



Programa de
Energías Renovables
y Eficiencia Energética
en Chile



Estudio de Pre-Factibilidad Técnica y Económica de un Sistema FV para Autoconsumo Eléctrico

Laboratorio de Inyección Diesel Canchaya, Arica - Chile

Por encargo de:



Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Ministerio Federal
de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza,
Obras Públicas y Seguridad Nuclear

de la República Federal de Alemania

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:
Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.minenergia.cl

Responsable:
Hugo Mendizábal Yáñez

En coordinación:
Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.4echile.cl

Título:

Estudio de Prefactibilidad Técnica y Económica de un Sistema FV para Autoconsumo Eléctrico, Laboratorio de Inyección Diesel
Canchaya.

Autor:
Reinhold Schmidt**Aclaración:**

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Energía Solar para la Generación de Electricidad y Calor” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa Internacional para la Protección del Clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza, Obras Públicas y Seguridad Nuclear (BMUB). Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, Febrero 2015

Contenido del informe

1. INTRODUCCIÓN	4
2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	6
2.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	6
2.2. DATOS DE CONSUMO EMELARI Y DEMANDA ANUAL	11
2.3. TIPO DE TARIFA DE LA EMPRESA	13
3. DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	15
3.1. DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL DE RADIACIÓN SOLAR EN EL LUGAR	15
3.2. CÁLCULO DE LA POTENCIA PEAK DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	17
.....	19
3.3. BASES TÉCNICAS Y DISEÑO DE COMPONENTES	19
3.3.1. Generador solar	19
3.3.2. Soporte y montaje del generador solar	20
3.3.3. Inversor	21
4. ANÁLISIS ECONÓMICO	21
4.1. COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENCIÓN	21
.....	22
4.2. CÁLCULO DEL VAN Y COSTO ESPECÍFICO DE GENERACIÓN, LCOE Y PAYBACK	24
4.3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	24
5. CONCLUSIONES	27

1. Introducción

El presente documento entrega el informe de avance del estudio de pre-factibilidad técnica y económica para la implementación de un sistema fotovoltaico con conexión a red y preferencia de autoconsumo para la empresa Laboratorio de Inyección Diesel Canchaya, AGIMA - Aricas.

La empresa se localiza específicamente en las coordenadas latitud 18.54°S y longitud 70.34°O, aproximadamente a 40 msnm.

La principal actividad de la empresa es el análisis y reparación de inyectores para motores Diesel, para esto la empresa con un equipo de análisis de funcionamiento de los inyectores y en un equipo de limpieza de estos. Además de esto también realizan reparaciones de motores y lubricantes.



Ilustración 1: Banco de Pruebas de Inyectores Diesel



Ilustración 2: (Izq.) Banco de Limpieza de Inyectores con Ultrasonido; (Der.) Compresor de Aire Comprimido.



Ilustración 3: (Izq.) Cargador de Baterías; (Der.) Lugar de Trabajo.

2. Análisis de la demanda eléctrica

Con el fin de determinar la demanda de energía eléctrica se realizó un diagnóstico energético en el lugar. En detalle, se ejecutaron las siguientes actividades:

- Medición y análisis del consumo con datalogger, 2 semanas en el lugar
- Análisis de los datos de consumo mediante las boletas de Emelari
- Cálculo de la demanda mensual y anual
- Análisis de la tarifa eléctrica

2.1. Análisis de la demanda eléctrica

El consumo actual de energía eléctrica se realiza a través de una conexión al sistema de distribución de la empresa eléctrica de Arica, EMELARI, suministro en baja tensión, trifásico, 220/380V. El consumo se puede agrupar en los siguientes artefactos y equipos eléctricos:

1) Banco de Pruebas de Inyectores

- Bomba de Aceite
- Mecanismos electromecánicos
- Instrumentos de regulación y medición

2) Banco de Limpieza de Inyectores

- Bomba de Aceite
- Equipo de Ultrasonido

3) Compresores de Aire, Cargador de Baterías y Elevador de Autos

- 2 Compresores de Aire
- Cargador de Baterías
- Elevador de Autos

4) Banco de Pruebas de Inyectores

- Iluminación de la planta
- PC, radio, televisor
- Otros

5) Casa Familiar

- Iluminación
- Refrigerador, radio, televisores
- Otros

Durante un total de 2 semanas entre los días del 8 y 21 de Noviembre de 2014 se instaló un medidor de kWh con datalogger en el empalme eléctrico a la salida del medidor de Emelari. Se archivó los datos obtenidos en un intervalo de 10 minutos.

La siguiente Tabla 1 entrega un listado de los diferentes equipos y artefactos eléctricos en la planta con su potencia eléctrica nominal.

Equipo	Marca	Modelo	Potencia Nominal [W]
Banco de Prueba de Inyectores	Speedmaq	SSX 180	2000
Banco de Limpieza de Inyectores	Sm	Sm	500
Compresor de Aire 1	Bauer		3000
Compresor de Aire2	Sm	Sm	1500
Cargador de Baterías	Cemont	Velox 520.2	1000
Elevador de Autos	Dajin	YLX79L-2F	2200
Iluminación			540
PC			150
Televisor			300
Radio			50
Casa Aledaña			3000
Total			14.240

Tabla 1: Listado de equipos y artefactos

El Laboratorio opera normalmente durante los días lunes – sábado durante el día, durante la noche se encuentra una casa aledaña al taller.

La siguiente figura muestra un perfil típico de consumo diario, el Anexo A1 presenta todos los perfiles de consumos medidos.

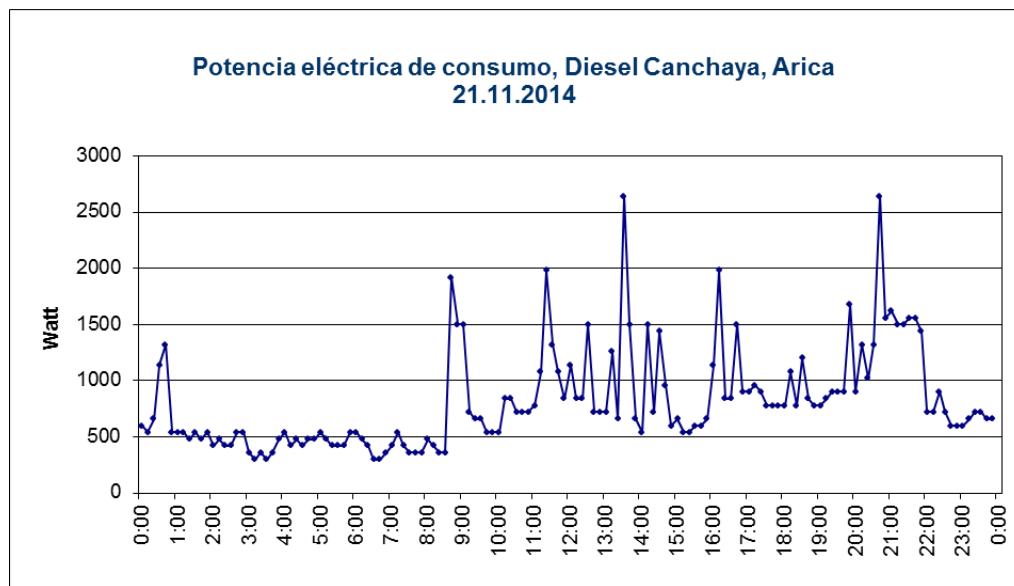


Ilustración 4: Perfil típico de consumo diario.

