



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DISEÑO Y ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICA DE UNA
CENTRAL CON TECNOLOGÍA SOLAR COMPRIMIDA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

RODRIGO DE LA CASTILLEJA MENDOZA

**PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ.**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO PALMA BEHNKE
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA**

**SANTIAGO DE CHILE
ENERO 2008**

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: RODRIGO DE LA CASTILLEJA
FECHA:
PROF. GUIA: Sr. LUIS VARGAS DÍAZ

“Diseño y estudio de factibilidad técnico-económica de una central con tecnología solar comprimida”

El objetivo principal de este trabajo es evaluar la factibilidad económica de una central solar, considerando condiciones técnicas y normativas. Para ello se estudió la energía solar disponible en el norte de Chile, considerando las condiciones climáticas que presenta el desierto de Atacama, datos históricos de radiación solar diaria promedio en un año y el desarrollo de un modelo de estimación de radiación solar. Este modelo determinó que se cuenta con una energía solar anual de $3,575 \text{ MWh}/\text{m}^2$ (con seguimiento solar).

Se diseñó de manera básica una topología de central la cual se optimizó para lograr minimizar los costos. Se estudiaron tecnologías de generación solar térmica como son: los grupos Concentrador/Stirling, las plantas Torre Concentradora Central, Concentradores parabólicos y Chimenea Solar, desarrollando más el estudio de la primera entre las mencionadas. La tecnología de grupo Concentrador/Stirling que se investigó fue la Schlaich Bergermann auf Partner (SBP), siendo la empresa que actualmente está disponible para fabricar estos grupos en países como Chile.

Además, se analizaron las condiciones legislativas y del mercado eléctrico de Chile aplicadas a este tipo de central. Luego, se procedió a realizar una evaluación económica, con su respectivo análisis de sensibilidad, del cual se dedujo que el proyecto era especialmente sensible a la variación del costo de instalación y al valor del Euro.

Finalmente, por medio de esta evaluación económica, se determinó que no es posible todavía instalar una central solar rentable en Chile (La TIR es menor que un 2 %). Debido principalmente a que estos grupos todavía no son producidos en masa, por lo que su costo actual sigue siendo el costo de prototipo.

Índice General

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Objetivos específicos	2
1.4. Alcance	2
1.5. Estructura	2
2. Estado del arte	4
2.1. Centrales con tecnología solar	4
2.1.1. Torre concentradora central	5
2.1.2. Concentradores parabólicos (Solar through)	6
2.1.3. Concentrador solar Stirling	6
2.1.4. Chimenea solar	7
2.2. Grupo Concentrador/Stirling	8
2.3. El concentrador solar con tecnología Stirling	9
2.3.1. Descripción	9
2.3.2. Seguimiento solar	10
2.4. Receptor solar	10
2.5. Motores	11

2.5.1. Descripción	11
2.5.2. Funcionamiento	11
2.6. Historia	13
3. Análisis de tecnologías	18
3.1. Grupos Concentradores/Stirling	18
3.2. Sistemas de seguimiento solar	20
3.3. Sistemas de protección	21
3.4. Curva de generación	22
3.5. Costos	22
4. El recurso solar	23
4.1. Análisis de la radiación	24
4.2. Efecto de la nubosidad	27
4.3. Energía generada	30
5. Bonos de carbono	34
5.1. Calentamiento global	34
5.2. El Protocolo de Kyoto y su desarrollo	35
5.2.1. Mecanismo de desarrollo limpio (MDL)	36
5.2.2. Cálculo de reducción de emisiones	39
6. Análisis técnico	44
6.1. Ubicación de los grupos generadores	44
6.2. Conexión entre dispositivos	47
6.3. Análisis de fallas	51

6.3.1.	Corrientes de falla del grupo Concentrador/Stirling	51
6.3.2.	Análisis por zonas	51
6.4.	Dimensionamiento de conductores	54
6.5.	Conductores de media tensión	56
7.	Análisis económico	61
7.1.	Minimización de costos de la red de distribución	61
7.1.1.	Costo del transformador	61
7.1.2.	Costo de alambrado	62
7.1.3.	Costo de interruptores	63
7.1.4.	Costo de la red de distribución en MT	64
7.1.5.	Costo total de la red de distribución	66
7.2.	Costo de grupos Concentrador/Stirling	67
7.3.	Estimación de la mano de obra	67
7.4.	El mercado eléctrico	68
7.4.1.	Estimación del precio de la energía	69
7.5.	Análisis de rentabilidad	71
7.6.	Estimación de escenarios	72
7.6.1.	Caso Base	72
7.6.2.	Escenario favorable	73
7.6.3.	Escenario muy favorable	74
7.6.4.	Análisis de sensibilidad	75
8.	Conclusiones	77
	Bibliografía	79

9. Anexo	81
9.1. Cálculo de distancia de los grupos Concentrador/Stirling	81
9.2. Cálculo de la corriente de cortocircuito	84
9.3. Plantilla para evaluación económica	85
Índice de Figuras	87
Índice de Tablas	90

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En los últimos años se ha desarrollado con mayor entusiasmo las centrales con tecnología solar comprimida, ya que presentan ventajas comparativas con respecto a otros tipos de generación basados en los combustibles fósiles como lo son:

- Tecnología no contaminante.
- No tener una dependencia energética, puesto que el recurso que se explota es gratis y por esencia es inagotable. Además es el recurso energético más abundante que existe en la tierra. ¹
- Aprovecha los recursos naturales que se dan en el lugar donde se instalan.

Actualmente a la independencia energética se le ha otorgado un mayor énfasis después de la crisis vivida con Argentina en el caso del gas natural, lo que ha aumentado los costos de generación de energía, debido a que ha forzado el uso del petróleo en reemplazo. El consiguiente aumento del precio nudo sumado a la ley de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), ha logrado que se torne interesante un estudio de inversión en energía alternativa.

Además, existe una preocupación mundial por el calentamiento global, que se manifiesta con la firma del tratado de Kyoto sobre reducción de emisiones. Este tratado fija cotas máximas de emisión de gases invernadero para países desarrollados y además permite a los países la compra de bonos de emisión de carbono generados en países en desarrollo como Chile.

La venta de bonos de carbono, conocidos como certificados de reducción de emisiones (CER), permite financiar proyectos que son poco rentables o bien de muy alto riesgo, como es el caso de la energía solar.

¹Toda la energía a excepción de la geotérmica o la nuclear, se puede considerar como energía solar almacenada

1.2. Objetivos

El objetivo de este trabajo es determinar la rentabilidad técnica-económica de una central basada en tecnología solar comprimida con motores Stirling de 9 MWe.

1.3. Objetivos específicos

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

- Conocer las tecnologías que actualmente se están desarrollando en grupos Concentrador/Stirling.
- Estimar la energía disponible en el norte de Chile.
- Proponer una red de conexión que minimice los costos de instalación.
- Proponer una configuración para la instalación de los grupos Concentrador/Stirling.
- Estimar el costo de inversión y la rentabilidad de la operación de la central.

1.4. Alcance

Para este proyecto se han definido los siguientes criterios y enfoques tendientes a definir el alcance del mismo:

- El estudio contempla la factibilidad técnica desde el punto de vista eléctrico.
- El estudio técnico es de régimen permanente y no se considera un comportamiento dinámico.
- El estudio técnico-económico contempla que la central se conectará a un empalme de media tensión no considerando el uso de líneas para la conexión con el sistema interconectado.
- El presente proyecto contempla sólo los estudios y evaluaciones para el suministro de energía eléctrica. No incluye la etapa de implementación ni la ingeniería de detalle.

1.5. Estructura

El presente trabajo se estructura en ocho capítulos principales, comenzando con la introducción, donde se muestra la motivación, el objetivo general, objetivos específicos y alcances del proyecto. En el segundo capítulo se presenta el contexto actual de la generación de electricidad con tecnología solar térmica. Luego, en el capítulo tercero se analizan las tecnologías disponibles para la generación con motores Stirling. En el capítulo cuarto se realiza un estudio detallado del recurso solar, además de la estimación de la energía generable por uno de los grupos. En el capítulo quinto se estudia los CER que

puede vender la central a algún país desarrollado. En el capítulo sexto se determina como se conectarán los grupos y la forma en que se emplazarán. Con esto, en el capítulo séptimo se desarrolla un análisis económico que contempla la minimización de costos y el estudio de los escenarios posibles que se puede presentar para el proyecto.

Capítulo 2

Estado del arte

2.1. Centrales con tecnología solar

Los últimos avances de tecnología solar apuntan a la utilización de la energía solar comprimida. Este tipo de energía solar se refiere al uso de concentradores solares para su utilización.

Los esfuerzos por bajar el costo de la obtención de la energía solar mediante el efecto fotovoltaico, apuntan a aumentar la eficiencia de las celdas solares y además reducir el tamaño de estas. Esto se logra gracias a la utilización de lentes tipo Fresnel, como se muestra en la figura 2.1.



Figura 2.1: Celda solar comprimida
Fuente: Concentrix GmbH [12]

Pero la obtención de energía vía fotovoltaica presenta problemas técnicos adicionales, puesto que se debe calcular el punto óptimo de transferencia de potencia y además de convertir la tensión continua, generada por las celdas, en tensión alterna. Esto último, hace que las celdas fotovoltaicas presenten eficiencias netas menores que el 30 % alcanzadas con las tecnologías solar térmicas.

La energía solar comprimida tiene un gran potencial técnico debido a que no se requiere de una tecnología avanzada para su utilización. Principalmente porque se puede emplear como una fuente de

calor, en vez de una fuente de energía de radiación electromagnética. La tecnología que se usa para aprovechar esta fuente de calor es bien conocida en muchos casos (Ciclo Rankine) o bien es tecnología que fue dejada de lado y no se continuó su desarrollo como es el caso de los motores con Ciclo Stirling.

A modo de resumen se muestra las tecnologías térmicas disponibles actualmente:

2.1.1. Torre concentradora central

Los mayores exponentes de este tipo de central son las *Solar One* y la *Solar Two* en los Estados Unidos, como se muestra en la figura 2.2 y la *Solar Tres* en España.

Este tipo de planta se basa principalmente en un concentrador central, en cual es “iluminado” por cientos de espejos móviles (heliostatos). El concentrador central está compuesto por un receptor que se encarga de transferir el calor recibido a un ciclo de agua, el cual mueve a un Ciclo Rankine ¹. En versiones más nuevas, se incorporó un ciclo intermedio de sal fundida (60 % de nitrato de sodio y 40 % nitrato de potasio), esta se almacena en un estanque de alta capacidad a unos 700°C , que se emplea para mover el ciclo de agua. Esta tecnología sirve como un almacenamiento de energía que permite generar electricidad en días con nubes ocasionales e incluso de noche.



Figura 2.2: Solar Two, USA

¹Ciclo cerrado donde existe una zona caliente donde se hierve agua para aprovechar el vapor de alta presión, a este se le baja la presión haciendolo pasar a través de una turbina, la cual genera energía útil y luego se condensa y se recupera como agua líquida.

2.1.2. Concentradores parabólicos (Solar through)

Este tipo de central como su nombre lo indica, está compuesta por un gran número de concentradores parabólicos como se muestra en la figura 2.3. Estos calientan agua, la cual se evapora en el proceso, generando vapor y finalmente moviendo una turbina en un Ciclo Rankine clásico. Debido a la necesidad de entregar un suministro constante de electricidad, estas centrales requieren de un apoyo que entrega el calor en la noche o bien en un día con nubosidad.



Figura 2.3: Plataforma solar de Almería, España

2.1.3. Concentrador solar Stirling

Las centrales basadas en esta tecnología están pensadas usando un gran número de módulos pequeños. Estos módulos son generadores independientes entregando gran versatilidad a la hora de formar una central.

Cada módulo está compuesto de un concentrador solar como se muestra en la figura 2.4, que se encarga de entregar a un motor Stirling la energía térmica concentrada. Este motor Stirling genera movimiento el que es transformado mediante un generador asíncrono en corriente alterna.

Este tipo de generación posee la más alta eficiencia en la energía que se capta del sol y se logra introducir a la red [1].



Figura 2.4: Concentrador solar en el sur de Italia

2.1.4. Chimenea solar

Este tipo de central solar, no utiliza ningún ciclo termodinámico, más bien ocupa el efecto chimenea². Este efecto depende de la diferencia de temperatura y la altura. Para lograr una diferencia de temperatura adecuada, el aire de la base se calienta mediante efecto invernadero, alcanzando una mayor temperatura que la del ambiente incrementando el efecto de chimenea. Además para lograr un flujo de aire adecuado, se construye una estructura de más de 200 m como se muestra en la figura 2.5.

Debido al efecto Bernoulli, la máxima velocidad del aire es alcanzada en la base de la chimenea, que es donde se emplean los generadores eólicos.

Esta central, tiene contemplado el uso de tanques de agua para mantener la diferencia de temperatura incluso de noche, logrando generar energía las 24 horas del día.

²Efecto de movimiento de un gas dentro de un ducto mediante convección.

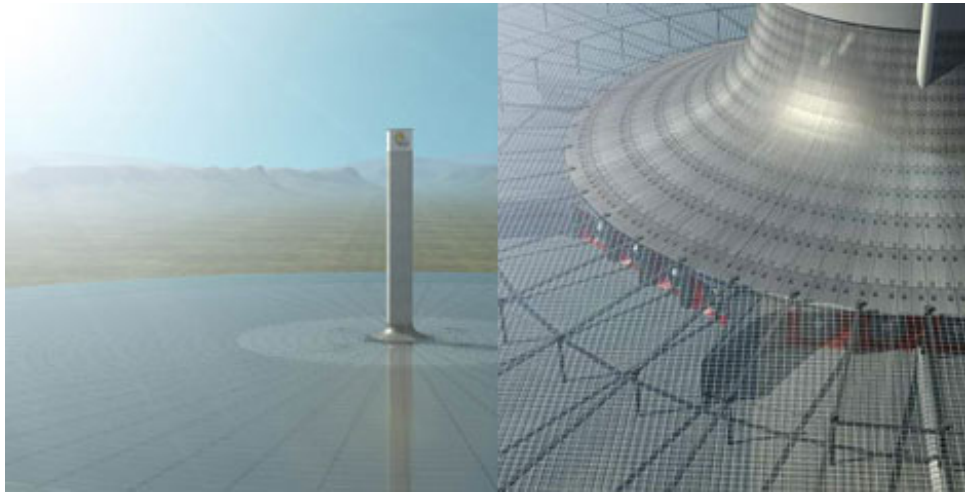


Figura 2.5: Proyecto de torre solar por *EnviroMission*

2.2. Grupo Concentrador/Stirling

Un Grupo Concentrador/Stirling es un equipo de tecnología solar comprimida, que convierte la energía térmica de la radiación solar a energía mecánica para luego convertirla en energía eléctrica de manera similar como se realiza en centrales térmicas tradicionales, basadas en la combustión de hidrocarburos.

El grupo concentrador/Stirling cuenta con una alta eficiencia, escalabilidad, funcionamiento autónomo y además es híbrido (capacidad de funcionar con biogas, Sol o ambos). Todos los grupos Concentradores/Stirling han demostrado la más alta eficiencia de conversión de energía solar a energía eléctrica (30,6 %) [1], por lo que potencialmente en el futuro sea la fuente más económica de energía renovable.

La escalabilidad de esta tecnología permite el uso de un pequeño número de unidades para abastecer un consumo eléctrico en zonas donde es muy difícil alimentar con una red eléctrica o bien en grupos grandes para crear una central. Además esta tecnología permite el uso de hidrocarburos, junto con la energía del Sol, para asegurar una entrega estable de potencia.

El grupo concentrador generador se compone de tres elementos fundamentales como se muestra en figura 2.6.

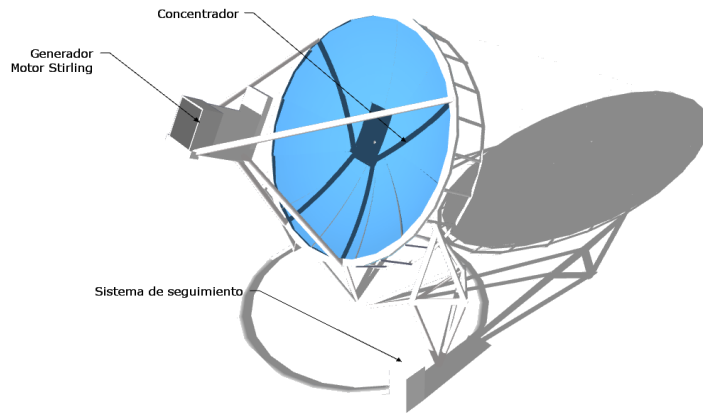


Figura 2.6: Muestra de los distintos componentes de un motor Stirling

2.3. El concentrador solar con tecnología Stirling

2.3.1. Descripción

Un grupo concentrador/Stirling utiliza un concentrador solar que es capaz de seguir el Sol, en dos ejes. Además posee una superficie reflectante parabólica, que puede ser: de vidrio, plástico o metálica, ésta refleja la radiación solar incidente y la concentra en una pequeña región llamada foco. El tamaño del concentrador solar está determinado por la potencia del generador. Por ejemplo, el diámetro del paraboloide de un grupo concentrador/Stirling de 25 kWe, en una zona donde la máxima potencia solar es de $1000W/m^2$, es de $10 m^3$.

Los concentradores emplean una superficie reflectante basada en un material transparente con una fina capa de plata o aluminio, los que poseen mejor durabilidad son los que utilizan vidrio con capa delgada de plata, similar a un espejo de casa. Los intentos por desarrollar un polímero reflectante de bajo costo no ha tenido un resultado satisfactorio, debido a que se requiere una curvatura pronunciada en el concentrador para mantener el punto focal cercano. Esta curvatura obliga a usar espejos sumamente delgados ($\approx 1mm$). Además para obtener una superficie altamente reflectante se necesita contar con un bajo contenido de acero. Dependiendo del espesor de la capa de acero, los espejos fabricados con plata tienen un índice de reflexión en el rango de 90 % a 94 %.

La forma ideal de concentrador es un paraboloide de revolución. Algunos concentradores solares aproximan esta forma con un conjunto de semiesferas puestas en una estructura metálica, formando una parábola. Una innovación en el diseño del concentrador solar es el uso de membranas flexibles, las cuales se usan como las membranas de un tambor y luego se les extrae el aire, logrando una forma parabólica. Este tipo de tecnologías ha sido descartada por el alto costo y por la dificultad del mantenimiento.

³Concentrador/Stirling de la Solar Energy Systems

2.3.2. Seguimiento solar

Para lograr mantener el punto focal en el receptor solar del motor, debe mantenerse el concentrador mirando hacia el Sol. Para este fin el concentrador debe ser capaz de moverse en dos direcciones, rotación y control de elevación.

El ángulo de rotación varía a lo largo del día, para ello giran aproximadamente entre $200^\circ/\text{día}$, este rango de rotación varía día a día a lo largo del año, pero es perfectamente calculable, como se muestra en el capítulo de recurso solar. En cuanto al seguimiento polar, el concentrador gira torno de su punto de apoyo $\approx 90^\circ$ en verano.

Esta labor, típicamente se controla a distancia por un equipo externo que rige el movimiento mediante tablas o cálculos trigonométricos.

2.4. Receptor solar

El receptor solar se encarga de absorber la energía reflejada por el concentrador y transferirla al fluido de trabajo del motor. Esta labor no es sencilla, dado que los gases están sometidos a una elevada presión. Si bien cada fabricante tiene un modelo distinto de colector solar, hay elementos constructivos de diseño que son comunes, por ejemplo el foco, el cual se ubica en la apertura del receptor, disminuyendo así la pérdida de energía mediante convección y radiación y delante del foco se emplaza la superficie absorbente del colector para reducir el flujo de calor incidente.

En general existen dos tipos de receptores solares:

- **Receptores por radiación directa.** Este tipo de receptor emplea la radiación solar directamente para calentar el fluido de trabajo. Debido a la alta presión del gas de trabajo, el gas debe ser capaz de absorber grandes cantidades de energía ($\approx 75\text{ W}/\text{cm}^2$). Pero, con esta tecnología se complica el diseño del motor para obtener un calentamiento uniforme de los gases y una transferencia de calor estable entre los cilindros.
- **Receptores por radiación indirecta.** Este tipo emplea sodio en estado líquido, el cual es vaporizado en la superficie absorbente del receptor y luego esta se condensa en el intercambiador de calor del motor Stirling como se muestra en la figura 2.7. Esto se traduce en un calentamiento uniforme en el intercambiador y también permite una temperatura mayor en el fluido de trabajo, lo que aumenta la eficiencia energética del motor. El sodio líquido regresa de manera pasiva al receptor solar por gravedad y se distribuye de manera uniforme en la superficie absorbente mediante capilaridad [1]. Esta tecnología ha tenido un desarrollo significativo y hoy en día se puede decir que es eficiente, pues se ha alcanzado hasta $\approx 90\%$ de eficiencia [1].

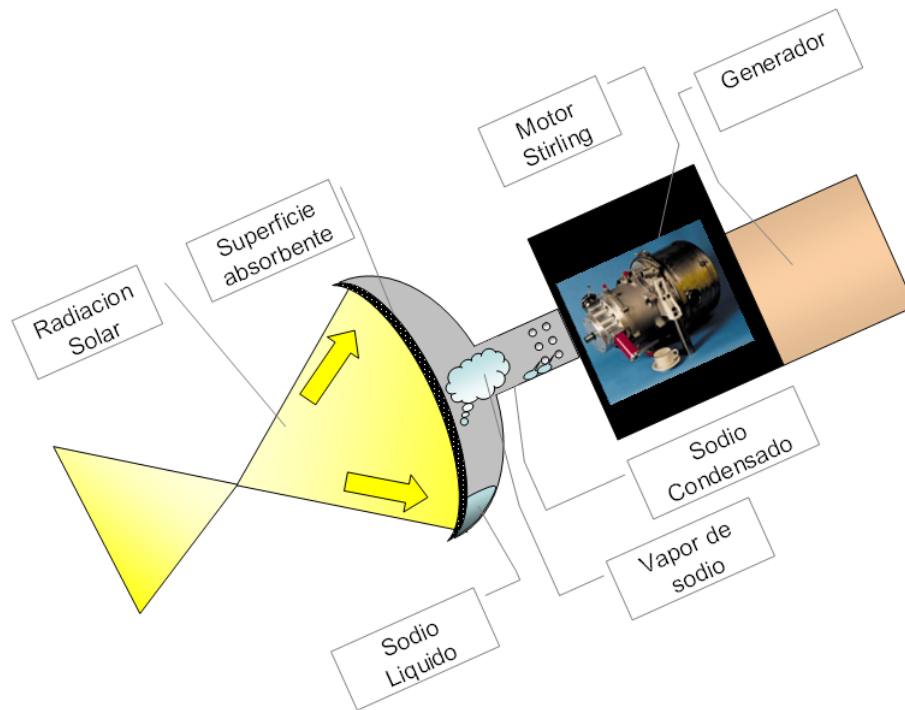


Figura 2.7: Muestra del funcionamiento de un receptor por radiación indirecta

2.5. Motores

2.5.1. Descripción

El motor Stirling de un grupo concentrador/Stirling convierte la energía calórica en energía mecánica. El principio es el tradicional de una máquina térmica, que es comprimir el gas de trabajo cuando es frío para extraerle el calor, luego calentar el gas comprimido para conseguir energía útil con su expansión. El proceso de convertir la energía mecánica en energía eléctrica se logra mediante un generador tradicional asíncrono.

Entre todos los tipos de motores que se han inventado, los únicos que han demostrado ser más adecuados para esta aplicación, son los motores de ciclo Stirling y de ciclo Brayton. El uso de ciclos convencionales en automóviles como los son el ciclo Otto y el ciclo Diésel, no son posibles debido a la gran dificultad que implica el uso de energía solar concentrada.

2.5.2. Funcionamiento

Los motores basados en el ciclo Stirling usados para los grupos concentradores/generadores son del tipo de alta temperatura, alta presión, de combustión externa, los cuales típicamente usan como gas de trabajo hidrógeno o helio. En los motores Stirling de alto desempeño el gas de trabajo está sobre los

700°C y a una presión de 20MPa, lo que es un problema puesto que el hidrógeno o el helio son difíciles de contener.

