsa el desarrollo de ERNC con la obligación de que una parte de las ventas de energía provenga de fuentes de energía limpias, estableciendo multas para hacer cumplir esta obligación. Bajo este supuesto, el precio al que podría aspirar la venta de esta “energía limpia” o atributos ERNC, pensando en un contrato de largo plazo, sería a lo más el costo marginal más las multas que se aplicarían por el no cumplimiento de esta obligación.

Para modelar el efecto que podría tener esta ley se va a considerar en forma bastante conservadora un ingreso extra equivalente a 0,3UTM por cada MWh inyectado, equivalente a 24,2 USD/MWh<sup>12</sup>. Además, para este valor se considera un incremento del 2% anual por efecto del aumento de la UTM.

#### 3.4.4 Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación tienen relación con la operación en régimen de la planta y están dado por los sueldos del personal, tanto administrativo como de planta, más los insumos de todo tipo que se requieran para su normal funcionamiento.

Por otro lado los costos de mantenimiento corresponden a las inspecciones periódicas y los mantenimientos preventivos para asegurar una óptima operación de la planta.

---

<sup>12</sup> Para esta conversión se utiliza el valor de la UTM del mes de diciembre de 2011 y el promedio del dólar del año 2011, dando una relación de 80,68 USD/UTM.

## CAPÍTULO 4: EVALUACIÓN ECONÓMICA

### 4.1 Estimación de la inversión

Los costos de inversión de plantas fotovoltaicas son aún bastante elevados y se necesita una buena estimación para realizar la evaluación económica. Para realizar el estudio, se recopila información acerca de los costos de las componentes más importantes, y para los costos de los demás equipos, simplemente se estima su valor a partir de instalaciones fotovoltaicas existentes en otros lugares de mundo, resultando un valor aproximado de la inversión. Dentro de estos costos, no se considera el valor del terreno, ya que se asume despreciable en comparación con los otros costos asociados a la instalación.

En la tabla 4.1 se presenta la estimación de la inversión, considerando las características de la planta fotovoltaica [30-31].

Ítem	Cantidad	Precio Unitario Euro	Total <sup>13</sup> MEuro	Total MUSD <sup>14</sup>
Paneles Fotovoltaicos	144.000	495	57.024	74.701
Seguidores Solares	3.000	10.000	21.600	28.296
Inversores	30	290.000	6.960	9.118
Instalaciones Eléctricas	30	38.037	913	1.196
Elementos de Control	30	21.897	526	688
Centros de Transformación	30	56.667	1.360	1.782
Acondicionamiento Terreno	30	44.007	1.056	1.384
Cimentación	30	35.400	850	1.113
<b>Sub Total</b>			88.382	115.781
Gastos Administrativos	1	5%	4.419	5.789
Imprevistos	1	5%	4.419	5.789
<b>Total</b>			97.221	127.359

Tabla 4.1: Estimación de la inversión inicial.

Entonces se tiene una inversión inicial de aproximadamente 128 MMUSD, iguales a unos 3.240 Euros/kWp ó 4.250 USD/kWp, que comparado con los costos de inversión del año 2010, año en que los rangos de costos de inversión estuvieron entre los 2.000 y 4.000 Euros/kWp, resulta ser una muy buena estimación.

Hay que notar que estos costos de inversión aún son elevados en comparación con otra tecnología como lo es la eólica, con costos de inversión del orden de 2.300 US\$/kW, y con la que se puede comparar un poco más estos valores, pues las dos pueden presentar factores de planta comparables.

<sup>13</sup> Al valor Total se le realiza un descuento del 20% para dar cuenta de la disminución de los costos por efecto de comprar por un mayor volumen.

<sup>14</sup> Para la conversión de Euros a Dólar se utilizan los tipos de cambio promedios de diciembre de 2011, dando como resultado una tasa de cambio de 1,31 USD/Euro.

## 4.2 Estimación de los costos de operación y mantención (CO&M)

De acuerdo a lo que se presenta en la sección 3.3.7, estas plantas no requieren mayores mantenimientos. Los costos de operación se derivan de los mantenimientos preventivos programados, posibles reparaciones tanto a los paneles, inversores, transformadores o conexiones eléctricas, más el costo de la limpieza de los paneles, además de los sueldos del personal tanto para turnos en la planta como del personal administrativo (15 personas en total). Normalmente estos costos varían entre los 0,01 €/kWh y los 0,10 €/kWh, dependiendo de la tecnología, sistema de seguimiento y de la ubicación de la instalación. Sin embargo, algunos estudios indican que el costo de mantención está correlacionado de buena forma con el tamaño de la planta, situando este valor en un 1% de la inversión inicial [33]. De esta manera, los costos de operación y mantención considerados equivalen a 1,274 MMUSD anuales.

## 4.3 Análisis de rentabilidad

A continuación se presentan los resultados del análisis de rentabilidad que se realiza para el proyecto en cuestión. Los supuestos bajo los cuales se trabaja son los siguientes:

- La planta fotovoltaica posee una potencia nominal de 30 MW.
- La evaluación económica se realiza a 30 años.
- La tasa de descuento utilizada es del 10%<sup>15</sup>.
- La Energía y Potencia se vende al mercado Spot del SING.
- El precio de venta de la Energía es de 96 UDS/MWh y el precio de venta de la Potencia es de 9,2033 USD/kWh-mes.
- La Energía anual generada es de 87,5 GWh.
- La Potencia Firme considerada es de 4,36 MW.
- Se considera una inversión inicial de 128 MMUSD.
- Se considera costos de operación y mantenimiento iguales a un 1% de la inversión inicial (1,28 MMUSD anuales).
- Se supone un gasto por efecto de peajes de subtransmisión igual al 8% de las ventas<sup>16</sup>.
- La central se conecta en media tensión, no considerándose los costos asociados a esta interconexión.
- Se consideran ingresos extras por efecto de la venta de Bonos de Carbono igual a 13,1 USD/MWh.
- Se consideran ingresos extras por efecto de la Ley 20.257 equivalente a 24,2 USD/MWh, más un incremento anual del 2%.
- Se considera una depreciación lineal de la planta con valor residual cero al final de los 30 años.

De la evaluación económica se obtienen los siguientes valores<sup>17</sup>:

VAN	-34,55	MM USD
TIR	7%	

Tabla 4.2 Resultado del análisis de rentabilidad

<sup>15</sup> 10% es la tasa que considera la LGSE.

<sup>16</sup> Valor de peajes utilizado en [10] y [11].

<sup>17</sup> Para ver detalle de la planilla utilizada ver Anexo F.

El Valor Actual Neto para el proyecto tal cual como está diseñado y bajo los supuestos anteriormente listados, tiene un valor negativo de 34,55 Millones de dólares y la TIR alcanza un 7%. Este valor es menor a la rentabilidad considerada, pero igualmente atractiva para inversionistas.

#### 4.4 Análisis de sensibilidades.

Con el fin de tener una noción más clara acerca de cuáles son los factores claves que influyen en el cálculo de rentabilidad del proyecto se realiza un análisis de sensibilidad con respecto a las principales variables, incrementándolas en un 1%, 2%, 5% y 10%, comparando la variación en el VAN con la situación base. Los resultados se presentan en la tabla 4.3:

Variable	Variación del VAN [%]			
	Sensibilidad del 1%	Sensibilidad del 2%	Sensibilidad del 5%	Sensibilidad del 10%
Costo de inversión	-3,49%	-6,98%	-17,45%	-34,90%
Costo de mantención	-0,29%	-0,58%	-1,44%	-2,88%
Pago de peaje	-0,17%	-0,35%	-0,87%	-1,74%
Energía generada	2,68%	5,36%	13,39%	26,78%
Potencia firme	0,10%	0,20%	0,50%	1,00%
Precio de la energía	1,90%	3,81%	9,52%	19,04%
Precio de la potencia	0,10%	0,20%	0,50%	1,00%
Precio bono de carbono	0,20%	0,41%	1,02%	2,03%
Efecto ley 20.257	0,57%	1,14%	2,85%	5,70%

Tabla 4.3: Análisis de sensibilidades

Una de las variables que tiene mayor relevancia en el cálculo de la rentabilidad es el Costo de inversión, seguido de la Energía generada y del Precio de venta de ésta. Con un poco menos de influencia aparece el Efecto de la Ley 20.257 en la forma en que está modelado. Para una mejor visualización, la información de la Tabla 4,3 se presenta en forma gráfica en la Figura 4.1:

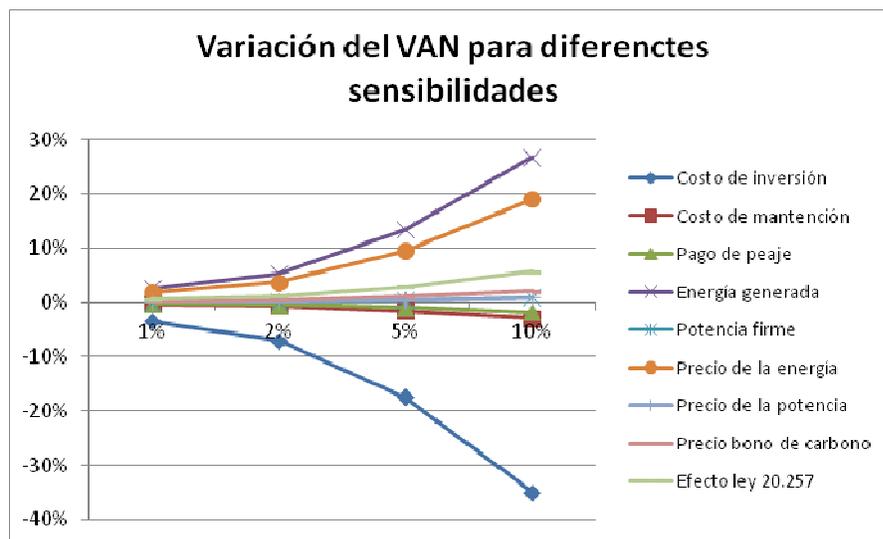


Figura 4.1: Variación del VAN para diferentes sensibilidades

## 4.5 Análisis de de escenarios.

Del análisis de sensibilidad de la sección 4.4 se desprende que los tres factores determinantes en la evaluación económica son el Costo de la inversión, la Energía generada y el Precio de la energía.

En esta sección se diseñan diferentes escenarios, algunos con mayor probabilidad que otros, para evaluar la rentabilidad del proyecto bajo distintos contextos.

Con respecto a la energía generada, hay que señalar que es muy difícil que ésta pueda aumentar su valor, puesto que en el diseño ya se considera el uso de seguidores de dos ejes para maximizar la producción de energía. Por otro lado, una disminución en la energía generada produce una baja en la rentabilidad de la central.

Los distintos escenarios consideran reducciones en los costos de inversión, aumentos en el precio de la energía y disminuciones en el pago de peajes. Estas configuraciones consideran el hecho que el costo de los paneles se ha ido reduciendo en los últimos años y que esta tendencia continuaría en el futuro; también se considera que el precio de la energía es cada vez mayor debido al aumento de los precios de los combustibles fósiles, especialmente en un parque generador termoeléctrico como el SING; además, se considera como incentivo adicional una reducción en los peajes de inyección, en redes de subtransmisión, para impulsar el desarrollo de nuevas tecnologías ERNC. De esta forma, los escenarios que se describen a continuación tienen una alta probabilidad de presentarse en un futuro no muy lejano.

### 4.5.1 Escenario Base.

El escenario base es el configurado con los supuestos de la sección 4.3. Por otro lado, según lo expuesto en la sección 4.4 y dada la rentabilidad negativa de la central, resulta interesante evaluar qué costo de la inversión hace que el proyecto resulte rentable, y también qué precio de la energía permite que la planta fotovoltaica sea viable.

En las Figuras 4.2 y 4.3 se muestra como varía el VAN con respecto a la inversión inicial y al precio de la energía.

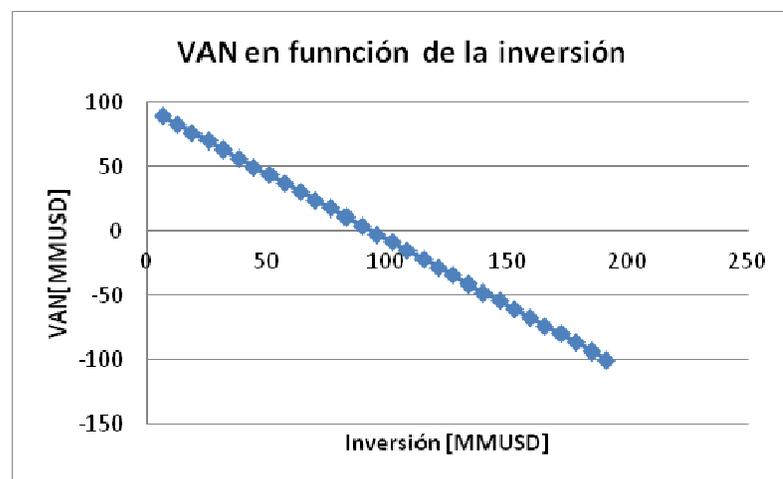


Figura 4.2: VAN en función de la inversión.

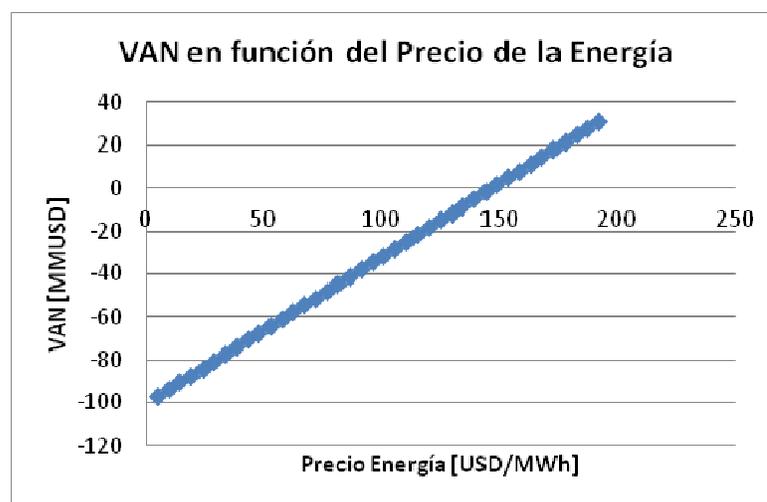


Figura 4.3: VAN en función del Precio de la Energía.

Como resultado del Análisis se tiene que cuando la inversión disminuye a 93 MMUSD o un valor menor, el VAN se hace positivo (TIR<10%), esto equivale a que el costo de inversión se reduzca a 3.100 USD/KWp, disminuyendo un 27% del valor original.

En el caso del precio de la energía, para un valor mayor a 148 USD/MWh, se llega a una rentabilidad positiva. No olvidar que por efecto de la modelación de los beneficios de la ley 20.257, la central percibe un precio mayor para la venta de energía. Si se unen estos dos conceptos, el precio mínimo de la Energía que hace rentable el proyecto es de 172 USD/MWh, a este valor se le llama LCOE (Levelized Cost Of Energy), y representa el valor de la energía al cuál un proyecto específico de generación, con determinadas características propias, se vuelve rentable. Este concepto también es aplicable a la tecnología de generación en su conjunto, en este caso la tecnología fotovoltaica.

#### 4.5.2 Escenario Conservador.

El escenario conservador considera la reducción de los costos de inversión en un 10%, un aumento en el precio de la Energía de un 10%, y no considera el pago de peajes. Los resultados que se obtienen de la evaluación económica son:

VAN	-8,32	MM USD
TIR	9,2%	

Tabla 4.4 Resultado evaluación económica para escenario Conservador.

Bajo los supuestos del escenario conservador, el VAN del proyecto menor que cero y la TIR ya supera el 9%. Este valor de TIR es alentador, y en muchos casos basta para dar pie a nuevos estudios e invertir en un proyecto como este.

#### 4.5.3 Escenario Favorable.

Este escenario contempla la reducción de la inversión en un 15%, un aumento del precio de la Energía de un 15%, y una disminución en el pago de peajes, considerando éstos en un 4% de las ventas. Los resultados que se obtienen son:

VAN	-1,66	MM USD
TIR	9,8%	

Tabla 4.5 Resultado evaluación económica para escenario Favorable.

En este escenario el VAN se acerca bastante a cero y la TIR al 10%, por lo que el proyecto está al límite de la rentabilidad esperada. Estos valores son altamente auspiciosos como primera aproximación para un proyecto fotovoltaico conectado a la red.