Los valores de consumo de energía eléctrica en este día son los siguientes:

- Total, 24 horas: $E_{el, consumo, total} = 19,5 \text{ kWh}$
- Día, 9 – 18 h: $E_{el, consumo, 9-18h} = 8,6 \text{ kWh}$
- Noche, 18 – 9 h: $E_{el, consumo, 18-9h} = 10,9 \text{ kWh}$
- Potencia eléctrica, máx.: $P_{el, max} = 2,6 \text{ kW}$

La siguiente 2 y la Figura 2 entregan los resultados de las mediciones realizadas; se muestra el consumo diario total, el consumo durante las horas del día (9 -18 h) y el consumo durante la noche (18-9h).

Para el análisis y cálculo de los datos y promedios, ver Tabla 2, se contempla un total de dos semanas, del día sábado 8 de noviembre hasta el día viernes 21 de noviembre de 2014.

Canchaya, Consumo: 08 - 21 de noviembre, 2014				
Día	Fecha	Total	9-18h	18-9h
			kWh/día	
Sábado	08.11.14	16,7	7,4	9,3
Domingo	09.11.14	14,4	4,2	10,2
Lunes	10.11.14	22,1	9,7	12,4
Martes	11.11.14	18,0	8,2	9,8
Miercoles	12.11.14	18,4	7,9	10,5
Jueves	13.11.14	20,2	7,4	12,8
Viernes	14.11.14	19,9	7,5	12,4
Sábado	15.11.14	19,2	7,8	11,4
Domingo	16.11.14	14,8	3,4	11,4
Lunes	17.11.14	21,5	8,9	12,6
Martes	18.11.14	18,2	7,0	11,2
Miercoles	19.11.14	19,2	7,8	11,4
Jueves	20.11.14	19,3	7,6	11,7
Viernes	21.11.14	19,5	8,6	10,9
promedio (08.11 - 21.11.)		18,7	7,4	11,3
promedio lunes - sábado		19,4	8,0	11,4
promedio domingo, feriado		14,6	3,8	10,8

Tabla 2: Datos de los consumos medidos.

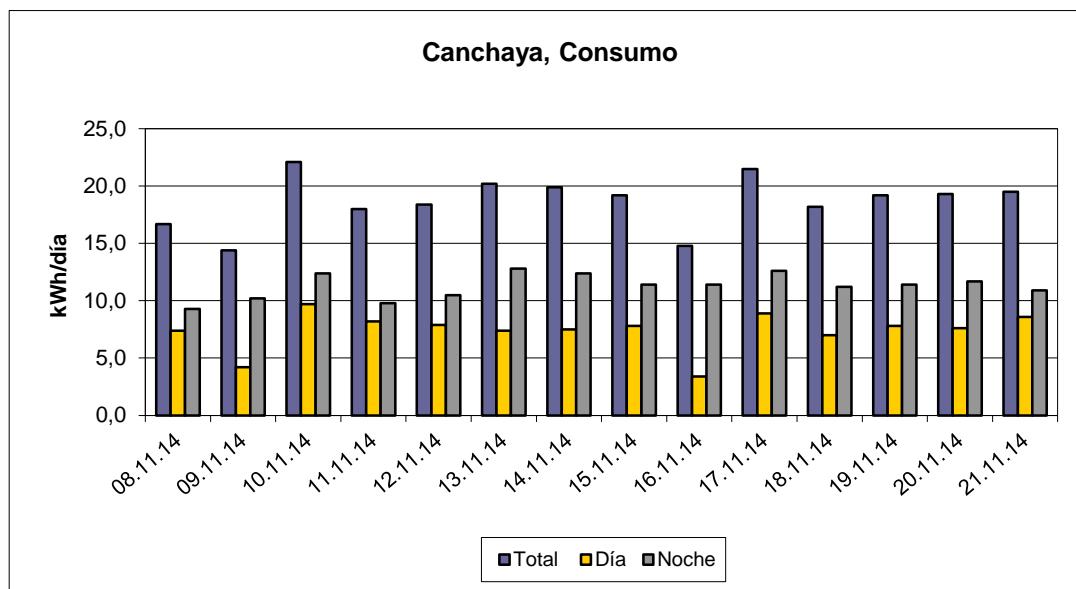


Ilustración 5: Consumo medido

El consumo de energía eléctrica en los días de trabajo de lunes a sábado varió en las dos semanas de medición entre un valor **mínimo de 16,7 kWh/día** y un valor **máximo de 22,1 kWh/día**.

En los días Domingos y feriados la planta no trabaja. El consumo de energía eléctrica en estos días se concentra en casa aledaña al taller.

Según los resultados obtenidos de las mediciones, el consumo de energía eléctrica entre lunes y sábado aumenta en un 32,5 % comparado con los valores promedios de los domingos y feriados.

Entre lunes y sábado, el consumo durante el día, entre las 9 – 18 h representa un 41 % del valor total, el consumo entre las 18 – 9h representa un 59 % respectivamente, ver Figura 3.



Ilustración 6: Porcentaje de consumo día/noche, entre lunes y sábado.

Con los de consumos medidos y el análisis de consumo en terreno se estimó la distribución de consumo de energía eléctrica en los diferentes tipos de consumo. La siguiente Figura 4 muestra el resultado.

Tipo de consumo

- Banco de prueba de inyectores: 19%
- Banco de limpieza de inyectores: 5%
- Equipos taller: 16%
- Oficina e iluminación: 19%
- Casa aledaña: 41%

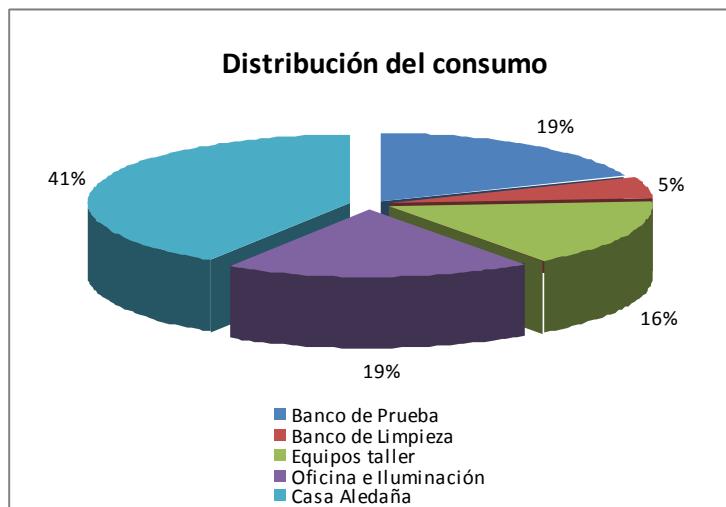


Ilustración 7: Distribución de consumo.

Perfil típico de consumo, lunes – sábado

Los datos medidos permiten determinar un perfil diario típico como promedio. La siguiente Tabla 3 y la Figura 5 muestran estos valores promedios: el consumo mínimo, máximo y promedio, además el valor de la potencia máxima registrada. Este perfil del consumo promedio se utiliza después en el diseño del sistema solar.

