

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DE VALPARAÍSO  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**PONTIFICIA  
UNIVERSIDAD  
CATÓLICA DE  
VALPARAÍSO**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICO ECONOMICA DE  
MICROGENERACIÓN RESIDENCIAL**

**Memoria para optar al título de :  
INGENIERO MECÁNICO**

**ALUMNO : NELSON IGNACIO MUÑOZ SOTO  
PROFESOR GUÍA : RAMON ALDUNATE BAREYRE  
PROFESOR CO-GUIA : YUNESKY MASIP**

**2017**

## Agradecimientos

Más más allá de agradecer por término de un ciclo, quiero agradecer a toda la gente que me ha apoyado desde siempre, dentro y fuera del mundo académico, y principalmente a las personas han sido fundamentales en mi desarrollo personal y formación profesional.

Primero que todo agradezco a mi familia, a los cuales les debo todo lo que soy actualmente. A mi padre y mi madre los cuales son la base fundamental de mi persona, de los cuales aprendí sobre honestidad, humildad el compromiso y respeto, que en todo momento se esforzaron y creyeron en mi para que pudiera llevar adelante mi formación académica.

Quien agradecer a mis abuelos, que gracias a su cariño y compañía me acompañaron y apoyaron en este proceso y siempre estaré agradecido de ello.

También debo agradecer a los amigos que hice en este proceso universitario, con los cuales estudié, reí, disfruté y con los cuales compartí grandes alegrías. A todos ustedes, les deseo lo mejor y espero mantengamos esta gran amistad que nos une.

Finalmente quiero agradecer a Energía Latina (Enlasa), por patrocinar este trabajo, a su gente que me abrió sus puertas, y especialmente al Sr. Cristián Flanagan, por su disposición, respeto, entrega y entusiasmo, el cual fue un excelente guía en este proceso académico.

## RESUMEN

---

En la presente memoria de título se analiza la funcionalidad y la viabilidad técnico económico de la utilización de un sistema de cogeneración aplicada al sector residencial.

Este estudio forma parte de un proyecto piloto que busca estudiar la viabilidad del uso de microcogeneración enfocada en el ámbito residencial, con el fin de satisfacer las necesidades energéticas (agua caliente, electricidad y calefacción) de un edificio residencial ubicado en providencia.

El fin de este proyecto es tratar de promover la generación distribuida, intentando fomentar más proyectos del mismo tipo, con el fin de generar un ahorro al cliente en búsqueda de la eficiencia energética y generando caminos para desplazar la generación centralizada y el uso de carbón mineral como fuente principal de energía, y utilizando métodos eficientes de generación, que implican una menor cantidad de toneladas de CO<sub>2</sub> al ambiente

La estructura del trabajo consta con una introducción teórica, pasando por temas normativos-regulatorio, posteriormente se analiza el lugar de trabajo con su demanda energética pertinente, finalmente se selecciona una modalidad de operación, se seleccionará un equipo acorde a la demanda, y se evaluará económicamente la viabilidad del proyecto con todo lo anterior mencionado.

El modelo ESCO a seguir en este proyecto es el de ahorros compartidos, donde se busca un beneficio mutuo entre la empresa que presta el servicio y el cliente que busca los ahorros.

# ÍNDICE

---

Índice.....	- 4 -
1. Capítulo I: Introducción y Objetivos.....	- 8 -
1.1 Introducción.....	- 8 -
1.2 Objetivo General .....	- 9 -
1.3 Objetivo Específico.....	- 9 -
1.4 Reseña Histórica .....	- 10 -
1.5 Energía Latina y Gasco.....	- 11 -
2. Capítulo III: Tecnologías de cogeneración .....	- 12 -
2.1 Introducción.....	- 12 -
2.2 Micromotores .....	- 13 -
2.3 Microturbinas a vapor.....	- 16 -
2.4 Microturbinas a gas .....	- 17 -
2.5 Cogeneración por celdas de combustible .....	- 19 -
2.6 Selección de Tecnología .....	- 21 -
3. Capítulo VI: Conceptos normativos y regulatorios.....	- 22 -
3.1 Introducción.....	- 22 -
3.2 Normativas para equipos de calefacción de fluidos .....	- 22 -
3.3 Normativas para instalaciones eléctricas .....	- 23 -
3.4 Normativas Sanitarias y emisiones de gases.....	- 24 -

3.5	Normativas para la generación y venta de electricidad .....	- 25 -
3.6	Decreto Supremo N°6 de 2015 .....	- 28 -
4.	Capítulo V: Descripción y análisis de la situación actual.....	- 29 -
4.1	Introducción.....	- 29 -
4.2	Ubicación del edificio en Estudio.....	- 30 -
4.3	Comunidad en Estudio.....	- 31 -
4.4	Descripción del Edificio .....	- 32 -
4.5	Suministro Eléctrico.....	- 34 -
4.6	Suministro térmico.....	- 35 -
4.6.1	Suministro de Gas .....	- 35 -
4.6.2	Sala de calderas .....	- 37 -
4.6.3	Paneles termo-solares .....	- 38 -
5.	Capítulo VI: Balances Energéticos.....	- 40 -
5.1	Introducción.....	- 40 -
5.1.1	Consideraciones Importantes para el cálculo energético.....	- 40 -
5.2	Consumo energético eléctrico.....	- 41 -
5.3	Información térmica de la planta .....	- 49 -
5.4	Consumos de agua caliente.....	- 61 -
5.5	Sistema operacional propuesto.....	- 64 -
5.6	Equipos disponibles en el mercado.....	- 68 -
5.7	Conclusión .....	- 73 -

6.	Capítulo VII: Analisis Economico.....	- 75 -
6.1	Introducción.....	- 75 -
6.2	Modelo de negocios .....	- 75 -
6.3	Inversión a realizar .....	- 80 -
6.4	Costos de mantenimiento.....	- 81 -
6.4.1	Valorización del plan de mantenimiento.....	- 82 -
6.5	Costos de generación y reemplazo de energía .....	- 84 -
6.6	Ahorro energía a energía .....	- 84 -
6.6.1	Consumo eléctrico y consumo térmico de forma simultánea .....	- 85 -
6.6.2	Consumo eléctrico, sin consumo térmico.....	- 85 -
6.6.3	Consumo térmico, sin consumo eléctrico.....	- 86 -
6.7	Costos de combustible e ingresos eléctricos .....	- 87 -
6.8	Costos proyectados de Cogeneración .....	- 91 -
6.9	Análisis de flujos de cajas .....	- 91 -
7.	Conclusiones.....	- 94 -
8.	Nomenclatura General .....	- 97 -
9.	Bibliografía .....	- 98 -
10.	Indice Tablas.....	- 100 -
11.	Indice Figuras.....	- 103 -
12.	Anexos .....	- 105 -
12.1	Acumulador de Agua Lapesa.....	- 105 -

12.2	Caldera de condensación ANWO .....	- 106 -
12.3	Microturbina EnerTwin .....	- 107 -
12.4	Valor Motor Cogenerador NeoTower 2.6 .....	- 109 -
12.5	Especificaciones técnicas NeoTower 2.6.....	- 110 -
12.6	Valor Motor Cogenerador NeoTower 7.2 .....	- 112 -
12.7	Especificaciones técnicas NeoTower 7.2.....	- 113 -

# 1. CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

---

## 1.1 Introducción

El actual crecimiento de la población humana, ha generado un mayor consumo de energía a través de los años, generando una mayor demanda, y el aumento en los precios de los combustibles. Esto ha generado un problema a nivel social, que afecta a todos por igual.

Se estima que para el año 2030 en Chile haya alrededor de 20 millones de personas, lo que implica un mayor consumo energético y que genera la necesidad de buscar nuevas fuentes de energía o bien nuevas tecnologías u estrategias para el mejor aprovechamiento del uso común que tiene en nuestras vidas la energía.

A nivel global, en el mundo, el 65% de la energía total se genera de combustibles fósiles, asimismo el 16% se genera de la energía nuclear y solo el 19% de recursos renovables<sup>1</sup>, junto con ello, los combustibles fósiles en son la primera fuente a nivel mundial de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes, lo que generan un problema que se está buscando evitar cada vez más, legislando de manera más rigurosa el nivel de contaminantes al ambiente.

En una búsqueda de energía limpia y efectiva que utilice al máximo el rendimiento de los combustibles, se presenta la idea de cogenerar, que implica de una misma fuente, generar dos formas de energía diferentes. Este método de generación de energía, es un método que no se ha desarrollado demasiado en nuestro país a nivel residencial, solo se ha ocupado en algunas plantas a nivel industrial.

El beneficio de cogenerar, es que además de generar energía eléctrica, se puede recuperar el calor residual que genera el combustible y aprovecharlo en sistemas de calefacción, agua caliente sanitaria e incluso en sistemas de refrigeración.

En Chile la cogeneración es una idea nueva en comparación al desarrollo que tienen actual otros países principalmente en Europa. Aquí, es posible apreciarla a

---

<sup>1</sup> Fuente: (IEA, 2014)



gran escala, en plantas donde se necesita electricidad y además agua o vapor para diferentes procesos como por ejemplo escaldadoras en el área de alimentos.

A nivel residencial ha tenido un desarrollo bastante escaso, existiendo pequeños proyectos, y aunque se ha avanzado bastante al respecto, aún queda mucho que trabajar, como legislar, eliminar barreras desde la cultura de eficiencia energética, hasta el conocimiento técnico.

Respecto a esto, el año 2014 se realizó uno de los avances más importantes respecto a cogeneración en nuestro país. Este año se implementó la llamada “Ley de Generación Distribuida” o “Ley de Netbilling”, en la ley 20.571 que indica el derecho a los pequeños y medianos consumidores generar su propia energía, consumirla y venderla en caso de excedentes. Esto le da la oportunidad al pequeño consumidor, con potencias menores 100kW pueda generar energía y vender los excedentes, generando nuevas oportunidades de aplicación de tecnologías y que a la vez dan la posibilidad de implementar proyectos pilotos económicamente rentables, que puedan replicarse en el futuro.

## **1.2 Objetivo General**

El objetivo general de este trabajo es aportar en el avance energético del país y contribuir con el estudio de procesos de generación distribuida, es decir, la generación eléctrica en pequeños puntos cercanos al lugar de consumo. Esto realizado por medio de cogeneración, por medio de un estudio de perfil energético.