Si consideramos que los precios de los paneles han ido bajando sostenidamente y que el precio de la Energía en el caso del SING depende fuertemente de los precios de los combustibles fósiles, valores que se han mantenidos altos en el último tiempo, este escenario es bastante factible en el corto o quizás mediano plazo.

#### 4.5.4 Escenario Optimista.

El escenario Optimista considera mayores reducciones en los costos de inversión, llegando a un 20% menos, también considera un aumento moderado de un 10% en los precios de la energía y una reducción a la mitad en el pago de peajes. Los resultados para este escenario son:

VAN	1,43	MM USD
TIR	10,2%	

Tabla 4.6 Resultado evaluación económica para escenario Optimista.

El resultado de la evaluación económica en el escenario Optimista arroja un valor del VAN de 1,43 MM USD, valor positivo, y una TIR de un 10,2% por lo que el proyecto es rentable bajo los supuestos de este escenario.

La reducción en los costos de inversión de un 20%, no es una situación muy alejada de las proyecciones de la industria, tampoco lo es el aumento del precio de la energía en un 10%, por lo que este escenario también es bastante factible en el mediano plazo. Además, los valores obtenidos de los análisis de rentabilidad indican que la tecnología fotovoltaica se puede transformar en un muy buen negocio en los próximos años.

## CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

En la presente memoria se introducen los aspectos técnicos relevantes en cuanto a la generación fotovoltaica: características de la radiación solar, principios de funcionamiento y características de las celdas solares. Por otro lado, se caracterizan los componentes de una central fotovoltaica conectada a la red, tales como: paneles fotovoltaicos, sistemas de seguimiento, inversores y centros de transformación. Se presenta además, una visión global de la generación fotovoltaica conectada a la red a nivel internacional y sus proyecciones a futuro. Asimismo, en este trabajo se verifica que la generación en base a tecnología fotovoltaica conectada a la red es una industria en plena expansión con una tasa de crecimiento del orden del 40% promedio anual en la última década.

A partir de la ubicación propuesta del proyecto, se realiza el cálculo de la radiación solar incidente para cada instante del tiempo y se presenta la información mediante curvas diarias y anuales. Se estima la Radiación Global Horizontal promedio en 7,22 kWh/m<sup>2</sup>/día, valor superior al promedio de los lugares en donde esta tecnología es pionera, tales como España y Alemania con 5,5 y 2,8 kWh/m<sup>2</sup>/día respectivamente.

Posteriormente, considerando las características de los paneles, seguidores, inversores y transformadores, se estima la generación anual de la planta en 87,5 GWh, con un factor de planta resultante de 0,33; valor que es bastante alto para este tipo de instalaciones pero que se logra por las excelentes condiciones de radiación y por el uso de seguidores de dos ejes que aumentan la generación en torno a un 35 %. Luego se realiza un cálculo de la potencia firme, dando como resultado 4,36 MW.

Para el análisis económico se establece el modelo de negocio considerando la venta de energía y potencia al mercado Spot del SING, ingresos por venta de bonos de carbono y la modelación la ley 20.257 como una entrada de dinero adicional, considerando un mercado para la venta de acreditaciones ERNC.

Se realiza una estimación de la inversión y de los costos de operación de la planta, para finalmente realizar una evaluación económica, cuyo resultado es una TIR del 7%, producto de que los costos de inversión son aún elevados. En el análisis de sensibilidad se concluye que los parámetros relevantes en el cálculo de la rentabilidad son: la inversión inicial y en segundo lugar el precio de la energía. En estas condiciones, el costo de inversión debería reducirse en un 27% ó aumentar el precio de la energía en un 54% para hacer el proyecto rentable bajo una tasa de descuento del 10%. La energía generada también es un factor relevante en la rentabilidad del proyecto, aunque, al considerar un sistema de seguimiento de dos ejes ya se está aumentando al máximo esta variable.

En el análisis de escenarios desarrollado, los supuestos del escenario Conservador logran que la TIR alcance un 9,2%. En el escenario Favorable propuesto se aprecia que el proyecto se encuentra en el límite de la rentabilidad esperada del 10%, situación auspiciosa ya que en el futuro este escenario es perfectamente factible, con costos de inversión con tendencia a la baja y altos precios de la energía. Finalmente en el escenario Optimista, el proyecto es rentable con un VAN de 1,43 MM USD y una TIR del 10,2%.

Los escenarios propuestos tienen una alta probabilidad de presentarse en el mediano y largo plazo, y junto con esto, los resultados de la evaluación económica permiten pronosticar que la tecnología fotovoltaica se puede transformar en un excelente negocio en los próximos años.

Como trabajo futuro se propone la investigación de la factibilidad técnica y económica de una planta de similares características pero con un ubicación más al sur, conectada al SIC, con niveles más bajos de radiación, pero proponiendo algún esquema de subvención o prima por la inyección de energía, con el cual se haga rentable la instalación de este tipo de planta en cualquier lugar del país, en donde exista el potencial solar para su instalación. También se propone usar datos reales (mediciones) acerca de la radiación incidente en los diferentes lugares propuestos para la instalación.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Rutllant, J. “Radiación Solar (Onda Corta), Apunte curso GF45A”. Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2007.
- [2] Paap, D., “Ideas Revolucionarias en la Ciencia, Vol. 3” Ed. Universitaria. Santiago, Chile. 1979.
- [3] Feynmann, R., Leighton, B., Sands, M. “The Feynman Lectures on Physics, Vol. 3”. 1963.
- [4] Zamorano, N., “Física Moderna, Capítulo 7: Mecánica Cuántica. Apuntes curso de Física Contemporánea”. Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2004.
- [5] Streeter, A., “Design and power management of a solar-powered Cool Robot for polar instrument networks”. 2005.
- [6] SunPower Corporation, “A300 solar cell datasheet”. 2005.
- [7] Lorenzo, E., “Solar Electricity, Engineering of Photovoltaic Systems”. Institute of Solar Energy, Polytechnic University of Madrid, Madrid España. 1994
- [8] G. J. Aubrecht, “ENERGY: Physical, Environmental, and Social Impact”, Pearson Prentice Hall, Third Edition, Extension 21.4: “The Physics of Solar Cells”.
- [9] Juan Pablo Castillo Miranda, “Sistema fotovoltaico para aplicaciones móviles de tracción eléctrica”, Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, FCFM, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2008.
- [10] Rodrigo de la Castilleja, “Diseño y estudio de la factibilidad técnico-económica de una central con tecnología solar comprimida Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, FCFM, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2008.
- [11] Nicolás Carrasco Argomedo, “Caracterización de una plante termo-solar de colectores parabólicos para generación de energía”, Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, FCFM, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2009.
- [12] Nicolás Hunfan Blas, “Análisis de la operación interconectada de centrales eléctricas en base a tecnología termo solar de tipo concentrador con torre”, Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, FCFM, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2011.
- [13] Antonio Moreno Guevara, “Estructuración y desarrollo de los lineamientos básicos de un servicio de generación de electricidad a partir de energía solar”, Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, FCFM, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2009.
- [14] Y. Yusof et al, “Modeling and Simulation of Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Systems”, National Power & Energy Conference (PECon) 2004 Proceedings, Kuala Lumpur Malaysia.
- [15] Large-Scale Photovoltaic Power Plants Ranking 1-50, consulta web, Enero 2012, <http://www.pvresources.com/PVPowerPlants/Top50.aspx>
- [16] Consulta web, Enero 2012, <http://www.cdec-sing.cl/>
- [17] Consulta web, Enero 2012, <http://www.centralenergia.cl/centrales/capacidad-instalada-sing/>
- [18] Comisión Nacional de Energía. "Informe Técnico Definitivo: Fijación de precios de nudo de octubre de 2011, Sistema interconectado del norte Grande", consulta web, Enero 2012, <http://www.cne.cl/tarificacion/electricidad/precios-de-nudo-de-corto-plazo/octubre-2011>.
- [19] Consulta web, Enero 2012, <http://www.cdec-sing.cl/>
- [20] Consulta web, Enero 2012, <http://www.cne.cl/normativas/energias/renovables>
- [21] Guía de desarrollo limpio, Consulta web, Enero 2012, <http://www.gtz.de/de/dokumente/es-clima-guia-mdl-chile.pdf>
- [22] Consulta web, Enero 2012, <http://www.cdec-sic.cl/>