Datos consumo, lunes - sábado		
$P_{el, max}$	3	kW
Consumo prom. total	19,4	kWh/día
Consumo promedio 9 - 18 h	8,0	kWh/día
Consumo promedio 18 - 9 h	11,4	kWh/día

Tabla 3: Datos de los consumo

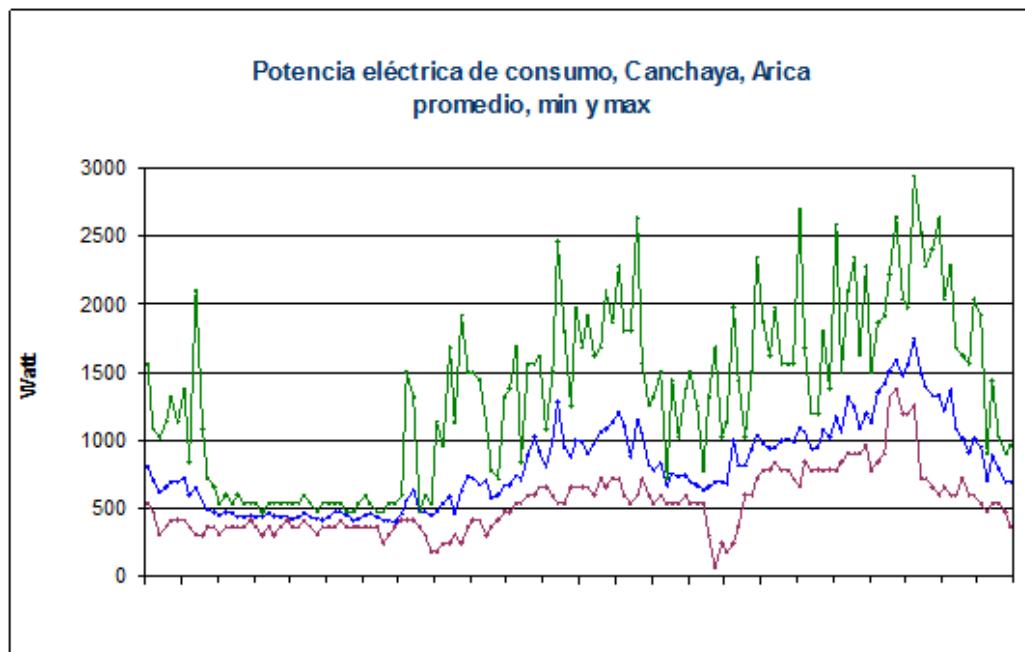


Ilustración 8: Perfil típico de consumo.

2.2. Datos de consumo Emelari y demanda anual

Con el fin de determinar la demanda de energía eléctrica en cada mes del año se analizó los datos de consumo entregado en la boleta por la empresa eléctrica Emelari y se comparó estos datos con las mediciones realizados en terreno. El valor de referencia de consumo (lunes – sábado) es de 19.4 kWh/día, datos medidos en el mes de Noviembre, ver Tabla 3 y Figura 5. Para obtener los datos de consumo en todos los meses del año, se calculó una diferencia según la boleta de Emelari respecto a este valor de referencia de Noviembre. Finalmente, se obtuvo los valores de consumo diario entre lunes y sábado para todos los meses del año.

La siguiente Tabla 4 y la Figura 6 entregan este resultado.

	Consumo diario Boleta Emelari todos los días	Diferencia consumo noviembre ref.	Consumo diario Lunes - Sabado
Mes	kWh/día	%	kWh/día
ene	19,7	89	17,4
feb	22,8	104	20,1
mar	14,5	66	12,8
abr	20,5	93	18,1
may	17,2	78	15,2
jun	20,1	91	17,7
jul	16,8	76	14,8
ago	16,5	75	14,6
sep	19,3	88	17,0
oct	21,3	97	18,8
nov	22,0	100	19,4
dic	17,7	81	15,6
Promedio:	19,0		16,8

Tabla 4: Consumo promedio diario por mes del año

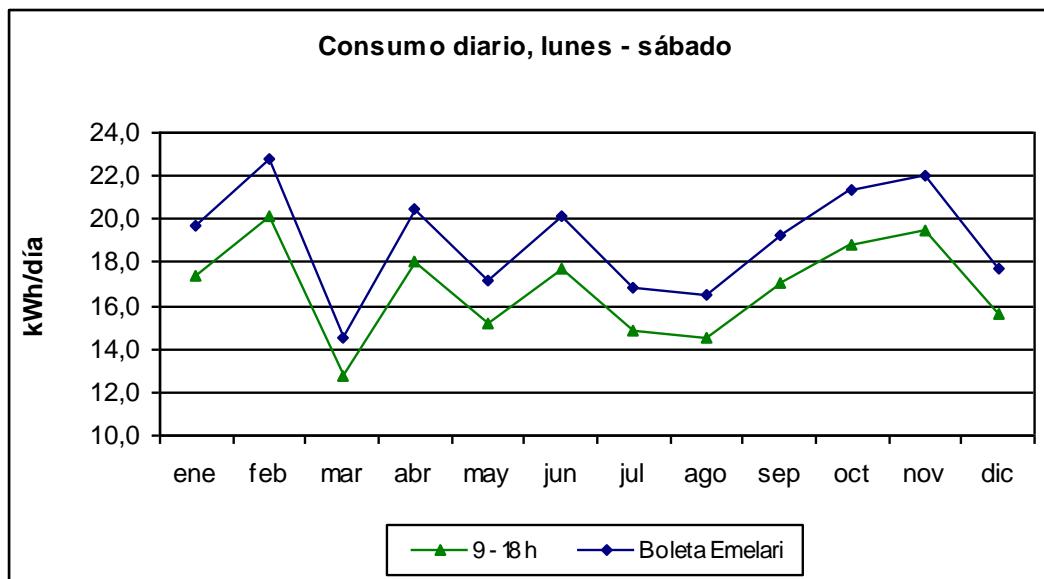


Ilustración 9: Consumo promedio diario en los meses del año

El consumo de energía eléctrica sobre los meses del año muestra bastante variaciones con un valor promedio de 16,8 kWh/día.

2.3. Tipo de tarifa de la empresa

La empresa Diesel Canchalla compra la energía eléctrica de Emelari aplicando la tarifa BT1. Actualmente, la tarifa de Canchaya, es:

$$T_{BT1, \text{Arica}} = 109 \text{ Pesos / kWh}$$

Respecto a proyectos energéticos de energía solar, se hacen las evaluaciones económicas por lo menos durante una vida útil del proyecto de 20 años. Predecir o estimar la tarifa eléctrica convencional en el futuro es relativamente difícil; por lo tanto, se propone analizar el aumento de la tarifa eléctrica en los últimos años y tomar este valor como referencia para definir el aumento en los próximos 20 años.

La siguiente Figura 7 muestra la tarifa BT1 residencial en Arica entre los años 2005 – 2014, durante un total de 10 años.

El aumento de la tarifa (2005: 70 Pesos / kWh y 2014: 109 Pesos / kWh) es de 39 Pesos / kWh, equivalente a un aumento promedio anual de 5 %.