Además se dará una visión del estado de actual en el ámbito de cogeneración, sus avances, normativas, ámbitos energéticos y económicos.

## **1.3 Objetivo Específico**

Disponer, a través de un estudio, un diagnóstico, con el fin de analizar la viabilidad técnico-económica de un proyecto de cogeneración residencial de una comunidad

ubicada en Providencia, los cuales se abastecen desde la red eléctrica y por gas propano en la parte térmica.

#### **1.4 Reseña Histórica**

La cogeneración es un concepto muy antiguo que partió en Europa hace más de un siglo. La palabra cogeneración (CHP, Combined heat and power)<sup>2</sup> se utilizó por primera vez en Estados Unidos, donde en 1977 el presidente Carter quien en su mensaje del 20 de abril del 1977 sobre energía la definió como la producción de electricidad y otras formas de energía útil en la misma instalación.

La creciente población y el desarrollo industrial hizo requerir mayores cantidades de energía eléctrica, y como no se podía extender tanto la red de distribución, sumando además que un suministro continuo era poco seguro, las industrias decidieron empezar a generar sus propias fuentes de energía.

En Norte América la primera vez que se intentó utilizar cogeneración para usos residenciales, fue en la época de los 60', donde la industria del gas, trato de volver a impulsar la cogeneración y logro realizar algunas instalaciones de calefacción distrital para finales de los 60'. Pero a la vez fueron apareciendo barreras que impedían el avance de esta tecnología como la alta inversión inicial, en comparación a la oferta de las compañías eléctricas de la época además de las altas tarifas impuestas a los cogeneradores para la potencia suplementaria.

Ya por los años 80 al otro lado del mundo, en España<sup>3</sup>, se tenía una de las tarifas eléctricas más altas de toda Europa, lo que hizo cambiar drásticamente la política energética del país, así, posteriormente, a mediados de los 90' se implementó una nueva ley que bajaba los impuestos a cogeneradores, lo que impulso el uso de esta tecnología, la que aún estaba muchos pasos detrás del sistema tradicional de generación de energía.

---

<sup>2</sup> (Villares, 2003)

<sup>3</sup> (Energiza, 2015)

Gracias al avance tecnológico y la globalización, la cogeneración, está siendo ampliamente utilizada en países donde se tiene calefacción distrital o bien donde se necesite una flexibilidad respecto al uso de energías, lo que lo hace una solución atractiva para ciertas industrias.

## **1.5 Energía Latina y Gasco**

El presente estudio, se realiza gracias a la oportunidad entregada por la empresa Energía Latina (ENLASA) en conjunto con GASCO, los cuales buscan desarrollar un estudio con el fin de buscar nuevos negocios explorando nuevos mercados.

Enlasa, es una empresa fundada el año 2007, y tiene por objetivo principal la generación, transmisión, compra y venta de energía eléctrica. Actualmente, cuenta con 4 plantas ubicadas a lo largo de Chile, en la III, IV, VII y X Región sumando en total 155 motores, dos turbinas y que en total suman una potencia nominal de 330,2 [MW].

Por su lado, Gasco, es una de las empresas más antiguas del país, con una trayectoria de 160 años. A través de Gasco GLP distribuye y comercializa gas licuado de petróleo (GLP) y gas natural licuado (GNL) a lo largo de Chile, cuenta con centros de distribución en las principales ciudades de Chile y comercializa el gas en diferentes formatos, cubriendo tanto el área residencial como la industrial.

La presente idea de generación distribuida, se hace presente en base al gran desconocimiento que existe en nuestro país el uso de esta modalidad de generación, de manera de innovar y desplazar de cierta forma la generación centralizada.

## 2. CAPITULO III: TECNOLOGIAS DE COGENERACIÓN

### 2.1 Introducción

La cogeneración, como su término lo define como la producción conjunta en proceso secuencial de electricidad (o energía mecánica) y de energía térmica útil, desde un mismo combustible<sup>4</sup> con el fin de reducir al máximo las pérdidas energéticas presentes en otros mecanismos de generación, como por ejemplo las pérdidas de energía residual térmica.

Además de lo anterior, es posible diferenciar entre los diferentes tecnologías, los cuales se agrupan según su tipo de ciclo termodinámico o combustible, de acá es posible rescatar como resumen:

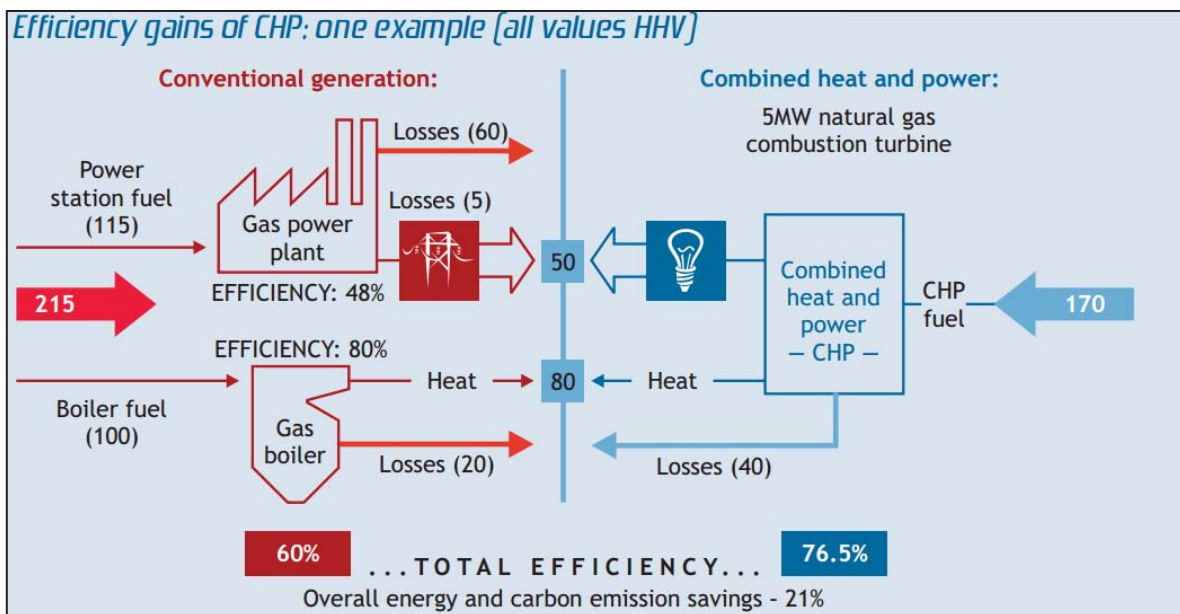


Figura 2-1 Esquema de Cogeneración, fuente (IEA, 2015).

Junto a lo anterior, es necesario señalar, que el término cogeneración engloba a todo el proceso de generación en cambio la microcogeneración, se basa en el mismo principio de cogeneración pero pequeña escala. El término es utilizado

<sup>4</sup> (Villares, 2003)

principalmente cuando se tiene una potencia eléctrica nominal inferior a 100[kW] eléctricos.

- P.M.G.D.<sup>5</sup>: Plantas de generación donde los excedentes eléctricos sean menores o iguales a 9000 [kW]
- Microgeneración: plantas de cogeneración con potencia nominal menor o igual a 100 [kW] eléctricos.

Como se ha hablado anteriormente, la idea de cogenerar es disminuir el costo asociado al consumo de energía utilizando un equipo de alta eficiencia energética, buscando un punto óptimo de rendimiento, con el fin de maximizar el beneficio otorgado al cogenerar.

Respecto a esto, a la hora de diseñar una instalación de cogeneración, la base del éxito tanto energético como económico, depende un correcto dimensionamiento de los equipos, basado en una demanda energética del edificio.

Se pueden distinguir tres principales tecnologías respecto a equipos de cogeneración; motores, turbinas de vapor y gas, aunque con el avance tecnológico se han ido incorporando otros métodos como las celdas de combustible.

Las máquinas, se clasifican principalmente por su máquina motriz, combustible, generador, y se denominan por su capacidad eléctrica.

## **2.2 Micromotores**

Los micromotores se rigen por las mismas normas del funcionamiento tradicional de los motores de combustión. Se alimenta un combustible a una cámara de en donde por compresión o bien alguna energía de activación, genera una explosión que se traduce en una expansión y en la posterior formación de energía mecánica.

Puesto que tienen un amplio rango de funcionamiento, sus usos son variados tales como industrias, hospitales, universidades, aeropuertos, etc., principalmente se

---

<sup>5</sup> Pequeños medios de generación distribuida.

usan motores de 4 tiempos y su uso comercial está disponible hace más de 20 años en el mercado.

El calor residual que se genera en la quema del combustible es recuperado por medio del agua de refrigeración del motor y los gases de combustión los cuales salen a alta temperatura.

Un punto a favor de los motores de combustión interna es que se pueden adaptar fácilmente a los requerimientos del sistema. Responden rápido al cambio de potencias necesitadas, sin que esto afecte de forma significativa el rendimiento del circuito, junto con la facilidad de mantenimiento por la razón de que son máquinas que llevan mucho tiempo en el mercado.

Los elementos principales para un sistema de cogeneración con motores son:

- Motor
- Generador
- Intercambiadores de calor
  - Gases de escape
  - Sistema de refrigeración y lubricación
- Sistemas auxiliares y de control



**Figura 2-2: Componentes de un sistema de mCHP, fuente Bosch.**

Aunque muchos modelos derivan constructivamente de motores diésel, su combustión no se genera en base a compresión, ya que deberían alcanzar relaciones de compresión demasiado altas. El combustible más común para este tipo de sistemas es GN o GLP, aunque hay algunas variaciones que también soportan biogás.

Su método de funcionamiento parte por un compresor el cual inyecta aire a través del intercambiador a los cilindros, luego, una corriente de gas temporizada inyecta gas a la línea de aire, generando una mezcla homogénea y pobre.

Durante el proceso de compresión, la mezcla es empujada a la pre-cámara en donde es mezclada con gas puro para formar una mezcla rica que se enciende fácilmente por medio de una bujía.