Entre los componentes del ciclo Stirling se pueden mencionar:

- Enfriador: Este elemento se encarga de disipar el calor de desecho del motor. Típicamente se compone de un radiador similar al de un vehículo con un ventilador.
- Calentador: Este dispositivo se encarga de calentar los gases de trabajo del motor Stirling. Este por lo general está optimizado para recibir el calor de la combustión de sustancias con bajo poder calorífico.
- Regenerador: Se encarga de recuperar la energía entre dos etapas del ciclo, absorbe energía en el proceso de enfriamiento y la libera en el proceso de calentamiento.

El ciclo Stirling cuenta con dos procesos isotérmicos⁴ y dos procesos isocóricos⁵, para lograr esto, cuenta con dos cavidades donde se almacenan los gases calientes donde actúa el absorbedor de calor y la otra donde se enfría el gas (gracias al enfriador), además existe el regenerador que se encarga de tomar parte del calor del proceso de enfriado y así entregarlo posteriormente en el ciclo siguiente al proceso de calentamiento como se muestra en la figura 2.8.

⁴Temperatura constante.

⁵volumen constante.

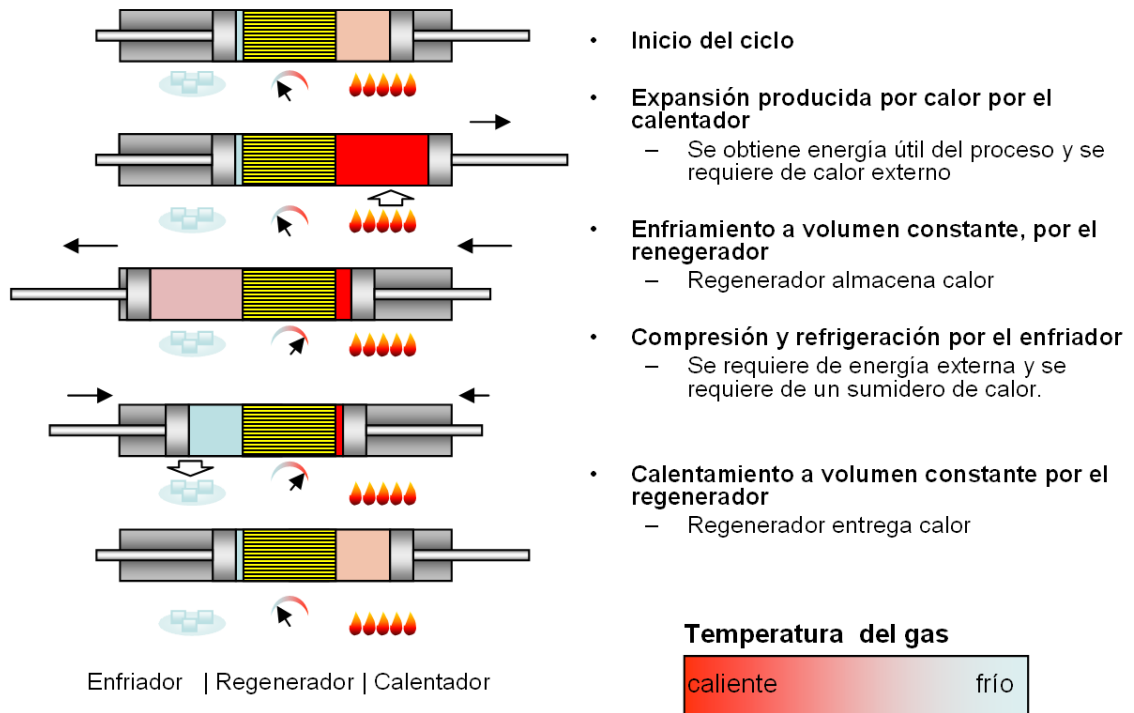


Figura 2.8: Ciclo termodinámico Stirling

En la figura 2.8 se muestra el ciclo Stirling, donde el fluido de trabajo es calentado por la radiación solar o bien por el absorbedor donde se produce el trabajo útil. Luego es enfriado a volumen constante gracias al regenerador, para después ser comprimido a temperatura constante, y así extraer el calor por el enfriador y luego el gas comprimido se calienta a volumen constante gracias al regenerador, para nuevamente comenzar el ciclo.

2.6. Historia

La tecnología Concentrador/Stirling es la más antigua dentro de la tecnología solar. Esta data del siglo XIX, cuando un pequeño número de empresas en los Estados Unidos desarrollaron ciclos de vapor Rankine y ciclos Stirling utilizando la energía solar. Al parecer todos estos avances fueron detenidos debido al bajo costo de un nuevo combustible descubierto: el petróleo.[11]

Durante los últimos 20 años, se han construido ocho diferentes Concentradores/Stirling entre los 2 a 50 kW por diferentes países en el mundo como son: los Estados Unidos, Alemania, Japón, y Rusia.

Hoy en día existen cinco proyectos en desarrollo, el primero de los sistemas en orden histórico, es el sistema de la *Avanco Corporation*, el *The Avanco Vanguard System*, un sistema concentrador generador con un motor de la *United Stirling* de 25 kW nominal, posee el récord mundial del 30,6 % de eficiencia de conversión de energía solar a eléctrica [1]. La eficiencia considera todas las pérdidas por

funcionamiento del equipo por lo que se entiende como el cociente entre la potencia que se logró introducir a la red eléctrica y la energía disponible del Sol en el concentrador.

El sistema *Vanguard* Concentrador/Stirling utilizó un concentrador hecho de vidrio en hojas de 10,5 m de diámetro, un receptor de insolación directa, y un motor cinemático *United Stirling 4-95 Mark II*. En 1984, se construyeron dos grupos concentradores Stirling de 50 kWe, se instalaron y se operaron en Riad, Arabia Saudita por la *Schlaich-Bergermann and Partner SBP* de Stuttgart, Alemania. Los concentradores tenían 17 m de diámetro, y poseían un novedoso sistema para formar la parábola. Este consistía en crear un vacío detrás de una membrana elástica que forma un paraboloide al cual se le adhieren cuadrados de espejo flexible. Los receptores para los concentradores de SBP eran de insolación directa y los motores eran *United Stirling 4-275*.

Un tercer Concentrador/Stirling fue construido por *McDonnell Douglas Aerospace Corporation MDAC*. Empresa que intentó comercializar un sistema concentrador/Stirling usando el motor *USAB 4-95 Mark II* de la *United Stirling* y un concentrador de diseño propio. Ocho concentradores fueron construidos basados en el diseño del grupo Concentrador/Stirling de la *Vanguard* y se probaron tres sistemas por MDA antes de que el programa de desarrollo fuera cancelado en 1986 y las patentes fueran vendidas a la *Southern California Edison (SCE)*. La cancelación del programa de los grupos Concentrador/Stirling fue parte de la decisión de cancelar todas sus actividades en la producción de energía, aún cuando se logró un desarrollo excelente en la tecnología de los grupos Concentrador/Stirling. Los grupos de MDA, normalmente convertían la energía del Sol incidente en el concentrador con una eficiencia cercana al 30 % en energía eléctrica aprovechable.

La SCE, continuó las pruebas de los sistemas desarrollados por la MDA diariamente desde 1986 hasta 1988. Este registró una eficiencia anual del 12 %, incluyendo todos los efectos como es la suciedad en el concentrador. Este registro ostenta el record mundial para cualquier sistema de energía solar. Sin depreciaciones, la eficiencia anual que se puede alcanzar es de sobre el 23 % [2].

En 1996 la *Stirling Energy Systems SES* de Phoenix, Arizona, adquirió los derechos y los sistemas existentes y han continuado hasta hoy el desarrollo de este proyecto.

En 1989, el *Schlaich Bergermann auf Partner (SBP)* construyó su primer grupo Concentrador/Stirling de 7,5 m de diámetro, basado en una membrana al vacío y un motor Stirling *SOLO VI60*, como se muestra en la figura 2.9. Primero, en una configuración fija de seguimiento polar y después con un rastreo acimut-altura⁶, los sistemas operaron más de 30.000 hr de Sol en la Plataforma Solar de Almería.

Finalmente estos dos prototipos derivaron a un nuevo diseño que reemplazó la membrana tensionada por una estructura metálica parabólica y se adaptaron las tecnologías estándar para los distintos componentes para así obtener un costo por kWe mucho más bajo y entrar al umbral de rentabilidad.

⁶Ángulos de la posición solar, explicados en el capítulo de recurso solar.

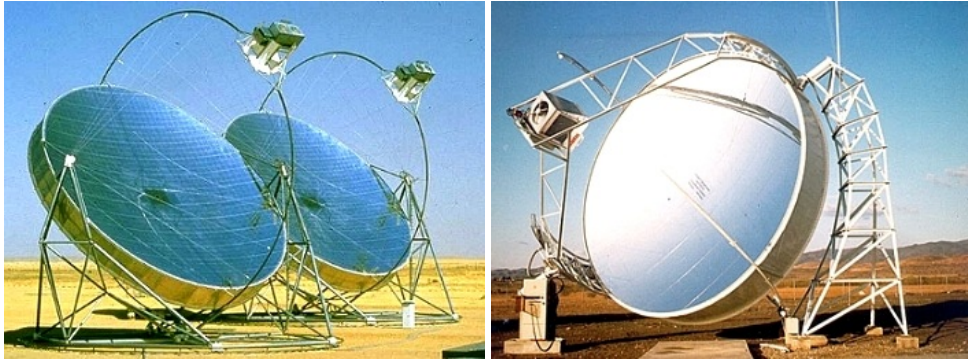


Figura 2.9: Sistemas Concentrador/Stirling fabricado por SBP

En 1991 la *Cummins Engine Company* intentó comercializar grupos Concentrador/Stirling basados en la tecnología *free-piston*⁷ de motores Stirling. El desarrollo de la Cummins fue asistido por el proyecto *SunLab*⁸ compartiendo los gastos de investigación de manera equitativa.

Este desarrollo comenzó con el programa “*Dish/Stirling Joint Venture*” que tenía como objetivo desarrollar un grupo Concentrador/Stirling de 5 a 10 kW para aplicaciones remotas [3] .

A finales del 1993 se inició el programa “*Utility Scale Joint Venture Program*” con el objetivo de crear grupos Concentrador/Stirling de 25 kWe que pudiesen ser usados para generar centrales escalables en potencia [4]. En 1996, debido a una decisión del directorio, se prefirió dedicar todos los esfuerzos en la producción de sistemas diésel, por lo cual se cancelaron todos los desarrollos en 1996. Así los problemas técnicos de estos motores nunca fueron solucionados [5].

En 1993, otro contrato fue iniciado con la *Science Applications International Corporation (SAIC)* y la *Stirling Thermal Motors (STM)* para desarrollar un grupo Concentrador/Stirling para centrales de pequeña escala. El equipo que se construyó fue un prototipo de 20 kWe en Golden, Colorado en Estados Unidos.

En diciembre del 1996, *Arizona Public Service* se asoció con la SAIC y la STM para construir 5 prototipos para demostración de grupos Concentrador/Stirling en el periodo 1997-1998. para lo cual la SAIC y la STM trabajaron en una versión mejorada del motor STM 4-120 como se muestra en la figura 2.10

⁷Tecnología que incluye el generador dentro del motor Stirling.

⁸SunLab es un laboratorio “virtual” en que se desarrollan programas de energía solar térmica. Este tiene parte de sus instalaciones en los laboratorios Nacional de Sandía y el en laboratorio Nacional de Energía Renovable (EE.UU.).



Figura 2.10: Prototipo Construido por la SAIC y STM

El potencial económico de la tecnología Concentrador/Stirling, continuó interesando a investigadores, por ejemplo, SES compró los derechos de la tecnología de MDA, incluyendo el derecho a fabricar el motor *Kockums 4-95 Stirling*. Los resultados de este acuerdo se pueden observar en un documento publicado por la Universidad de Nevada, Las Vegas, EEUU. [6]. En este documento se muestra la eficiencia del equipo SES que es de un 28,9 %.

Posteriormente, en el 2005, la *California Public Utilities Commission*, en su labor de promover la energía renovable, aprobó un contrato de energía solar de SES para la *Southern California Edison*. La energía adquirida por este contrato contará a favor de los requisitos del portafolio renovable de Edison. Este proyecto contempla la construcción de una central solar compuesta de grupos Concentrador/Stirling con un tamaño inicial de 500 MWe, la cual se construirá en el periodo 2009-2012 con un factor de planta del 23,9 %. Esta planta sería la planta de energía solar más grande del mundo.[7].

El Concentrador/Stirling de la figura 2.11 es el modelo que será usado en la construcción de una planta solar en el sur de California, por *Edison Energy Company*. Este modelo cuenta con un concentrador formado por pequeños espejos que están sobre una estructura de acero formando un paraboloide, todos los espejos son iguales por lo que facilita su construcción.



Figura 2.11: Concentrador/Stirling fabricado por Solar Energy Systems (SES)

SES actualmente firmó otro contrato con la *San Diego & Electric (SDG&E)* para proveer entre 300-500 MWe de energía solar, aproximadamente es mas de 30 veces la capacidad instalada actualmente en San Diego. Este representa el segundo contrato para esta empresa y sería la segunda planta solar más grande del mundo.

Capítulo 3

Análisis de tecnologías

3.1. Grupos Concentradores/Stirling

Actualmente existen varios modelos de Concentradores/Stirling en fase prototipo como se apreció en el estado del arte, pero solo algunos siguen en desarrollo. De ellos, se construyó la tabla 3.1 a modo de resumen.

De ellos actualmente solo el *EuroDish* de SBP ,fabricación Alemana/Española y el equipo de la SES tienen factibilidad de producción. Actualmente la SES esta con dedicación exclusiva para el mercado norteamericano (plantas de 500 - 800 MW) por lo que no están en condiciones de comercializar un equipo fuera de su país.

Por otro lado, la SBP está disponible para fabricar dispositivos para países excluida España, debido a la negativa del gobierno español de fabricar una planta de generación con esta tecnología solar. Se prefirió la tecnología “*Solar through*”

Concentrador	SAIC STM System	SBP System	SES System	WGA, Mod 1 ADDS System	WGA ,Mod 2 Remote System
Tipo	Aproximado	Parabólico	Aproximado	Parabólico	Parabólico
Nº de espejos	16	12	82	32	24
Área Espejada m^2	117.2	60	91.0	42.9	42.9
Área Proyectada m^2	113.5	56.7	87.7	41.2	41.2
Reflectividad	0.95	0.94	0.91	0.94	0.94
Alto m	15.0	10.1	11.9	8.8	8.8
Ancho m	14.8	10.4	11.3	8.8	8.8
Peso kg	8.172	3.980	6.760	2.864	2.481
Control de seguimiento	Lazo abierto/cerrado	Lazo abierto	Lazo abierto	Lazo abierto/cerrado	Lazo abierto/cerrado
Punto focal m	12.0	4.5	7.45	5.45	5.45
Eficiencia de colector	0.90	0.93	0.97	0.99	0.99
Concentración máxima	2.500:1	12.730:1	7.500:1	11.000:1	13.000:1
Motor/receptor	SAIC STM	SBP	SES	WGA ADDS	WGA Remote
Diámetro de apertura cm	38	15	20	14	14
Motor:	STM 4-120	SOLO 161	Kockums/SES 4-95	SOLO 161	SOLO 161
Tipo	doble acción cinético	cinético	cinético	cinético	cinético
No. de cilindros	4	2	4	2	2
Cilindrada cc	480	160	380	160	160
Velocidad de trabajo rpm	2.200	1.500	1.800	1.800	800 – 1.890
Fluido de operación generador	hidrógeno 3 ϕ /480v/Ind.	helio 3 ϕ /480v/Ind.	hidrógeno 3 ϕ /480v/Ind.	hidrógeno 3 ϕ /480v/Ind.	hidrógeno 3 ϕ /480v/sincrono.
Información del sistema	SAIC STM	SBP	SES	WGA ADDS	WGA Remote
Sistemas Construidos	5	11	5	1	1
Horas de operación en sol.	6.360	40.000	25.050	4.000	400
Potencia neta kW	22	10	25	9.5	81
Potencia máxima kW	22,9	8,5	25,3	11.0	8
Eficiencia máxima conec- tado a la red	20 %	19 %	29,40 %	24,50 %	22,50 %
Eficiencia Anual	14,50 %	15,70 %	24,60 %	18,90 %	N/A
Producción Anual MWh	36,609	20,252	48,129	17,353	N/A

Tabla 3.1: Comparación entre los 5 sistemas
Fuente: *Journal of Solar Energy Engineering* [8]

En la figura 3.1 se muestra el último diseño de concentrador fabricado para el proyecto *EuroDish*. Este concentrador fue optimizado para reducir los costos de fabricación. El concentrador esta basado en un innovador diseño de fibra de vidrio reforzada por resina, la cual está dispuesta sobre una estructura de hierro en forma de anillo. El diseño también fue pensado para reducir los costos de transporte, para lo cual se dividió el concentrador en 12 piezas iguales para ser capaces de entrar en un *container* estándar.



Figura 3.1: La foto corresponde a dos módulos EuroDish compuestos por un concentrador de diseño español y un motor SOLO V161

El motor de este concentrador es una modificación de un motor Stirling comercial (SOLO 161) fabricado en serie por la empresa alemana SOLO, por lo que presenta un desempeño probado por la industria. Esta modificación consiste en la posibilidad de usar en forma simultánea tanto calor solar y el calor proveniente de la combustión de biogás o de cualquier hidrocarburo, dado las aplicaciones y el grado de desarrollo es considerado el motor más confiable en el rango de los 10 kW.

Este conjunto motor generador cuenta con generador asincrónico lo que le permite iniciar la partida, sin necesidad de recurrir a un motor de partida. Luego este comienza a generar en un régimen permanente con un factor de potencia 0,85 (sin control de reactivos).

Este modelo posee un diámetro de 8,5 m y es capaz de generar 10 kW_e cuando recibe una radiación solar de 800 W/m².

3.2. Sistemas de seguimiento solar

El *Eurodish* cuenta con un seguimiento azimutal y de altura. Para ello, su base esta sobre 6 ruedas en una fundación con forma de anillo. El eje de la base está ubicado en el centro del concentrador. Para efectuar el giro, cuenta con un motor servo en la orilla del anillo. El seguimiento de altura está hecho de la misma forma, pero el motor está ubicado en el centro de la fundación.

Los actuadores están diseñados con una gran reducción debido a que su movimiento es relativamente

lento, esto gracias a que el engranaje mayor es el grupo en si, de 9 m de diámetro. Ello implica que la fuerza del viento se transfiere mediante esta reducción a los motores, lo que permite el uso de motores pequeños y baratos además de engranajes usados comúnmente en la industria como se muestra en la figura 3.2.

El seguimiento solar se realiza a través de un computador que se encarga de ejecutar un programa que obtiene la hora exacta por GPS, o bien vía un servidor de tiempo que transforma a coordenadas de ángulos de acimut y altura¹ para que los grupos sean capaces de seguir el Sol. Este computador puede controlar hasta 16 grupos Concentrador/Stirling a través de un protocolo industrial. Cada módulo tiene inteligencia que le permite transformar estas coordenadas en movimientos de sus servomotores para realizar el seguimiento.

Mediante este mismo protocolo se puede realizar un monitoreo remoto de los grupos Concentrador/Stirling vía internet, obteniendo registro de las variables tales como la presión, estado de válvulas, etc. Como así también hacer una mantención preventiva en aplicaciones remotas, donde no existe personal permanentemente. Todos estos datos son actualmente recolectados para diseñar mejoras en los futuros desarrollos de grupos concentradores.



Figura 3.2: Muestra de los actuadores del grupo Stirling

3.3. Sistemas de protección

El grupo concentrador, cuenta con un relé de protección que detecta y supervisa que la tensión esté en el rango 0.8 - 1.1 p.u., además que la frecuencia esté entre los 47,5 Hz y 50,2 Hz. Sí no fuese así, efectuar la desconexión del grupo. Esta condición por lo general se da en el caso de falla o bien por un funcionamiento anormal.

Además también se cuenta con una protección lenta de sobrecorriente, la cual está calibrada para soportar la corriente de partida del motor. También cuenta con una protección de asimetría en la tensión

¹Ángulos de la posición solar, explicados en el capítulo de recurso solar.

de la estrella cuando la tensión de alguna fase supera en más de 17 % a las otras.

El motor tiene un control para la velocidad, este se efectúa variando la presión del fluido de trabajo del motor, de esta manera se evita el embalamiento por una falla eléctrica.

3.4. Curva de generación

La generación de electricidad mediante grupos Concentrador/Stirling es proporcional a la intensidad de radiación, excepto en el caso del *Eurodish*, donde su potencia nominal esta diseñada en 850 W/m^2 . El objetivo de la elección de este punto de diseño se justifica para obtener una potencia constante a lo largo del día y aprovechar la radiación en invierno. En verano, para no sobrepasar la potencia máxima del motor, se enciende un ventilador en la parte trasera que disipa el exceso de calor otorgado por el concentrador. Este comportamiento hace que la curva de generación sobre los 850 W/m^2 presente una meseta como se observa en la figura 3.3.

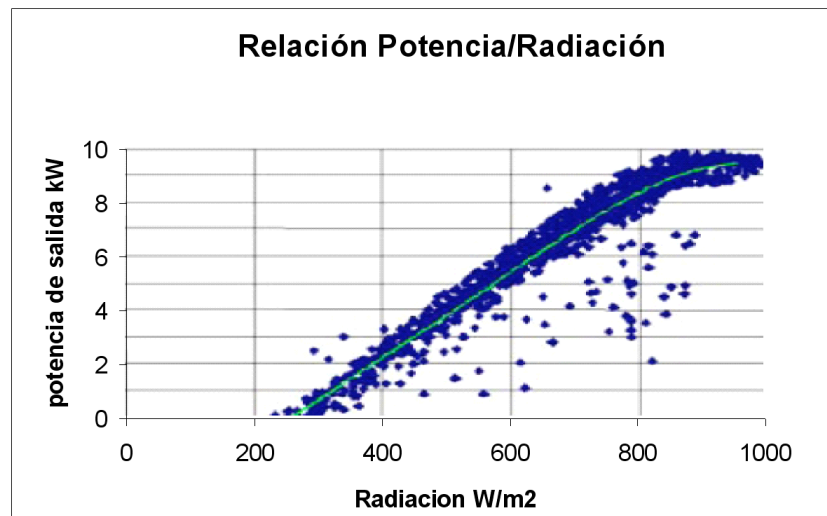


Figura 3.3: Gráfico de generación en función de la radiación de un sistema SBP
Fuente: Journal of Solar Energy Engineering [8]

3.5. Costos

SBP y la industria asociada al *EuroDish*, han estimado costos de producción dependiendo del número de unidades producidas anualmente. Para una producción de prototipos, el costo por equipo es alrededor de 100.000 dolares , para una producción de 500 unidades al año el costo por equipo se ha estimado en 25.000 dolares, y para producción de 5000 unidades al año, este sería aproximadamente 15.000 dolares por unidad. Todos estos valores, sin considerar costos de transporte e instalación.

Actualmente en el año 2007, se les consultó por el costo para 900 unidades, el precio final fue de 46.700 dolares por unidad.

Capítulo 4

El recurso solar

El Sol es, para los alcances de esta memoria, una fuente inagotable de energía, la mayoría de los recursos energéticos que existen hoy en día se pueden considerar como energía solar almacenada.

El recurso solar en el norte de Chile, tiene características muy favorables para su aprovechamiento, como lo es la escasa presencia de nubosidad y la gran transparencia de los cielos como se muestra en la figura 4.1, lo que hace que se pueda aprovechar la energía solar en todas las épocas del año. La radiación solar es elevada, puesto que esta ubicado geográficamente en una latitud baja (22°S - 26°S), por lo que existen muchas horas de Sol, tanto en invierno como en verano.

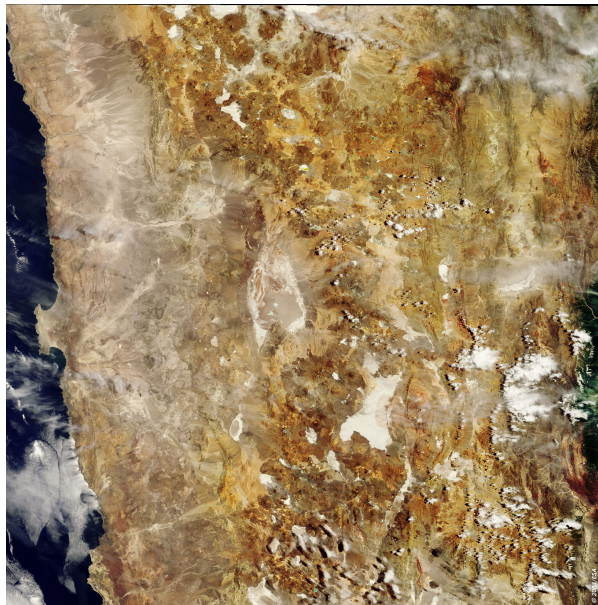


Figura 4.1: Desierto de Atacama visto del espacio

Por otro lado, en el norte de Chile el clima es desértico por lo que no esta poblado mayormente o bien no existe explotación agrícola de los suelos, por lo que el costo oportunidad del terreno, prácticamente es nulo.