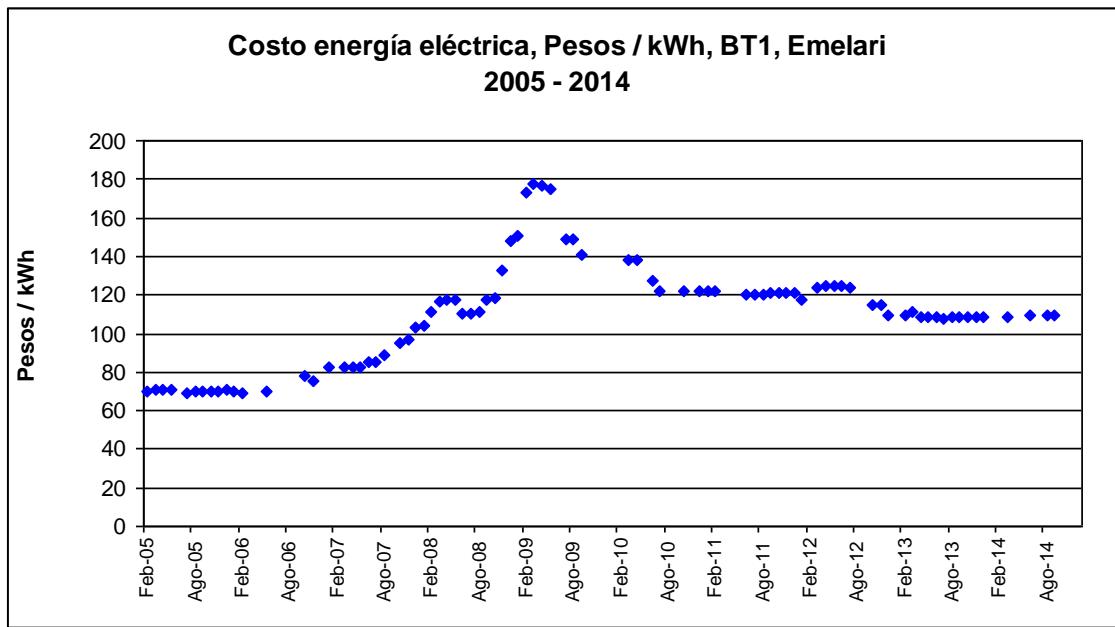


Ilustración 10: Aumento de la tarifa BT1 entre 2005 – 2014

Aplicando este aumento anual de 5 % se puede estimar la tarifa de energía eléctrica en los próximos años. La Tabla 5 entrega el cálculo de las futuras tarifas partiendo con un valor de 109 Pesos/kWh en 2014. Según este cálculo y estimación la tarifa eléctrica subirá a un valor de 142 Pesos/kWh en 10 años y 232 Pesos/kWh en 20 años.

Año	Factor de aumento de tarifa 5 % / año	Tarifa BT1 Emelari	
		2014	
		109 Pesos /kWh	
Pesos			
1	1,00000		109
2	1,05000		114
3	1,10250		120
4	1,15763		126
5	1,21551		132
6	1,27628		139
7	1,34010		146
8	1,40710		153
9	1,47746		161
10	1,55133		169
11	1,62889		178
12	1,71034		186
13	1,79586		196
14	1,88565		206
15	1,97993		216
16	2,07893		227
17	2,18287		238
18	2,29202		250
19	2,40662		262
20	2,52695		275

Tabla 5: Estimación del aumento de la tarifa BT1, 20 años

3. Diseño del sistema fotovoltaico

La siguiente figura muestra la configuración del sistema fotovoltaico en lo cual el autoconsumo de la planta tiene preferencia. El sistema solar cubre en primer lugar la demanda propia del lugar; cuando existe un excedente del sistema fotovoltaico, este es inyectado a la red. El medidor que se usa en esta configuración es un medidor bi-direccional: registra la cantidad de kWh que se recibe de la red y registra la cantidad de kWh que se inyecta a la red. Para el monitoreo propio del lugar se recomienda también instalar un medidor que registra en forma separada el consumo.

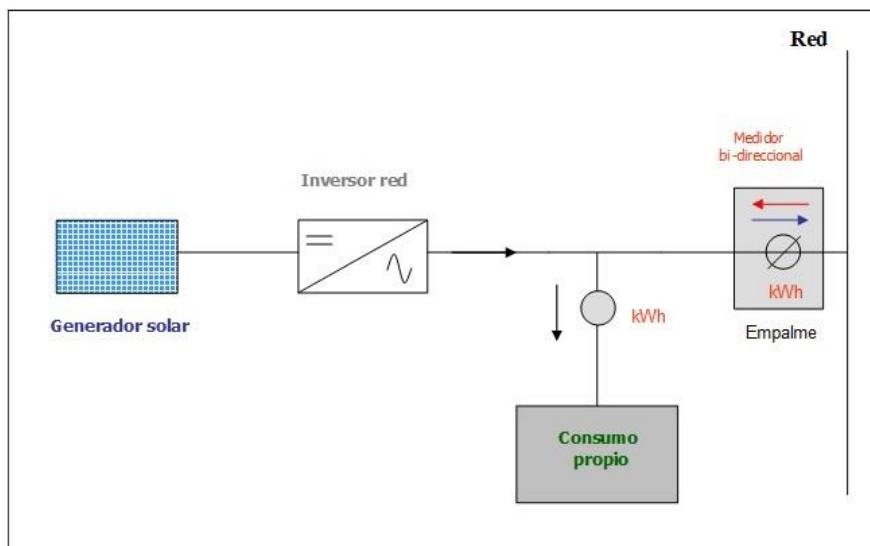


Ilustración 11: Aumento de la tarifa BT1 entre 2005 – 2014

3.1. Determinación del potencial de radiación solar en el lugar

Para determinar el potencial de radiación solar en la región, existen varias fuentes de información, como por ejemplo el explorador solar, mediciones propias de proyectos ejecutados y datos de medición de una estación de monitoreo en Pampa Camarones (Proyecto Minenergía-GIZ).

Se propone utilizar los datos de la estación en Pampa Camarones dado que están disponibles en intervalos de tiempo de 10 minutos sobre un año completo. Para el lugar de Arica se ajusta estos valores con un factor de corrección de 0,8; después se calcula la irradiancia en superficie horizontal con un ángulo de inclinación de 15°, orientados hacia el norte.

La Tabla 6 y la Ilustración 12 entregan los datos de radiación global diaria en la superficie horizontal e inclinada, como valores promedios mensuales y valor anual.

Mes	$G_{d,horiz.}$	$G_{d,horiz.}$	F_{corr}	$G_{d,incl. 15^\circ}$
	kWh/m ² día	kWh/m ² día	15°	kWh/m ² día
	Pam. Cam.	Arica		Arica
Ene	8,08	6,46	0,94	6,09
Feb	7,60	6,08	0,98	5,98
Mar	6,87	5,50	1,03	5,65
Abr	6,14	4,91	1,08	5,33
May	5,30	4,24	1,14	4,83
Jun	4,48	3,58	1,17	4,19
Jul	4,94	3,95	1,15	4,55
Ago	5,39	4,31	1,09	4,72
Sep	7,04	5,63	1,05	5,90
Oct	8,00	6,40	0,99	6,34
Nov	8,35	6,68	0,96	6,42
Dic	7,96	6,37	0,94	6,01
kWh/m²día	6,68	5,34		5,50
kWh/m²año	2.438			2.008

Tabla 6: Radiación global diaria, promedios mensuales.