A continuación se muestra una instalación de una planta funcionando con un motor de combustión interna como maquina motriz.

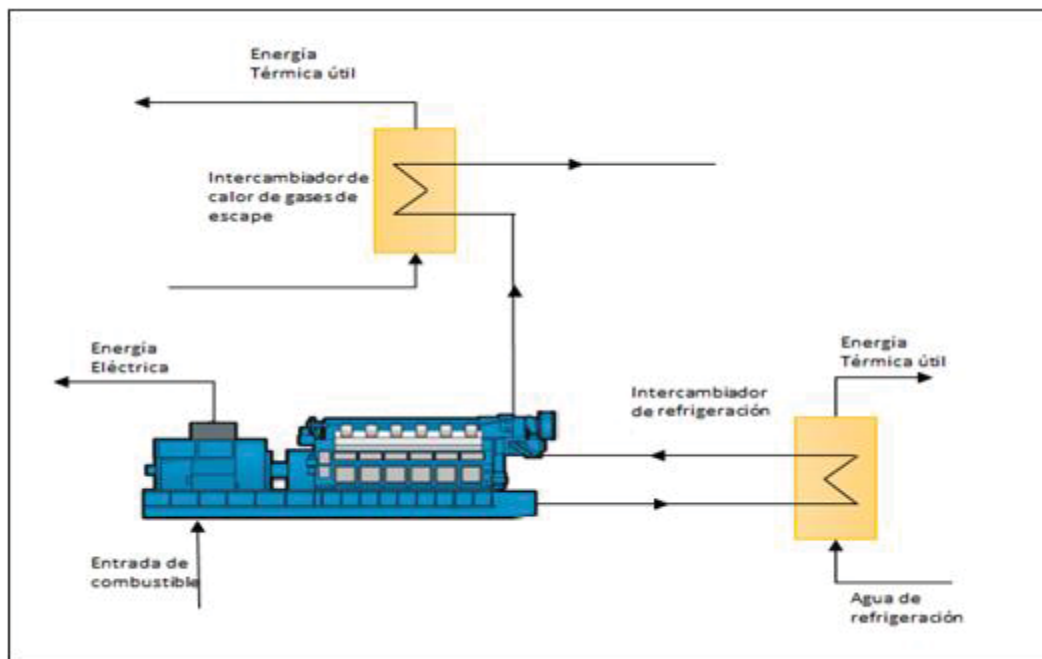


Figura 2-3: Esquema tradicional de una instalación de cogeneración con motores de combustión interna

### **2.3 Microturbinas a vapor**

Este tipo de sistemas de cogeneración se basan en el ciclo térmico Rankine de generación de energía. Su funcionamiento es simple, contienen un sistema de caldera, la cual transforma agua líquida a estado de vapor el cual tiene un volumen muy grande en comparación al líquido. Este vapor, es pasado a través de turbinas, las cuales giran en base a la expansión del vapor dentro de estas, a medida que el vapor trabaja, se obtienen vapores de media y baja presión. La turbina al girar, está conectada a un generador, el cual suministra energía eléctrica a la red.

Los vapores residuales de la turbina, son pasados por un condensador, el que tiene el fin de obtener la energía térmica del proceso condensado el agua en estado de vapor y que finalmente por un sistema de bombas se hacen reingresar a la caldera, generando un ciclo.

Este tipo de ciclos, tiene un rendimiento eléctrico de un 20 a un 30% y un rendimiento térmico de alrededor de un 50% de rendimiento térmico, lo que nos indica que son ciclos en donde la energía térmica predomina.

Para las turbinas de vapor, es posible distinguir 5 elementos principales:

- Turbinas (puede ser de una o más etapas)
- Generador
- Caldera
- Sistema de Condensado de vapor
- Sistemas de bombeo
- Sistemas auxiliares y de control

A diferencia de los motores de combustión, este tipo de sistemas se usan por su mejor desempeño en la generación de vapor, lo cual es útil en las industrias principalmente del rubro de alimentos.



A continuación, se representa una planta de funcionamiento de cogeneración con turbina a vapor:

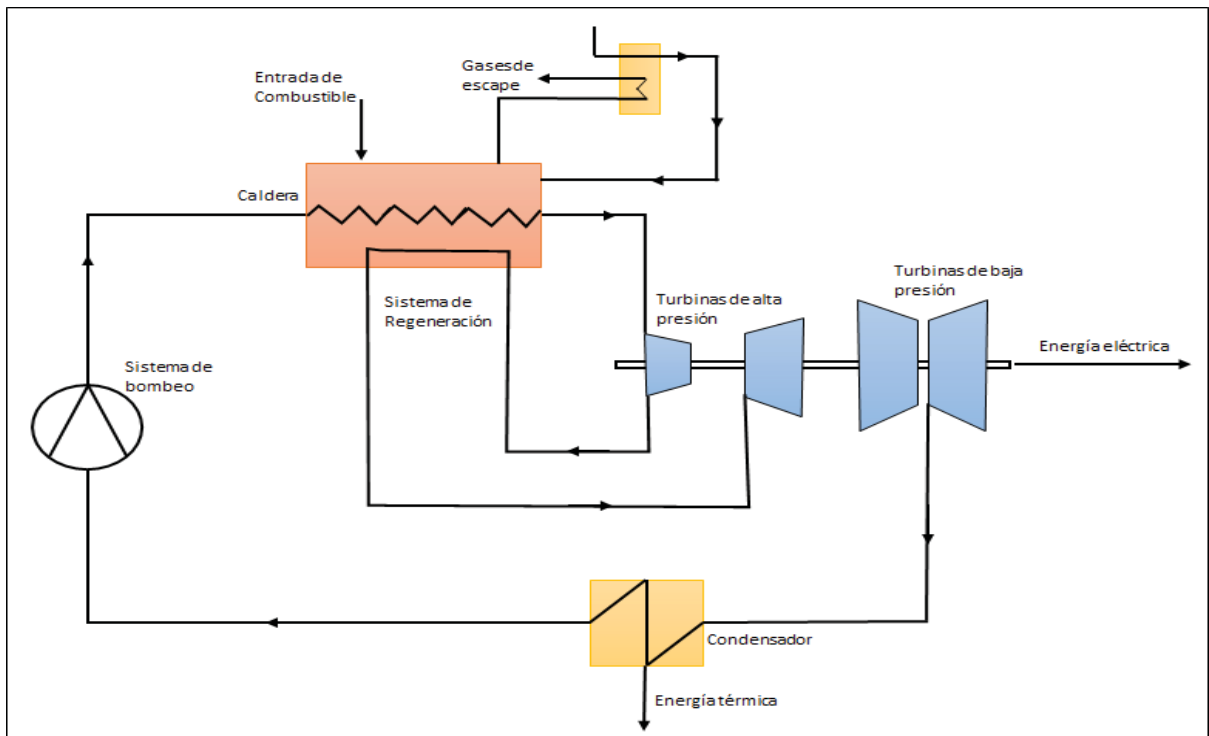


Figura 2-4: Esquema tradicional de instalación de cogeneración con turbinas a vapor de dos etapas.

## 2.4 Microturbinas a gas

El proceso de las turbinas a gas, se basa en transformar, al igual que en los motores de combustión, la energía química contenida en un gas en energía eléctrica más energía térmica.

Su funcionamiento parte cuando el aire es tomado desde la atmosfera y pasa por un sistema de compresores rotativos, que aumentan la presión del aire, el cual pasa por un intercambiador de calor conectado con la salida de gases, que le aumenta su temperatura, con el fin de obtener un mayor rendimiento térmico en la siguiente fase que es en la cámara de combustión.

En la cámara de combustión se inyecta combustible el cual combustiona y calienta aún más el aire, lo que produce una expansión y que al entrar a la turbina la hace girar. Los gases residuales de la turbina (aire en alta concentración y gases de combustión) son llevados al intercambiador con el que se precalienta el aire.

Cabe señalar, que tanto la turbina, el compresor y el generador están conectados mecánicamente mediante un eje. Al girar el eje, el generador produce la energía eléctrica del proceso.

Este tipo de sistemas trabajan a altas velocidades rotacionales y también altas temperaturas, por lo que es muy necesario que el aire entrante no contenga impurezas ni genere corrosión, que se podría transformar en daños a la turbina, vibraciones, rupturas, etc.

Por la razón antes señalada es que se utilizan el gas natural o diésel como combustible, aunque también se pueden utilizar otros derivados del petróleo (GLP). También es posible utilizar biogás siempre y cuando el poder calorífico sea constante.

Este tipo de tecnología es muy sensible a la temperatura de entrada del aire, que a mayor temperatura, disminuye el rendimiento eléctrico, pero aumenta su eficiencia térmica.

Su rango de temperaturas de gases de combustión varía entre los 100° a los 450°C, es por ello que se le puede considerar como una planta de alto grado térmico, y estos gases se recuperan generalmente para formar vapor de agua.

Los turbogeneradores a gas se componen de las siguientes partes principales.