4.1. Análisis de la radiación

Para el análisis teórico de la radiación se necesita como parámetro de entrada la posición solar en el horizonte, para ello se aplica el Modelo Astronómico.

Para determinar la posición exacta del sol, se necesita como parámetros de entrada al modelo lo siguiente:

- La latitud del punto problema ϕ , que puede variar en un rango de $\pm 90^\circ$ entre los polos geográficos N y S.
- La declinación solar δ , variable según la época del año en un rango de $\pm 23,5^\circ$ entre los solsticios de verano e invierno.
- El ángulo horario ω , dependiente de la hora del día y variable en un círculo de 360° centrado en el punto analizado.

Como resultado de este modelo, se obtiene la ubicación del Sol, expresada en coordenadas esféricas, como son el acimut (γ) y la altura (h).

El modelo parte con determinar el ángulo horario ω , como se muestra en la relación 4.1.

$$\omega = 15^\circ \cdot (Hr - 12) \quad (4.1)$$

En que:

ω : Es el ángulo horario en grados sexadecimales.

Hr : Es la hora solar del día.

Para determinar la declinación de la tierra, se emplea la relación aproximada de Cooper 4.2:

$$\delta = 23,45 \text{sen} \left(360 \left(\frac{284 + n}{365} \right) \right) \quad (4.2)$$

En que:

δ : Es la declinación de la tierra en grados sexadecimales.

n : Es el número de día, donde el primero de enero es el día 1 y el 31 de diciembre es el día 365.

El modelo estima, la Altura solar (h) y el acimut (γ) con las ecuaciones 4.3,4.4 respectivamente :

$$h = \text{Arcsen}(\text{seno}(\phi) \cdot \text{sen}(\delta) + \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(AH)) \quad (4.3)$$

$$\gamma = \frac{\cos(\delta) \cdot \text{sen}(Ah)}{\cos(h)} \quad (4.4)$$

En que:

δ : Ángulo de declinación de la relación de cooper en grados sexadecimales.

Ah : Es el ángulo horario determinado en 4.1 en grados sexadecimales.

h : Es el ángulo de altura solar en grados sexadecimales.

γ : Es el ángulo de acimut en en grados sexadecimales.

Conocida la posición solar durante el día, se puede aplicar el modelo de Perrin de Brinchambaut [25] para determinar la radiación directa (I) y difusa (D) que llega a un plano paralelo al suelo ¹.

El modelo de Perrin de Brinchambaut, asigna constantes empíricas en virtud de las condiciones atmosféricas, definiendo condiciones de cielo claro, cielo normal y cielo poluido:

Constante	Cielo Claro	Cielo Normal	Cielo Poluido
A	1.210 W/m^2	1.230 W/m^2	1.260 W/m^2
B	6	3,8	2,3
C	1°	1,6°	3°
K	0,75 W/m^2	1 W/m^2	1,33 W/m^2

Tabla 4.1: Valores de las constantes de ajuste, para el modelo de Perrin de Brinchambaut

Como en el interior del norte de Chile, debido a su gran aridez no presenta humedad atmosférica, el modelo más apto para este tipo de clima es el modelo de cielo claro.

Este modelo postula que la radiación directa 4.5 e indirecta 4.6 es función de la ecuación:

$$I = A \cdot \text{Exp} \left(-\frac{1}{B \cdot \text{sen}(h + C)} \right) \quad (4.5)$$

y la radiación difusa es de:

$$D = 125 \cdot K \cdot (\text{sen}(h))^{0,4} \quad (4.6)$$

En que:

A : Es una constante del modelo que proviene de la tabla 4.1 en W/m^2 .

B : Es una constante del modelo que proviene de la tabla 4.1 adimensional.

h : Es el ángulo de altura solar en grados sexadecimales.

¹Para objeto de este análisis, dicho plano siempre será perpendicular a los rayos del sol debido al seguimiento solar

C : Es una constante del modelo que proviene de la tabla 4.1 en grados sexadecimales.

K : Es una constante del modelo que proviene de la tabla 4.1 en W/m^2 .

I : Es la radiación directa en W/m^2 .

D : Es la radiación difusa en W/m^2 .

Finalmente la radiación total, esta determinada por la suma de las proyecciones como se muestra en la figura 4.2 y se resume en la ecuación 4.7:

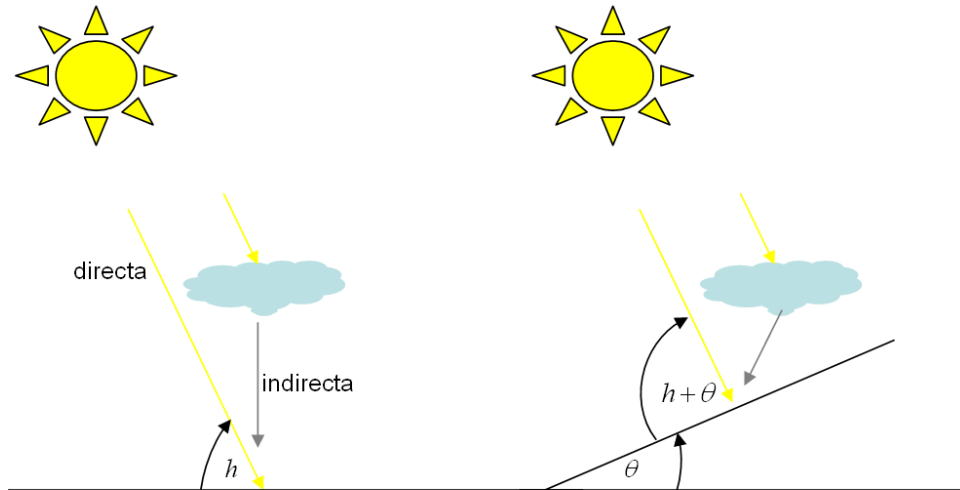


Figura 4.2: Muestra de la incidencia de la radiación directa y difusa con respecto a un plano inclinado óptimo

$$G = I * \text{sen}(h + \theta) + D \quad (4.7)$$

En que:

I : Es la radiación directa en W/m^2 .

D : Es la radiación difusa en W/m^2 .

h : Es el ángulo de Altura solar en grados sexadecimales.

theta : Es el ángulo del plano con respecto al suelo en grados sexadecimales.

G : Es la radiación global en W/m^2 .

Como se observa en la ecuación 4.7, la cantidad de radiación global depende del angulo de la radiación incidente, siendo máxima cuando la suma de θ y h es igual a 90° . Suponiendo que este caso siempre se logra, debido al seguimiento solar, la ecuación 4.7 se reduce a la ecuación 4.8.

$$G = I + D \quad (4.8)$$

Como se observa en la tabla 4.2 y en la figura 4.3, el modelo es bastante preciso al compararlo con observaciones reales medidas en la localidad de San Pedro de Atacama [24](latitud 23S).

Radiación / Mes:	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
Observada: kWh/día	7,25	6,68	6,58	5,58	4,450	4,18	4,44	5,16	6,4	7,26	7,96	8,05
Estimada: kWh/día	7,94	7,57	6,80	5,68	4,64	4,13	4,36	5,25	6,43	7,36	7,87	8,02

Tabla 4.2: Valores de radiación solar diaria promedio

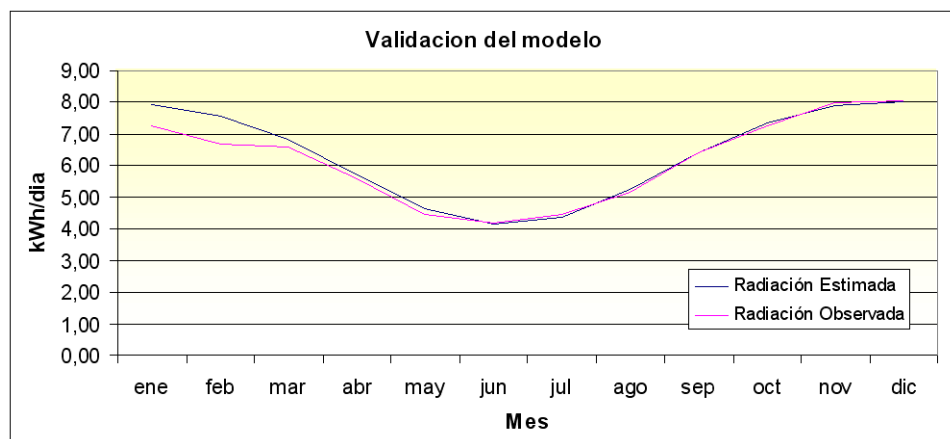


Figura 4.3: Comparación entre los datos observados y los predichos

Las diferencias entre el modelo y los valores observados se atribuyen a la escasa nubosidad presente, puesto que el modelo no contempla días con nubosidad. Como se observa, las diferencias ocurren en los meses de enero y febrero, que son los meses donde se presenta el invierno boliviano.

Con esta energía disponible, suponiendo una eficiencia extremadamente baja de un 5% , utópicamente se podría concluir que con un área de aproximadamente 900km^2 es decir un terreno de 30 km por 30 km se puede alimentar todo el SING y el SIC , si se optara por tecnología solar.

4.2. Efecto de la nubosidad

La cantidad de nubosidad depende de la zona geográfica donde se presenta. En la zona del desierto de Atacama es escasa debido a diversos factores como:

- El anticiclón del Pacífico, gran sistema estable de alta presión, que se mantiene junto a la costa, creando vientos alisios hacia el Este que desplazan las tormentas.

- Las dos cadenas montañosas que rodean al desierto como se muestra en la figura 4.4. Por un lado esta la cordillera de la costa con una altitud apreciable (sobre los 2.000 m) que bloquea el paso de la nubosidad costera hacia el valle (camanchaca) y por el lado Este, la cordillera de los Andes que con casi 6.000 m de altura bloquea el paso de los sistemas de bajas presiones que se originan en la cuenca del Amazonas.
- La Corriente de Humboldt transporta agua fría desde la Antártica hacia el norte a lo largo de la costa chilena, la que enfría las brisas marítimas del oeste, reduce la evaporación y crea una inversión térmica (aire frío inmobilizado debajo de una capa de aire tibio), impidiendo la formación de nubes altas productoras de lluvias.



Figura 4.4: Perfil topográfico de la segunda región
Fuente: EducarChile [14]

En el desierto las condiciones son propicias por el hecho de que existen muy pocos días nublados y por esta razón los principales observatorios astronómicos se ubican en esa zona.

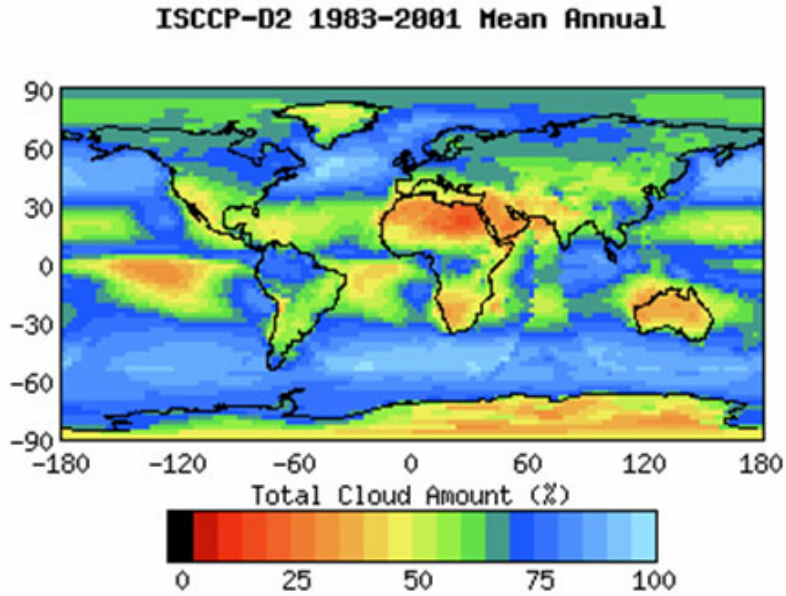


Figura 4.5: Porcentaje de nubosidad entre el año 2001-2005
Fuente: ISCCP [15]

En la figura 4.5, se observa que en la región de Atacama prácticamente la nubosidad es nula, esto se comprueba con la comparación del modelo de radiación solar con las mediciones locales, donde existe una pequeña discrepancia atribuible a la nubosidad en los meses de enero y febrero.

Obteniendo datos de la figura 4.5 y haciendo la relación con la planilla de generación solar, se observa que la energía generable por m^2 vs latitud es atenuada por efecto de la nubosidad como se muestra en la figura 4.6.

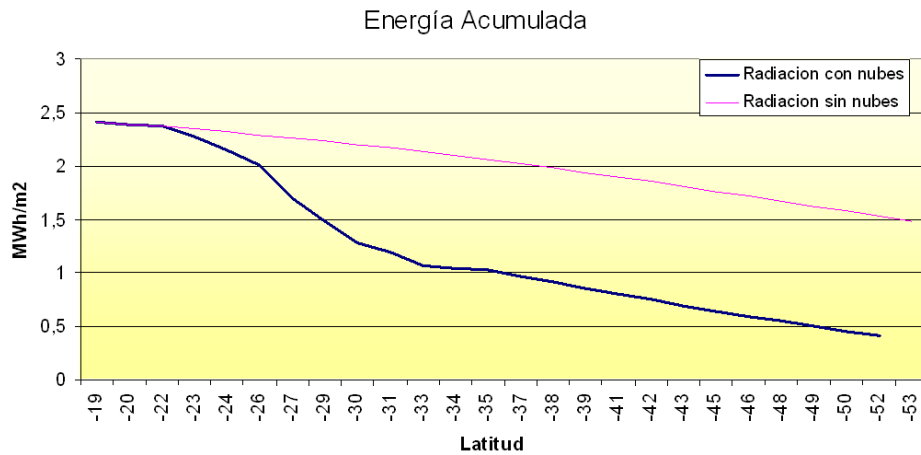


Figura 4.6: Gráfico que muestra la densidad energética por unidad de superficie, con respecto a la latitud

Como se observa en el gráfico, el lugar más propicio para ubicar una planta solar es entre las latitudes -19° y -22° , lo que corresponde precisamente al desierto de Atacama.

4.3. Energía generada

En este capítulo, se estimó la radiación solar promedio disponible en intervalos de 30 minutos para cada mes, esta información se puede transformar mediante la curva de eficiencia del Concentrador/Stirling como se muestra en la figura 4.7.

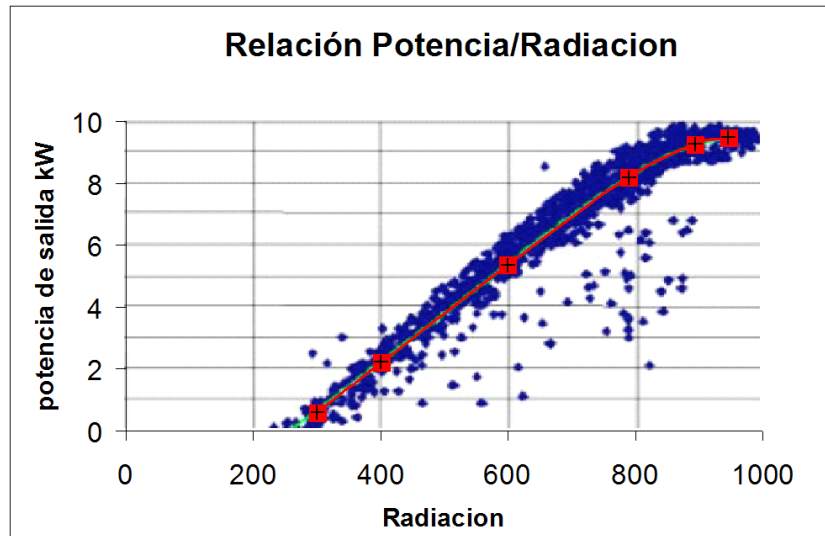


Figura 4.7: Curva de radiación del equipo *Eurodish*
Fuente: Journal of Solar Energy Engineering [8]

A esta curva (fig. 4.7) se le hizo una regresión cubica evaluando en los puntos destacados como se muestra en la figura 4.7, los que se indican en la tabla 4.3:

Puntos	Radiación W/m^2	Potencia kW
1	300	0,6
2	400	2,22
3	600	5,35
4	790	8,21
5	893	9,29
6	945	9,49

Tabla 4.3: Tabla de los coeficientes, para determinar los parámetros de la curva

Con ello, la regresión cubica arroja la siguiente ecuacion 4.9:

$$y = -2,19 \cdot 10^{-8} x^3 + 3,29 \cdot 10^{-5} x^2 + 5,46 \cdot 10^{-4} x - 1,88 \quad (4.9)$$

x : Radiación solar en W/m^2

y : Potencia generada en kW .

Considerando como condición de borde que la radiación mínima que produce energía es de 500 W/m^2 , esta curva es válida sólo para radiaciones mayores que 500 W/m^2 , luego la relación exacta se muestra en la ecuación 4.10:

$$y = \begin{cases} 0 & \text{si } x < 500 \\ -2,19 \cdot 10^{-8} x^3 + 3,29 \cdot 10^{-5} x^2 + 5,46 \cdot 10^{-4} x - 1,8838 & \text{si } x \geq 500 \end{cases} \quad (4.10)$$

En la figura 4.8 se muestra la radiación versus tiempo en el mes de enero, es decir la curva de generación en función de la radiación disponible.

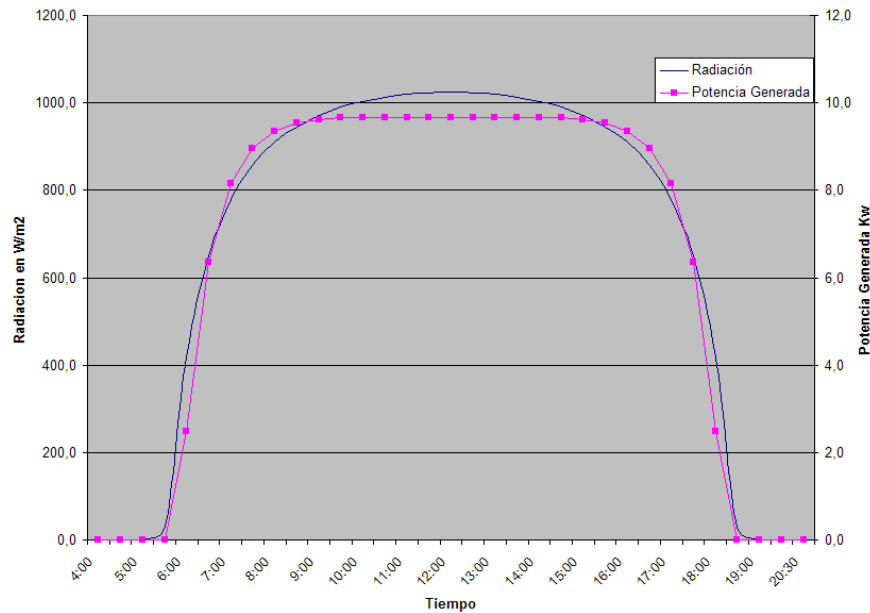


Figura 4.8: Curva de eficiencia para el mes de enero

Para el caso del mes de junio que corresponde al invierno, se observa una reducción de radiación solar, como también una reducción de las horas solares, lo que se refleja en la curva que se muestra en la figura 4.9:

²Esto se hace para acotar el patrón de sombras y no a restricciones en el grupo Concentrador/Stirling.

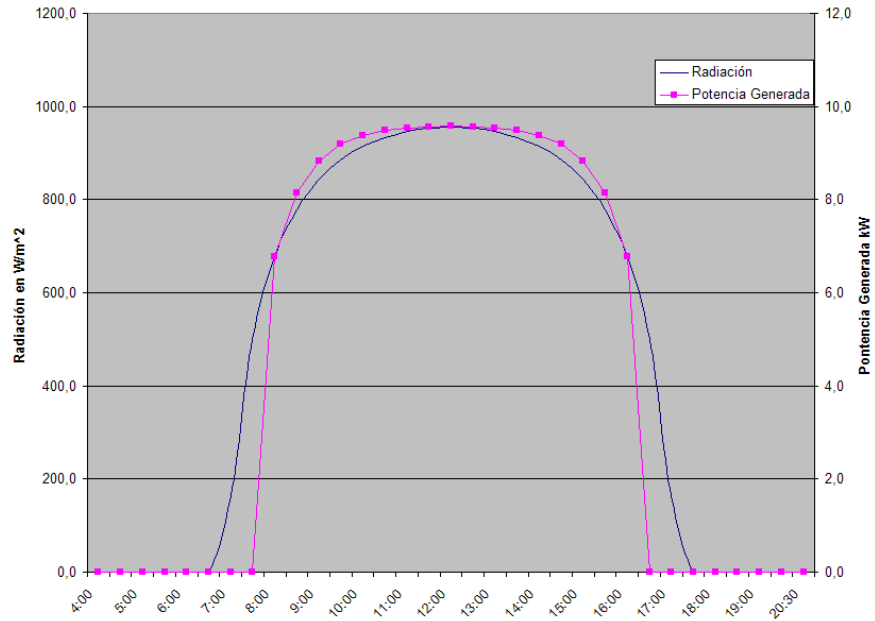


Figura 4.9: Curva de eficiencia para el mes de junio

Aplicando el mismo procedimiento a lo largo del año (bajo la hipótesis de que no hay nubosidad) se puede mostrar el siguiente patrón de generación en la figura 4.10, dependiendo si el plano está horizontal o bien se cuenta con seguimiento solar.

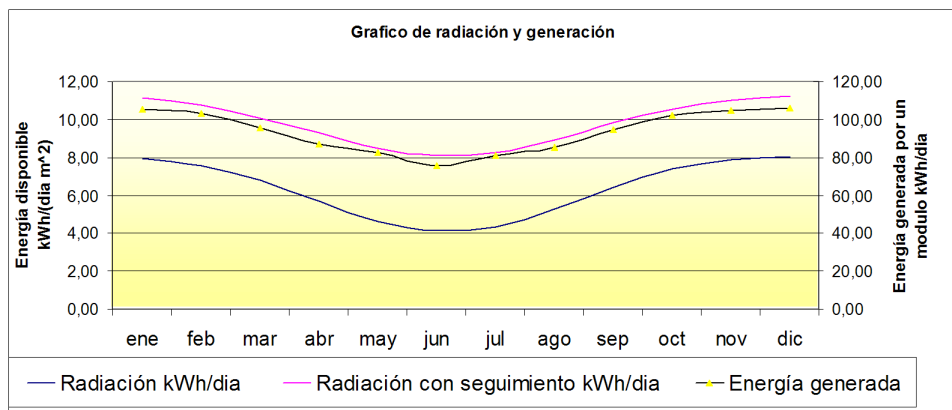


Figura 4.10: Curva de generación, Energía en un plano horizontal, Energía en un plano vertical

Por otra parte la generación acumulada de un módulo durante un año se muestra en la figura 4.11. Como se espera, en los meses de invierno la curva tiene una pendiente más suave que en los meses de verano.