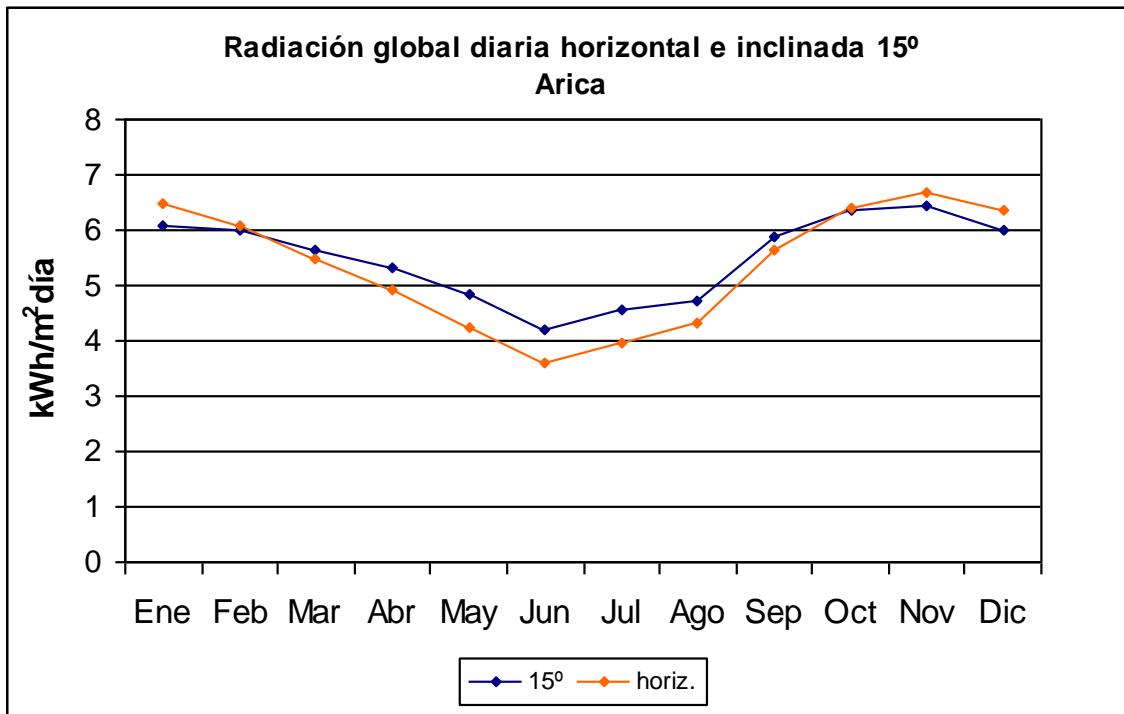


Ilustración 12: Aumento de la tarifa BT1 entre 2005 – 2014

3.2. Cálculo de la potencia peak del generador fotovoltaico

Metodología de cálculo:

1. Se calcula la demanda de energía eléctrica, asumiendo el perfil de consumo promedio medido en el mes de Noviembre, ver Figura 5. Los cambios y variaciones mensuales se ajustan según los datos entregados por la boleta de Emelari. Finalmente, se determina el consumo promedio mensual según la Tabla 4.
2. Como datos de la radiación solar se utiliza los datos de medición de la estación de monitoreo en Pampa Camarones en intervalos de 10 minutos; para el lugar de Arica se aplica un factor de ajuste de 0,8 y se calcula la irradiancia en la superficie inclinada con un factor de corrección de cada mes, ver Tabla 6 y Figura 9.
3. El resultado del cálculo de la potencia peak del generador y la generación mensual sobre el año muestra la Tabla 8 y la Figura 10, ver también metodología de cálculo de generación eléctrica en el Anexo 5.

Los principales resultados del diseño presenta la siguiente Tabla 7. En el capítulo 4.3 se presenta tres diferentes escenarios de autoconsumo: una planta solar de 2 kWp, de 3,8 kWp y de 4,5 kWp . En relación a costos la planta solar de 3,8 kWp es la mejor opción.

Resultados principales:	
P_{peak}	3,8 kW_p
Generación solar diario, promedio anual	16,2 kWh/día
Consumo diario, promedio anual	16,7 kWh/día
Generación solar vs. consumo 24 h	97 %
Generación solar - autoconsumo	45 %
Generación solar - red	55 %
Generación solar, anual:	5.917 MWh/año

Tabla 7: Resultados principales del diseño

Canchaya	Gen. Solar	Consumo 24 h	Solar-consumo	Solar - grid
Mes	kWh/día			
ene	17,6	17,2	8,0	9,5
feb	17,2	20,1	8,9	8,3
mar	16,4	12,8	5,8	10,6
abr	16,2	18,0	7,5	8,7
may	14,8	15,1	6,1	8,7
jun	12,8	17,6	6,8	6,1
Jul	13,9	14,7	6,0	8,0
ago	14,4	14,5	6,1	8,3
sep	17,1	17,0	7,3	9,8
oct	18,3	18,8	8,3	10,0
nov	18,5	19,4	8,7	9,8
dic	17,3	15,7	7,3	10,0
Promedio día:	16,2	16,7	7,2	9,0
Promedio año:	5.917	6.110	2.639	3.278

Tabla 8: Generación solar y consumo

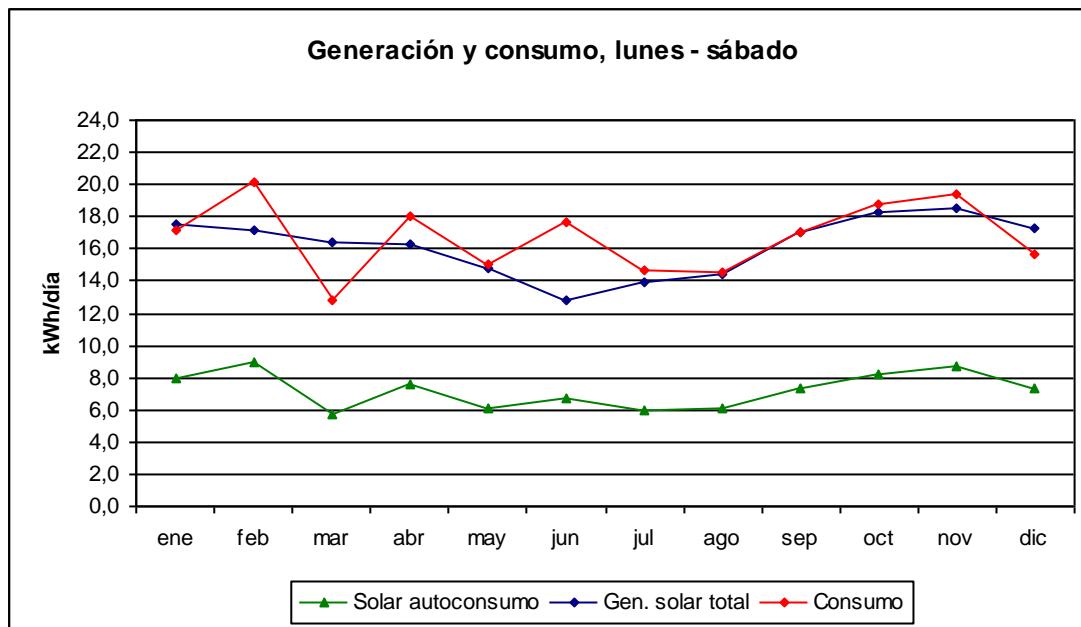


Ilustración 13: Generación solar y consumo

Las siguientes dos Figuras 14 y 15 presentan como ejemplo la generación solar y el consumo diario para el mes de noviembre y junio. El Anexo 4 entrega las hojas de cálculo en formato Excel para todos los meses del año.