- Turbina
- Generador
- Compresores rotativos
- Cámara de combustión
- Sistemas auxiliares y de control

A continuación se presenta el esquema de un ciclo de turbina de gas:

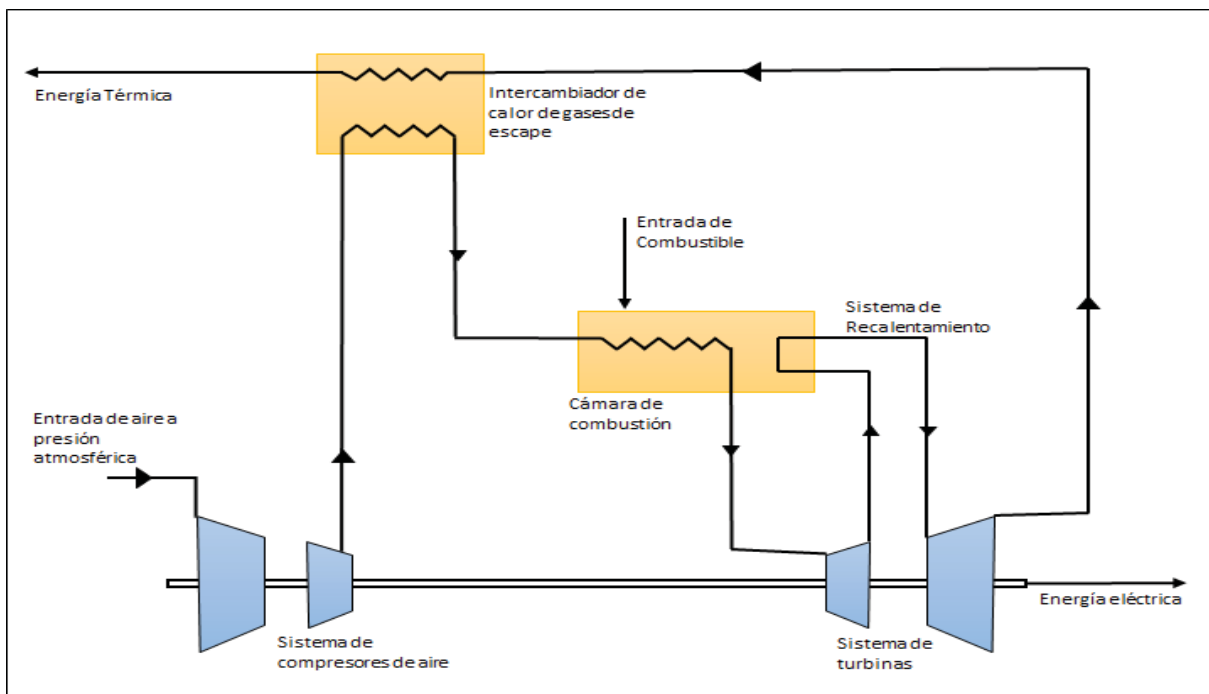


Figura 2-5: Instalación de cogeneración con turbinas a gas como máquina motriz.

## 2.5 Cogeneración por celdas de combustible

A medida que ha avanzado el área de la cogeneración se ha encaminado la búsqueda de nuevas tecnologías. Durante los últimos años, una de ellas fue el uso de celdas de combustible.

Una Celda de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química de una reacción, directamente en energía eléctrica. Estas celdas no se agotan como lo haría una batería, ni precisan recarga, ya que producirán energía en forma de electricidad y calor mientras se les provea de combustible.

Su funcionamiento se basa en la generación de electricidad y vapor de agua a través de un dispositivo electroquímico, desde un mismo combustible, que generalmente es rico en hidrógeno más un comburente (oxígeno del aire). El tipo de combustible para estas celdas es variado, y generalmente se seleccionan para el tipo de aplicación a la que está apuntado el proyecto.

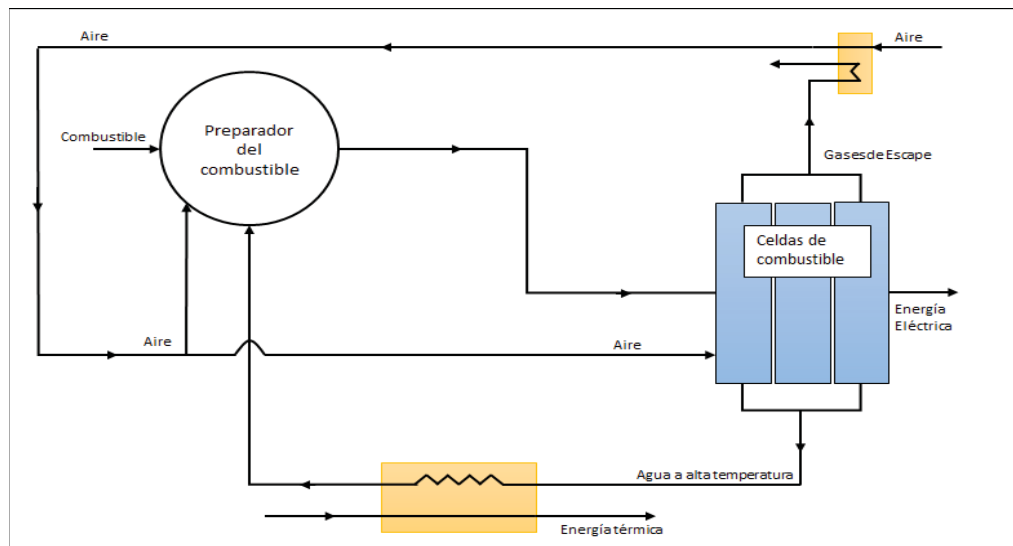
El rango de aplicaciones es amplio, pueden usarse para la generación primaria de electricidad o bien la generación primaria de energía térmica y se usa desde el área comercial, pasando por la industria y el sector residencial hasta en automóviles.

Aunque tiene ventajas como el bajo costo de mantenimiento y la reducida contaminación al ambiente, el uso de este tipo de sistemas de cogeneración no está suficientemente avanzado, por su escaso mercado ya que requiere materiales costosos lo que implica una mayor inversión inicial.

De este tipo de sistemas se distinguen principalmente:

- Sistema de preparación de combustible
- Celdas de combustible
- Intercambiadores de calor
- Sistemas de control

Esquema de una instalación por celdas de combustible:



**Figura 2-6: Instalación de cogeneración con celdas de combustible.**

## **2.6 Selección de Tecnología**

Las tecnologías de cogeneración tienen un amplio rango de usos, los que varían según lo que se quiera obtener, como es el caso de agua caliente o vapor.

En este estudio se requiere agua caliente y electricidad. Cabe destacar, que el equipo necesario para cubrir la demanda no debiese exigir una potencia demasiado alta por ser una zona residencial, lo que induciría a pensar que cabe dentro del término de microcogeneración.

Por lo anterior, es difícil encontrar turbinas (vapor o gas) de baja potencia eléctrica, ya que son utilizadas principalmente en el área industrial. Lo anterior hace más acorde el uso de motores de combustión, por el amplio conocimiento que se tiene respecto a ellos, los bajos costos de mantenimiento y el avanzado desarrollo de esta energía. Por lo anterior, primeramente, vemos que la tecnología más indicada para proyectos de este estilo, es decir, generación de agua caliente a 60°C y energía eléctrica estaría focalizada en motores de combustión interna.

### **3. CAPITULO VI: CONCEPTOS NORMATIVOS Y REGULATORIOS**

---

#### **3.1 Introducción**

Mostrados los conceptos básicos sobre cogeneración; fundamentos y tecnologías, se hace necesario ampliar la vista hacia el marco legal regulatorio para el funcionamiento de una planta de micro cogeneración.

Aunque no es el objetivo del presente estudio analizar las normativas que regulan proyectos de este tipo, se hace necesario indicar con que normas son regulados al momento de iniciar un proyecto de una planta de micro cogeneración. Para lo anterior, es necesario que se consideren las normas nacionales e internacionales con el fin de cumplir con los requerimientos constructivos y velar por la seguridad.

En Chile no se cuenta con normativa específica para proyectos de cogeneración como tal, ya que la microcogeneración no es un concepto demasiado desarrollado, por ello es necesario conocer la normativa de los dos sistemas que abarca:

- Sistema Térmico
- Sistema Eléctrico

#### **3.2 Normativas para equipos de calefacción de fluidos**

**Decreto 10 de 2013:** Reglamento de calderas<sup>6</sup>, autoclaves y equipos que usan vapor de agua.

Aplicables a calderas de vapor de agua, calefacción de agua y de calderas de ruidos térmicos, fijas o móviles, autoclaves y equipos que trabajen en función del vapor de agua, con presión manométrica igual o superior a  $0,5 \frac{kg}{cm^2}$  y la red de

---

<sup>6</sup> Unidad principal diseñada para generar agua caliente, calentar un fluido térmico o para generar vapor de agua, mediante la acción del calor.

distribución de vapor, desde la fuente de generación de vapor a los puntos de consumos de todo el proceso, componentes y accesorios<sup>7</sup>.

- Según esta normativa, es necesario que el sistema sea registrado con la Secretaria Regional Ministerial de la Salud, previo al inicio de la operación, con el fin de identificarlo.
- Regula la sala de calderas
- Regula el suministro de agua
- Regula accesorios de observación, seguridad y control
- Regula accesorios de seguridad
- Regula condiciones generales de instalación
- Regula los combustibles utilizados
- Regula Informes técnicos

**Decreto 298 del 2006:** Reglamento para la certificación de productos eléctricos y combustibles

### **3.3 Normativas para instalaciones eléctricas**

**Norma Chilena NCh4 del 2003 de la SEC:** Regula las condiciones mínimas de seguridad de instalaciones eléctricas de consumo en baja tensión con el fin de velar por la seguridad y preservar el medio ambiente.

**NCh Elec. 2/84:** Establece las disposiciones técnicas que deben cumplirse en la elaboración y presentación de proyectos u otros documentos relacionados con instalaciones técnicas.

**NSEG 16. E.N. 78:** Establece las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir durante la construcción montaje, operación y mantenimiento de las subestaciones de transformación.

---

<sup>7</sup> (Ministerio de Energía, 2012)

### **3.4 Normativas Sanitarias y emisiones de gases.**

**Artículo 83 del DFL 725:** Documento que hace referencia a la realización de un informe sanitario.

**Artículo 25 del DFL 1,** Relacionado con la autorización sanitaria para el tratamiento o disposición final de RISES<sup>8</sup> no peligrosos.

**Artículo 4.14.2 del DS 47,** relacionado con la calificación de los establecimientos industriales o de bodegaje (PAS 94).

**Artículo 71 b) del DFL 725,** relacionado con la construcción o modificación de cualquier obra pública o particular destinada al tratamiento o disposición final de residuos industriales o mineros (PAS 90) y con la construcción o modificación de cualquier obra pública o particular destinada al tratamiento disposición final de desagües y aguas servidas de cualquier naturaleza (PAS 91).

**Artículo 79 y 80 del DFL 725,** relacionado con la construcción, modificación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase, o para la instalación destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio, basuras y desperdicios.

**Artículo 71 a) del DFL 725,** relacionado con la autorización de sistemas de abastecimiento de agua potable.

**Artículo 1 del Decreto 66,** relacionado con la compensación de emisiones de fuentes fijas.

**Artículo 22 del DS 185,** relacionado con la Compensación de emisiones de MP y SO<sub>2</sub> de establecimientos regulados.