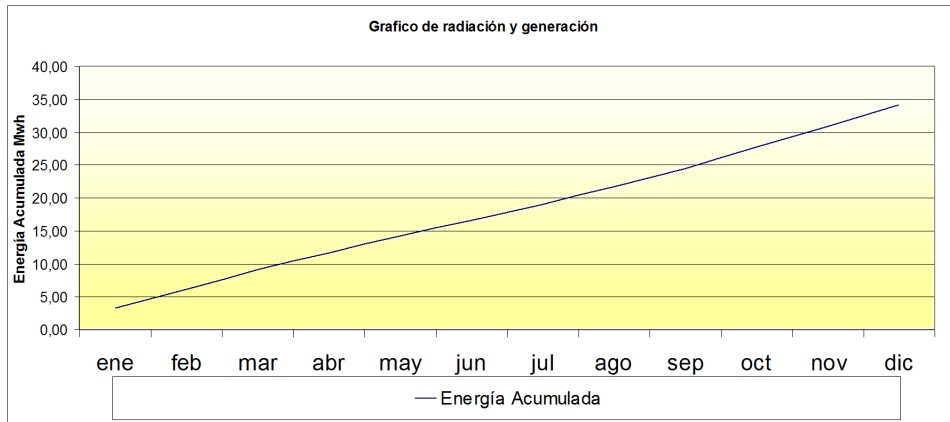


Figura 4.11: Energía acumulada por meses

Como conclusión dados los presentes datos, se puede estimar que el valor de la energía acumulada total en el año es de 34.121 kWh por modulo. Considerando que no hay nubosidad y el modulo esta operativo el 100 % de las horas solares.

Considerando 900 módulos, la energía total producida es de 30.708 MWh, con un factor de planta que se calcula en la ecuación 4.11.

$$F_p = \frac{E_p}{E_{maxteorica}} \quad (4.11)$$

En que:

F_p : Es el factor de planta.

E_p : Es la energía total producida por la central solar en un año.

$E_{maxteorica}$: Es la energía máxima teórica posible de producir por una central en un año.

Considerando que E_p es 30.708 MWh y la $E_{maxteorica}$ corresponde a 78.840 MWh ($24 \cdot 365 \cdot 9MW$), el factor de planta es de 0.3895 .

Capítulo 5

Bonos de carbono

5.1. Calentamiento global

El concepto calentamiento global se refiere a el aumento de la temperatura promedio de la tierra. Actualmente se ha atribuido la responsabilidad a la actividad industrial desempeñada por el hombre por sobre las causas naturales. Este cambio climático comenzó de manera suave, con sus primeras evidencias en el deshielo de los glaciares.

Actualmente la comunidad internacional está preocupada porque ahora se le atribuyen otros fenómenos naturales más devastadores como son el aumento en el número de tifones y tormentas tropicales en la última década, como así también el número de inundaciones y sequías a lo largo del planeta [22].

Proyecciones de *Greenpeace* dicen que en el futuro, si no se toman acciones de manera inmediata, se podrá esperar:

- Inundaciones y sequías donde no era habitual que ocurrieran.
- Alargamiento y aumento de la intensidad de la temporada de tifones.
- Incendios forestales y migración forzada de la fauna.
- Peligro de extinción de algunas especies debido al cambio de hábitat.
- Riesgo de escasez de alimento debido a heladas y al cambio de la temperatura del mar.
- Aumento del nivel del mar y pérdida de tierra habitable.

Una de las causas responsables de este efecto de calentamiento global es la concentración de gases como es el CO_2 , que hacen que la atmósfera sea menos transparente para la radiación infrarroja que nuestro planeta emite al espacio, afectando el balance energético neto de la Tierra. Este desbalance hace que la atmósfera de la Tierra posea más energía intensificando los fenómenos naturales.

La preocupación por el efecto del calentamiento global ha hecho que la comunidad mundial se preocupe de los factores que influyen en el proceso. Uno de estas principales manifestaciones ha sido la firma del protocolo de Kyoto

5.2. El Protocolo de Kyoto y su desarrollo

El protocolo de Kyoto es un instrumento creado principalmente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de los países desarrollados. Dichos gases debieran reducirse un 5,2 % al año 2012, tomando como base las emisiones existentes en 1990. Chile ratificó el Protocolo en agosto del 2002, lo que le permitirá acceder a los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), que son instrumentos que permiten a los países en desarrollo acceder a transferencia de tecnologías limpias para mitigar y adaptarse al cambio climático. El tratado ha sido ratificado por la Unión Europea pero no por los Estados Unidos. Cuando por fin el gobierno de Rusia se decidió a ratificarlo, el tratado entró en vigor en Febrero del 2005 (por haberse alcanzado entre los firmantes el 55 % de las emisiones globales). Entre los países que han ratificado este documento se encuentran los de la Unión Europea y Japón [18],[20].

A pesar de que algunos países europeos, como España, difícilmente cumplirán lo pactado, es muy posible que el conjunto de la Unión Europea sí lo logre, sin necesidad de aplicar nuevas políticas, ni sufrir nuevos costos (si bien las emisiones del sector transporte han aumentado ya un 20 % entre 1990 y 2001). En efecto, Alemania, gracias al cierre de industria pesada tras su reunificación con la parte oriental rebajó sus emisiones per cápita de 12,2 ton/año en 1990 a 10,5 ton/año en 2002; el Reino Unido, gracias al paulatino abandono del carbón desde los tiempos del gobierno de M. Thatcher y su apuesta por el gas y la energía nuclear, pasó de 10,1 ton/año en 1990 a 9,2 ton/año en 2002; y finalmente, Francia, gracias a su opción de electricidad nuclear (el 80 % de su producción) pasó de tener en 1990 unas emisiones de $C O_2$ per cápita de 6,7 ton/año a tener en 2002 unas emisiones de 6,3 ton/año. Sin embargo, las emisiones per cápita de España aumentaron de 5,7 ton/año en 1990 a 7,8 ton/año en 2002.

La meta del protocolo de Kyoto fijada para el 2012 corresponde a una reducción de aproximadamente 1.000 millones de toneladas de $C O_2$ (con respecto a las emisiones de 1990), y el potencial conocido de los proyectos del MDL generará, según estimaciones actuales, más de 910 millones de toneladas de reducciones de emisiones para finales de 2012. Es decir, es probable que se alcance la meta si se siguen sumando proyectos del tipo MDL.

Si bien el MDL ha dado buenos resultados hasta el momento, no se sabe qué sucederá después del 2012. Es posible que se fijen nuevas metas y que el MDL se mantenga, aunque también podría modificarse el mecanismo, o incluso ser eliminado. Para efectos de la evaluación económica se considerará que el MDL seguirá vigente toda la evaluación del proyecto.

5.2.1. Mecanismo de desarrollo limpio (MDL)

Como medida para facilitar la reducción de emisiones, se desarrolló el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

Este mecanismo consiste en que si una nación suscrita al protocolo de Kyoto supera el límite de emisiones, entonces debe comprar *bonos de carbono* mediante el financiamiento de parte de proyectos que reduzcan las emisiones de GEI¹ en algún país huésped (ver figura 5.1). De este modo, una empresa de la nación suscrita compra Certificados de Emisiones Reducidas (CER) que dan cuenta de una cierta disminución de emisiones que se consideran hechas en el territorio de la misma empresa.

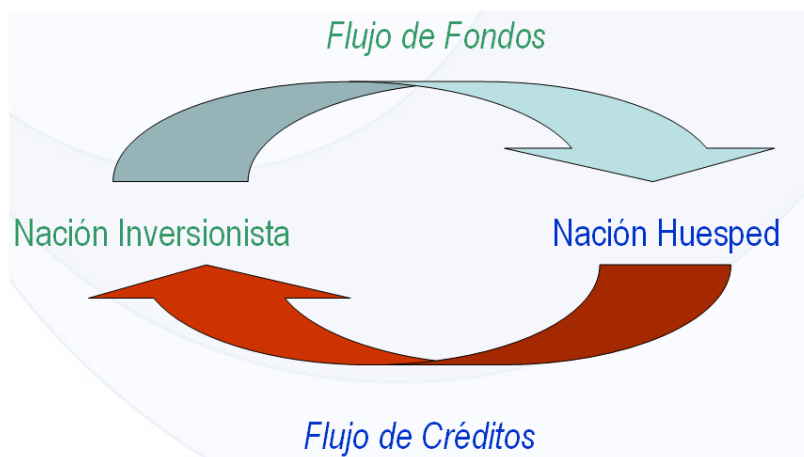


Figura 5.1: Esquema de funcionamiento de los MDL.

Fuente: EcoSecurities [17].

La central hidroeléctrica Chacabuquito, en la V región, es una de las empresas que vendió bonos de carbono mitigando el calentamiento de la tierra. La planta comprobó que había evitado que se liberaran 112.607 toneladas de carbono, y recibió por ello US\$ 400.000, a US\$ 3,5 la tonelada. De acuerdo a algunas proyecciones oficiales, se estima que estos papeles costarán cerca de US\$ 8 la tonelada una vez que se ratifique el protocolo de Kyoto. Esta venta fue parte de una venta que hizo el FPC² “en verde”³ del 60 % de todas las reducciones que tendrá Chacabuquito, el 40 % restante lo compró Mitsubishi [21].

Para poder financiar un proyecto mediante MDL hay ciertas normas a seguir. Como requisito fundamental se encuentra la “adicionalidad” del proyecto con los MDL. Esto significa que el proyecto debe ser rentable para la empresa en cuestión⁴ si y solo si se venden bonos de carbono. Para definir la ren-

¹Gases de Efecto Invernadero.

²Fondo Prototipo de Carbono (FPC), El FPC fue creado por el Banco Mundial en julio de 1999, con el objeto de la venta bonos de carbono

³Se llama *en verde* cuando la empresa fija el precio de los bonos antes de producirlos y antes de saber con exactitud cuánto reducirá las emisiones. En este caso los bonos se venden más baratos que una vez en marcha el proyecto.

⁴El proyecto será considerado rentable para la empresa si su rentabilidad es igual o superior a la global de la empresa.

tabilidad del proyecto se deben utilizar los criterios de la empresa que lo realizará, pudiendo venderse bonos de carbono en dos casos:

1. Si un proyecto no rentable por sí solo llega a serlo mediante venta de los bonos (ver figura 5.2).
2. Si el riesgo del proyecto es demasiado alto (por ejemplo por uso de tecnologías desconocidas, como podría ser el caso de varias ERNC en Chile), justificándose solo al vender los bonos.

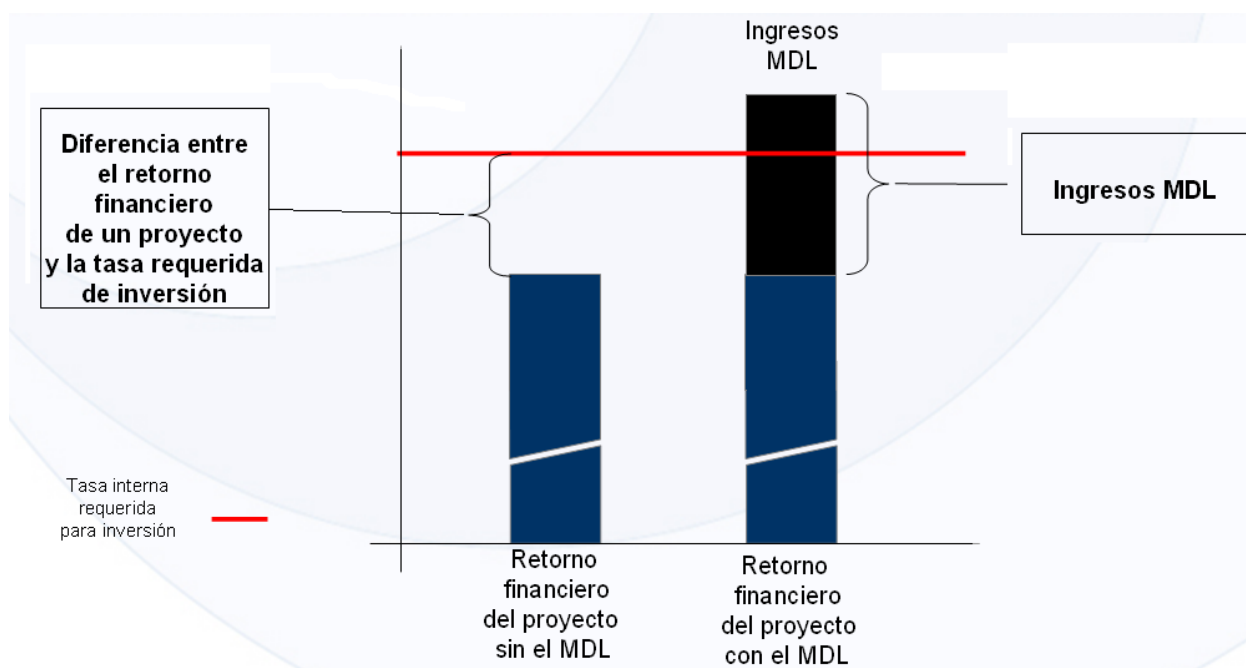


Figura 5.2: Adicionalidad de los MDL para un proyecto.

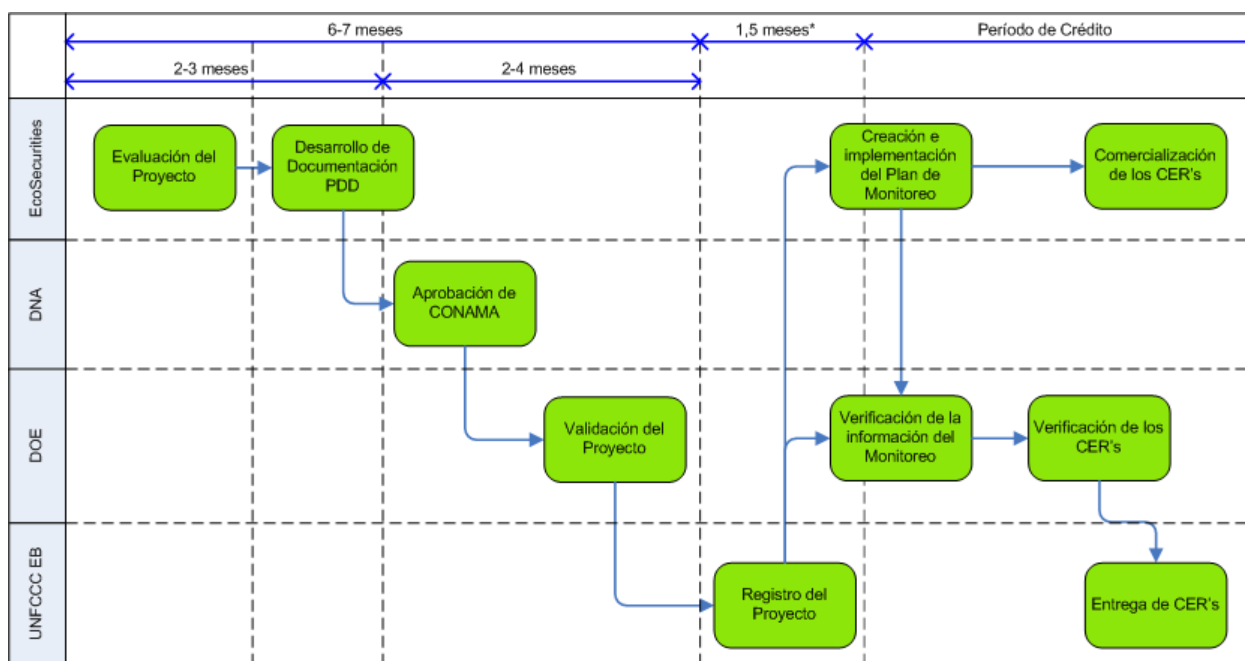
Fuente: EcoSecurities [17].

Ambos casos pueden resultar ambiguos en una primera aproximación, por lo que la evaluación se realiza con la ayuda de una tercera empresa imparcial que realiza un *Project Design Document* (PDD)⁵, que es un documento estándar en inglés y cuyo formato se obtiene en internet. Una vez realizado el PDD, la empresa dueña del proyecto debe someter el proyecto a una evaluación por parte de la autoridad nacional designada⁶ (CONAMA en el caso de Chile) y luego contratar una DOE⁷. Si la DOE acepta el proyecto, éste se valida y envía a la Junta Ejecutiva de Naciones Unidas, que verifica la veracidad del documento y lo registra. En la figura 5.3 se aprecia un diagrama del proceso de certificación.

⁵El PDD consiste fundamentalmente en una simulación de captura de toneladas equivalentes de CO₂ (algunos proyectores capturan otros gases que afectan de manera diferente a la atmósfera, por lo que existen equivalencias entre toneladas de dichos gases y toneladas de CO₂) por año.

⁶DNA: Designated National Authorities.

⁷Organismo calificado por la UNFCCC [20] que verifica la información contenida en el PDD



*Puede ser extendido dependiendo en el Comité Ejecutivo

Figura 5.3: Diagrama del proceso de certificación.

Fuente: EcoSecurities [17].

Los costos del proceso de certificación se resumen en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Costos del proceso de certificación

Ítem	Costo proyecto pequeño ⁸	Costo proyecto grande
Desarrollo PDD	30.000 USD	30.000 USD
Validación (DOE)	10.000 USD	10.000 USD
Registro UNFCCC	0,1 USD/CER	0,2 USD/CER

Fuente: Eco Securities [17].

Luego, los costos de certificación de un proyecto para MDL dependen de su magnitud (potencia instalada). En el caso de las energías renovables, otra variable importante es su factor de planta.

Una vez que el proyecto cumpla un año de funcionamiento, la empresa debe contratar a un organismo verificador que mide la captura real de toneladas de CO₂ equivalentes (en la tabla 5.2 se muestran equivalencias de toneladas de un gas dado a toneladas de CO₂). Una vez realizada la medición, el organismo emite un informe a la Junta Ejecutiva de Naciones Unidas, que luego de verificar la información recibida emite un Certificado de Emisiones Reducidas (CER), el cual se transa en el mercado de los bonos de carbono.

⁸Un proyecto de generación se considera pequeño, para efectos de la certificación, si consta de hasta 15 MW de potencia instalada.

Tabla 5.2: Principales Gases de Efecto Invernadero (GEI) y equivalencias

Gas	Porcentaje emitido	Equivalencia en CO_2
CO_2 (Dióxido de carbono)	65 %	1
CH_4 (Metano)	18 %	21
N_2O (Óxido nitroso)	6 %	325
Fluorocarbonos y otros	11 %	
HFCs		120-120000
PFCs		6500
SF6		23900

Fuente: Corma [19].

En cuanto al precio de venta de los bonos de carbono, este se ajusta según el mercado; sin embargo Endesa Chile tiene un acuerdo con Endesa España mediante el cual la primera asegura a la segunda la venta de todos los bonos de carbono que produzca a cambio de mantener un precio fijo de los bonos, que es de 10 euros por CER⁹.

5.2.2. Cálculo de reducción de emisiones

La actividad del proyecto reduce emisiones de CO_2 mediante la sustitución de generación de energía por fuentes existentes conectadas a la red, así como por adiciones futuras a la red. La reducción de emisiones del proyecto durante el año “y” se expresa como se muestra en la ecuación 5.1:[20]

$$ER_y = BE_y - PE_y - L_y \quad (5.1)$$

En que:

ER_y : Es la reducción de emisiones en el año “y” con respecto al caso base en ton de CO_2 .

BE_y : Es la diferencia entre la reducción de emisiones en el año “y” con respecto al caso base en ton de CO_2 .

PE_y : Son las emisiones del proyecto en el año “y” , en ton de CO_2 .

L_y : Son las emisiones generadas por actividades anexas al proyecto en el año “y”, en ton de CO_2 . (construcción de la planta, manejo de combustibles, inundación de terrenos, etc.).

En el caso de una planta solar, el término PE_y se anula, ya que los generadores no emiten ningún tipo de GEI. Por otra parte, el término L_y se puede despreciar para una evaluación primaria, ya que no se conocen bien los caminos a utilizar o si será necesario construir caminos, entre otras variables importantes. Luego, la ecuación 5.1 queda expresada como la ecuación 5.2:

⁹Un CER corresponde a una tonelada de CO_2 equivalente de emisiones reducidas.

$$ER_y = BE_y \quad (5.2)$$

Para determinar el término BE_y se debe utilizar la expresión siguiente:

$$BE_y = EF_y \cdot G_y \quad (5.3)$$

en que:

BE_y : Es la diferencia entre la reducción de emisiones en el año "y" con respecto al caso base en ton de CO_2 .

EF_y : Es el factor de emisiones en el año "y" del caso base en ton de CO_2/MWh .

G_y : Es la electricidad en el año "y" generada por el proyecto en cuestión (en MWh).

Para determinar el factor de emisiones del sistema EF_y , 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 sea el caso. Para proyectos eólicos y solares la ponderación es normalmente como se muestra en la ecuación 5.4.

$$EF_y = 0,75 \cdot OM + 0,25 \cdot BM \quad (5.4)$$

En que:

EF_y : Es el factor de emisiones en el año "y" del caso base en ton de CO_2/MWh .

OM : Es el factor operacional de emisiones.

BM : Es el factor de emisiones en construcción.

El factor operacional (OM) de emisiones se determina ponderando el factor de emisiones de cada central por la energía generada por ésta. El factor de emisiones en construcción (BM) se determina considerando las últimas centrales agregadas al sistema. Para determinar qué centrales dejar en este margen se debe tomar dos criterios:

- Considerar las últimas cinco centrales agregadas 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 en total más del 20 %, se debe utilizar el primer criterio).

Para calcular el factor de emisiones del caso base EF_y , es necesario conocer algunos datos del sistema en el que se instalará el proyecto, como por ejemplo cuales son las emisiones de gases actuales. Lograr esto es sumamente difícil por lo que se prefiere un método indirecto, que es estimar su emisión a partir de su energético primario.

Tabla 5.3: Tabla que relaciona la energía generada con las toneladas de CO_2 emitidas.

Energético	Ton/MWh
GAS	0,469
CARBON	0,974
DIESEL	0,726

Fuente: *Greenhouse Gas Emissions from Nuclear and Renewable Energy Power Plants* [9]

La tabla 5.3 muestra la participación de los combustibles en la generación de energía, como se puede apreciar la participación del carbón, gas o diésel es prácticamente mayor que el 99 % de la generación neta del año 2007: [13]

Tabla 5.4: Tipo de tecnología y participación en la generación en el SING

Tipo	Participación
PASADA	0,52 %
GAS	48,38 %
CARBON	49,93 %
DESECHOS	0,00 %
DIESEL	1,16 %
Total	100,00 %

Fuente : CNE [13]

Usando los datos de la tabla 5.4 y ponderando las participaciones con el índice de emisiones por la tabla 5.5 se puede estimar el índice de emisiones operativas (OM):

Tabla 5.5: Ponderación en el factor de emisiones operativas

	participación	ton/MWh por tecnología	Participación en el índice
PASADA	0,52 %	0	0
GAS	48,38 %	0,469	0,227
CARBON	49,93 %	0,974	0,486
DESECHOS	0,00 %	0	0
DIESEL	1,16 %	0,726	0,008
Total	100,00 %		0,722
Indice (OM) Ton/MWh			0,722

Este factor es bastante elevado, y mayor incluso que el de EEUU (0.617 ton/MWh)

Para estimar el factor de emisiones en construcción (BM), se prefirió el segundo criterio, dado que considera más energía generada. En este criterio se consideró la generación de las centrales AES Gener Salta, Gas Atacama CC2 ,ElectroAndina U11 las cuales generaron 3.582 GWh correspondientes a un 27 % de la generación del último año (13.233 GWh.) [13]

Utilizando la participación en la generación de energía por tipo de central y ponderando por el factor de emisiones correspondientes a su tecnología se obtiene el índice total de ton/MWh, como se muestra en la tabla 5.6:

Tabla 5.6: Muestra del cálculo de factor de emisiones en construcción

	participación	ton/MWh por tecnología	Participación en el índice
GAS	99,24 %	0,469	0,4654
CARBON	0,00 %	0,974	0
DIESEL	0,76 %	0,726	0,0055
Suma Total	100,00 %		0,4709
Índice (BM) Ton/MWh			0,4709

Luego el índice de emisiones ponderados será como se muestra en la ecuación 5.5:

$$EF_y = 0,75 \cdot OM + 0,25 \cdot BMEF_y = 0,659 \quad (5.5)$$

En que:

OM : Es el factor operacional de emisiones en Ton/MWh.

BM : Es el factor de emisiones en construcción en Ton/MWh.

Para un proyecto solar instalado en el CDEC-SING, la reducción anual de emisiones de GEI estimada a partir de datos de generación del 2006 es:

$$ER_y = 0,658 \cdot G_y \quad (5.6)$$

en que:

ER_y : Es la reducción de emisiones en el año "y" con respecto al caso base en ton. de CO_2 .

G_y : Es la electricidad generada en el año "y" por el proyecto en cuestión (en MWh).