- [23] Diario electrónico Estrategia, sección Energía, "Las claves del nuevo plan nacional de Energía", Edición n° 278, 2012, Consulta web, Enero 2012 web: <http://www.estrategia.cl/>
- [24] Consulta web, Enero 2012, <http://centralenergia.cl/biblioteca/estadisticas-de-energia-en-chile/>
- [25] Consulta web, Enero 2012, [http://es.made-in-china.com/co\\_wshk186/product\\_1000kw-PV-Grid-Connected-Inverter-With-TUV-Certificate\\_hhuryoeyy.html](http://es.made-in-china.com/co_wshk186/product_1000kw-PV-Grid-Connected-Inverter-With-TUV-Certificate_hhuryoeyy.html)
- [26] Consulta web, Enero 2012, <http://en.wikipedia.org/wiki/File:SolarCellProduction-E.PNG>
- [27] CLEAN EDGE, "Clean Energy trends 2011", Consulta web, Enero 2011, <http://www.cleaneedge.com>
- [28] Consulta web, Enero 2012, <http://www.centralenergia.cl/2012/01/30/lineamientos-de-una-nueva-politica-energetica/>
- [29] "Potencial y tipos de instalaciones solares fotovoltaicas", Consulta web, Enero 2012, <http://www.asif.org>.
- [30] Consulta web, Enero 2012, <http://www.solener.com/tarifa.pdf>
- [31] Consulta web, Enero 2012, <http://www.tiendasolar.net63.net/>
- [32] NASA, "Surface meteorology and Solar Energy", Consulta web, Enero 2012, <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- [33] Investment and Maintenance Costs, consulta web, Enero 2012, <http://www.pvresources.com/Economics/Investment.aspx>
- [34] Claudio Vergara Ramírez, "Adaptador de Impedancia para fuentes fotovoltaicas", Memoria para optar al Título de Ingeniero Civil Electricista, Universidad de Chile, FCFM, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2008.
- [35] Solar Pack S.A., "Declaración de impacto ambiental planta solar fotovoltaica Calama Solar I, II región", 2009.
- [36] Element Power, "Declaración de impacto ambiental Complejo Solar FV Pica 90 MW", 2010.

## CAPITULO 6: ANEXOS

### Anexo A: Pérdida en un sistema fotovoltaico

En un sistema fotovoltaico existen diferentes tipos de pérdidas, ya sea por la eficiencia de los componentes eléctricos, temperatura, sombras, inclinación, etc., y cada una de ellas contribuye a que la generación eléctrica sea menor al valor esperado.

A continuación se describe a qué corresponde cada tipo de pérdida dentro de un sistema fotovoltaico y su estimación para el proyecto:

#### A.- Pérdidas por dispersión de potencia

La potencia de los diferentes módulos no es exactamente la misma y por lo tanto tampoco lo es su intensidad ni su tensión en el punto de máxima potencia. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzcan pérdidas de potencia, ya que la corriente que circula en una cadena en serie de paneles está limitada a la menor entre todos los paneles que la componen. Como el fabricante garantiza que la potencia de los paneles está siempre dentro de un rango de +5% y -10%, se estiman las pérdidas por dispersión de potencia en un 2%.

#### B.- Pérdidas por temperatura de la celda fotovoltaica.

El rendimiento de los módulos fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo de éstos. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera permanente es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta como por la parte posterior. El incremento de temperatura que se produce en algunos casos puede ser elevado. Para el cálculo del factor que considera las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura, “Ltem”, se utiliza la siguiente expresión:

$$L_{tem} = g \times (T_c - 25^\circ\text{C}) \quad (6.1)$$

En que:

- g: Coeficiente de temperatura de la potencia, en 1/°C. Este valor lo entrega el fabricante del panel e indica en cuánto se reduce la potencia de salida cuando la temperatura de la celda aumenta en 1°C. En este caso tiene un valor de 0,00485 /°C.
- Tc: Temperatura de trabajo mensual de las placas fotovoltaicas.

Para encontrar Tc se utiliza la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^\circ\text{C}) \cdot E}{800} \quad (6.2)$$

Donde:

- Tamb: Temperatura ambiente media mensual del lugar donde opera la planta.
- Tonc: Temperatura de operación nominal del módulo. Es la temperatura que adquieren las celdas solares cuando se somete la placa a una irradiación de 800 W/m<sup>2</sup> con un índice del aire AM (1,5); una temperatura ambiente de 20°C y una velocidad de viento de 1 m/s. Este dato es suministrado por el fabricante, siendo el valor en este caso Tonc = 47,5°C.

- E: Radiación media en un día soleado, considerando la ubicación se tomará un valor de 900 W/m<sup>2</sup>.

Substituyendo los valores en la expresión anterior encontramos:

$$T_c = T_{amb} + 30,9^{\circ}\text{C} \quad (6.3)$$

$$L_{tem} = g \cdot (T_{amb} + 5,9^{\circ}\text{C}) \quad (6.4)$$

Considerando una temperatura ambiente de 23°C para 8 meses durante el año, se llega a un valor promedio para L<sub>tem</sub> de 9,3%.

#### C.- Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos

Son las pérdidas debido al polvo, las partículas y la suciedad adherida a los módulos. En condiciones normales de operación y realizando los trabajos de mantenimiento y limpieza correspondientes, las pérdidas por suciedad en los paneles no deberían superar el 3%.

#### D.- Pérdidas por inclinación y azimut

Estas pérdidas corresponden a las ocasionadas por la orientación de los paneles y por su inclinación. Para minimizar estas pérdidas se orientan los paneles hacia el norte<sup>18</sup>, determinado por el mediodía solar, cualquier otra orientación traerá consigo pérdidas de eficiencia. En cuanto a la inclinación adecuada de los módulos, existen referencias para inclinaciones relativamente óptimas en función de la latitud del lugar, cualquier otra inclinación implica pérdidas adicionales. Como el proyecto contempla el uso de seguidores en dos ejes, las pérdidas por este concepto se reducen drásticamente pero no desaparecen, ya que los servomotores de los seguidores tienen un paso determinado y un tiempo establecido para cambiar a su nueva posición, además el seguidor también posee límites para su orientación e inclinación, que impiden que la orientación de los paneles sea siempre horizontal a los rayos del sol. Estas pérdidas se estiman en un 3%.

#### E.- Pérdidas por sombras

Las pérdidas por sombras son producidas básicamente por efecto de sombras sobre los módulos, ya sea por nubes u otro elemento ó por el traslape de los módulos a lo largo del día, especialmente en el amanecer y atardecer, en que las sombras son mucho más largas.

Con una adecuada separación de los módulos y seguidores, tanto en su distribución norte-sur como este-oeste, estas pérdidas deberían reducirse considerablemente. Por lo tanto, se considerará un valor de un 2% para dar cuenta del fenómeno.

#### F.- Pérdidas por degradación fotónica

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico y se admite comúnmente como valor de degradación el 1%.

---

<sup>18</sup> La inclinación es hacia al norte en el hemisferio Sur y hacia el sur en el hemisferio norte.

## G.- Pérdidas eléctricas

Estas pérdidas son producto de las pérdidas joule en los cables eléctricos que conectan toda la instalación, ya sea en la parte de corriente continua o en la zona de corriente alterna, aportando también las pérdidas en cualquier otro dispositivo electrónico. Las pérdidas por cableado se controlan con el correcto dimensionamiento de los conductores, y suelen ser menores en plantas de gran escala que en plantas de pequeña envergadura.

Se ha considerado un valor de 2% en las pérdidas por cableado y un 4,3 % en pérdidas del inversor y transformador, totalizando un 6,3% para las pérdidas eléctricas.

## H.- Pérdidas por reflectancia angular y espectral

Las pérdidas estimadas por la Universidad de Ginebra y que hacen referencia a los efectos angulares de reflexión son de un 2,9%.

Finalmente si sumamos todas las pérdidas dentro del sistema fotovoltaico resultan, estas son iguales al 29,5%

## Anexo B: Cálculo de reducciones de emisiones de CO<sub>2</sub>

El proyecto reduce emisiones de CO<sub>2</sub> mediante el reemplazo de generación de energía por fuentes existentes que emiten GEI. La reducción de emisiones del proyecto durante el año “y” se expresa como se muestra en la ecuación (6.5) [11]:

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (6.5)$$

En que:

ER<sub>y</sub> : Es la reducción de emisiones en el año “y” con respecto al caso base en Ton de CO<sub>2</sub>.