**Artículo 1 del DS 138,** relacionado con la declaración de emisiones de fuentes fijas

---

<sup>8</sup> Residuos Industriales Solidos



**Artículo 29 del DS 148**, relacionado con la autorización del almacenamiento temporal de RESPEL (residuos peligrosos).

### **3.5 Normativas para la generación y venta de electricidad**

La Ley 20.571 o Ley de Generación distribuida. Establece un incentivo a los diferentes medios de generación distribuida en base a ERNC<sup>9</sup> o cogeneración eficiente, incorporando cuatro nuevos artículos a la Ley General de Servicios Eléctricos, que establece el derecho a los clientes regulados que tengan medios de ERNC o de cogeneración eficiente, de poder inyectar excedentes de energía a la red de distribución.

El objetivo principal de la ley es dar derecho a los clientes regulados de las empresas distribuidoras de generar su propia energía eléctrica, consumirla y en el caso de tener excedentes venderla a las empresas distribuidoras donde el sistema de energía propio no tenga una potencia nominal superior a los 100kW.

Para este tipo de sistemas el medidor tradicional es cambiado por un medidor bidireccional, que registra el consumo eléctrico y además mide los excedentes que son inyectados a la red. Los requisitos mínimos para ser parte de este sistema son:

- Ser cliente regulado<sup>10</sup>: Residencial, Comercial o Industrial.
- Que se instalen equipos de generación eléctrica inferior a 100kW.
- Que el sistema de generación eléctrica funcione a partir de ERNC o cogeneración eficiente<sup>11</sup>.
- Contar con conexión a la red.

Se deberá conectar el sistema a un tablero eléctrico que trabajara junto a la red eléctrica, de este modo es posible que trabaje con dos fuentes principales de

---

<sup>9</sup> ERNC: Energías renovables no convencionales

<sup>10</sup> Que sea abastecido por una empresa de distribución.

<sup>11</sup> Cogeneración donde el rendimiento global del sistema supere el 75%.

electricidad: Sistema cogeneración y la Distribuidora correspondiente para suministrar la diferencia de energía correspondiente.

Debemos señalar que inyecciones de excedentes de energía serán valorizadas al mismo precio que la respectiva empresa de distribución compre la energía a la empresa generadora, lo que debe incluir las menores pérdidas eléctricas de la concesionaria de distribución asociadas a las inyecciones de energía señaladas<sup>12</sup>.

Aunque la remuneración respectiva por las inyecciones de energía serán descontadas de la facturación del mes correspondiente, en el caso de existir un remanente a favor del usuario, este se imputará y descontará de la o las facturas subsiguientes, reajustadas según el IPC.

En el caso donde no es posible descontar la totalidad del excedente acumulado en las siguientes facturaciones (en relación al plazo para este efecto acordado en el contrato suscrito entre el cliente y la empresa), este saldo deberá ser pagado al cliente por la empresa distribuidora.

A continuación se muestra el esquema del proceso de conexión de la ley de generación distribuida, donde se muestra el proceso de formularios y el tiempo aproximado que debiese tomar.

---

<sup>12</sup> (Ministerio de Energía, 2012)

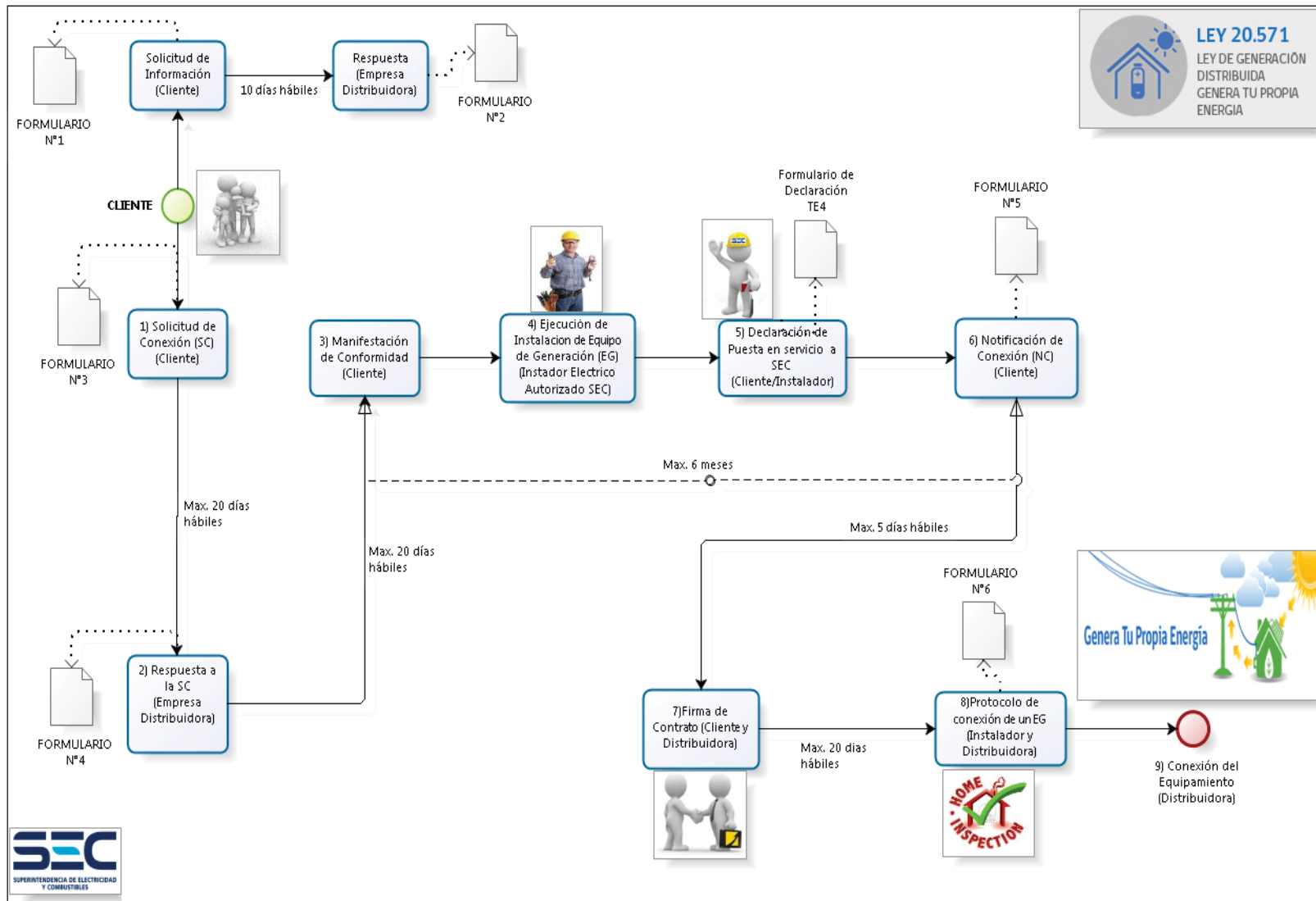


Figura 3-1: Proceso de conexión Ley 20.571, fuente (Ministerio de Energía, 2012)

### 3.6 Decreto Supremo N°6 de 2015

Este decreto, del Ministerio de Energía establece los requerimientos mínimos correspondientes para generar calor y electricidad en el mismo proceso con potencia máxima de suministro de 20MW

- Artículo 8: Las instalaciones de cogeneración con capacidad instalada inferior o igual a 100 kW serán consideradas como instalaciones de cogeneración eficiente si tienen un rendimiento global (RG) mayor o igual a 75%, el cual se calcula mediante:

$$(3.1) \quad RG = \frac{E+V}{Q} = RE + RT$$

*RG: rendimiento global.*

*E: Energía eléctrica producida en los bornes del generador en [kWh].*

*V: Energía térmica, expresada en [kWh], que debe satisfacer una demanda.*

*Q: Cantidad de combustible utilizado en el proceso de cogeneración.*

## **4. CAPÍTULO V: DESCRIPCIÓN Y ANALISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL**

---

### **4.1 Introducción**

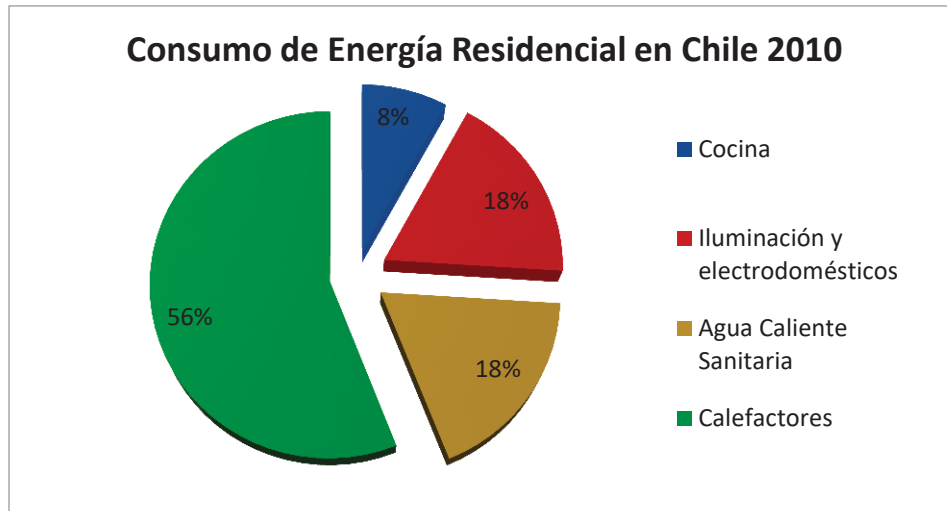
En la actualidad, los estudios de demandas energéticas, no solo se generan entre empresas y usuarios por ahorros, sino además por un compromiso medioambiental que se está llevando a cabo gracias a los medios de comunicación, las redes sociales, el internet, etc.

La energía es un recurso finito y escaso. Su producción, gestionamiento, transporte y utilización está convirtiéndose probablemente en un problema de nivel mundial, en donde, organizaciones, organismos públicos y sociales, están trabajando para que se aborde con garantías.

Podemos definir “demanda energética de un edificio” como la cantidad de energía que el usuario requiere para un determinado estado de confort. Dentro de esto, es posible distinguir energía en diferentes formas, como calefacción, producción de agua sanitaria, electricidad útil, etc.