El resultado de ER_y indica inmediatamente el número de CER's que se podrían comercializar

La energía generada se estimó en 34,121 MWh por unidad como se concluyó al final del capítulo de recurso solar, luego, si se consideran 900 generadores, la energía total será de 30.708 MWh./año, por ello el total de bonos de carbono que puede comercializar es de: 20.236 ton de CO_2 . Si se considera hasta agosto del 2007 el EF_y sería de 0,71 y la reducción total de emisiones sería de 21.803,319 ton.

Capítulo 6

Análisis técnico

En este capítulo se analizará la construcción de una central solar comprimida de 9 MWe (900 grupos), con tecnología Stirling. Para ello se plantean los siguientes objetivos:

- Estudiar el emplazamiento de 900 grupos Concentradores/Stirling.
- Análisis de la conexión de dispositivos para minimizar los costos.
- Estimación del nivel de cortocircuito.
- Dimensionamiento de protecciones y conductores.

6.1. Ubicación de los grupos generadores

El tamaño del sitio para la construcción de la central está determinado por la superficie necesaria para los grupos Concentrador/Stirling. Esta superficie se entiende por el área de sombra que este grupo provocaría y entorpecería la producción de energía al grupo siguiente.

Para determinar la sombra, se debe tomar en cuenta, la altura solar y el tamaño del objeto. Como se observa en la figura 6.1, la sombra (z) está determinada, por la altura del objeto (A) y el ángulo de altura solar (h), esta relación esta dada por la ecuación 6.1:

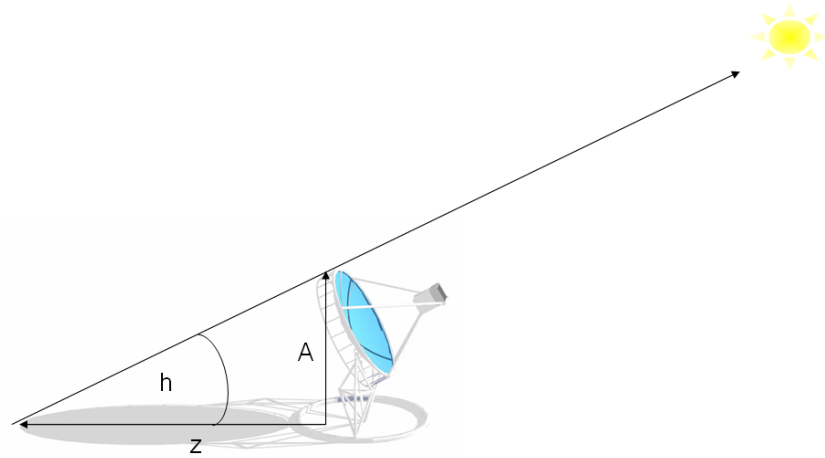


Figura 6.1: Relación entre altura solar y sombra

$$z = \frac{A}{\tan(h)} \quad (6.1)$$

En que:

A : es la altura del objeto en (m).

h : es el ángulo de altura solar.

z : es la sombra generada en (m).

Además el ángulo de proyección con respecto al Norte (en el caso del hemisferio Sur), está dado por el ángulo de acimut solar ¹ γ_s , como se muestra en la figura 6.2. Por lo que la proyección sobre el eje X (este-oeste) y sobre el eje Y (Norte-Sur) será lo indicado en las ecuaciones 6.2 y 6.3 :

¹Ángulo entre la dirección Norte y el Sur.

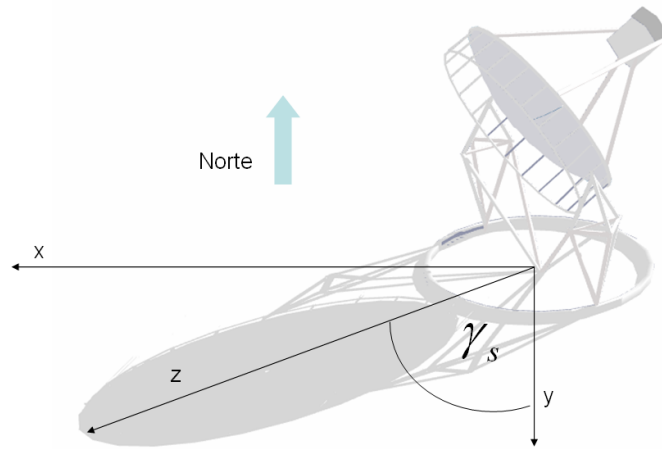


Figura 6.2: Relación entre los ejes x,y y el ángulo de azimut solar

$$x = z \cdot \text{sen}(\gamma_s) \quad (6.2)$$

$$y = z \cdot \text{cos}(\gamma_s) \quad (6.3)$$

En que:

x: Es la proyección este-oeste en (m).

y: Es la proyección norte-sur (m).

z: Es la sombra del objeto (m).

γ_s : Es ángulo Acimut.

Utilizando el resultado de la simulación de la posición del Sol ², se pueden obtener el resultado del ángulo de Acimut y la altura solar para cada hora y para todos los días. Utilizando las ecuaciones antes descritas, se puede graficar la sombra esperada para cada mes³, la que se muestra en la figura 6.3.

²Ver capítulo de Recurso solar

³Considerando que el mínimo de radiación para generar electricidad es de 500 W/m^2 .

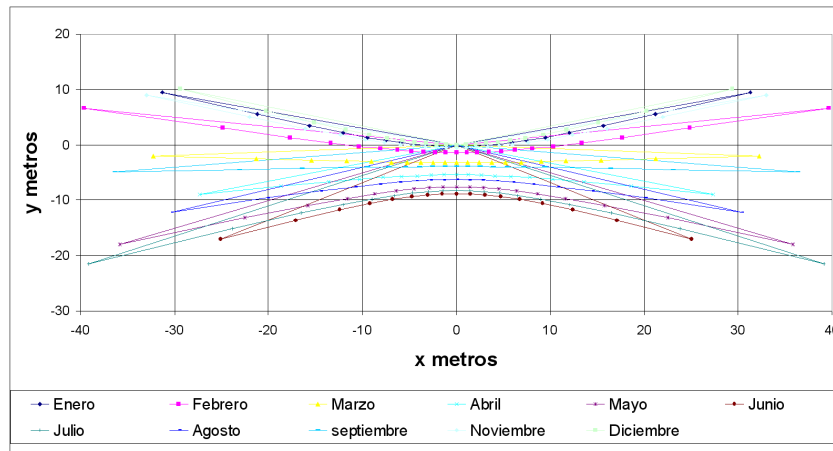


Figura 6.3: Patrón de sombras

Del patrón se observa que la distancia entre el eje Y y el X no son iguales. En el eje X debe ser de al menos 40 m y en el eje Y de 10 m para no provocar sombras.

Dado que los generadores no son puntos concentrados, la distancia debe ser entre extremos de los generadores. Por ello, debido a que poseen aproximadamente 5 m de radio, la distancia entre sus centros, debe ser de 50 m en el sentido X y de 20 m en el sentido Y.

6.2. Conexión entre dispositivos

La configuración básica contempla la conexión de la central a una red de media tensión en 13,2 kV por lo que es necesario el uso de transformadores.

El número de transformadores y su capacidad están sujetos a optimizaciones técnico económicas, que contemplan el costo de los conductores, transformadores y elementos de protección.

Independiente del costo de los equipos de distribución de la energía, la configuración básica de la central es del tipo que se describe a continuación.

Una conexión central que corresponde a el punto de inyección en MT, n transformadores elevadores de BT a MT que están asociados a m generadores, como se muestra en la figura 6.4.

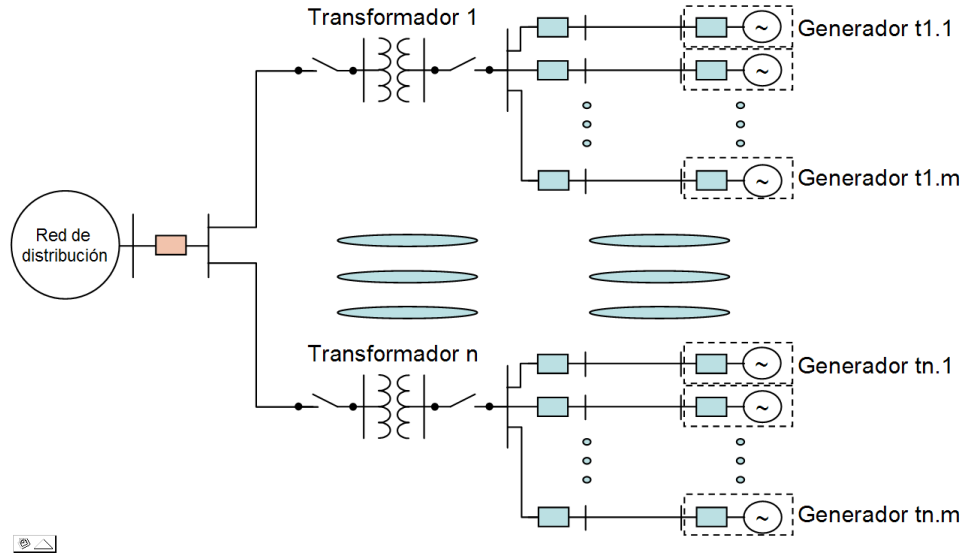


Figura 6.4: Diagrama de conexión

Para estimar el número de generadores por transformador, se tomó en cuenta la potencia aparente de cada uno, con un factor de potencia de 0,95, esto ayuda a conectar más generadores por transformador y además es requisito para cumplir la norma técnica vigente.

Según datos de placa, el generador posee un factor de potencia de 0,85 y una potencia nominal de 10 kW, de estos datos se puede determinar que los reactivos consumidos son de 6,19 kVAr. Para mejorar el factor de potencia a 0,95 se requieren de 2,91 kVAr que pueden ser fácilmente entregados por banco de condensadores estático.

Considerando el factor de potencia de 0,95, la potencia aparente de cada generador es de 10,52 kVA. Con este dato se determinó cuantos generadores por transformador son admitidos.

Para estimar el número máximo de generadores conectables a un transformador de potencia se realizó el cálculo que se muestra en la ecuación 6.4, para determinar el número mínimo de transformadores necesarios para cumplir con los 900 generadores se realizó el cálculo con la ecuación 6.5. Estos cálculos se resumen en la tabla 6.1

$$N_{gen} = \left[\frac{Pot_{transf}}{Pot_{gen}} \right]_{inf} \quad (6.4)$$

En que:

Pot_{transf} : Es la potencia del transformador de la celda en kVA.

Pot_{gen} : Es la potencia de un generador en kVA.

N_{gen} : Es el número entero máximo de generadores conectables a un transformador de potencia Pot_{transf} .

$$N_{trans} = \left[\frac{N_{tot}}{N_{gen}} \right]_{sup} \quad (6.5)$$

En que:

N_{tot} : Es el número de generadores de la central, en este caso 900.

N_{trans} : Es el número entero mínimo necesario de transformadores de potencia Pot_{transf} en la central.

N_{gen} : Es el número entero máximo de generadores conectables a un transformador de potencia Pot_{transf} .

Potencia kVA	Número de transformadores	Número de generadores
500	20	47
400	24	38
300	33	28
200	48	19
150	65	14
100	100	9
75	129	7
45	225	4
30	450	2
15	900	1

Tabla 6.1: Tabla que relaciona el número de generadores y el número de transformadores para distintas potencias de transformador

Un criterio de minimización de costos básico, consiste en ubicar los grupos Concentrador/Stirling lo más próximos posible al transformador elevador correspondiente al grupo, para así utilizar el menor largo posible de conductor.

En la sección de análisis de ubicación se determinó que la distancia mínima para no provocar sombras en el eje norte-sur era de 20 m, por ello si se planea ubicar dos grupos Concentrador/Stirling se necesitaría un mínimo de 5 m para el primer grupo y unos 25 m para el segundo. Si se considera el eje este-oeste, para la conexión de grupos se necesitaría de 5 m para el primero y 55 m para el segundo.

Utilizando estos datos se construyó un programa Matlab, el cual es detallado en el anexo, que calcula la distancia para cualquier ubicación dada. Luego con otro programa se pueden escoger las distancias mínimas y determinar cuales son las ubicaciones óptimas para los grupos Concentrador/Stirling. Los resultados de los cálculos, se muestran en las figuras: 6.5 y 6.6.

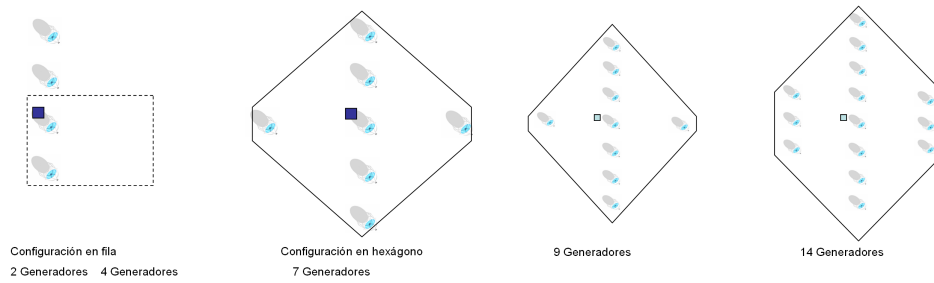


Figura 6.5: Diagrama de configuración de longitud mínima

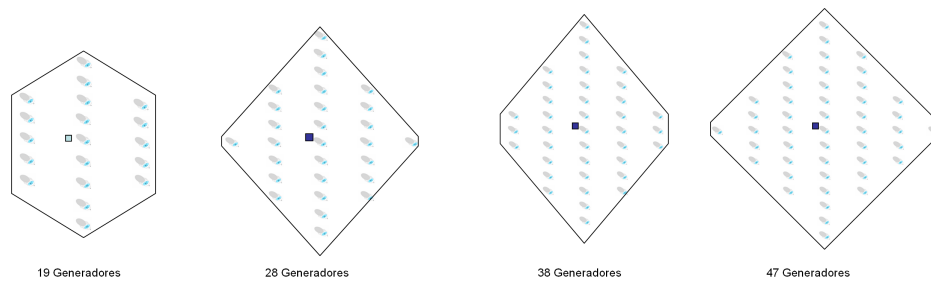


Figura 6.6: Segundo diagrama de configuración de longitud mínima

Como se muestran en las figuras 6.5 y 6.6 existe una clara preferencia para ubicar los grupos en el eje norte-sur, puesto que en ese eje la sombra es menor, por ello todos los arreglos posibles de grupos Concentrador/Stirling privilegian un mayor número de generadores en ese eje.

Utilizando los datos entregados por el programa de cálculo de distancias, se puede asumir que el largo del conductor desde el transformador hasta el grupo generador será la distancia más diez metros, para ello también se construyó un programa que se detalla en el anexo.

El largo de los conductores a usar pueden ser mostrados en la tabla 6.2:

Potencia kVA	Numero de Generadores	Conductores m	
		Distancia máxima	Distancia total
500	47	160	5130
400	38	150	3740
300	28	130	2380
200	19	100	1330
150	14	90	840
100	9	60	290
75	7	50	255
45	4	50	120
30	2	30	40
15	1	10	10

Tabla 6.2: Tabla que relaciona el largo de conductor con la potencia del transformador

6.3. Análisis de fallas

6.3.1. Corrientes de falla del grupo Concentrador/Stirling

Los grupos Concentrador/Stirling están basados en un generador asincrónico. Este generador presenta un comportamiento particular a la hora de la falla, puesto que para generar la potencia activa necesitan consumir reactivos.

Este comportamiento hace que en un generador entregando potencia nominal, la corriente de falla con que contribuye cada generador sea similar al doble de la corriente de partida de este, es decir del orden de 6 a 12 veces la nominal⁴. Esta corriente es un transitorio, puesto que debido a la falta de reactivos el generador no puede seguir entregando potencia, por lo que la corriente tiende a 0 después de un par de ciclos.

El generador que posee el grupo Concentrador/Stirling esta diseñado para una eficiencia mayor que las máquinas comunes de su potencia (92,5 %)⁵ y un torque de partida menor. Este comportamiento hace que la corriente de partida sea menor, aproximadamente unos 1,7 veces la corriente nominal (25A).

6.3.2. Análisis por zonas

Realizando un análisis de falla por zona como se indica en la figura 6.7

⁴Ver anexos.

⁵La eficiencia estandar para este tipo de generador en esta potencia es de alrededor de 82,5 %.

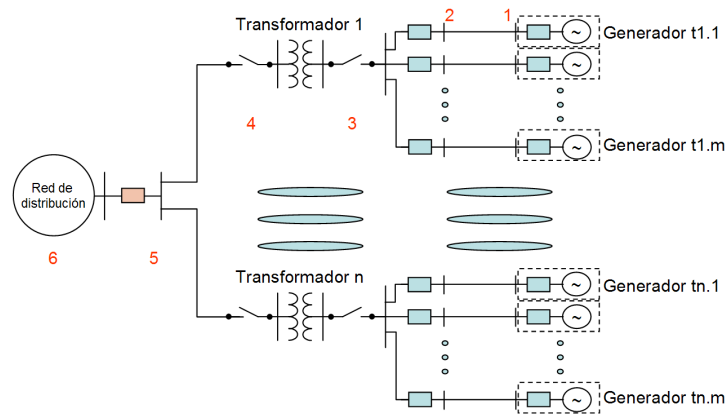


Figura 6.7: Figura de ubicación de la falla

En la zona 2 (de la figura 6.7), el nivel de cortocircuito es mayor que la zona 1 (de la figura 6.7) por lo que el análisis de la corriente de falla es válido para la zona 1. Este nivel de cortocircuito es la suma entre la corriente de falla de los generadores $t1.\{1\dots m\}$, más la corriente de falla del transformador t1.

Tomando en cuenta que la corriente de cortocircuito en pu depende de la impedancia del transformador esta corriente se puede calcular de manera simple como:

$$I_{cc} = \frac{V}{Z} \quad (6.6)$$

En donde:

Z Es la impedancia del transformador en pu..

V Es la tensión el transformador en pu. que se asume 1 en caso de cortocircuito.

I_{cc} Es la corriente de cortocircuito en pu..

Con la ecuación 6.6, considerando el valor de la corriente I_{cc} , como el número de veces de la corriente nominal, se puede calcular la columna “Cortocircuito en kA”, en función de la potencia del transformador, en la tabla 6.3:

Por otra parte, los generadores ocurrir una falla sólo aportarían su corriente de cortocircuito que en este caso se supone el doble de su corriente de partida (50 A), por lo que sólo se multiplica por el número de generadores conectados al transformador para generar la columna “corriente de falla de generadores” en la tabla 6.3:

Potencia kVA	Impedancia Z % bp	Corriente nominal A	Cortocircuito kA	Número de Generadores	Corriente de Falla de generadores kA	Corriente total de falla kA
500	5	721,69	14,43	47	2,35	16,78
400	4	577,35	14,43	38	1,9	16,33
300	4	433,01	10,83	28	1,4	12,23
200	4	288,68	7,22	19	0,95	8,17
150	4	216,51	5,41	14	0,7	6,11
100	4	144,34	3,61	9	0,45	4,06
75	4	108,25	2,71	7	0,35	3,06
45	4	64,95	1,62	4	0,2	1,82
30	4	43,30	1,08	2	0,1	1,18
15	4	21,65	0,54	1	0,05	0,59

Tabla 6.3: Tabla que relaciona la corriente de cortocircuito con la potencia del transformador

El nivel de cortocircuito tiene relación con la potencia instalada de los transformadores, tanto por la impedancia del transformador como el número de generadores conectados.

Como se observa de la tabla 6.3 la elección de un transformador de mayor tamaño implica la elección de interruptores termomagnéticos de mayor capacidad de ruptura como así también conductores de mayor calibre para la conexión de los generadores.

En la zona 3 (de la figura 6.7) el nivel de cortocircuito es similar a la zona 2, salvo que este no sería detectado por los interruptores asociados a los generadores, pero debido a la disminución de los reactivos, los generadores dejarían en instantes de aportar a la falla, por lo que la corriente de falla, solo sería aportada del lado de media tensión, es decir, a través del transformador.

En la zona 4 (de la figura 6.7), el nivel de cortocircuito va a poder ser determinado sólo cuando se conozca el nivel de cortocircuito del empalme en el proyecto definitivo, puesto que se suman las corrientes de cortocircuito de los transformadores de t_1 a t_n , además de la corriente de falla aportada por el empalme, la cual no es conocida con antelación.

Para este último caso, se supone lo mismo con la ecuación 6.6 (corriente de falla sólo esta limitada por la impedancia del transformador), luego se generó la columna “Cortocircuito en kA” de la tabla 6.4 como el múltiplo de la corriente nominal por la corriente de falla en pu., para luego generar la columna “corriente total” de la tabla 6.4, como la suma de las corrientes aportadas por los transformadores.

Potencia kVA	<i>Impedancia Z % bp</i>	<i>Corriente nominal A</i>	<i>CortoCircuito kA</i>	<i>N.º de transformadores en la central</i>	Corriente total kA
500	5	21,87	0,44	20	8,75
400	4	17,50	0,44	24	10,50
300	4	13,12	0,33	33	10,83
200	4	8,75	0,22	48	10,50
150	4	6,56	0,16	65	10,66
100	4	4,37	0,11	100	10,93
75	4	3,28	0,08	129	10,58
45	4	1,97	0,05	225	11,07
30	4	1,31	0,03	450	14,76
15	4	0,66	0,02	900	14,76

Tabla 6.4: Tabla que relaciona la corriente de cortocircuito con la potencia del transformador

6.4. Dimensionamiento de conductores

Para una correcta alimentación de la energía en las zonas de baja tensión se requiere que los conductores eléctricos cumplan con 3 requisitos mínimos:

1. Calentamiento a corriente nominal bajo 60° C.
2. Corriente máxima de cortocircuito de 0,1s de duración .
3. Regulación de tensión menor al 1 %.

Para el criterio de calentamiento típicamente se usa el estándar AWG, el cual recomienda una sección dada por tablas.

Para el valor de 15A nominal del generador, la sección mínima recomendada es de 1,5 mm². Este valor considera que el cable está enterrado junto a las fases restantes bajo tierra en un mismo ducto.

En cuanto al criterio de corriente de cortocircuito, es necesario que la corriente máxima admisible del conductor soporte las corrientes determinadas en la tabla 6.3. Para ello se usa una tabla típica de valores o bien se estima a partir de la formula empírica 6.7:

$$Sección = \frac{I}{364} \quad (6.7)$$

En que:

Sección : Es la sección del conductor en mm².

I : Es la corriente de cortocircuito en A.

Potencia kVA	CortoCircuito kA 0.1s	Sección mm ²
500	15,61	50
400	15,38	50
300	11,53	35
200	7,69	25
150	5,76	16
100	3,83	10
75	2,88	10
45	1,72	6
30	1,13	4
15	0,57	2,5

Tabla 6.5: Tabla que relaciona la corriente de cortocircuito con la sección necesaria

Usando las secciones calculadas con anterioridad se verifica que la regulación de tensión sea menor al 1 %. Para ello se calcula la caída de tensión del conductor más largo de la celda como se muestra en la ecuación 6.8, determinado en la sección conexión de dispositivos tabla 6.2

$$Regulación = \frac{I \cdot R \cdot L}{V} \cdot 100 \quad (6.8)$$

En que:

Regulación : Es el porcentaje de pérdida de tensión

I : Es la corriente nominal del generador en A.

L : Es el largo de conductor en m.

V : Es la tensión nominal del generador en V.

Calculando este valor para las distintas configuraciones de celda, se obtiene la tabla 6.6.

Potencia kVA	Corriente nominal A	Sección mm ²	Resistencia ohm / km.	Largo máximo conductor m	Regulación de Tensión %
500	15	50	0,387	160	0,40
400	15	50	0,387	150	0,38
300	15	35	0,524	130	0,44
200	15	25	0,727	100	0,47
150	15	16	1,15	90	0,68
100	15	10	1,81	60	0,71
75	15	10	1,81	50	0,59
45	15	6	2,97	50	0,97
30	15	4	4,47	30	0,87
15	15	2,5	11,9	10	0,78

Tabla 6.6: Tabla que relaciona la regulación con el tamaño de la celda

Como se observa en la tabla se cumple con el valor de regulación impuesto, por lo que este último criterio no obliga a usar un conductor de mayor sección.

6.5. Conductores de media tensión

Para la transmisión de la potencia, es cómodo el uso de postes de media tensión, puesto que son de uso común en la industria y además es una solución de alta disponibilidad debido a su uso masivo en el sector de distribución eléctrica.