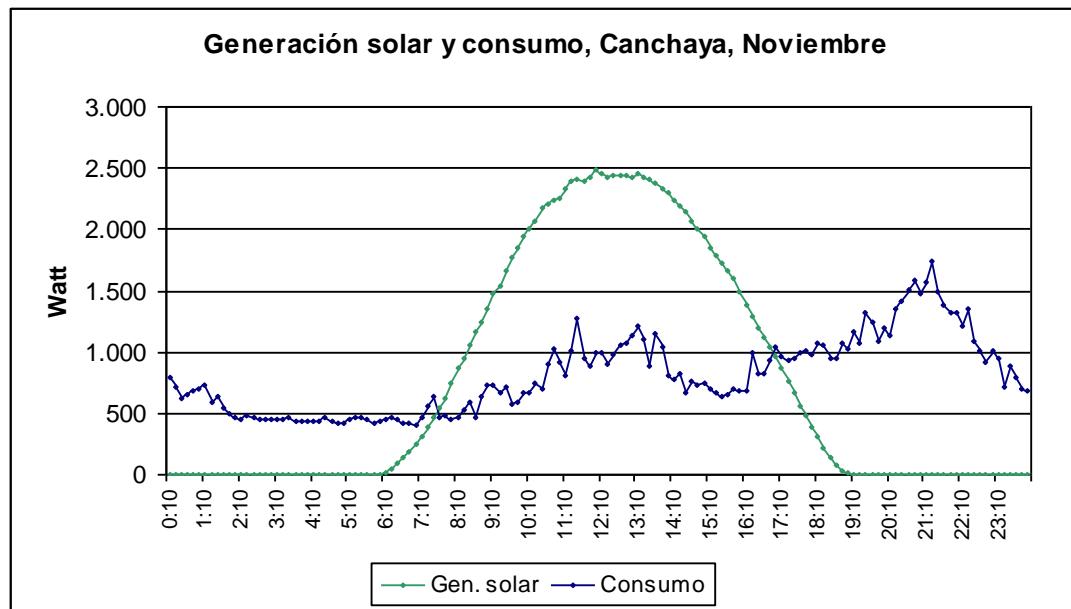


Ilustración 14: Generación solar y consumo, mes de noviembre

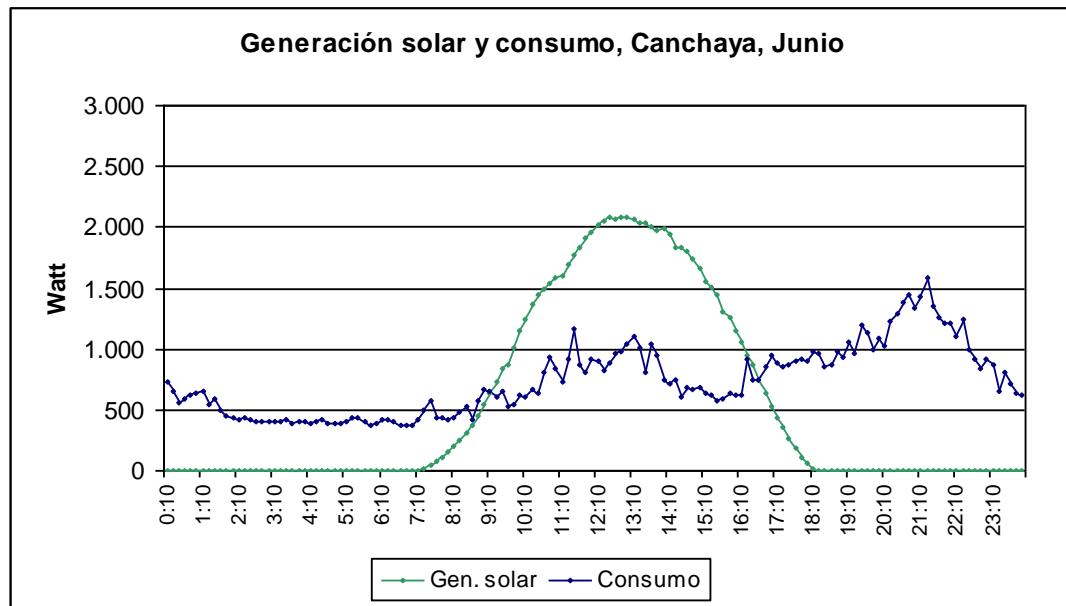


Ilustración 15: Generación solar y consumo, mes de junio

3.3. Bases técnicas y diseño de componentes

3.3.1. Generador solar

El generador solar tiene una potencia peak de 3,8 kWp. El arreglo del generador solar contempla un total de 2 strings en conexión paralela; cada string está compuesta por 8 paneles en conexión serie. Como ejemplo, se eligió un panel policristalino de 60 celdas con una potencia peak de 240 Wp. (Marca Hareon HR 240). Las especificaciones técnicas del panel se encuentran en el Anexo A2.

La siguiente Ilustración 16 muestra el diseño y esquema del sistema.

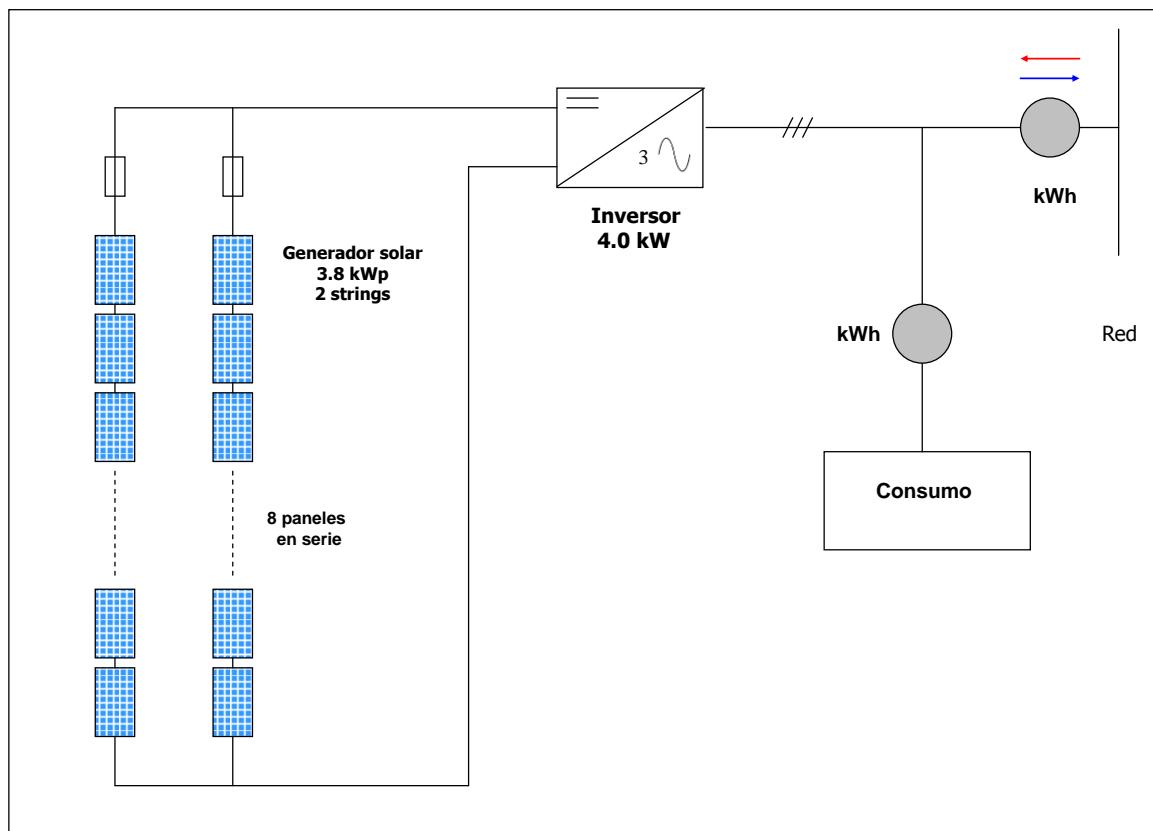


Ilustración 16: Diseño y esquema del sistema

3.3.2. Soporte y montaje del generador solar

El espacio necesario para la instalación del generador solar es de aprox. 30 m². En el taller existe suficiente espacio para la instalación del generador solar, ver Figuras 14 y 15. Existen dos alternativas: primero, se puede reforzar y usar el techo existente o, segundo, instalar los paneles solares en una nueva estructura metálica que servirá como techo y sombra adicional en el taller. Se recomienda aplicar esta segunda alternativa.