BE<sub>y</sub> : Es la diferencia entre la reducción de emisiones en el año “y” con respecto al caso base en Ton de CO<sub>2</sub>.

PE<sub>y</sub> : Son las emisiones del proyecto en el año “y”, en Ton de CO<sub>2</sub>.

L<sub>y</sub> : Son las emisiones generadas por actividades anexas al proyecto en el año “y”, en Ton de CO<sub>2</sub> (construcción de la planta, manejo de combustibles, inundación de terrenos, etc.).

Para el proyecto de la planta fotovoltaica, el término PE<sub>y</sub> es nulo, ya que los paneles no emiten GEI. Además, el término L<sub>y</sub> se puede despreciar en principio, ya que no se conoce bien si es necesario construir caminos, los movimientos de tierra son acotados y no hay almacenaje ni manejo de combustible. Luego, la ecuación (6.5) queda expresada como la ecuación (6.6):

$$ER_y = BE_y \quad (6.6)$$

Para calcular el término BE<sub>y</sub> se debe utilizar la expresión siguiente:

$$BE_y = EF_y \cdot G_y \quad (6.7)$$

En que:

EF<sub>y</sub> : Es el factor de emisiones en el año “y” del caso base en Ton de CO<sub>2</sub>/MWh.

G<sub>y</sub> : Es la electricidad generada en el año “y” por el proyecto en cuestión (en MWh).

Para determinar el factor de emisiones del sistema EF<sub>y</sub>, se deben considerar dos factores de emisión: el factor operacional de emisiones (Operating Margin, OM) y el factor de emisiones en construcción (Build Margin, BM). Ambos factores se ponderan según la naturaleza del proyecto. En instalaciones eólicas y solares la ponderación usualmente considerada es la siguiente, ecuación (6.8):

$$EF_y = 0,75 \cdot OM + 0,25 \cdot BM \quad (6.8)$$

En que:

OM : Es el factor operacional de emisiones.

BM : Es el factor de emisiones en construcción.

El factor operacional de emisiones (OM) se encuentra ponderando el factor de emisiones de cada central por su energía generada. El factor de emisiones en construcción (BM) se determina considerando las últimas centrales que entraron en operación en el sistema. Para determinar qué centrales considerar se debe tomar en cuenta dos criterios [11]:

- Considerar las últimas cinco centrales que ingresaron al sistema y calcular la energía (MWh) generada por éstas.
- Calcular el 20% de la energía generada el último año y tomar en cuenta las últimas centrales que se hayan puesto en operación hasta que sume dicha generación anual.

De los criterios anteriores, se debe considerar aquel que tome en cuenta la mayor cantidad de energía generada, es decir, si las cinco últimas centrales construidas generan más del 20 % de la generación del año considerado, se debe utilizar el primer criterio.

Para calcular el factor de emisiones operativas (OM), es necesario conocer las características del sistema en cual se instala el proyecto, como por ejemplo cuales son las emisiones de gases actuales que se generan, cuestión sumamente difícil, por lo que se prefiere un método indirecto, que consiste en estimar su emisión a partir de su energético primario.

Combustible	Emisiones Ton CO <sub>2</sub> /MWh
Carbón	0,974
Gas	0,469
Diesel	0,726
Hidro	0

Tabla 6.1: Ton de CO<sub>2</sub> emitida por tipo de combustible [11]

En la tabla 6.2 se presenta el aporte de cada tecnología en la generación del SING para el año 2011.

Combustible	Participación en generación
Carbón	45,85%
Gas	46,11%
Diesel	7,82%
Hidro	0,22%

Tabla 6.2: Participación en generación según tipo de combustible [16]

Utilizando los valores de las tablas 6.1 y 6.2 se calcula el factor de emisiones operativas (OM) del sistema como la suma de los aportes que hace a éste cada una de las tecnologías de generación:

Combustible	Emisiones [Ton CO <sub>2</sub> /MWh]	Participación en generación	Aporte al OM [Ton CO <sub>2</sub> /MWh]
Carbón	0,974	45,85%	0,447
Gas	0,469	46,11%	0,216
Diesel	0,726	7,82%	0,057
Hidro	0	0,22%	0,000
<b>Factor OM [Ton CO<sub>2</sub>/MWh]</b>			<b>0,720</b>

Tabla 6.3: Cálculo del Factor de emisión operativas

Para el cálculo del factor de emisión en construcción (BM) se utiliza el primer criterio ya que la energía generada por las últimas plantas en ingresar al sistema, que totalizan los 4.060 GWh, es mayores que el 20% de la generación para el año 2011 (17.222 GWh). En la tabla 6.4 se detallan dichas centrales generadoras.

Central	Tipo	Empresa	P <sub>máx</sub> <sup>19</sup> [MW]	Año ingreso	Generación 2011 [GWh]
Angamos I	carbón	E.E. Angamos	260	2011	756
Angamos II	carbón	E.E. Angamos	260	2011	1.280
Hornitos	carbón	E-CL	165	2011	669
Andina	carbón	E-CL	165	2010	1.349
Estandartes	Diesel	Enor Chile	4,8	2009	6
Total					4.060

Tabla 6.4: Generación de las 5 últimas centrales en entrar en operación al SING [24]

La tabla 6.5 resume el cálculo del factor de emisión BM para el año 2011, considerando la participación en la generación por tipo de combustible según la tabla 6.4.

Combustible	Emisiones [Ton CO <sub>2</sub> /MWh]	Participación según primer criterio	Aporte al BM [Ton CO <sub>2</sub> /MWh]
Carbón	0,974	99,85%	0,973
Gas	0,469		0,000
Diesel	0,726	0,15%	0,001
Hidro	0		0,000
<b>Factor BM [Ton CO<sub>2</sub>/MWh]</b>			<b>0,974</b>

Tabla 6.5: Cálculo de factor de emisión de construcción

Luego reemplazando estos índices de emisiones en la ecuación (6.8) se tiene que:

$$EF_y = 0,783 \quad (6.9)$$

Para un proyecto fotovoltaico instalado en el SING, la reducción anual de emisiones de GEI estimada a partir de datos de generación del 2011 es:

$$ER_y = 0,783 \cdot G_y \quad (6.10)$$

En que:

ER<sub>y</sub> : Es la reducción de emisiones en el año “y” con respecto al caso base en Ton de CO<sub>2</sub>.

G<sub>y</sub> : Es la energía generada en el año “y” por el proyecto en cuestión (en MWh).

Como la reducción de 1 Ton de CO<sub>2</sub> es equivalente a la emisión de un CER, la ecuación (6.10) también indica la cantidad de CERs que en teoría se pueden comercializar.

<sup>19</sup> P<sub>máx</sub> corresponde a la potencia máxima de las centrales.

## Anexo C: Características de un panel solar

### Energía solar – ¡claro que sí!

Porque protege el clima.

#### Innovaciones de la empresa líder en fotovoltaica

Como especialista con 50 años de experiencia en la fotovoltaica (FV), Sharp contribuye de forma decisiva al desarrollo de la tecnología solar.

Los módulos fotovoltaicos Sharp de la serie NU están pensados para aplicaciones con una alta demanda de potencia. Estos módulos monocristalinos de alta calidad ofrecen un rendimiento duradero y fiable incluso bajo condiciones de uso extremas.

Todos los módulos Sharp de la serie NU ofrecen una óptima integración de sistema a nivel técnico y económico y resultan idóneos para el montaje en sistemas FV conectados a la red.



#### Información abreviada para el instalador

- Células solares monocristalinas azul oscuro de 156,5 mm × 156,5 mm
- 60 células en serie
- Capacidad de carga máxima de 2.400 N/m<sup>2</sup> (245 kg/m<sup>2</sup>)
- Tensión máxima del sistema 1.000 V CC
- IEC/EN 61215, IEC/EN 61730, Clase II (VDE: 40021391)

#### Características del producto

- Módulos fotovoltaicos de alto rendimiento con células de silicio monocristalinas azul oscuro (156,5 mm)<sup>2</sup> con coeficientes de rendimiento hasta 14,3 %.
- Diodos de bypass para minimizar la pérdida de potencia en caso de sombreado.
- Células con superficie texturizada para un rendimiento energético extremadamente alto.
- Estructura BSF (Back Surface Field, campo retrodifusor) para optimizar el coeficiente de rendimiento de las células.
- Utilización de vidrio blanco templado, plástico EVA y lámina resistente a la intemperie, así como un marco de aluminio anodizado plata con orificios de desagüe para la utilización a largo plazo.
- Salida: cable de conexión con conector estanco.