El uso de postes tiene como restricción el problema de sombra que producen; pero esta sombra es más pequeña que la sombra provocada por los generadores, debido a que el tamaño del poste es menor que el del generador. Realizando el mismo estudio que en la sección de ubicación de este capítulo, se llegó al gráfico que se muestra en la figura 6.8.

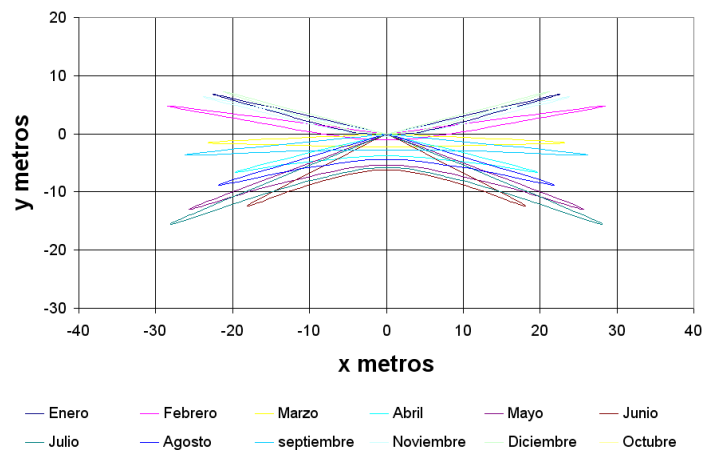


Figura 6.8: Gráfico que muestra la sombra de un poste

En la figura se observa que el poste se puede colocar con seguridad a 30 m en la dirección X y a unos 10 m en la dirección Y no interfiriendo con los espacios de los generadores. Una estrategia óptima es ubicar los postes detrás de los generadores como se muestra en la figura 6.9.

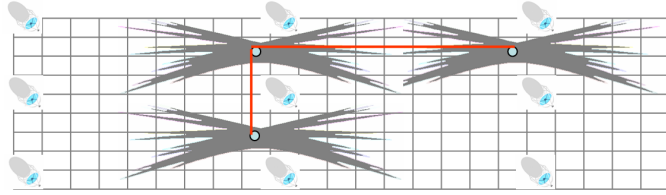


Figura 6.9: Figura que muestra la sombra producida por el poste y la posición de los generadores, cada cuadrado representa 5m x 5m

La topología de conexión propuesta en media tensión (MT) será una línea troncal de sección mayor y ramas periféricas de una sección menor como se muestra en la figura 6.10.

Esta estrategia permite abordar el problema de una manera más sencilla, puesto que la sección de las ramas estará dada por el número de celdas conectadas a ellas. Además el largo de la línea troncal estará determinado por el número de ramas conectadas.

La distancia entre las celdas se mide como la distancia al transformador más cercano como muestra la flecha roja en la figura 6.10. Esta forma de conexión hace que los conductores no sean perpendiculares al eje norte-sur, debido a que así se puede aprovechar mejor el espacio y contener mas celdas por unidad de superficie, además asegura que no se generen sombras. Por otra parte, la distancia entre líneas para este análisis se mide como muestra la flecha verde en la figura 6.10.

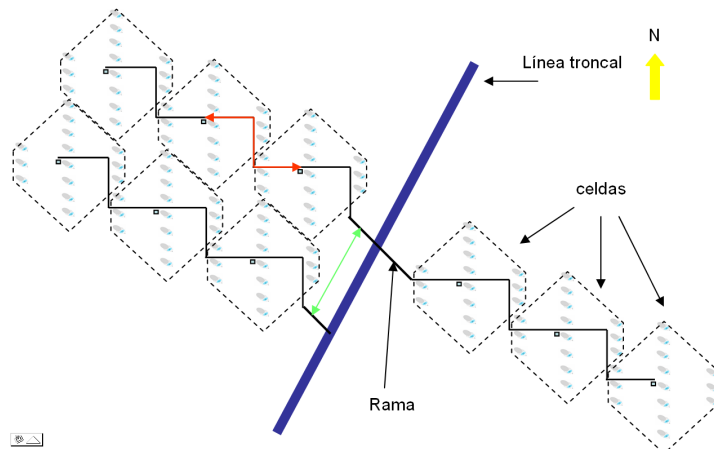


Figura 6.10: Figura que muestra como se determina la distancia entre líneas y entre celdas

Con este criterio, dada una potencia de celda, el largo de conductor a emplear siempre será el mismo independiente de la sección empleada, este último parámetro hace variar el número de celdas conectadas a las ramas conformes a la capacidad de corriente asignada a cada sección.

Para distintas potencias, la distancia entre celdas varia debido a que se cuentan con un número distinto de generadores, para ello, utilizando el ejemplo en la figura 6.10, donde hay 14 generadores conectados, la distancia entre celdas esta determinada empíricamente como tres distancias cortas y dos largas, en que las distancias largas son de 50 m y las cortas son de 20 m, como se muestra en la ecuación 6.9:

$$2 \cdot 50m + 3 \cdot 20m = 160 m \quad (6.9)$$

por otro lado la distancia entre lineas corresponde a la distancia mínima entre transformadores ya que esta influye para determinar el largo de la linea troncal. Para el ejemplo de la figura 6.10, se determina empíricamente como la hipotenusa de un triangulo cuyos lados son: una distancia larga (50 m) y seis distancias cortas (20 m), como se muestra en la ecuación 6.10

$$\sqrt{(1 \cdot 50m)^2 + (6 \cdot 20m)^2} = 130 m \quad (6.10)$$

Para el cálculo de postes, se consideraron las siguientes condiciones:

- Uno o dos postes para el transformador (dependiendo de la potencia de este).
- La distancia entre postes no debe sobrepasar los 50 m.
- Debe existir un poste por cada cambio de dirección del alambrado.

Para el ejemplo de la figura 6.10 (14 generadores) se cuentan dos cambios de dirección, una longitud mayor que 50 m (60 m) y un poste para el transformador. Logrando hacer esto para distintas celdas, se construyó la tabla 6.7:

Potencia kVA	Numero de Transformadores	Numero de generadores	Distancia		Numero de Postes	Largo Conductor
			Entre celdas	Entre lineas		
500	20	47	320	219,32	7	6400
400	24	38	270	205,91	6	6480
300	33	28	230	172,05	5	7590
200	48	19	190	148,66	4	9120
150	65	14	160	130	4	10400
100	100	9	130	94,34	3	13000
75	129	7	110	78,10	3	14190
45	225	4	50	80	1	11250
30	450	2	50	40	1	22500
15	900	1	50	20	1	45000

Tabla 6.7: Tabla que relaciona el largo de conductor y número de postes con la potencia de la celda.

Para el cálculo de número de ramas, se consideraron distintas secciones de conductor, debido que una sección mayor posee mayor capacidad de transmisión de potencia y con ello soporta un número

mayor de celdas conectadas, llegando a un caso de borde que es que las ramas posean la misma sección que la línea troncal.

Para definir la capacidad de transporte de potencia se estimó el número de celdas conectables en virtud de la corriente máxima admisible por la línea. Esta corriente es entregada por el fabricante y la corriente consumida por las celdas es proporcional a su potencia nominal.

Para definir el número de celdas a conectar en una rama, se requiere determinar la corriente necesaria para un generador en el lado de alta tensión, este cálculo se muestra en la ecuación 6.11

$$I = S/V = 0,41A \quad (6.11)$$

En que:

I : Es la corriente en MT, en A.

S : Es la potencia aparente de un generador en kVA.

V : Es la tensión nominal de MT 13,2 kV.

Luego con el aporte en A de cada generador, se puede estimar la corriente total de la celda multiplicando por el número de generadores, como se muestra en la tabla 6.8

Potencia Celda kVA	Numero de generadores	Corriente MT A
500	47	22,09
400	38	17,86
300	28	13,16
200	19	8,93
150	14	6,58
100	9	4,23
75	7	3,29
45	4	1,88
30	2	0,94
15	1	0,47

Tabla 6.8: Tabla que relaciona corriente en MT con la potencia de las celdas

Con los datos de la corriente consumida por cada celda, se puede construir la tabla 6.9 que entrega el número máximo de celdas conectables a una sección AWG y el número de ramas necesarias para alambrar toda la central.

Esta tabla se logró dividiendo la capacidad de corriente asociada a una sección AWG, entre paréntesis, con la corriente consumida por cada celda que se determinó en la tabla 6.8.

Potencia	AWG 4/0 (444A)		AWG 1/0 (282A)		AWG 1 (215 A)		AWG 2 (209A)		AWG 4 (135A)		AWG 8 (98A)	
	Celdas	Ramas	celdas	ramas	celdas	ramas	celdas	ramas	celdas	ramas	celdas	ramas
500	20	1	13	2	9	3	9	3	6	4	4	5
400	24	1	16	2	12	2	11	3	7	4	5	5
300	33	1	21	2	16	3	16	3	10	4	7	5
200	48	1	32	2	24	2	23	3	15	4	11	5
150	65	1	43	2	33	2	32	3	20	4	15	5
100	100	1	67	2	51	2	50	2	32	4	23	5
75	129	1	87	2	66	2	64	3	41	4	30	5
45	225	1	152	2	116	2	112	3	72	4	52	5
30	450	1	303	2	231	2	224	3	145	4	105	5
15	900	1	600	2	457	2	444	3	287	4	208	5

Tabla 6.9: Tabla que relaciona la sección con la potencia de las celdas

Luego con el número de ramas y el ancho entre líneas, se puede calcular el largo de la línea troncal dependiendo de la potencia y la sección de conductor, como se muestra en la ecuación 6.12:

$$L_t = \frac{R}{2} \cdot L \quad (6.12)$$

En que:

L_t : Es el largo de la línea troncal .

R : Es el número de ramas.

L : Es la distancia entre líneas (ramas).

Esto se refleja en la siguiente tabla 6.10, que asocia las dos variables; potencia de celda y sección usada en las ramas :

Potencia kVA	Largo de la línea troncal AWG 4/0					
	AWG 4/0	AWG 1/0	AWG 1	AWG 2	AWG 4	AWG 8
500	0	0	220	220	439	658
400	0	0	0	206	412	618
300	0	0	173	173	345	517
200	0	0	0	149	298	446
150	0	0	0	130	260	390
100	0	0	0	0	189	284
75	0	0	0	79	157	235
45	0	0	0	80	160	240
30	0	0	0	40	80	120
15	0	0	0	20	40	60

Tabla 6.10: Tabla que relaciona la sección de conductor y con la potencia de la celda con el largo de la línea troncal

Capítulo 7

Análisis económico

En este capítulo se abordará el aspecto económico de la central solar, este contará con una sección del cálculo de costos (evaluado en el 2007) para distintas configuraciones técnicamente posibles para escoger la más económica, luego se evaluará el mercado eléctrico para obtener el precio de la energía a comercializar. A continuación con las secciones analizadas, se verán distintos escenarios y se analizará la tasa interna de retorno de capital TIR y el Valor Actual Neto.

7.1. Minimización de costos de la red de distribución

Para abordar el problema se estimaron todos los costos en función de la potencia nominal de la celda, la cual coincide con la potencia del transformador.

7.1.1. Costo del transformador

Para la construcción de la central solar, se usarán transformadores de distribución debido a su alta disponibilidad, precio y facilidad de instalación. El tamaño del transformador es el que determina la potencia de la celda, debido a que los demás componentes son más fáciles de conseguir en tamaños personalizados.

Los precios referenciales en M\$¹ sin IVA de estos dispositivos se muestran en la tabla 7.1 y la influencia de este ítem en el costo total de la central, se refleja en la figura 7.1.

¹Se considera M\$ como millones de pesos.

Potencia kVA	Precio por celda M\$	Número de celdas	Costo en la central M\$
500	6,94	19	131,86
400	6,54	24	156,98
300	4,98	32	159,33
200	4,09	47	192,14
150	3,42	64	219,01
100	2,81	100	280,80
75	2,40	129	309,73
45	1,91	225	429,30
30	1,52	450	682,11
15	1,10	900	993,69

Tabla 7.1: Tabla que relaciona el costo en transformadores de la central con la potencia nominal de la celda

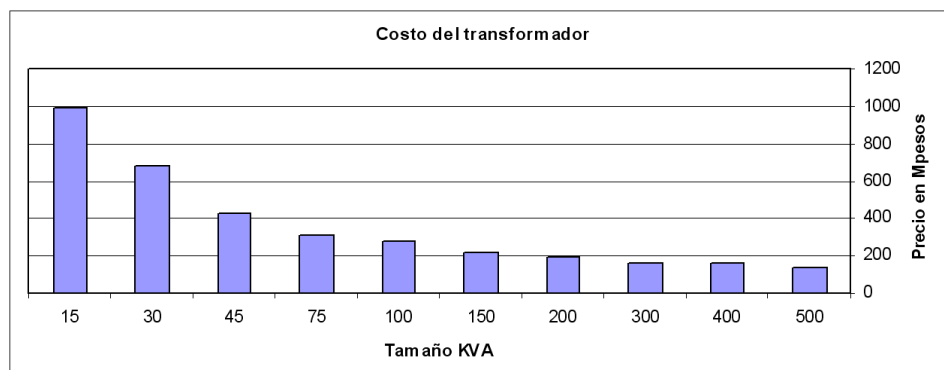


Figura 7.1: Gráfico del Costo en la central vs Potencia de transformador usado.

7.1.2. Costo de alambrado

El alambrado, como se muestra en el capítulo de análisis técnico, cambia de una celda a otra, debido a que una celda de mayor potencia posee una corriente de cortocircuito mayor, además de un área de cobertura más amplia.

Como se estimó en el capítulo de análisis técnico, cada tamaño de celda requiere de una sección distinta que se muestra en la columna de “sección en mm^2 ”, cada sección tiene asociado un costo por metro, que se muestra como valor referencial en en “Costo por m.”

El costo total de alambrado para el largo de conductor requerido y la sección necesaria en función de la potencia nominal de la celda, se muestra en la tabla 7.2, dependiendo del largo del conductor y de la sección necesaria para cada celda se estimó el costo de esta en función de la potencia nominal. Además se estimó la influencia de este ítem en el costo total, como se muestra también en la figura 7.2

Potencia kVA	Sección mm ²	Costo por m de cable en \$	Largo de conductor por celda m	Costo por celda k\$	Número de celda	Costo en la central M\$
500	50	4.211	5.130	64.807,29	20	1.296,15
400	50	4.211	3.740	47.247,42	24	1.133,94
300	35	3.163	2.380	22.583,82	33	745,27
200	25	2.723	1.330	10.864,77	48	521,51
150	16	1.921	840	4.840,92	65	314,66
100	10	988	290	859,56	100	85,96
75	10	988	255	755,82	129	97,50
45	6	621,9	120	223,88	225	50,37
30	4	373	40	44,76	450	20,14
15	2,5	216	10	6,48	900	5,83

Tabla 7.2: Tabla que relaciona el costo de alambrado de la central con la potencia de celda

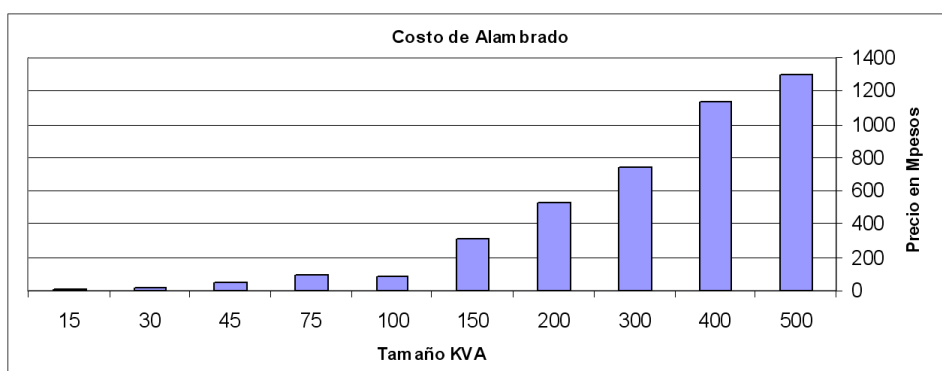


Figura 7.2: Grafico del Costo en la central vs Tipo de alambrado usado.

7.1.3. Costo de interruptores

El costo de los interruptores término-magnéticos no depende mayormente de la corriente nominal o bien de la potencia nominal de la celda, sino más bien con la capacidad de cortocircuito que pueden soportar y despejar, por ello en los costos se observa que de una celda a otra estos pueden aumentar considerablemente como se muestra en la tabla 7.3. Además se estimó la influencia de este ítem en el costo total, como se muestra también en la figura 7.3

Potencia kVA	Costo del interruptor \$	Número de interruptores por celda	Número de Celdas	Influencia en el precio en la Central M\$
500	46000	47	19	41,08
400	46000	38	24	41,95
300	46000	28	32	41,22
200	13009	19	47	11,62
150	10613	14	64	9,51
100	10613	9	100	9,55
75	10613	7	129	9,58
45	10613	4	225	9,55
30	10613	2	450	9,55
15	10613	1	900	9,55

Tabla 7.3: Tabla que relaciona el costo de interruptores de la central con la potencia de celda

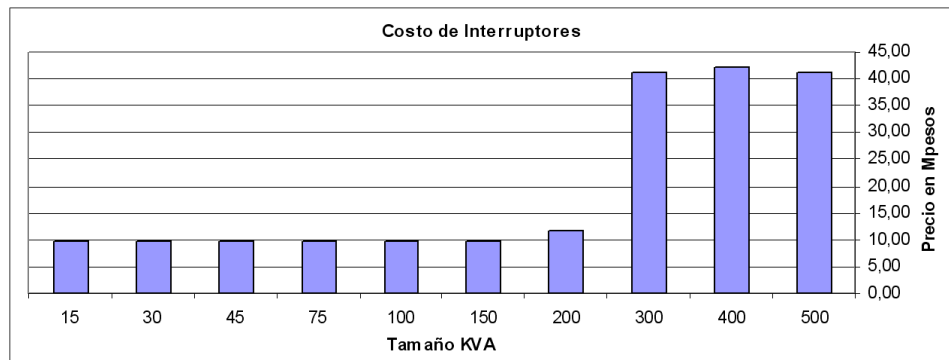


Figura 7.3: Gráfico del Costo en la central vs Tipo de interruptor.

7.1.4. Costo de la red de distribución en MT

El caso de la red de distribución en MT necesita un análisis adicional, puesto que se pueden lograr varias configuraciones para el alambrado en media tensión.

El tipo de configuración dependerá de que sección de conductor estarán compuestas las redes, puesto que esto define la capacidad de transporte y por consiguiente el número de celdas que se pueden conectar a las ramas. Esto implica que el costo de la red de distribución depende tanto de la potencia escogida por celda como también de la sección escogida para el alambrado en postes.

Para estimar el costo de la línea troncal, se tomó en cuenta que debe existir un poste cada 50 m² y además tres conductores AWG 4/0³ por el largo calculado en la tabla 6.10 en el capítulo de análisis técnico. Los resultados se muestran en la tabla 7.4.

²Se considera el poste con un precio referencial de \$ 90.000

³Se considera el precio referencial de \$ 7.160 el metro.

Potencia kVA	Costo de la línea troncal AWG 4/0 en M\$					
	AWG 4/0	AWG 1/0	AWG 1	AWG 2	AWG 4	AWG 8
500	0	0	5,12	5,12	10,23	15,33
400	0	0	0	4,8	9,6	14,4
300	0	0	4,03	4,03	8,03	12,05
200	0	0	0	3,47	6,94	10,39
150	0	0	0	3,03	6,05	9,08
100	0	0	0	0	4,4	6,62
75	0	0	0	1,84	3,66	5,47
45	0	0	0	1,86	3,73	5,59
30	0	0	0	0,93	1,86	2,79
15	0	0	0	0,47	0,93	1,4

Tabla 7.4: Tabla que relaciona el costo de la línea troncal, con las diferentes secciones empleadas en las ramas.

Luego en la tabla 7.5, se suma el costo de la línea troncal, además del precio del conductor y de los postes correspondientes, asociados a la sección empleada y a la potencia de celda escogida. Los resultados se muestran en la figura 7.4

Potencia kVA	Largo de conductor por celda	Número de postes por celda	Número de Celdas	Precio en función de la Sección de conductor, M\$					
				AWG 4/0	AWG 1/0	AWG 1	AWG 2	AWG 4	AWG 8
500	6400	7	20	150	81	67	56	40	23
400	6480	6	24	152	82	68	57	40	24
300	7590	5	33	178	96	79	66	47	28
200	9120	4	48	213	115	95	79	56	33
150	10400	4	65	247	135	112	93	68	41
100	13000	3	100	306	166	137	115	82	49
75	14190	3	129	340	187	155	130	95	59
45	11250	1	225	262	141	116	96	68	39
30	22500	1	450	524	282	232	192	136	78
15	45000	1	900	1048	564	463	384	272	156

Tabla 7.5: Tabla que relaciona el costo de alambrado en MT, con la sección empleada y la potencia de celda escogida

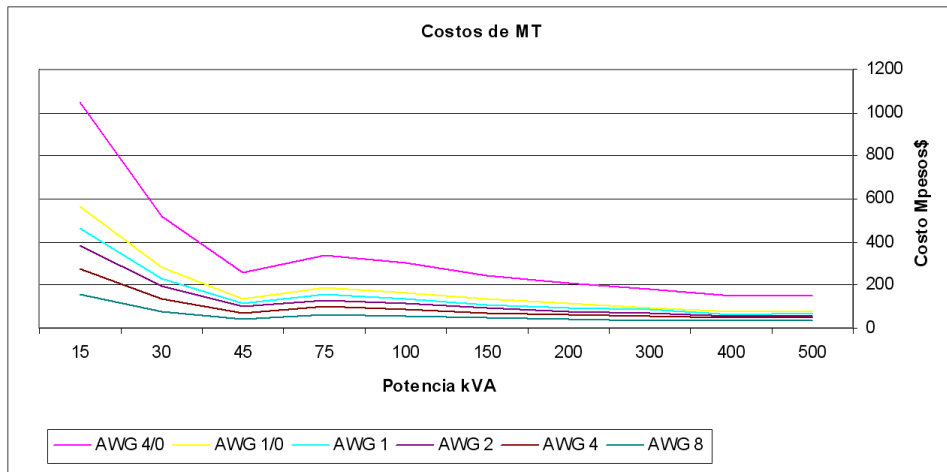


Figura 7.4: Gráfico del Costo en la central de los elementos escogidos para MT

Se observa que el costo de alambrear celdas de 45 kVA, no sigue la tendencia de las curvas, esto se debe que en esa potencia se cambia de configuración de celdas con los generadores en fila, a celdas con generadores rodeando al transformador.

7.1.5. Costo total de la red de distribución

Sumando todos los costos anteriores, se puede resumir en la tabla 7.6, donde se muestra el precio del alambrado de baja tensión y el costo del alambrado en media tensión en función de la sección empleada para las ramas. El resultado de esta tabla se muestra en la figura 7.5.

Potencia Celda	Costo de la Central sin MT en M\$	Costo total en función de la sección, en M\$					
		AWG 4/0	AWG 1/0	AWG 1	AWG 2	AWG 4	AWG 8
500	1.469,08	1.619,21	1.550,32	1.536,08	1.524,79	1.508,88	1.492,41
400	1.332,87	1.485,07	1.415,32	1.400,90	1.389,47	1.373,37	1.356,69
300	945,81	1.123,76	1.042,06	1.025,17	1.011,78	992,92	973,38
200	725,26	938,51	840,34	820,05	803,97	781,30	757,82
150	543,18	790,05	678,11	654,97	636,62	610,77	584,00
100	376,31	682,65	542,72	513,79	490,86	458,55	425,09
75	416,81	756,56	603,82	572,24	547,21	511,94	475,42
45	489,23	751,21	630,12	605,09	585,24	557,28	528,33
30	711,80	1.235,78	993,59	943,53	903,84	847,92	790,00
15	1.009,07	2.057,03	1.572,65	1.472,53	1.393,15	1.281,30	1.165,47

Tabla 7.6: Tabla que relaciona el costo total de la central en M\$, con la sección empleada y la potencia de celda escogida

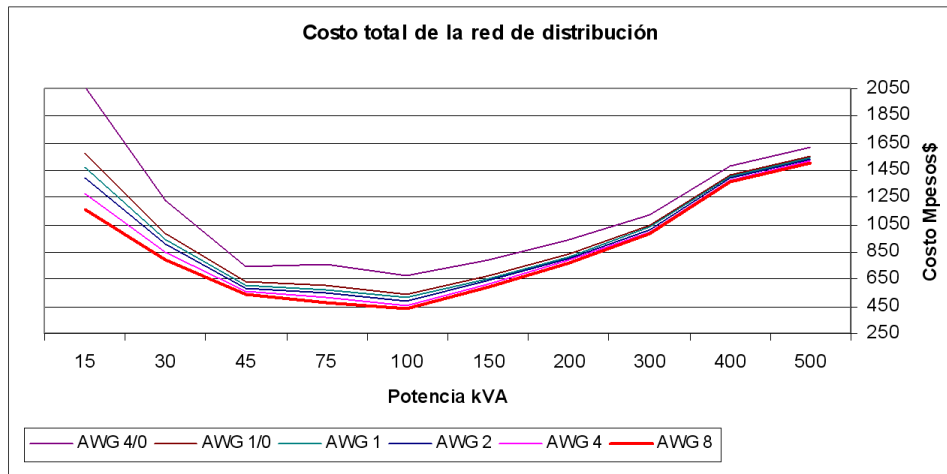


Figura 7.5: Gráfico del costo de la central, con relación a la potencia y los elementos escogidos para MT

El costo más bajo representa la configuración en celdas de 100 kVA y una sección de conductor de AWG 8. Esta configuración es deseable debido a que no deja espacios vacíos entre celdas. El costo total es de 431,71 M\$.