El consumo viene siendo el gasto real que tiene el edificio a nivel energético. Entonces si se desea actuar sobre la demanda, se debe trabajar en reducir las pérdidas que afectan el rendimiento energético del sistema.

Considerando esto, hay que resaltar que el impacto real que tiene un sistema de cogeneración en un edificio no depende solo del rendimiento del equipo de CHP, sino también de la fuente primaria de energía utilizada para este fin, además, se puede ver que la diferencia de requerimientos energéticos tanto eléctricos y térmicos, varían dependiendo del lugar de estudio, como por ejemplo en un edificio de fin comercial, se puede ver un bajo consumo térmico pero un alto requerimiento de energía eléctrica.



**Figura 4-1: Consumo de Energía Residencial, Fuente Metrogas**

Finalmente, uno de los puntos más importantes en vista a la utilización del microCHP es la gran variación de la demanda en base a una serie de factores tales como ubicación y climatología, diseño del edificio, calidad de construcción y principalmente del comportamiento del usuario final.

#### **4.2 Ubicación del edificio en Estudio**

El actual estudio, se realiza en Providencia, la cual es una comuna céntrica de Santiago, en la zona Central de Chile. Se localiza en la Provincia de Santiago, Región Metropolitana. Posee una superficie aproximada de 14,2 [km<sup>2</sup>], y corresponde al 0,43% de la superficie de la región. Su clima se enmarca en el tipo de clima templado mediterráneo, de veranos frescos. La temperatura media anual (para el 2012) en la estación meteorológica de Santiago, fue de 15,2°C siendo el mes más cálido Enero (21,2°C promedio) y el más frío Julio (7,9°C promedio).

La demografía de la población comunal en la actualidad difícil determinarla con los datos actuales dada la antigüedad del último censo, y la falta de información oficial del Censo de 2012. Tomando en cuenta lo anterior, según las proyecciones

elaboradas por el INE y la CEPAL, la población aproximada de providencia sería 126.487 habitantes.

Por último, si consideramos el censo del 2012, es posible estimar que más del 80% de la población vive en departamentos, y menos de un 20% en viviendas unifamiliares.

### **4.3 Comunidad en Estudio**

La experiencia obtenida en este proyecto, indica que uno de los puntos más importantes a la hora de realizar proyectos donde tiene directa incidencia con comunidades, es el acercamiento a las personas residentes. En estas instancias, se logra encontrar con personas de diferentes niveles de edad, religión, pensamiento, nivel cultural, etc. La necesidad de informar al residente es una necesidad preponderante a la hora de analizar la viabilidad de estos proyectos, ya que de ellos depende toda la posibilidad de realizar efectivamente el proyecto.

En este marco, el actual problema de la comunidad, es el alto costo que implica el consumo energético, el cual se ve reflejado en la facturación mensual, lo que está impulsando a los residentes a ver la forma de minimizar los costos asociados a la compra de energía, por ende, que la propuesta de este proyecto piloto fue tomada de manera positiva por los residentes de la comunidad.

Durante el periodo preliminar al estudio, se realizaron reuniones con la comunidad, donde asistieron representantes de Enlasa y Gasco. En estas instancias se informó y explicó sobre conceptos básicos de cogeneración, los requisitos necesarios para generar un estudio representativo, y finalmente la propuesta de la generación de un estudio que posteriormente fue aceptada por la comunidad.

Posteriormente se realizaron visitas técnicas con el fin de tener un conocimiento óptimo del sistema térmico para poder evaluar de manera correcta el proyecto de

cogeneración.

#### 4.4 Descripción del Edificio

Dentro de la comuna de Providencia, en la calle Pocuro, es posible encontrar el edificio. Tiene una orientación Norte-Sur y está construido en su totalidad de hormigón armado y fue terminado el año 2012.

Cuenta con 6 pisos en donde hay 20 departamentos y su finalidad es del tipo residencial. El área de cada departamento bordea los 84m<sup>2</sup>.



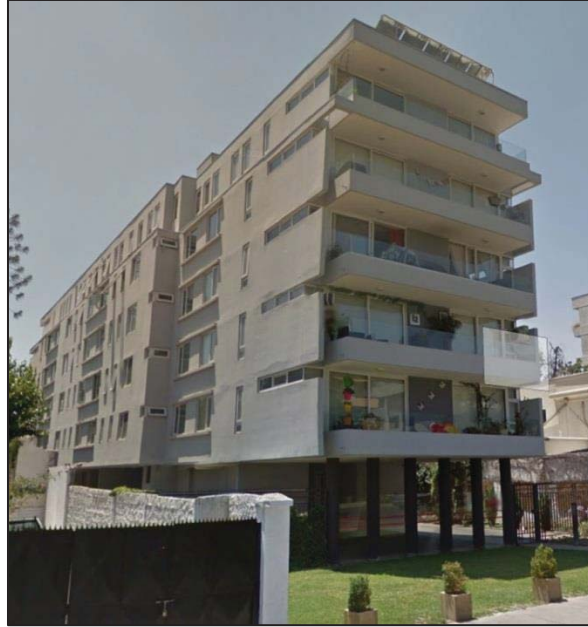
Figura 4-2: Plano de la ubicación del edificio Austria-Pocuro

De aquí, es posible distinguir 7 diferentes niveles del edificio:

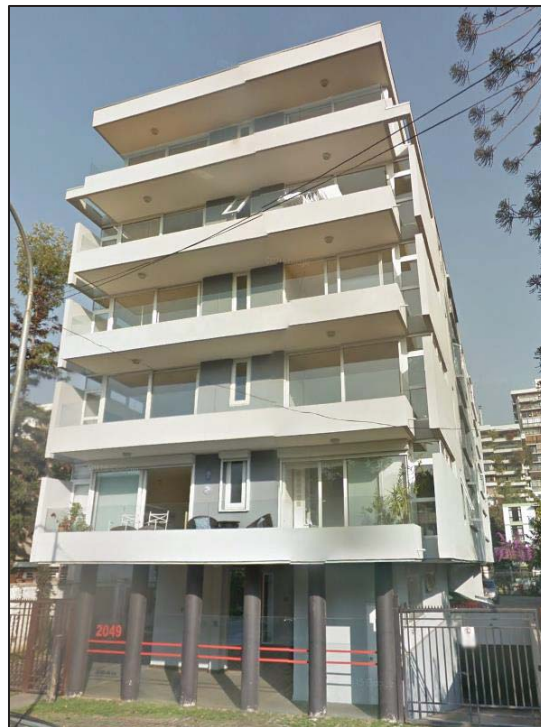
- **Planta Baja**: Estacionamientos, e instalaciones eléctricas.
- **Planta 1°**: Hall de entrada y estacionamientos.
- **Planta 2°, 3°, 4°, 5°**: Cinco viviendas por planta, que bordean alrededor de 84m<sup>2</sup> cada una.
- **Planta Superior**: Se ubica en la cubierta del edificio, acá se encuentra la sala de calderas y paneles solares.

A continuación, se muestran imágenes del edificio.





**Figura 3: Vista desde la calle Pocuro**



**Figura 4-4: Vista desde la calle Austria**

## 4.5 Suministro Eléctrico

El edificio, está dividido respecto a los consumos térmicos, no así respecto a los eléctricos. La compañía que actualmente suministra la energía eléctrica es Chilectra.

La comunidad se conecta de manera subterránea utilizando la tarifa de baja tensión<sup>13</sup> BT4.3 1S (3a) (para áreas comunes). Esta tarifa permite registrar la demanda en horas punta y la demanda suministrada fuera de horas punta. Requiere un medidor simple de energía con un doble indicador de demanda de potencia. Una marca la potencia más alta durante las 24 horas, mientras la otra marca solo la potencia máxima en horas punta durante los meses de invierno.

Técnicamente, y de manera general, los sectores residenciales se conectan a la red eléctrica el cual podemos ver mediante el siguiente esquema:

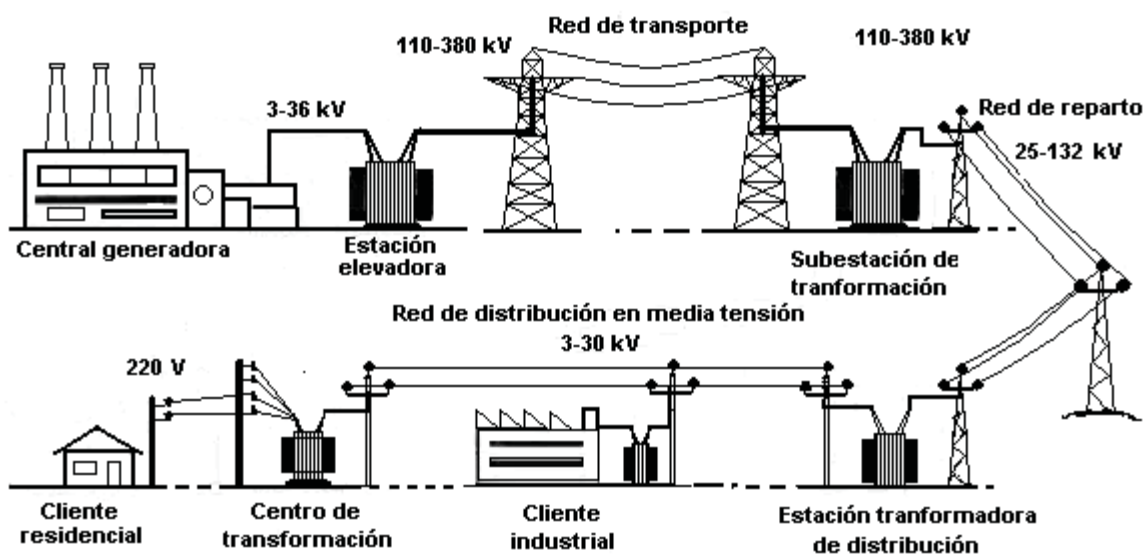


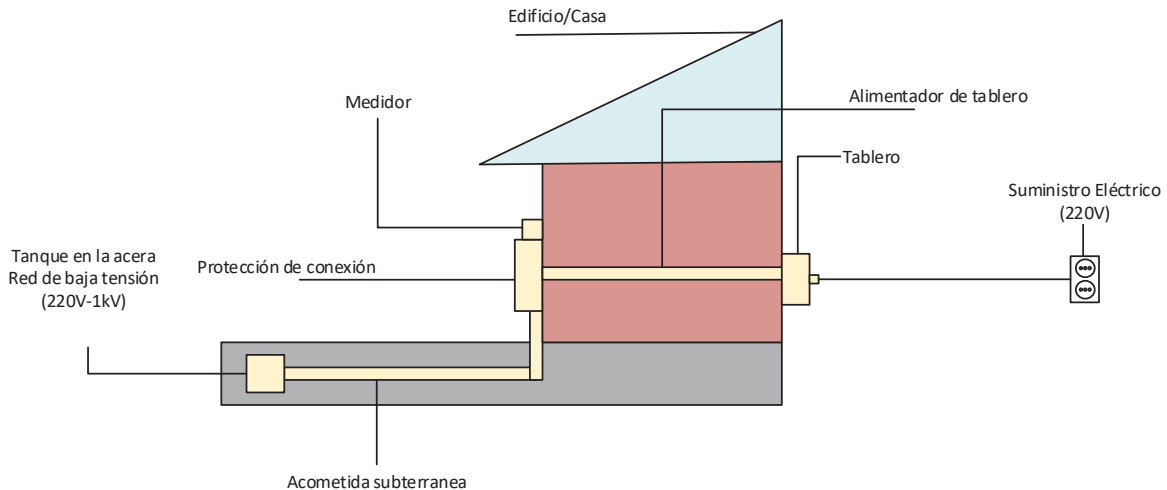
Figura 4-5, Diagrama de flujo de distribución eléctrica, (Wikipedia, 2016)

Con el gráfico anterior es posible entender que detrás de las conexiones residenciales existen empresas generadoras, empresas de transmisión y

<sup>13</sup> Una tarifa de baja tensión se utiliza cuando el empalme está conectado a una red de distribución de 220V (o inferior a 400V), (Enel Distribución, 2016)

distribución, que hacen posible la conexión en las ciudades, y que repercuten directamente en los costos de energía utilizada.

En nuestro caso particular, el edificio en estudio (Austria-Pocuro) se conecta subterráneamente a una red de baja tensión, como se indicó en la Figura 4 6, esta red trabaja con un voltaje de 220V.



**Figura 4-6 Conexión eléctrica subterránea, fuente propia.**

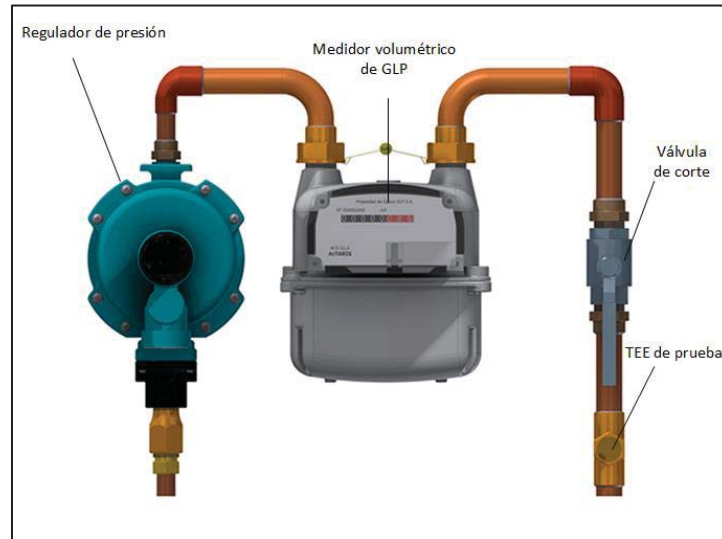
## 4.6 Suministro térmico

### 4.6.1 Suministro de Gas

Actualmente, el edificio genera su propia energía térmica quemando GLP en una caldera por el suministro de combustible que le proporciona GASCO S.A.

En los consumos térmicos, distinguimos entre “Edificio Austria” y “Edificio Pocuro”, que implica que cada equipo implicado en la energía térmica esta dos veces.

La energía química que proporciona GASCO S.A. se factura mediante metros cúbicos normales<sup>14</sup> de GLP con un equipo de medición representado a continuación:



**Figura 4-7: Medidor volumétrico de GLP, (GASCO GLP S.A., 2016).**

Se muestra en la figura 4-8, un equipo que regula la presión según entre el estanque y el punto de consumo, un equipo que mide la cantidad de GLP consumida, una válvula para cortar el paso y un equipo para probar la hermeticidad de la red de gas.

Debemos añadir, que el propano es un derivado del petróleo, y podemos entender su proceso productivo de manera general por el esquema que se muestra en la siguiente página.

<sup>14</sup> Hace referencia a cualquier gas a 1 [atm] y 0°C.

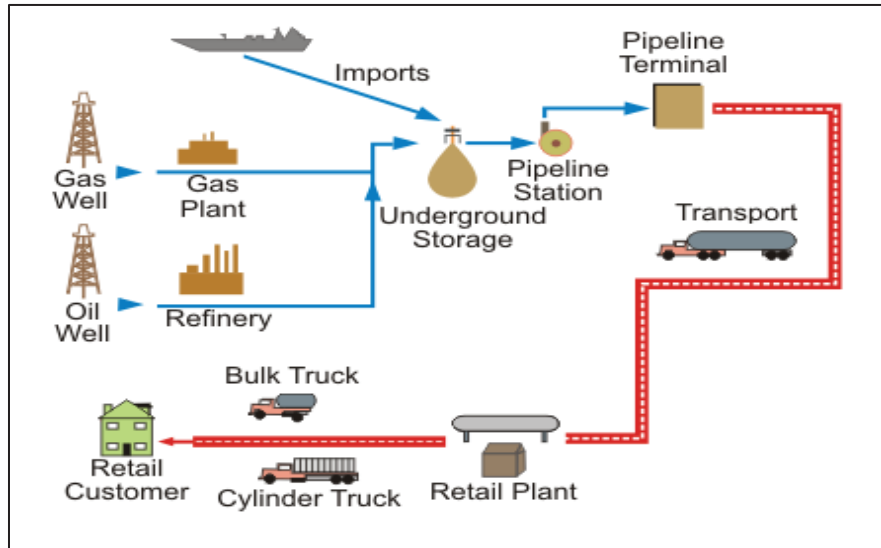


Figura 4-8 Diagrama de flujo del GLP, (Robinsons)

#### 4.6.2 Sala de calderas

La sala de caldera está ubicada en la planta superior del edificio, esta contiene todos los equipos que integran la generación térmica del edificio, tales como:

- Acumuladores de agua.
- Bombas de agua caliente y agua fría
- Válvulas de regulación
- Intercambiadores de calor
- Calderas
- Equipos de suministro GLP

La sala de calderas tiene una superficie de 5200x3200mm y una altura aproximada a los 2500mm, en las siguientes páginas se muestra representativamente la posición de los equipos en la planta superior.

### 4.6.3 Paneles termo-solares

Para apoyar los sistemas de calderas y además aprovechar el sol, en la planta superior del edificio existen 20 paneles termo-solares<sup>15</sup> con orientación norte, que trabajan de manera continua mediante un sistema de bombas con un circuito cerrado conectado a un intercambiador de placas que finalmente calienta con agua fría desde la red.

La función principal de estos paneles es precalentar el ACS<sup>16</sup>, con el fin de reducir la cantidad de energía que se requiere para llegar a la temperatura óptima del agua caliente sanitaria.

Estos paneles están desde la construcción del edificio, y se considerará como base para el presente estudio, es decir, no se modificarán, y se considerará que el consumo de energía en agua caliente es la suma de la energía solar más la energía consumida en combustible.



Figura 4-9: Imagen de los paneles en la planta superior.

---

<sup>15</sup> Paneles que se aprovechan la energía térmica del sol calentando agua.