Ilustración 17: Lugar de instalación del generador solar



Ilustración 18: Lugar de instalación del generador solar

3.3.3. Inversor

El diseño contempla el uso de un solo inversor, es decir, los dos strings del generador solar se conectan a la entrada del equipo inversor.

La potencia nominal del inversor es de 4,0 kW, c.a. Como ejemplo, se seleccionó un inversor de la marca SMA, modelo SB 4000 TL.

El Anexo A3 entrega las especificaciones técnicas del inversor.

Se considera una eficiencia del inversor de un 94 %. Todas las pérdidas eléctricas en el sistema como por ejemplo las pérdidas de cables se estiman en un valor total de un 5 %.

4. Análisis económico

4.1. Costos de inversión, operación y mantención

Para efectuar una evaluación económica del sistema, se determinó todos los costos de inversión inicial, de operación y mantención. La siguiente Tabla 9 entrega los detalles de todos los costos de inversión, operación y mantención.

Los costos de inversión inicial asumen un valor total de \$ 6.910000.-, neto y contemplan los siguientes items:

- Generador solar
- Inversor
- Soporte del generador solar
- Materiales de instalación, cables, tablero, medidores, seccionador, etc.
- Instalación, transporte, mano de obra, planos, permisos, etc.

La distribución de estos costos de inversión muestra la siguiente figura.

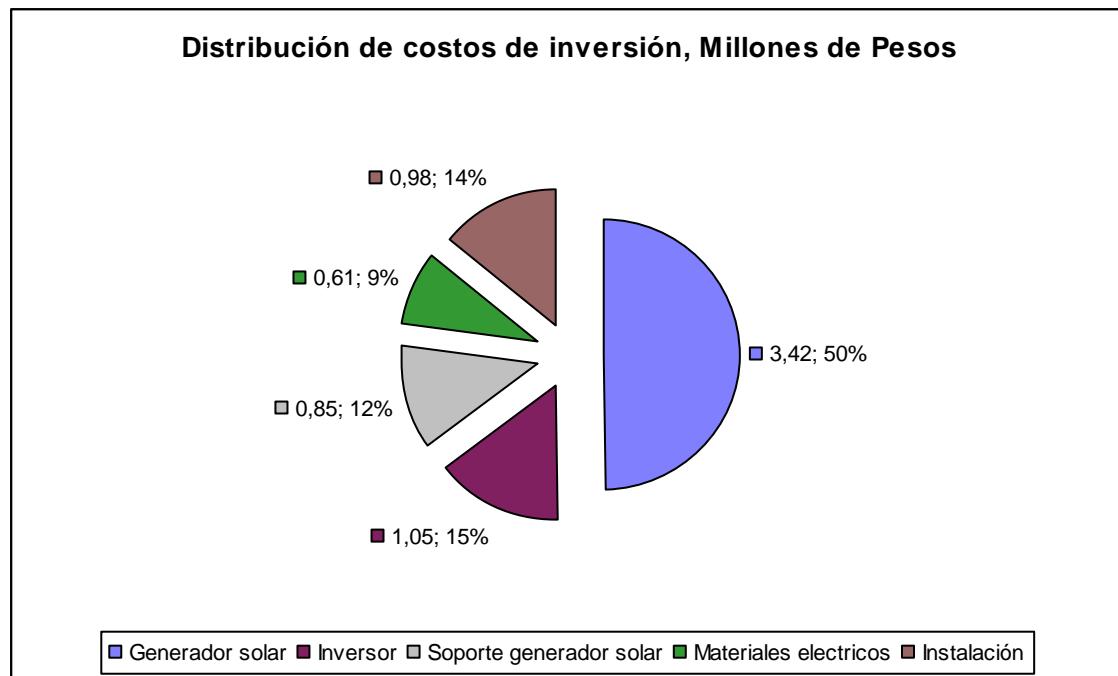


Ilustración 19: Distribución de costos de inversión inicial

Para la operación del sistema se contempla solamente costos de mantención; la operación de la planta no requiere costos adicionales. La mantención incluye los trabajos de limpieza de los paneles y una mantención técnica una vez al año.

La mantención técnica realiza un técnico eléctrico y contempla la revisión actual de la planta, el funcionamiento del sistema con sus componentes y el análisis de datos sobre la producción del sistema y el consumo de energía eléctrica del lugar.

Se estima un costo anual de este trabajo de mantención de \$ 50.000.- Pesos.

La generación solar para autoconsumo se calcula según Tabla 8, tiene un valor de 2.639 kWh/año y equivale a un 45 % de la generación solar total. Esto produce un ahorro en la compra de energía eléctrica convencional según las tarifas presentadas en la Tabla 5.

Un total de 55 % de la generación solar se inyecta a la red, con un valor de 3.278 kWh/año, ver también Tabla 8; se calcula esta venta a la red con una tarifa de net billing de 60 Pesos/kWh.

Costos de inversión, operación y mantención:

	Item	Detalle	Costo neto
1. Equipos, materiales:			
Generador fotovoltaico	3,8 kWp		3.420.000
Inversor trifásico	4,0 kW		1.050.000
Soporte generador solar			850.000
Tablero de control, c.c. y c.a.	solo c.a.		120.000
Seccionador c.c.	integrado en inversor		0
Junction box	no hay		0
Materiales de instalación, cables, tierra, etc.			140.000
Medidores de kWh	bi-direcc y consumo		350.000
	Subtotal equipos, materiales:		5.930.000
2. Instalación:			
Instalación	técnicos, eléctricos		520.000
Transporte Santiago-Arica	equipos		210.000
Puesta en marcha			75.000
Planos, permisos, SEC			25.000
Gastos generales			0
Imprevistos			150.000
	Subtotal instalación:		980.000
	Total Inversión inicial, 1+2:		6.910.000
3. Operación y mantención			
Operación del sistema	limpieza paneles		0
Mantención técnica	anual		50.000
	Subtotal operación y mantención, costo anual:		50.000

Tabla 9: Detalle de los costos de inversión, operación y mantención

4.2. Cálculo del VAN y costo específico de generación, LCOE y payback

Los principales parámetros que determinan la rentabilidad del proyecto son los siguientes:

- Costos de inversión
- Costos de operación y mantenimiento
- Vida útil de los componentes y reposición de equipos
- Generación de energía eléctrica del sistema solar
- Ahorro por autoconsumo
- Tarifa de energía eléctrica convencional
- Vida útil del proyecto
- Tasa de interés

Se asume una tasa de interés de $i = 4\%$ y una duración del proyecto de 20 años. Respecto a la vida útil de los componentes del sistema solar se asume una vida útil del generador solar y de la instalación eléctrica de 20 años; la vida útil del inversor se estima en 10 años, lo que significa reponer este equipo una vez durante la duración del equipo.