Esta configuración permite que la central pueda ser construida en 5 tramos de igual precio, puesto que se pueden construir las ramas sin interferir a las otras.

7.2. Costo de grupos Concentrador/Stirling

El costo de los generadores, actualmente es de: 100.000 dolares [8], debido a que hasta ahora todos los modelos que se han fabricado son prototipos; la demanda no ha hecho factible una producción a escala que permita minimizar los costos.

El fabricante SBP ha estimado niveles de producción dependiendo de la demanda para sus grupos. Por ejemplo, si esta central fuera el único proyecto dentro de sus planes de producción, debido a que son 900 grupos, el costo por grupo bajaría a 35.000 euros (46.700 dolares).

Ahora, en un escenario futuro, si la demanda fuese de 500 grupos por año, el costo por grupo generador sería de 25.000 dolares y si fuera 5.000 grupos por año, se podrán hacer mejoras sustanciales al proceso de producción que permitirían bajar el costo a unos 15.000 dolares.

7.3. Estimación de la mano de obra

Para la estimación de la mano de obra requerida que se muestra en la tabla 7.7, se basó en el informe técnico *Performance of the Southern California Edison Company Stirling Dish* [2] en el cual se determinó el número de personas necesarias para el mantenimiento de un grupo Concentrador/Stirling

de la SES, cuyos grupos son similares, debido a que se realizan las mismas tareas que se efectuarían en el mantenimiento de los grupos de la SBP, con la salvedad de que el área a limpiar es menor en el caso de los grupos de la SBP.

Tareas	Cantidad de personas por Concentrador/Stirling
Lavado	0,0021
Carga de Gas	0,001
Verificación de agua y aceite	0,0014
Reemplazo del motor	0,0005
Mantenimiento del motor	0,0014
Mantenimiento de la PCU	0,0006
Reparaciones de la PCU	0,001
Administración	0,0008
Maniobras de Planta	0,0006
Total	0,0094

Tabla 7.7: Tabla que asigna número de personas requeridas para realizar las labores
Fuente: *Performance of the Southern California Edison Company Stirling Dish* [2]

Considerando 900 generadores el número de personas requerido es de 9 personas, proponiendo un sueldo bruto de 200 mil pesos mensuales, el costo anual será de 32.4 millones de pesos.

7.4. El mercado eléctrico

En el mercado eléctrico nacional participan un total aproximado de 31 empresas generadoras, 5 empresas transmisoras y 34 empresas distribuidoras, que en conjunto suministran una demanda agregada nacional que en el 2004 alcanzó los 48.879,3 GWh.

El principal organismo del Estado que participa en la regulación del sector eléctrico en Chile es la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Existen en Chile cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 34,83 % de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un 64,33 % de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,22 % de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,62 % de la capacidad instalada en el país.

Cada sistema interconectado cuenta con un centro de despacho económico de carga (CDEC); los que se encargan de coordinar en forma segura, económica y además asegurando el acceso abierto a los

sistemas de transmisión troncal y subtransmisión, ya sea al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) o al Sistema Interconectado Central (SIC). Estos organismos tienen entre sus principales funciones [13]:

1. Planificar la operación del sistema a corto plazo, considerando tendencias al largo y mediano plazo.
2. Calcular costos marginales instantáneos.
3. Coordinar mantenimiento preventivo.
4. Determinar y valorizar transferencias de energía entre sus integrantes.
5. Elaborar informes de referencia sobre los peajes básicos y adicionales que debe pagar cada central por cada uno de los diferentes tramos del sistema, entre otros.
6. Verificar el cumplimiento de las normas dictadas por la ley.
7. Establecer y verificar que se cumpla con valores técnicos para mantener el sistema operando con seguridad y calidad de servicios fijados por las normas.
8. Definir, administrar y operar los servicios complementarios.

Por otro lado, dos veces al año, generalmente en abril y octubre la Comisión Nacional de Energía (CNE) determina los precios nudos. Estos precios son los establecidos para las compras de energía y potencia por parte de las distribuidoras a las generadoras. El precio nudo permite fijar el precio como el costo marginal de suministro y esta constituido básicamente por el precio básico de la energía y el precio básico de la potencia de punta.

Los grandes consumidores negocian sus contratos en forma bilateral con las diferentes empresas generadoras. En el despacho diario se producen transferencias físicas entre generadores las cuales son transadas en el mercado Spot ⁴

7.4.1. Estimación del precio de la energía

La CNE fija el valor de la energía y los servicios complementarios de manera aparte, actualmente el costo marginal estimado por el último informe de la CNE (abril 2006) [13] varía en un rango de 34,28 a 50,72 pesos por MW, además el pago por potencia firme corresponde en promedio en el SING a 3870 pesos/mensual por cada kW de potencia reconocida. Actualmente se puede emplear una forma aproximada de estimar la potencia firme que se muestra en la ecuación 7.1

$$Pot_{firme} = P_{nom} \cdot F_p * F_d \quad (7.1)$$

⁴ Mercado Spot: permite la compra y venta de energía de manera instantánea, la cual se transa al costo marginal de producción de las empresas generadoras.

En que:

P_{nom} Es la potencia nominal de la central en MWh.

F_p Es el factor de planta de la central.

P_d Es el factor de demanda del sistema .

Según el CDEC-SING la demanda máxima del 2006 fue de 1.607 MW, con una capacidad instalada de 3.598,8 MW, esto implica que el factor de demanda del sistema es de 0,446.

El factor de planta se estimó en la ecuación 4.11 del recurso solar y corresponde a 0,3895 , por lo que la potencia firme estimada sería de 1,56 MWh.

En el caso del SING, el precio de generación o bien el precio spot depende en gran medida del costo de los combustibles fósiles por lo que en el escenario futuro del precio está sujeto al comportamiento del precio de estos combustibles.

El comportamiento del precio de los combustibles de origen fósil según la IAE [26] tenderá a bajar luego a estabilizarse, como se muestra en la figura 7.6 y el en la figura 7.7.

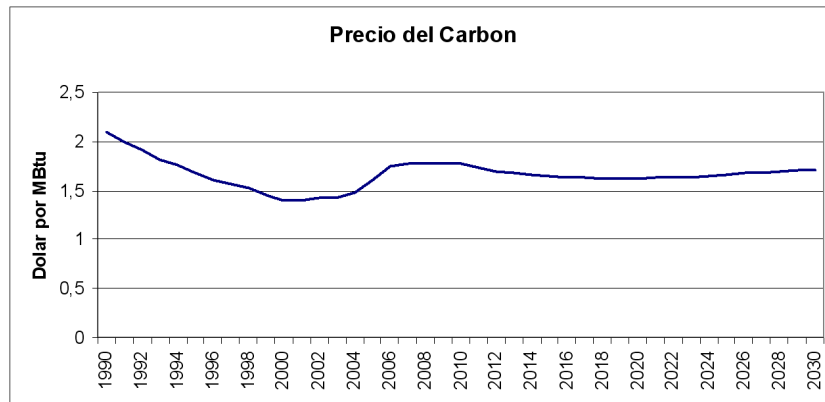


Figura 7.6: Comportamiento del precio del carbón

Fuente: EIA [26]

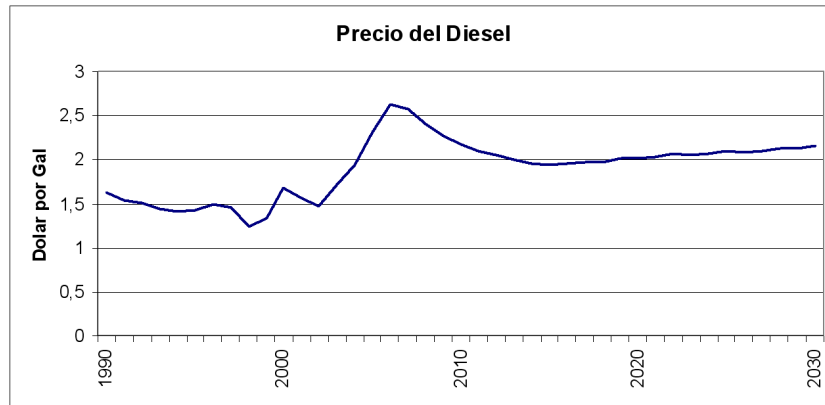


Figura 7.7: Comportamiento del precio del diesel [26]

Fuente: EIA [26]

El comportamiento del precio del carbón se le atribuye a la gran oferta presente y futura, por el lado del diésel, se confía en los procesos de licuifacción del carbón para lograr un combustible similar calidad. Según esta proyección el pago por la energía no tendría un alza elevada en el futuro, si no que más bien en el corto plazo debería comenzar a bajar y en el largo plazo estabilizarse.

7.5. Análisis de rentabilidad

El análisis de rentabilidad cuenta con los siguientes supuestos:

- Se contempla que la central está compuesta de 900 generadores conectados para una potencia nominal de 9 MWe.
- La evaluación económica se realizará a 30 años, contemplando gastos de mantención de un 1 % de la inversión anual.
- Se contempla un peaje de subtransmisión del 8 % del pago por la energía.
- La tasa de descuento del 10 %.
- La energía se venderá al mercado Spot en el SING.
- El precio Spot seguirá la tendencia del precio mundial del carbón.
- Se considera un pago por potencia reconocida de 1,56 MW.
- La evaluación se realizará para dos opciones de financiamiento: Financiamiento con capital de la empresa y financiamiento a través de un banco con un 5 % de interés anual.
- Los bonos de carbono se venderán a 7 euros (5968 Pesos) (evaluado en el 2007).

- La energía generada anual será de 34.121 MWh por módulo (generación ideal).
- El costo de transporte e instalación corresponde al 10 % del precio del generador.
- El costo total de la red de distribución es de 431,7 millones de pesos (evaluado en el 2007).
- La central se conecta a media tensión siendo la interconexión y las líneas no consideradas en el costo.
- MDL, se considera que el mercado de los créditos de carbono va a continuar aun después del 2012.

7.6. Estimación de escenarios

7.6.1. Caso Base

La planificación de incorporación de nuevas centrales contempla la construcción de centrales térmicas de carbón, por lo que transformaría al SING en un sistema eléctrico que depende de los precios internacionales de este combustible.

Debido a que no se cuenta con un apoyo gubernamental, las energías renovables compiten como cualquier otra sin ninguna ventaja aparente, puesto que no se valoraría su aporte como energía verde.

A continuación en la figura 7.8 se muestra la variación de la TIR y el VAN con respecto al precio de los grupos Concentrador/Stirling.

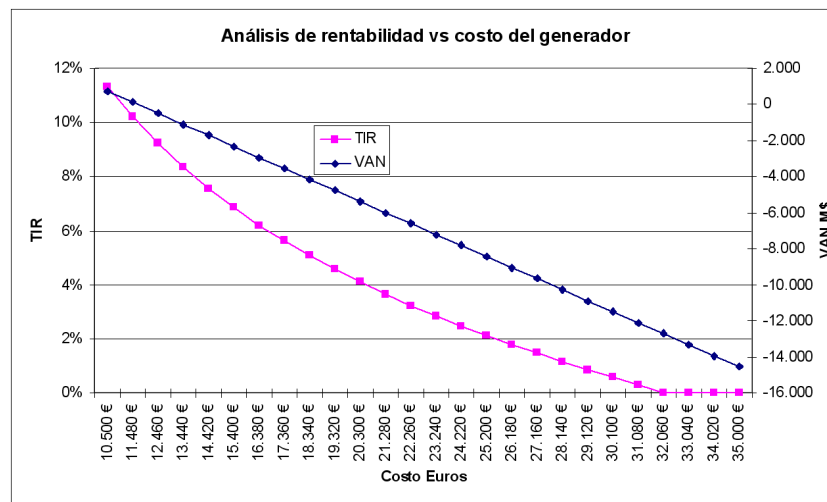


Figura 7.8: Comportamiento de la TIR y el VAN para el caso base

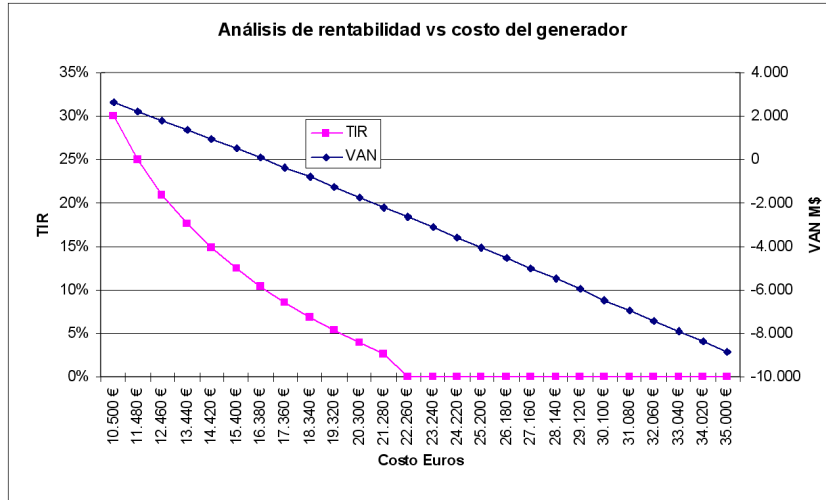


Figura 7.9: Comportamiento de la TIR y el VAN para el caso base, considerando un crédito del 5 %

El escenario actual, es bastante desfavorable, puesto que sólo sería rentable cuando el costo de producción de sistemas Concentrador/Stirling estén en producción masiva, esta rentabilidad es cercana al 30 %, muy superior a las otras tecnologías renovables como la eólica y la minihidráulica.

7.6.2. Escenario favorable

Este escenario contempla un crecimiento del 2 % anual del precio nudo sobre el CPI, el cual es más razonable, debido a que existe una planificación en la creación de centrales y existe disponibilidad de combustible fósil suficiente para no elevar los precios de generación.

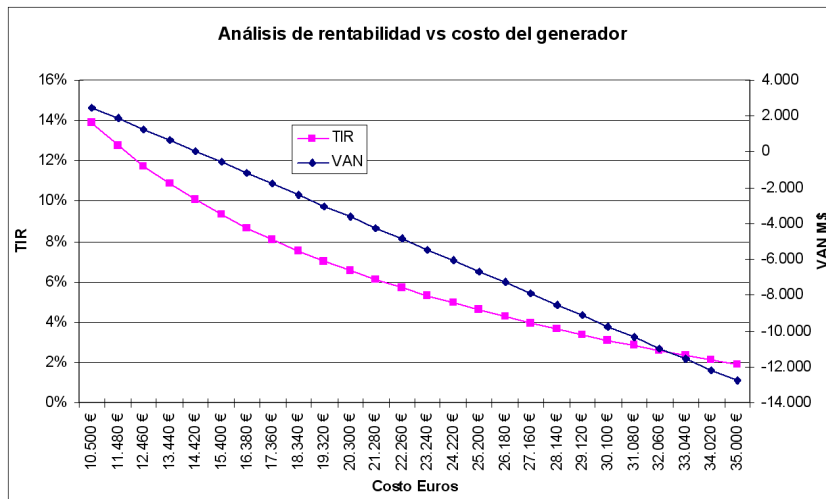


Figura 7.10: Comportamiento de la TIR y el VAN para el escenario favorable

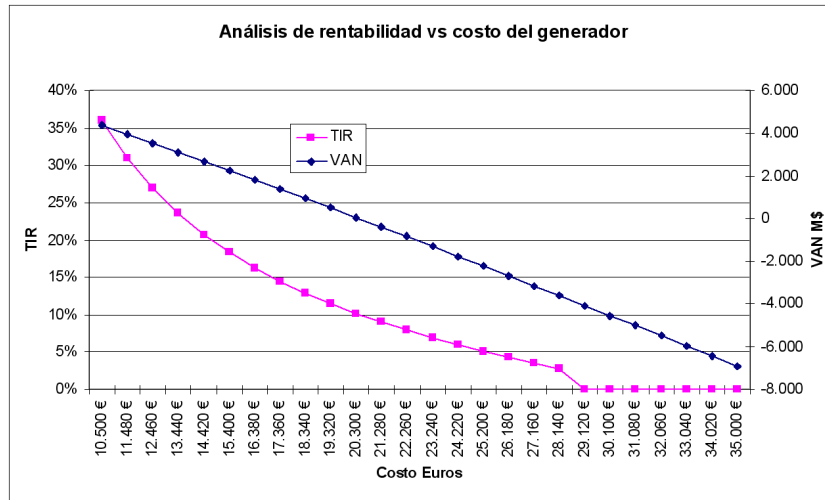


Figura 7.11: Comportamiento de la TIR y el VAN para el escenario favorable, considerando crédito

Como se observa la TIR es cercana al 2%, si bien es mejor que en el caso anterior, no es una buena alternativa de inversión para el sector eléctrico, por lo que este escenario es desfavorable para esta central. Habría que esperar que la empresa produzca suficientes unidades para bajar sus costos de producción a unos 20.000 Euros por unidad.

7.6.3. Escenario muy favorable

Este escenario contempla un crecimiento del 2% anual del precio Spot sobre la estimación del precio del carbon. Además contempla la excención del pago de peaje, de impuestos además de ofrecer un credito “blando” del 2%. Este escenario es difícil que ocurra, debido a que la otras energías renovables están en el umbral de la rentabilidad actualmente.

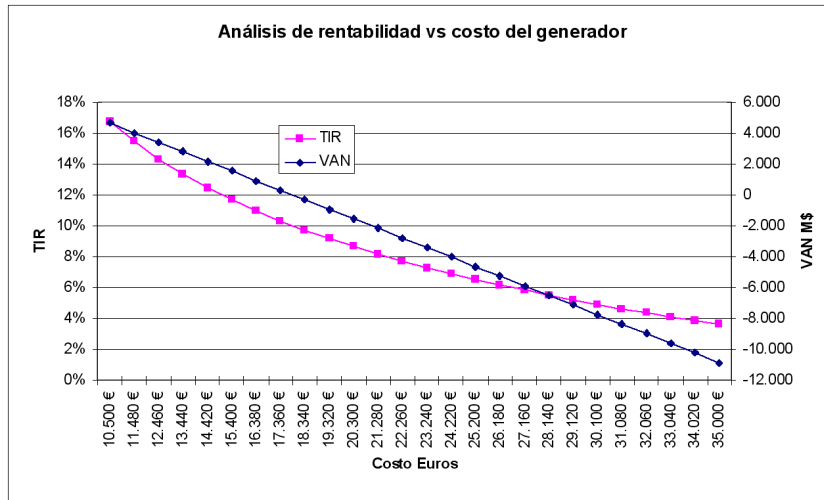


Figura 7.12: Comportamiento de la TIR y el VAN para el escenario muy favorable

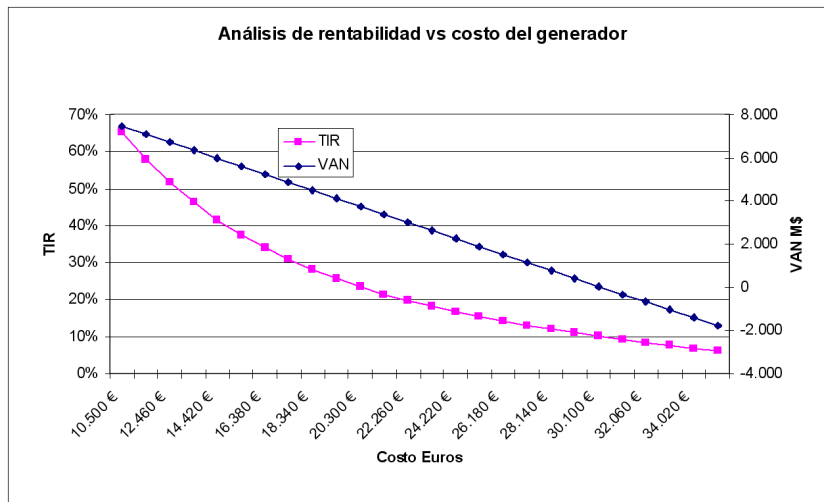


Figura 7.13: Comportamiento de la TIR y el VAN para el escenario muy favorable, considerando crédito

Como se observa, en el escenario favorable, aún no es un buen negocio este tipo de alternativa de generación puesto que la TIR es solo del 7 % en el caso con crédito. Aun así este tipo de central estaría alcanzando la barrera de la rentabilidad. sin tener una producción masiva.

7.6.4. Análisis de sensibilidad

A continuación se realizó un análisis de sensibilidad incrementando el 1 % de las principales variables del proyecto, las cuales se resumen la tabla 7.8:

Variable	Variación en el VAN
Pago de peaje	-0,11 %
Costo de instalación	-2,50 %
Bono de carbono	0,16 %
Potencia Firme	0,11 %
Energía Estimada	0,39 %
CPI	0,20 %
Euro	-2,46 %
Transporte	-0,22 %
Mantencion	-0,31 %
Impuesto	-0,02 %
Interes	-0,99 %

Tabla 7.8: Tabla que muestra la sensibilidad de las principales variables del proyecto.

Como se muestra en la tabla, el proyecto es especialmente sensible a la variación del costo de instalación y por su relación también es sensible al Euro, en segundo lugar esta tasa de interés y en tercer lugar la estimación de la energía solar disponible.

Capítulo 8

Conclusiones

En el presente trabajo, se investigó las tecnologías Concentrador/Stirling que se están desarrollando, entre las cuales se destacan los grupos Concentrador/Stirling de la SES y de la SBP, siendo este último el que está disponible para fabricación para países como el nuestro.

Se desarrolló un método de cálculo de energía anual solar por m^2 para un grupo Concentrador/Stirling. El cálculo consideró el desarrollo de un modelo de radiación solar que es aplicable a cualquier tecnología de generación solar. En particular se parametrizó la curva de generación del grupo Concentrador/Stirling de la SBP para obtener una estimación de la energía que este produciría en el año.

También se desarrolló un método de estimación de sombras a lo largo del año, que permite el emplazamiento eficiente de generadores solares, que solo depende de la latitud y de la altura del generador. Como resultado de dicho cálculo, se demuestra que el desierto de Atacama es una muy buena fuente de recursos energéticos, y es favorable para su explotación eléctrica, debido a que en gran parte de su extensión (entre latitudes 19°S a 22°S), la densidad energética anual es de $3,575 \text{ MWh}/m^2$ (con seguimiento solar).

El análisis técnico, demostró que la forma de conexión de los grupos dentro de la central es bastante similar a la conexión de motores de inducción en una empresa de gran tamaño o bien de distribución domiciliaria; esta similitud hace que la instalación eléctrica sea muy económica considerando el precio de los generadores, pero igualmente necesaria, puesto que el precio de los generadores puede variar si se aplican criterios de producción masiva. Esta forma de conexión de grupos generadores, se puede aplicar también a grupos con una potencia distinta a los desarrollados por SBP, como por ejemplo los generadores de la SES.