#### Calidad de Sharp

Los estándares de calidad de Sharp Solar marcan pautas. Continuos controles garantizan una calidad duradera. Todos los módulos son sometidos a ensayos ópticos, mecánicos y eléctricos. Los reconocerá por la etiqueta original de Sharp, el número de serie y la garantía de Sharp:

- 5 años de garantía al producto
- 10 años garantía de rendimiento al 90 % de la potencia
- 25 años garantía de rendimiento al 80 % de la potencia

Para más información y condiciones detalladas de garantía, consulten [www.sharp.eu](http://www.sharp.eu).

## Datos mecánicos

Célula	Célula solar de silicio monocristalino (156,5 mm) <sup>2</sup>
Número y conexión de células	60 en serie
Dimensiones	1.652 × 994 × 46 mm (1,64 m <sup>2</sup> )
Peso	20 kg
Tipo de conexión	Cable con conector (MC-3)

## Valores límite

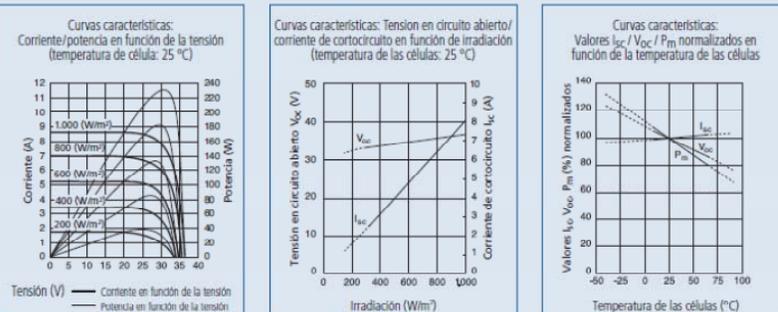
Temperatura de funcionamiento (célula)	-40 hasta +90	°C
Temperatura en almacén		
Humedad (relativa) del aire en almacén	hasta 90	%
Tensión de sistema máxima admisible	1.000	V CC
Capacidad de carga máxima	2.400	N/m <sup>2</sup>
Corriente inversa máxima	15	A

## Datos eléctricos

NU-E235 (E1)			
Potencia nominal		235 W <sub>p</sub>	
Tensión en circuito abierto	V <sub>OC</sub>	37,0	V
Corriente de cortocircuito	I <sub>SC</sub>	8,60	A
Tensión en el punto de máxima potencia	V <sub>PM</sub>	30,0	V
Corriente en el punto de máxima potencia	I <sub>PM</sub>	7,84	A
Coefficiente de rendimiento del módulo	$\eta_m$	14,3	%
NOCT		47,5	°C
Coefficiente de temperatura – tensión en circuito abierto	$\alpha V_{OC}$	-130	mV/°C
Coefficiente de temperatura/corriente de cortocircuito	$\alpha I_{SC}$	+0,053	%/°C
Coefficiente de temperatura potencia	$\alpha P_m$	-0,485	%/°C

Valores eléctricos se refieren a condiciones de prueba estándar (STC): Irradiación de 1.000 W/m<sup>2</sup> con espectro de luz AM 1.5 a una temperatura de célula de 25 °C. La entrega de potencia está sujeta a una tolerancia de fabricación de -5% / +10%. Condiciones NOCT: irradiación de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20 °C y velocidad del viento de 1 m/sec.

## Curvas características NU-E235 (E1)

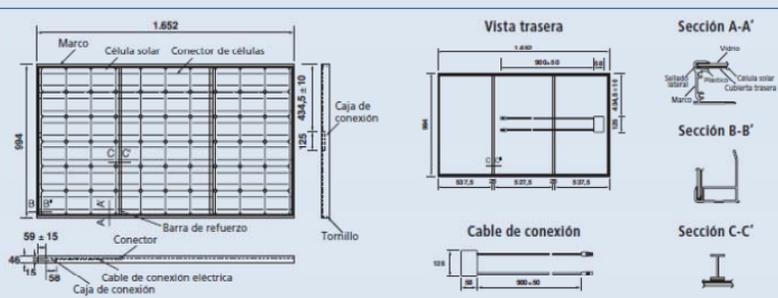


## Aplicaciones

- Instalaciones FV conectadas a la red
- Instalaciones FV aisladas
- Instalaciones FV sobre tejado
- Instalaciones FV en campo abierto

Antes de montar los módulos fotovoltaicos, lea por favor con atención nuestras instrucciones de montaje detalladas.

## Dimensiones exteriores



## Nota

Los datos técnicos pueden ser modificados sin previo aviso. Rogamos solicite a Sharp las hojas de datos actuales antes de utilizar un producto de Sharp. Sharp no se responsabiliza de daños en equipos que han sido dotados con productos de Sharp sin la consulta previa a una fuente de información segura.

Las especificaciones pueden variar ligeramente y no son garantizadas. Encontrará las instrucciones de instalación y operación en los manuales correspondientes o podrá descargarlas de [www.sharp.eu](http://www.sharp.eu).

Este módulo no debería conectarse directamente a una carga.

## Anexo D: Características del seguidor

### Características Técnicas MS-2 TRACKER 10 MS-2 TRACKER 10 +



Eje de seguimiento	2 EJE: Horizontal y Vertical
Superficie máxima de módulos	90 m <sup>2</sup>
Potencia fotovoltaica máxima	13,16 kWp (en función de la eficiencia de los módulos)
Accionamiento azimutal	Mediante motoreductor y corona dentada
Ángulos de giro azimutal	Eje vertical: -120° a +120°
Accionamiento inclinación	Gato Mecánico de accionamiento eléctrico
Inclinación motorizada	Regulable de 0° a 60°
Altura del seguidor a 60°	6.700 mm (desde suelo a módulos superiores)
Consumo de motor	100 kWh/año
Alimentación de servicio a motor	380 V Trifásico
Estructura	Estructura acero galvanizado por inmersión en caliente
Diseño estructura	Estructura "V" sobre corona dentada
Peso sin módulos y sin cimentación	3.000 kg
Armarios eléctricos de automatización y protección	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66 Incluye automatización, cableado hasta motor y protección del mismo

Armario de acometida	Metálicos, estancos, totalmente cableados IP66 incluye protecciones sobretensión AC, pias y diferencial (sólo para MS TRACKER +)
Tecnología de seguimiento	Programación astronómica de PLC independiente
Monitorización	In situ, Ethernet, Internet (OPCIONAL)
Inversores	2 inversores SB SMA de 6,0 kW nominales, IP65  1 SC 500 HE para 50 seguidores
Módulos a instalar	Cualquier tipo de modulo FV Opcional, periferia portamodulos
Peso máximo de módulos	1250 Kg
Sistema protección contra viento	Programable. Posicionamiento en horizontal y en veleta a velocidades mayores de 70 km/h (por medio de resbalamiento en motoreductor)
Cimentación	Cimentación superficial circular, 7,5 m <sup>2</sup> hormigón con mallazo. Pernos de anclaje opcional, anclaje por tornillo directo
Cumple normativa	EUROCODE 0 EUROCODE 1 EUROCODE 3 CE
Vientos máximos	140 Km/h
Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas para mantener la vigencia de garantía

### Esquema de la estructura



MIEC ASQUA B D - ES 01/12 01/672 / 2010

## Anexo E: Características de los inversores

A continuación se presentan las principales características para un inversor de conexión a la red [25].