Bajo estas condiciones la evaluación económica entrega los siguientes resultados:

VAN = \$ 2,16 Millones de Pesos

TIR = 6,8 %

LCOE = 100 Pesos / kWh

Pay back = 12 años

4.3. Análisis de sensibilidad

A continuación, se presenta los resultados de sensibilidad respecto a variaciones en la tasa de interés y en el tamaño del sistema solar.

El primer escenario contempla un sistema solar de 3,8 kWp con diferentes tasas de interés de 4, 6 y 8 %. El segundo escenario contempla una tasa de interés de un 4 % con diferentes tamaños del sistema solar de 2, 3,8 y 4,5 kWp.

Tasa de interés:

La siguiente Tabla 10 y la Ilustración 20 muestran el cálculo de costo específico de energía (LCOE) para el sistema solar de 3,8 kWp. Se observa una función lineal entre la tasa de interés y el LCOE.

Tasa de interés	LCOE 3,8kW _p
%	Pesos / kWh
4	100
6	116
8	133

Tabla 10: LCOE v/s tasa de interés

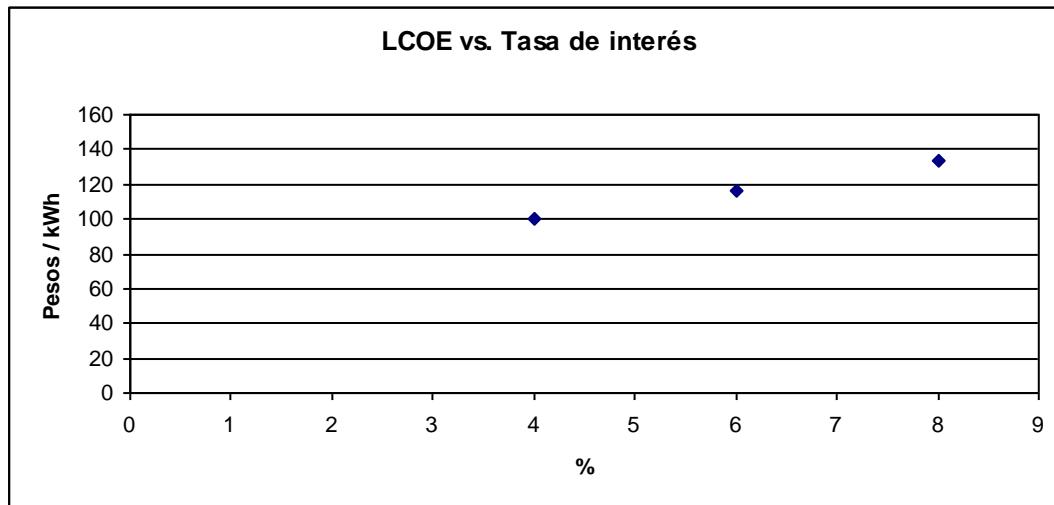


Ilustración 20: LCOE v/s tasa de interés, 3.8 kWp.

Potencia peak del sistema:

La siguiente Tabla 11 y la Ilustración 21 muestran el cálculo del costo específico de energía (LCOE), los costos de inversión inicial y la generación solar para diferentes tamaños del sistema solar, a una tasa de interés de un 4 %. Aumentando la potencia peak del generador solar, se inyecta mas energía eléctrica a la red. El sistema solar de 3,8 kWp presenta en este escenario la mejor solución respecto al costo inicial de inversión y al costo específico de energía.

Ppeak	Generación solar	Solar a autoconsumo	Solar a grid	Costo inicial	LCOE
kWatt	kWh/año	kWh/año	kWh/año	Pesos	Pesos / kWh
2	3.114	2.374 76,2%	741 23,8%	4.345.000	130
3,8	5.917	2.639 45%	3.278 55%	6.910.000	100
4,5	7.007	2.694 38%	4.314 62%	8.255.000	99

Tabla 11: LCOE con diferentes capacidades del sistema FV

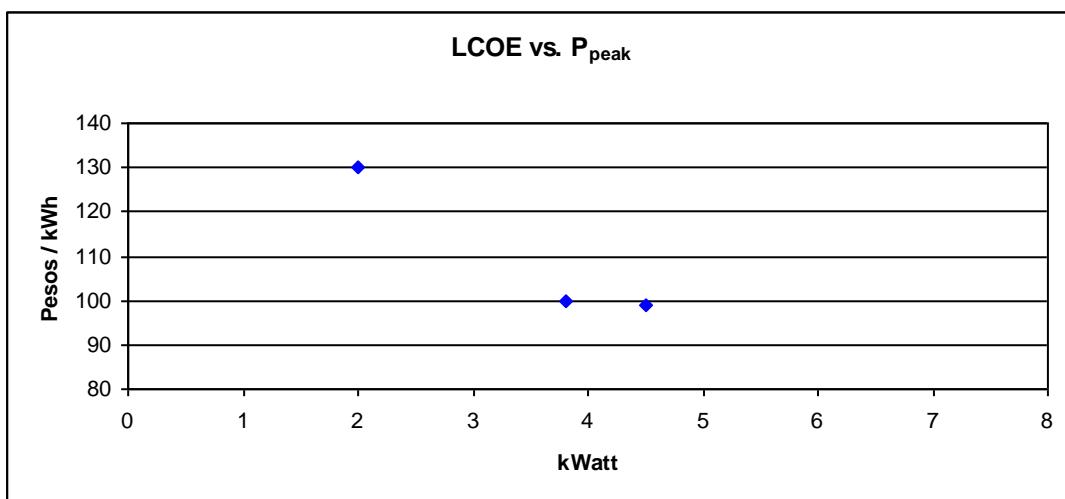


Ilustración 20: LCOE con diferentes capacidades del sistema FV

5. Conclusiones

Resumen

Los resultados del estudio de pre-factibilidad muestran claramente que la implementación de una planta fotovoltaica con conexión a red y preferencia al autoconsumo durante las horas del día es técnicamente y económico viable.

Se contempla una planta solar con una potencia peak de 3,8 KWp que produce diariamente 16,2 kWh/día como valor promedio anual de lo cual un 45 % es autoconsumo y un 55 % se inyecta a la red eléctrica. La planta se conecta al sistema de distribución de baja tensión en conexión trifásica.

La implementación de la planta requiere una inversión inicial de aprox. 6,9 Millones de Pesos. La evaluación económica entrega un costo específico de energía eléctrica de 100 Pesos/kWh y un periodo de pay-back de 12 años.

Próximos pasos

Las mediciones en terreno y el análisis de los datos de consumo entregaron entre otros resultados la distribución del consumo sobre las 24 horas del día; el consumo diario entre las 9 – 18 h cubre un 41 % del consumo diario total. Se recomienda analizar la posibilidad de reducir el uso de algunos equipos eléctricos en la noche, por ejemplo la iluminación.

La inversión inicial de aprox. 7 Millones de Pesos es manejable para la empresa, sin embargo, significa un obstáculo para una pronto realización del proyecto. Por lo tanto, se recomienda analizar con mas detalle posibles proyectos y concursos de co-financiamiento a través de instrumentos de CORFO, Sercotec u otros.