El análisis económico, pudo estimar el costo de la red de conexión usando valores referenciales y mostrando además que los costos de mantenimiento son bastante bajos en comparación con la tecnología diésel, pero aún así el costo de la inversión inicial con los precios actuales de los grupos Concentrador/Stirling, la hace una alternativa poco viable para la inversión (la TIR es de un 2%). Uno de los principales problemas de la tecnología de los grupos Concentrador/Stirling es que compite de forma

desigual con las otras tecnologías renovables debido a que todavía no se masifica. En el escenario futuro en la que la tecnología Concentrador/Stirling sea masiva, podría ofrecer rentabilidades muy altas, este resultado es favorable en todos los escenarios aún sin la capacidad de almacenar energía o de políticas especiales. Esta conclusión hace que en el futuro sea muy probable su masificación y su adopción universal como fuente de energía debido a que su energético primario es más abundante que cualquier otro en la tierra.

Como trabajo futuro, se propone la investigación de la factibilidad técnico-económica de operar los grupos Concentrador/Stirling híbridos con biogás de desecho, en latitudes con menos energía solar, pero con más abundancia de desechos biológicos, como es en el caso de la zona central. Para ello, se necesitaría generar un modelo que incluya nubosidad y estime los costos de producción del biogás (metano), además de la posible venta de bonos de carbono por la reducción de toneladas gas metano¹ liberadas a la atmósfera.

¹1 ton de reducción de metano equivale a 21 ton de reducción de CO₂

Bibliografía

- [1] Charles E. Andraka, K. Scott Rawlinson, Timothy A. Moss, Douglas R. Adkins, James B. Moreno, Donald R. Gallup, Patricia G. Cordeiro, “*Solar Heat Pipe Testing of the Stirling Thermal Motors 4-120*” Energy Conversion Engineering Conference, 1996. IECEC 96. Proceedings of the 31st Intersociety Volume 2, Issue , 11-16 Aug 1996 Page(s):1295 - 1300 vol.2, EE.UU, 1996.
- [2] LOPEZ Charles y STONE Kenneth “*Performance of the Southern California Edison Company Stirling Dish*”, SandiaNational Laboratories, Albuquerque. EE.UU (1993)
- [3] BEAN J.R. y Diver R.B. “*The CPG 5-kWe Dish/Stirling Development Program*” Paper No. 929181, Proceedings of the IECEC, San Diego, CA EE.UU. (1992).
- [4] GALLUP D.R., MANCINI T.R., CHRISTENSEN J. y BENINGA K., “*The Utility Scale Joint-Venture Program*” Proceedings of the IECEC, AIAA-94-3945-CP, Monterey, CA (1994)
- [5] BEAN J.R. y Diver R.B., “*Technical Status of the Dish/Stirling Joint Venture Program*” Paper No.95-202, Proceedings of the IECEC, Orlando, FL EE.UU(1995).
- [6] Sunlab “*UNLV Solar Dish-Engine Demonstration*”[en línea] <<http://www.energylan.sandia.gov/sunlab/PDFs/unlvdi.pdf>> [Consulta: 09 diciembre 2007]
- [7] STIRLING ENERGY SYSTEMS. “*Breaking News*”[en línea] <http://www.stirlingenergy.com/breaking_news.htm>[Consulta: 09 diciembre 2007]
- [8] MANCINI, Thomas , HELLER, Peter, BUTLER, Barry, OSBORN, Bruce, SCHIEL, Wolfgang, GOLDBERG, Vernon, BUCK, Reiner, DIVER,, Richard, ANDRAKA, Charles, MORENO, James “*Dish-Stirling Systems: An Overview of Development and Status*”, Journal of Solar Energy Engineering MAY 2003, Vol. 125.
- [9] KULCINSKI, Gerald “*Greenhouse Gas Emissions from Nuclear and Renewable Energy Power Plants*”, College of Engineering University of Wisconsin-Madison, EE.UU. (2005).
- [10] CARRASCO, Damián , CARREÑO Jorge, GASTON, Torres, Gastón “*Norma Chilena Oficial Nch2904.OF2004* ” AChS, Dirección Meteorología de Chile.
- [11] SOLARPACES, “*Solar Dish Engine*”[en línea] <http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/csp_technology.htm> [Consulta: 09 diciembre 2007]
- [12] CONCENTRIXSOLAR “*Tecnología FLATCON*” [en línea] <<http://www.concentrixsolar.de/cms/espanol-technologieaflatcon.html>>[Consulta: 09 diciembre 2007]

- [13] CNE *Fuentes energéticas, energías renovables* [en línea] (<http://www.cne.cl>) [Consulta: 09 diciembre 2007]
- [14] INSTITUTO GEOGRÁFICO MILITAR “*Perfil topográfico de la Región de Antofagasta*”. [en línea] (<http://www.educarchile.cl/Portal.Base/Web/VerContenido.aspx?GUID=577719bc-01a6-443d-87d7-7a12fa9cdd96&ID=132563&FMT=217>). [Consulta: 09 diciembre 2007]
- [15] INTERNATIONAL SATELLITE CLOUD CLIMATOLOGY PROJECT [ISCCP] “*D2 Monthly Means and Climatology*” [en línea] (<http://isccp.giss.nasa.gov/products/browsed2.html>). [Consulta: 09 diciembre 2007]
- [16] BRAVO, Jaime . “*Desarrollo de las Energías Renovables en Chile*” Comisión Nacional de Energía, Chile (2005).
- [17] ECOSECURITIES . “*Mecanismo de Desarrollo Limpio: Presentación EcoSecurities*”, Carbon Credits- Origination to Commercialization, Chile (2006).
- [18] URIARTE, Antón. “*El Protocolo de Kioto*” [en línea] (<http://homepage.mac.com/uriarte/protocolo.html>) [Consulta: 09 diciembre 2007]
- [19] CORMA “*Actividad Forestal: Mitigación del Efecto Invernadero*” [en línea] (http://www.cormabiobio.cl/6accionar/departamentos/gaef/docgaef/anexos/Carbono%20GAEF_3.ppt) [Consulta: 09 diciembre 2007]
- [20] UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE, “*Kyoto Protocol*” [en línea] (http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php) [Consulta: 09 diciembre 2007].
- [21] FIGUEROA, Javier . “*Análisis de alternativas de expansión de la matriz energética de ENDESA Chile mediante generación eólica*” ,Departamento de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Chile (2006).
- [22] GORE, Albert . “*The Inconvenient Truth*” ,Paramount Classics, EE.UU (2006). 1 DVD 100 min., Sonido, Color.
- [23] ARINGHOFF, Georg Brakmann , GEYER, Michael ,TESKE, Sven . “*CONCENTRATED SOLAR THERMAL POWER NOW!* ”, GreenPeace,Estia,IEA SolarPACES, EE.UU. 2005.
- [24] HIDALGO, Pablo Daniel. “*Proyecto electrificación rural, localidad de cámar II región, Antofagasta*” Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Chile (2006).
- [25] VILLEGAS, Mariana. “*Diseño y caracterización a nivel de prototipo del sistema de abastecimiento energético de una plataforma de telecomunicaciones tipo globo-antena.*” Departamento de Ingeniería Mecánica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile (2006).
- [26] EIA “*Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030*” [en línea] (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/economic.html>) [consulta : 09 diciembre 2007].

Capítulo 9

Anexo

9.1. Cálculo de distancia de los grupos Concentrador/Stirling

El cálculo de distancias de los grupos, esta determinada por la ubicación relativa con respecto al transformador central. Las distancias relativas entre generadores determinadas el capítulo de análisis técnico ha sido estimada de 20 m en el eje norte-sur (eje y) y de 50 m en el eje (este-oeste) (eje x). Usando esta condición se puede escribir el siguiente programa Matlab:

```
function [y] = posicion(n,m)
c_x = ceil(n/2);
c_y = ceil(m/2);
for p = 1:n
    for q = 1:m
        y(p,q)=abs(c_x-p)*20+abs(c_y-q)*50;
    end
end
```

Codigo fuente Matlab.

Luego al poseer las distancias ya determinadas, se busca el menor valor y se le marca sumándole 10000, esto asegura que en la eventual próxima búsqueda no sea encontrado nuevamente. Esto se muestra en el siguiente código.

```
function [x] = minimo(x);
[n,m]=size(x);
temp = 10000;
for p = 1:n
    for q = 1:m
        if (x(p,q) < temp)
```

```

        temp = x(p,q);
        pmin=p;
        qmin=q;
    end
end
end
x(pmin,qmin)=temp+10000;
end

```

Dependiendo de cuantos generadores se quiera considerar para una celda, se buscan las menores distancias, para ello se llama a la función mínimo el mismo número de veces que los generadores requeridos a conectar.

Luego se escogen solo los mayores a 10000, puesto que esos son los escogidos por la función mínimo y los otros, se marcan con 0.

Además se calcula el largo total del conductor empleado (se asume distancia más diez metros). y también se calcula el largo máximo de conductor.

```

function [y] = rellena(x,a);
y=x;
for i=1:a
    y=minimo(y);
end
y=y-10000*ones(size(y));
y=(y+abs(y))/2;
sum(sum(y))+a*10 %largo total del conductor
max(max(y))+10 %largo máximo del conductor
end

```

Ejemplos:

```
>> posicion(15,7)
```

```
ans =
```

```

290  240  190  140  190  240  290
270  220  170  120  170  220  270
250  200  150  100  150  200  250

```



```

230 180 130 80 130 180 230
210 160 110 60 110 160 210
190 140 90 40 90 140 190
170 120 70 20 70 120 170
150 100 50 0 50 100 150
170 120 70 20 70 120 170
190 140 90 40 90 140 190
210 160 110 60 110 160 210
230 180 130 80 130 180 230
250 200 150 100 150 200 250
270 220 170 120 170 220 270
290 240 190 140 190 240 290

```

```
>> rellenar(posicion(15,7),9)
```

```
ans =
```

```
430
```

```
ans =
```

```
70
```

```
ans =
```

```

0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 60 0 0 0
0 0 0 40 0 0 0
0 0 0 20 0 0 0
0 0 50 0 50 0 0
0 0 0 20 0 0 0
0 0 0 40 0 0 0
0 0 0 60 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0

```

0 0 0 0 0 0 0

9.2. Cálculo de la corriente de cortocircuito

Empleando el modelo equivalente del motor asincrónico como se muestra en la figura 9.1, la corriente en función del deslizamiento s queda expresado por la formula 9.1:

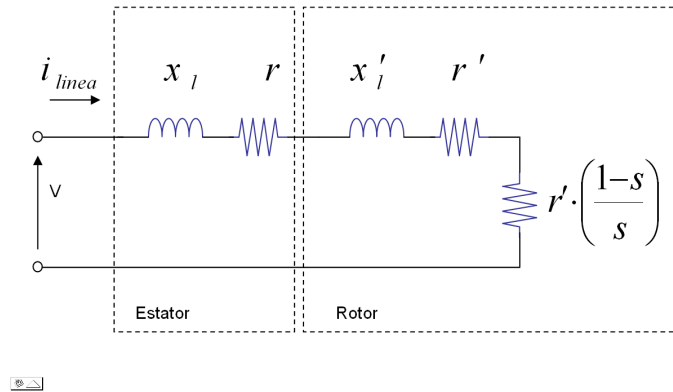


Figura 9.1: Modelo de una máquina asincrónica

$$I = \frac{V}{\left(R + \frac{R'}{s} + x_l + x'_l\right)} \quad (9.1)$$

En donde:

V: Es la tensión de alimentación de la máquina asínrona en V.

I: Es la corriente de la máquina asínrona en A.

R: Resistencia de estator en Ω

x_l : Reactancia de estator en Ω

R' : Resistencia de rotor, referida al estator en Ω

x'_l : Reactancia de rotor, referida al estator en Ω

En el caso de la partida, el deslizamiento es máximo por lo que el termino $s=1$ y el circuito equivalente queda como se muestra en la figura 9.2:

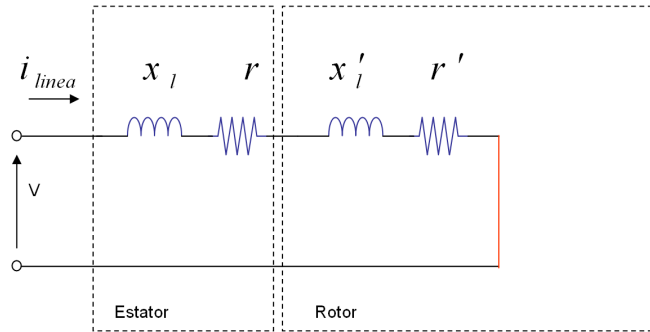


Figura 9.2: Modelo de una máquina asíncrona, en caso de partida

Cuando existe una falla trifásica, instantáneamente el rotor queda con un flujo remanente, que con su velocidad de giro genera una FEM. Este comienza a operar como una máquina sincrónica, luego el circuito equivalente queda como se muestra en la figura 9.3, donde la impedancia del rotor desaparece.

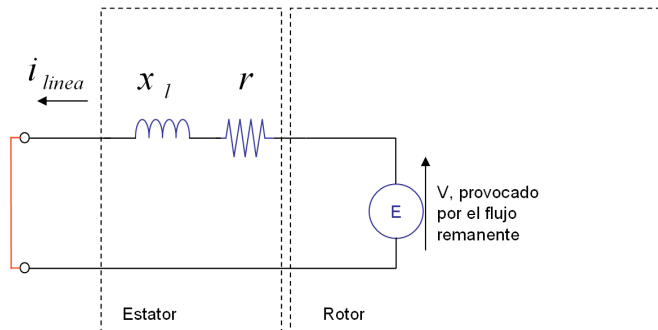


Figura 9.3: Modelo de una máquina asíncrona, en caso de falla

Dada la similitud de los circuitos, se puede concluir que las corrientes de falla son aproximadamente el doble de las corrientes de partida de una máquina asíncrona.

9.3. Plantilla para evaluación económica

A continuación se muestra la planilla Excel en la figura 9.4, para el cálculo de escenarios.

Credito	no	Precio Spot	36 Pesos/kWh
Interes del credito	5%	Peaje	8% Precio Spot
Número de generadores	900 generadores	Pago por potencia	3870 Pesos/(kWh mes)
Costo de generador	35000 Euro	Precio CER	5968 pesos/ton
Transporte	3500 Euro	Euro	731 \$
Personal	21,6 M\$	CPI	2,03%
Costo instalación	437 M\$	Crecimiento precio	
Costo total de instalación	25766,15 M\$	Spot sobre el precio del carbon	2,00%
Materiales de mantención	1%	Impuesto	17%
Energía por modulo	34121 kWh/año	Tasa de descuento	10,00%
Reducción de la generación de carbono	21803,319 Ton	VAN	-\$ 12.803,95
Potencia Firme reconocida	1500 kW	TIR	2%

b	Mantención	CER	P Energía	P Potencia	Egresos	Ingresos	Ingreso neto	PEA	UAI	I	UDI
1	0,00	0,00	0,00	0,00	5153,23	0,00	-5153,23	0,00	-5153,23	0,00	-5153,23
2	56,99	26,55	211,62	14,49	5314,83	252,67	-5062,16	5153,23	-10215,39	0,00	-5062,16
3	116,29	54,18	412,70	30,16	5480,86	497,04	-4983,82	5062,16	-10045,98	0,00	-4983,82
4	177,97	82,93	606,68	47,06	5651,45	736,66	-4914,79	4983,82	-9898,60	0,00	-4914,79
5	242,11	112,81	804,34	65,27	5826,70	982,42	-4844,28	4914,79	-9759,06	0,00	-4844,28
6	308,78	143,88	1006,80	84,87	308,78	1235,55	926,77	4844,28	-3917,51	0,00	926,77
7	315,05	146,80	1024,88	88,29	315,05	1259,98	944,93	0,00	944,93	160,64	784,29
8	321,44	149,78	1047,42	91,85	321,44	1289,05	967,61	0,00	967,61	164,49	803,12
9	327,97	152,82	1057,84	95,55	327,97	1306,21	978,24	0,00	978,24	166,30	811,94
10	334,63	155,92	1068,92	99,41	334,63	1354,25	1019,62	0,00	1019,62	173,34	846,29
11	341,42	159,09	1146,68	103,41	341,42	1409,18	1067,76	0,00	1067,76	181,52	886,24
12	348,35	162,31	1202,38	107,58	348,35	1472,28	1123,93	0,00	1123,93	191,07	932,86
13	355,42	165,61	1257,32	111,91	355,42	1534,84	1179,42	0,00	1179,42	200,50	978,92
14	362,64	168,97	1335,97	116,42	362,64	1621,36	1258,72	0,00	1258,72	213,98	1044,74
15	370,00	172,40	1386,41	121,12	370,00	1679,93	1309,93	0,00	1309,93	222,69	1087,24
16	377,51	175,90	1452,54	126,00	377,51	1754,44	1376,93	0,00	1376,93	234,08	1142,85
17	385,17	179,47	1538,11	131,08	385,17	1848,65	1463,48	0,00	1463,48	248,79	1214,69
18	392,99	183,12	1587,76	136,36	392,99	1907,23	1514,24	0,00	1514,24	257,42	1256,82
19	400,97	186,83	1669,44	141,85	400,97	1998,13	1597,15	0,00	1597,15	271,52	1325,64
20	409,11	190,63	1759,14	147,57	409,11	2097,34	1688,22	0,00	1688,22	287,00	1401,23
21	417,42	194,50	1810,74	153,52	417,42	2158,76	1741,34	0,00	1741,34	296,03	1445,31
22	425,89	198,44	1900,06	159,70	425,89	2258,21	1832,32	0,00	1832,32	311,49	1520,83
23	434,53	202,47	2003,81	166,14	434,53	2372,43	1937,89	0,00	1937,89	329,44	1608,45
24	443,36	206,58	2084,11	172,83	443,36	2463,53	2020,17	0,00	2020,17	343,43	1676,74
25	452,36	210,78	2196,30	179,80	452,36	2586,87	2134,52	0,00	2134,52	362,87	1771,65
26	461,54	215,05	2330,50	187,05	461,54	2732,60	2271,07	0,00	2271,07	386,08	1884,98
27	470,91	219,42	2472,91	194,58	470,91	2886,92	2416,01	0,00	2416,01	410,72	2005,29
28	480,47	223,87	2624,02	202,43	480,47	3050,32	2569,85	0,00	2569,85	436,88	2132,98
29	490,22	228,42	2784,37	210,58	490,22	3223,37	2733,15	0,00	2733,15	464,63	2268,51
30	500,17	233,06	2954,51	219,07	500,17	3406,63	2906,46	0,00	2906,46	494,10	2412,36

Figura 9.4: Planilla Excel usada para el cálculo de escenarios

Índice de Figuras

2.1. Celda solar comprimida	4
2.2. Solar Two, USA	5
2.3. Plataforma solar de Almeria, España	6
2.4. Concentrador solar en el sur de Italia	7
2.5. Proyecto de torre solar por <i>EnviroMission</i>	8
2.6. Muestra de los distintos componentes de un motor Stirling	9
2.7. Muestra del funcionamiento de un receptor por radiación indirecta	11
2.8. Ciclo termodinámico Stirling	13
2.9. Sistemas Concentrador/Stirling fabricado por SBP	15
2.10. Prototipo Construido por la SAIC y STM	16
2.11. Concentrador/Stirling fabricado por Solar Energy Systems (SES)	17
3.1. La foto corresponde a dos modulos EuroDish compuestos por un concentrador de diseño español y un motor SOLO V161	20
3.2. Muestra de los actuadores del grupo Stirling	21
3.3. Gráfico de generación en función de la radiación de un sistema SBP	22
4.1. Desierto de Atacama visto del espacio	23
4.2. Muestra de la incidencia de la radiación directa y difusa con respecto a un plano inclinado óptimo	26

4.3. Comparación entre los datos observados y los predichos	27
4.4. Perfil topográfico de la segunda región	28
4.5. Porcentaje de nubosidad entre el año 2001-2005	29
4.6. Gráfico que muestra la densidad energética por unidad de superficie, con respecto a la latitud	29
4.7. Curva de radiación del equipo <i>Eurodish</i>	30
4.8. Curva de eficiencia para el mes de enero	31
4.9. Curva de eficiencia para el mes de junio	32
4.10. Curva de generación, Energía en un plano horizontal, Energía en un plano vertical . . .	32
4.11. Energía acumulada por meses	33
5.1. Esquema de funcionamiento de los MDL.	36
5.2. Adicionalidad de los MDL para un proyecto.	37
5.3. Diagrama del proceso de certificación.	38
6.1. Relación entre altura solar y sombra	45
6.2. Relación entre los ejes x,y y el ángulo de azimut solar	46
6.3. Patron de sombras	47
6.4. Diagrama de conexión	48
6.5. Diagrama de configuración de longitud mínima	50
6.6. Segundo diagrama de configuración de longitud mínima	50
6.7. Figura de ubicación de la falla	52
6.8. Gráfico que muestra la sombra de un poste	56
6.9. Figura que muestra la sombra producida por el poste y la posición de los generadores, cada cuadrado representa 5m x 5m	57
6.10. Figura que muestra como se determina la distancia entre líneas y entre celdas	57

7.1. Gráfico del Costo en la central vs Potencia de transformador usado.	62
7.2. Grafico del Costo en la central vs Tipo de alambrado usado.	63
7.3. Gráfico del Costo en la central vs Tipo de interruptor.	64
7.4. Gráfico del Costo en la central de los elementos escogidos para MT	66
7.5. Gráfico del costo de la central, con relación a la potencia y los elementos escogidos para MT	67
7.6. Comportamiento del precio del carbón	70
7.7. Comportamiento del precio del diesel [26]	71
7.8. Comportamiento de la TIR y el VAN para el caso base	72
7.9. Comportamiento de la TIR y el VAN para el caso base, considerando un crédito del 5 %	73
7.10. Comportamiento de la TIR y el VAN para el escenario favorable	73
7.11. Comportamiento de la TIR y el VAN para el escenario favorable, considerando crédito	74
7.12. Comportamiento de la TIR y el VAN para el escenario muy favorable	75
7.13. Comportamiento de la TIR y el VAN para el escenario muy favorable, considerando crédito	75
9.1. Modelo de una máquina asincrónica	84
9.2. Modelo de una máquina asincrónica, en caso de partida	85
9.3. Modelo de una máquina asíncrona, en caso de falla	85
9.4. Planilla Excel usada para el cálculo de escenarios	86

Índice de Tablas

3.1. Comparación entre los 5 sistemas	19
4.1. Valores de las constantes de ajuste, para el modelo de Perrin de Brinchambaut	25
4.2. Valores de radiación solar diaria promedio	27
4.3. Tabla de los coeficientes, para determinar los parámetros de la curva	30
5.1. Costos del proceso de certificación	38
5.2. Principales Gases de Efecto Invernadero (GEI) y equivalencias	39
5.3. Tabla que relaciona la energía generada con las toneladas de CO_2 emitidas.	41
5.4. Tipo de tecnología y participación en la generación en el SING	41
5.5. Ponderación en el factor de emisiones operativas	41
5.6. Muestra del cálculo de factor de emisiones en construcción	42
6.1. Tabla que relaciona el número de generadores y el número de transformadores para distintas potencias de transformador	49
6.2. Tabla que relaciona el largo de conductor con la potencia del transformador	51
6.3. Tabla que relaciona la corriente de cortocircuito con la potencia del transformador	53
6.4. Tabla que relaciona la corriente de cortocircuito con la potencia del transformador	54
6.5. Tabla que relaciona la corriente de cortocircuito con la sección necesaria	55
6.6. Tabla que relaciona la regulación con el tamaño de la celda	55
6.7. Tabla que relaciona el largo de conductor y número de postes con la potencia de la celda.	58

6.8.	Tabla que relaciona corriente en MT con la potencia de las celdas	59
6.9.	Tabla que relaciona la sección con la potencia de las celdas	60
6.10.	Tabla que relaciona la sección de conductor y con la potencia de la celda con el largo de la línea troncal	60
7.1.	Tabla que relaciona el costo en transformadores de la central con la potencia nominal de la celda	62
7.2.	Tabla que relaciona el costo de alambrado de la central con la potencia de celda	63
7.3.	Tabla que relaciona el costo de interruptores de la central con la potencia de celda . . .	64
7.4.	Tabla que relaciona el costo de la línea troncal, con las diferentes secciones empleadas en las ramas.	65
7.5.	Tabla que relaciona el costo de alambrado en MT, con la sección empleada y la potencia de celda escogida	65
7.6.	Tabla que relaciona el costo total de la central en M\$, con la sección empleada y la potencia de celda escogida	66
7.7.	Tabla que asigna número de personas requeridas para realizar las labores	68
7.8.	Tabla que muestra la sensibilidad de las principales variables del proyecto.	76