Modelo	ASV1000KC
<b>Entrada de DC</b>	
Potencia de entrada Nominal	1000KW
Potencia de la rama Máxima recomendada	1100KWp
Voltaje DC máximo	880V
Rango de Voltaje MPPT	450-820Vdc
Corriente de entrada Máxima	2400A
Número de string máximo	32
<b>Salida de AC</b>	
Potencia de salida Nominal	1000KW
Máxima Eficiencia	98.8%
Eficiencia Europea	98.6%
Consumo de energía nocturno	≤ 200W
Factor de potencia	≤ 0.99
Voltaje de salida	270Vac
Rango de frecuencia de red	47.5—51.5Hz
corriente THD	≤3%
Método de aislamiento	Sin transformador de aislamiento
Conexión	Bloque de terminal
interfaz de comunicación	RS485/RS232/GPRS/Ethernet
Idioma y modo de visualización	Visualización de pantalla táctil LCD de chino e inglés
Trabajo	Automático/Manual
Ruido (dB)	≤65
<b>Funciones Principales</b>	
Protección de isla	≤2s
Protección de corto circuito	≤0.5S
Tiempo para restablecer la conexión con la red	5min
Protección de sobrecorriente	Protección automática cuando la corriente de salida excede 150% de la corriente nominal
Protección de bajo voltaje	SI
Protección de sobretensiones de DC	SI
Protección de sobrecalentamiento	SI
Protección de entrada de polaridad opuesta	Protege
Modo	MPPT/CVT
<b>Requisitos ambientales y otros</b>	
Temperatura	-20-45 °C
Humedad	15~95%
Refrigeración	Ventilación Forzada
Nivel de protección	Ip20(interior)
Dimensiones (Ancho/Alto/Profundidad)	4900/2200/850
Peso	4000kg

## Anexo F : Panillas para el cálculo de la rentabilidad

### 1.- Escenario Base

#### CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD

Escenario Base

Generación Anual	87.535 MWh	inversión	127	MM USD
Potencia Firme	4.356 kW	Ley 20.257	24	USD/MMWh
Precio Energía	96 USD/MMWh	Venta Cer	1	MM USD
Precio Potencia	9,20 USD/kWh/mes	Costo O&M	1	1% inversión
Peajes subtx	8% de ventas	Reducción GEI	68.540	Ton CO2
Impuesto	17%	CER	13	USD/Ton CO2
Tasa de descuento	10%			

Supuestos adicionales
1.- aumento en un 1% en el precio de la Energía
2.- aumento en un 2% en los ingresos por efecto de la ley 20.257

#### Flujo de caja

Item	Período																															
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Venta de Energía		8,40	8,49	8,57	8,66	8,74	8,83	8,92	9,01	9,10	9,19	9,28	9,38	9,47	9,56	9,66	9,76	9,85	9,95	10,05	10,15	10,25	10,36	10,46	10,56	10,67	10,78	10,88	10,99	11,10	11,21	
Venta de Potencia		0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	
Venta Bono de Carbono		0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	
Ingreso por ley 20.257		2,12	2,16	2,20	2,25	2,29	2,34	2,39	2,43	2,48	2,53	2,58	2,63	2,69	2,74	2,80	2,85	2,91	2,97	3,03	3,09	3,15	3,21	3,27	3,34	3,41	3,48	3,54	3,62	3,69	3,76	
Costo O&M		1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	
Peajes subtx		0,71	0,72	0,72	0,73	0,74	0,75	0,75	0,76	0,77	0,77	0,78	0,79	0,80	0,80	0,81	0,82	0,83	0,83	0,84	0,85	0,86	0,87	0,88	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	
Depreciacion		4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	
Utilidades Antes de Impuesto		5,67	5,79	5,91	6,03	6,16	6,29	6,41	6,54	6,68	6,81	6,94	7,08	7,22	7,36	7,50	7,65	7,79	7,94	8,09	8,25	8,40	8,56	8,72	8,88	9,05	9,21	9,38	9,55	9,72	9,90	
Impuesto		0,96	0,98	1,01	1,03	1,05	1,07	1,09	1,11	1,13	1,16	1,18	1,20	1,23	1,25	1,28	1,30	1,33	1,35	1,38	1,40	1,43	1,46	1,48	1,51	1,54	1,57	1,59	1,62	1,65	1,68	
Utilidades Después de Impuesto		4,71	4,81	4,91	5,01	5,11	5,22	5,32	5,43	5,54	5,65	5,76	5,88	5,99	6,11	6,23	6,35	6,47	6,59	6,72	6,85	6,97	7,10	7,24	7,37	7,51	7,65	7,79	7,93	8,07	8,22	
Depreciacion		4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	
<b>Flujo operacional</b>		<b>8,95</b>	<b>9,05</b>	<b>9,15</b>	<b>9,25</b>	<b>9,36</b>	<b>9,46</b>	<b>9,57</b>	<b>9,68</b>	<b>9,79</b>	<b>9,90</b>	<b>10,01</b>	<b>10,12</b>	<b>10,24</b>	<b>10,35</b>	<b>10,47</b>	<b>10,59</b>	<b>10,72</b>	<b>10,84</b>	<b>10,96</b>	<b>11,09</b>	<b>11,22</b>	<b>11,35</b>	<b>11,48</b>	<b>11,62</b>	<b>11,75</b>	<b>11,89</b>	<b>12,03</b>	<b>12,17</b>	<b>12,32</b>	<b>12,46</b>	
inversion		127,36																														
<b>Flujo de caja</b>		<b>-127,36</b>	<b>8,95</b>	<b>9,05</b>	<b>9,15</b>	<b>9,25</b>	<b>9,36</b>	<b>9,46</b>	<b>9,57</b>	<b>9,68</b>	<b>9,79</b>	<b>9,90</b>	<b>10,01</b>	<b>10,12</b>	<b>10,24</b>	<b>10,35</b>	<b>10,47</b>	<b>10,59</b>	<b>10,72</b>	<b>10,84</b>	<b>10,96</b>	<b>11,09</b>	<b>11,22</b>	<b>11,35</b>	<b>11,48</b>	<b>11,62</b>	<b>11,75</b>	<b>11,89</b>	<b>12,03</b>	<b>12,17</b>	<b>12,32</b>	<b>12,46</b>

VAN	-34,55	MM USD
TIR	6,8%	

## 2.- Escenario Conservador

### CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD

Generación Anual	87.535 MWh
Potencia Firme	4.356 kW
Precio Energía	105,6 USD/MWh
Precio Potencia	9,20 USD/kWh/mes
Peajes subtx	0% de ventas
Impuesto	17%
Tasa de descuento	10%

inversión	115	MMUSD
Ley 20.257	24	USD/MWh
Venta Cer	1	MMUSD
Costo O&M	1	1% inversión
Reducción GEI	68.540	Ton CO2
CER	13	USD/Ton CO2

### Escenario Conservador

inversión se reduce en un 10 %  
precio de la energía aumenta en un 10%  
peajes se eliminan

### Supuestos adicionales

- 1.- aumento en un 1% en el precio de la Energía
- 2.- aumento en un 2% en los ingresos por efecto de la ley 20.257

### Flujo de caja

Item	Período																														
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Venta de Energía	9,24	9,34	9,43	9,52	9,62	9,72	9,81	9,91	10,01	10,11	10,21	10,31	10,42	10,52	10,63	10,73	10,84	10,95	11,06	11,17	11,28	11,39	11,51	11,62	11,74	11,85	11,97	12,09	12,21	12,34	
Venta de Potencia	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	
Venta Bono de Carbono	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	
Ingreso por ley 20.257	2,12	2,16	2,20	2,25	2,29	2,34	2,39	2,43	2,48	2,53	2,58	2,63	2,69	2,74	2,80	2,85	2,91	2,97	3,03	3,09	3,15	3,21	3,27	3,34	3,41	3,48	3,54	3,62	3,69	3,76	
Costo O&M	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	
Peajes subtx	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Depreciacion	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	
Utilidades Antes de Impuesto	7,77	7,91	8,05	8,18	8,32	8,47	8,61	8,76	8,90	9,05	9,20	9,36	9,51	9,67	9,83	9,99	10,16	10,33	10,49	10,67	10,84	11,01	11,19	11,37	11,56	11,74	11,93	12,12	12,31	12,51	
Impuesto	1,32	1,34	1,37	1,39	1,42	1,44	1,46	1,49	1,51	1,54	1,56	1,59	1,62	1,64	1,67	1,70	1,73	1,76	1,78	1,81	1,84	1,87	1,90	1,93	1,96	2,00	2,03	2,06	2,09	2,13	
Utilidades Después de Impuesto	6,45	6,56	6,68	6,79	6,91	7,03	7,15	7,27	7,39	7,51	7,64	7,77	7,90	8,03	8,16	8,30	8,43	8,57	8,71	8,85	9,00	9,14	9,29	9,44	9,59	9,75	9,90	10,06	10,22	10,38	
Depreciacion	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	3,82	
<b>Flujo operacional</b>		10,27	10,39	10,50	10,61	10,73	10,85	10,97	11,09	11,21	11,33	11,46	11,59	11,72	11,85	11,98	12,12	12,25	12,39	12,53	12,67	12,82	12,96	13,11	13,26	13,41	13,57	13,72	13,88	14,04	14,20
inversion	114,62																														
<b>Flujo de caja</b>	-114,62	10,27	10,39	10,50	10,61	10,73	10,85	10,97	11,09	11,21	11,33	11,46	11,59	11,72	11,85	11,98	12,12	12,25	12,39	12,53	12,67	12,82	12,96	13,11	13,26	13,41	13,57	13,72	13,88	14,04	14,20

VAN	-8,32	MMUSD
TIR	9,2%	

### 3.- Escenario Favorable

#### CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD

Generación Anual	87.535 MWh
Potencia Firme	4.356 kW
Precio Energía	110,4 USD/MWh
Precio Potencia	9,20 USD/kWh/mes
Peajes subtx	4% de ventas
Impuesto	17%
Tasa de descuento	10%

inversión	108	MMUSD
Ley 20.257	24	USD/MWh
Venta Cer	1	MMUSD
Costo O&M	1	1% inversión
Reducción GEI	68.540	Ton CO2
CER	13	USD/Ton CO2

#### Escenario Favorable

inversión se reduce en un 15 %  
 precio de la energía aumenta en un 15%  
 peajes se reducen a la mitad

#### Supuestos adicionales

- 1.- aumento en un 1% en el precio de la Energía
- 2.- aumento en un 2% en los ingresos por efecto de la ley 20.257

#### Flujo de caja

Item	Periodo																														
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Venta de Energía	9,66	9,76	9,86	9,96	10,06	10,16	10,26	10,36	10,46	10,57	10,67	10,78	10,89	11,00	11,11	11,22	11,33	11,44	11,56	11,68	11,79	11,91	12,03	12,15	12,27	12,39	12,52	12,64	12,77	12,90	
Venta de Potencia	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	
Venta Bono de Carbono	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	
Ingreso por ley 20.257	2,12	2,16	2,20	2,25	2,29	2,34	2,39	2,43	2,48	2,53	2,58	2,63	2,69	2,74	2,80	2,85	2,91	2,97	3,03	3,09	3,15	3,21	3,27	3,34	3,41	3,48	3,54	3,62	3,69	3,76	
Costo O&M	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	
Peajes subtx	0,41	0,41	0,41	0,42	0,42	0,43	0,43	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45	0,45	0,46	0,46	0,47	0,47	0,48	0,48	0,49	0,49	0,50	0,50	0,51	0,51	0,51	0,52	0,52	0,53	0,54	
Depreciacion	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	
Utilidades Antes de Impuesto	8,06	8,20	8,34	8,48	8,62	8,76	8,90	9,05	9,20	9,35	9,50	9,65	9,81	9,97	10,13	10,29	10,46	10,62	10,79	10,96	11,14	11,31	11,49	11,67	11,86	12,04	12,23	12,42	12,61	12,81	
Impuesto	1,37	1,39	1,42	1,44	1,46	1,49	1,51	1,54	1,56	1,59	1,61	1,64	1,67	1,69	1,72	1,75	1,78	1,81	1,83	1,86	1,89	1,92	1,95	1,98	2,02	2,05	2,08	2,11	2,14	2,18	
Utilidades Después de Impuesto	6,69	6,81	6,92	7,03	7,15	7,27	7,39	7,51	7,63	7,76	7,88	8,01	8,14	8,27	8,41	8,54	8,68	8,82	8,96	9,10	9,24	9,39	9,54	9,69	9,84	9,99	10,15	10,31	10,47	10,63	
Depreciacion	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	3,61	
<b>Flujo operacional</b>	10,30	10,41	10,53	10,64	10,76	10,88	11,00	11,12	11,24	11,37	11,49	11,62	11,75	11,88	12,01	12,15	12,29	12,42	12,57	12,71	12,85	13,00	13,15	13,30	13,45	13,60	13,76	13,92	14,08	14,24	
inversion	108,26																														
<b>Flujo de caja</b>	-108,26	10,30	10,41	10,53	10,64	10,76	10,88	11,00	11,12	11,24	11,37	11,49	11,62	11,75	11,88	12,01	12,15	12,29	12,42	12,57	12,71	12,85	13,00	13,15	13,30	13,45	13,60	13,76	13,92	14,08	14,24

VAN	-1,66	MMUSD
TIR	9,8%	

## 4.- Escenario Optimista

### CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD

Generación Anual	87.535 MWh
Potencia Firme	4.356 kW
Precio Energía	105,6 USD/MWh
Precio Potencia	9,20 USD/kWh/mes
Peajes subtx	4% de ventas
Impuesto	17%
Tasa de descuento	10%

inversión	102	MMUSD
Ley 20.257	24	USD/MWh
Venta Cer	1	MMUSD
Costo O&M	1	1% inversión
Reducción GEI	68.540	Ton CO2
CER	13	USD/Ton CO2

### Escenario Optimista

inversión se reduce en un 20 %  
precio de la energía aumenta en un 10%  
peajes se reducen a la mitad

### Supuestos adicionales

- 1.- aumento en un 1% en el precio de la Energía
- 2.- aumento en un 2% en los ingresos por efecto de la ley 20.257

### Flujo de caja

Item	Período																														
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Venta de Energía	9,24	9,34	9,43	9,52	9,62	9,72	9,81	9,91	10,01	10,11	10,21	10,31	10,42	10,52	10,63	10,73	10,84	10,95	11,06	11,17	11,28	11,39	11,51	11,62	11,74	11,85	11,97	12,09	12,21	12,34	
Venta de Potencia	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Venta Bono de Carbono	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Ingreso por ley 20.257	2,12	2,16	2,20	2,25	2,29	2,34	2,39	2,43	2,48	2,53	2,58	2,63	2,69	2,74	2,80	2,85	2,91	2,97	3,03	3,09	3,15	3,21	3,27	3,34	3,41	3,48	3,54	3,62	3,69	3,76	
Costo O&M	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Peajes subtx	0,39	0,39	0,40	0,40	0,40	0,41	0,41	0,42	0,42	0,42	0,43	0,43	0,44	0,44	0,44	0,45	0,45	0,46	0,46	0,47	0,47	0,47	0,48	0,48	0,49	0,49	0,50	0,50	0,51	0,51	
Depreciacion	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40
Utilidades Antes de Impuesto	7,94	8,07	8,20	8,34	8,47	8,61	8,75	8,89	9,04	9,18	9,33	9,48	9,63	9,78	9,94	10,10	10,26	10,42	10,58	10,75	10,92	11,09	11,27	11,44	11,62	11,80	11,98	12,17	12,36	12,55	
Impuesto	1,35	1,37	1,39	1,42	1,44	1,46	1,49	1,51	1,54	1,56	1,59	1,61	1,64	1,66	1,69	1,72	1,74	1,77	1,80	1,83	1,86	1,89	1,92	1,94	1,98	2,01	2,04	2,07	2,10	2,13	
Utilidades Después de Impuesto	6,59	6,70	6,81	6,92	7,03	7,15	7,26	7,38	7,50	7,62	7,74	7,87	7,99	8,12	8,25	8,38	8,51	8,65	8,79	8,92	9,06	9,21	9,35	9,50	9,64	9,79	9,95	10,10	10,26	10,42	
Depreciacion	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	3,40	
<b>Flujo operacional</b>		9,98	10,09	10,20	10,31	10,43	10,54	10,66	10,78	10,90	11,02	11,14	11,26	11,39	11,52	11,65	11,78	11,91	12,05	12,18	12,32	12,46	12,60	12,75	12,89	13,04	13,19	13,34	13,50	13,65	13,81
inversion	101,89																														
<b>Flujo de caja</b>	-101,89	9,98	10,09	10,20	10,31	10,43	10,54	10,66	10,78	10,90	11,02	11,14	11,26	11,39	11,52	11,65	11,78	11,91	12,05	12,18	12,32	12,46	12,60	12,75	12,89	13,04	13,19	13,34	13,50	13,65	13,81

VAN	1,43	MMUSD
TIR	10,2%	