<sup>16</sup> Agua caliente sanitaria

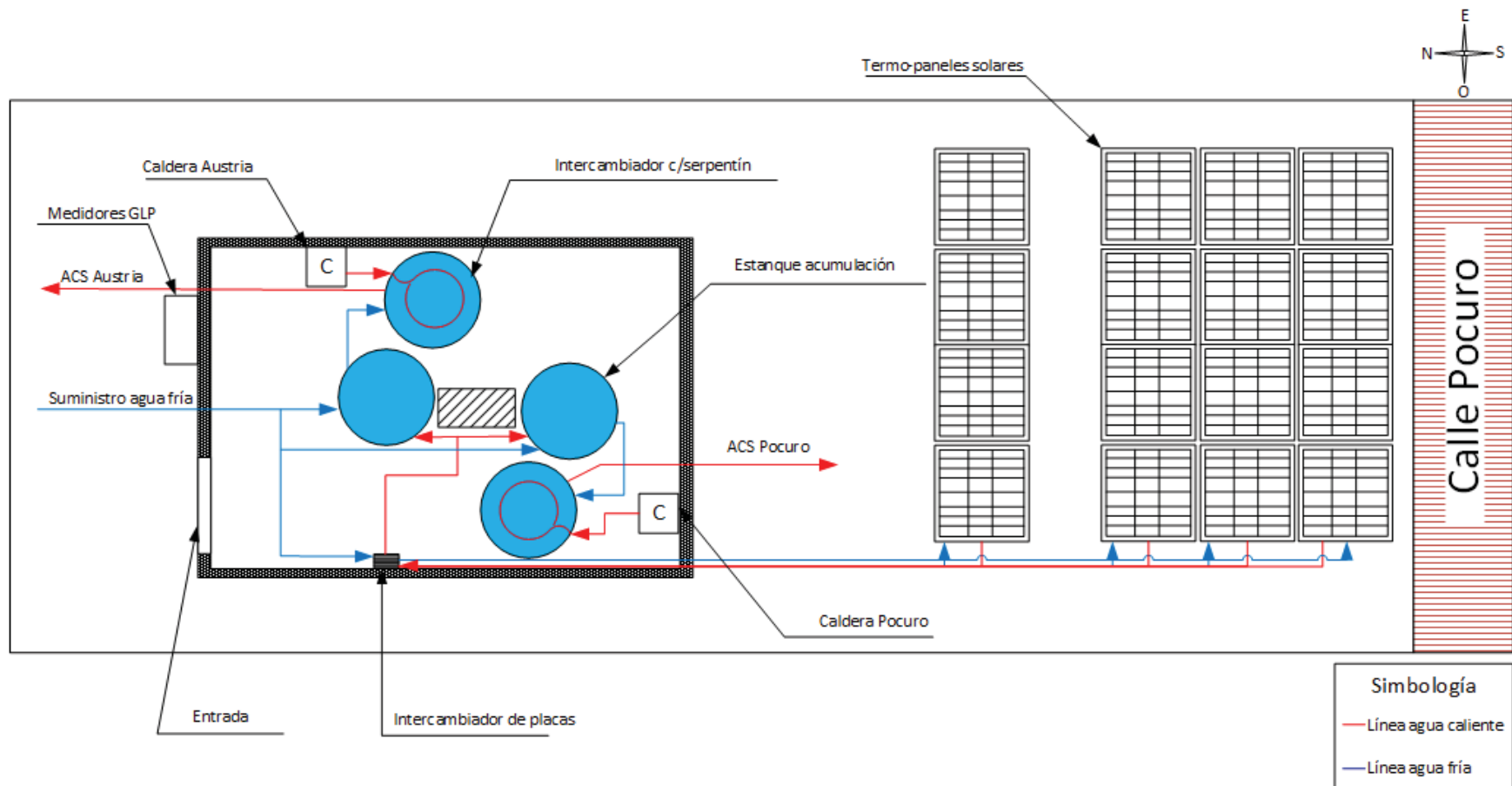


Figura 4-10: Esquema representativo de la planta térmica actual

## 5. CAPÍTULO VI: BALANCES ENERGÉTICOS

---

### 5.1 Introducción

En el presente capítulo se identificará la principal información de demandas energéticas del edificio, además, se identificarán los principales indicadores referentes al uso de la energía del edificio, la eficiencia de los equipos y finalmente el dimensionamiento del posible equipo de micro cogeneración.

El consumo energético de carácter térmico está regido por algunos factores que son difíciles de determinar, lo que hace que exista cierto margen de error a la hora de obtener resultados.

Las variables que hacen cambiar los valores del consumo de energía en el edificio son los siguientes, enlistadas de mayor a menor respecto al nivel de incertidumbre que se tiene:

- Cambios climáticos inesperados.
- Comportamiento del usuario.
- Zona geográfica.
- Variaciones energéticas del combustible.
- Características y dureza del agua utilizada.
- Rendimiento de los equipos involucrados.

#### 5.1.1 Consideraciones Importantes para el cálculo energético

La dificultad que se nos presenta comúnmente desarrollar proyectos de micro cogeneración, se centra en conseguir la información energética de la comunidad, junto con la dificultad de medir que se deben hacer consideraciones respecto al alcance de diferentes puntos que integra este estudio.



La mayor parte del tiempo las calderas no están funcionando a plena carga, ya que la potencia nominal de estas está sobredimensionada para cada edificio por separado.

#### Consideraciones Eléctricas

- Potencia eléctrica base suministrada considerada constante.
- Valores de tarifas eléctricas constantes (promedio año 2016).
- No se considera un crecimiento de consumo energético en el tiempo de evaluación del proyecto.

Además, la información eléctrica entregada por el edificio es la información energética de áreas comunes, por lo cual el presente estudio hace referencia a cogenerar en espacios comunes con tarifa BT4.3a

#### Consideraciones Térmicas

- No se consideran variaciones respecto al poder calorífico del combustible.
- Todos los cálculos realizados en base al poder calorífico inferior del GLP.
- Costo unitario del GLP utilizado ( $\$/Nm^3$ ) como el promedio del 2015-2016.
- La energía térmica suministrada por los paneles solares es un valor aproximado al real, según el explorador solar.

## **5.2 Consumo energético eléctrico**

Como se indicó en el capítulo anterior, el edificio se conecta a la red mediante conexión subterránea, con la tarifa BT 4.3 (a) (en áreas comunes) y BT1 para cada departamento. Para el actual estudio se cogenerará la energía eléctrica de áreas comunes (BT4.3a). La tarifa de zonas comunes se divide en 5, que se explican en la siguiente página:

- **Cargo fijo**: Es un cargo independiente del consumo, y se aplica incluso si no hay consumos. Cubre costos de lectura de medidores, facturación, reparto de boletas, atención de clientes, etc.
- **Cargo único por uso del sistema troncal**: Es el cargo que se determina proporcionalmente al consumo de energía. Financia el sistema de transmisión que lleva la energía desde la generación a los centros de consumo.
- **Cargo por energía**: Es el cargo que se aplica al consumo de energía, se calcula multiplicando la energía consumida por su costo unitario.
- **Cargo por demanda máxima o potencia contratada**: Es un cargo que se aplica multiplicando la potencia más alta fuera de horas punta por el su precio unitario. Este valor se mide durante los 12 meses del año.
- **Cargo por demanda máxima leída de potencia en horas punta**: Este cargo se calcula de dos formas; desde Abril a Septiembre, se obtiene multiplicando la demanda máxima en horas puntas por su precio unitario correspondiente. Desde octubre a marzo, se obtiene multiplicando el promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los meses de horas punta.

\* Hora punta: 18:00 hrs. a las 23:00 hrs. desde el 01 de abril hasta el 30 de septiembre.

Fuente: (Enel Distribución, 2016)

En palabras simples, esta tarifa factura por el uso de energía, por el uso de potencia dentro y fuera de horas punta, con el fin de incentivar al usuario a consumir menos en estos horarios.

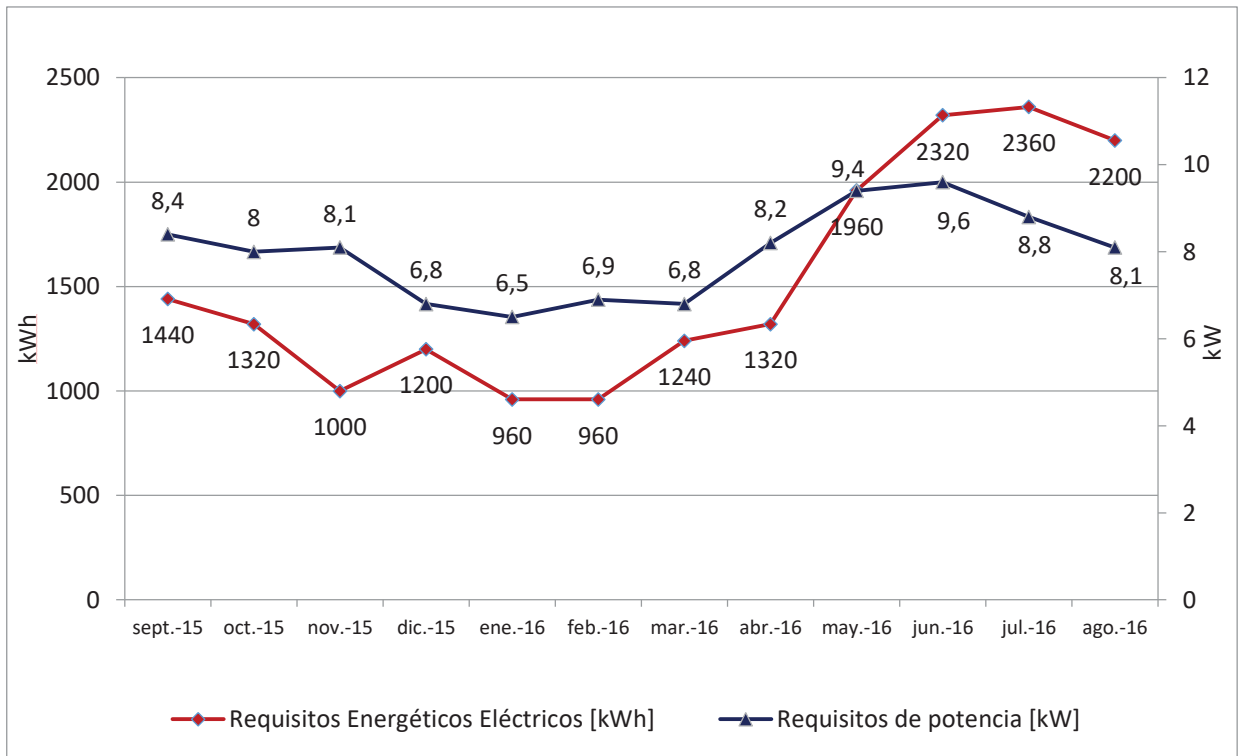
Es necesario señalar, que esta tarifa se contrata por una potencia límite. La importancia de tener una potencia límite se basa en la posibilidad de cambiar de tarifa a BT1, la cual es una tarifa por consumo energético, pero su principal desventaja es que no es posible superar una potencia de 10[kW].

Por último, las tarifas se regulan por la autoridad, en este caso por el Ministerio de Energía, de acuerdo a los Decretos Tarifarios, los cuales se modifican cada mes.

	Días al mes	N° Horas al mes [hrs]	Demanda máxima de potencia leída en el mes [kW]	Demanda máxima de potencia leída horas punta [kW]	Demanda potencia facturada [kW]	Consumo eléctrico medido [kWh]
ene-16	31	744	6,5	8,1	9,3	960
feb-16	29	696	6,9	8,1	9,3	960
mar-16	31	744	6,8	7,5	9,3	1240
abr-16	30	720	8,2	4,4	9,3	1320
may-16	31	744	9,4	7,5	9,5	1960
jun-16	30	720	9,6	9,6	9,6	2320
jul-16	31	744	8,8	8,6	9,6	2360
ago-16	31	744	8,1	6,6	9,5	2200
sep-16	30	720	8,4	6,8	9,3	1440
oct-15	31	744	8,0	8,1	9,3	1320
nov-15	30	720	8,1	8,1	9,3	1000
dic-15	31	744	6,8	8,1	9,3	1200
						18280 kWh/año

**Tabla 5-1: Consumo eléctrico Austria-Pocuro año 2015-2016**

Gráficamente podemos ver el consumo de energía eléctrica y de potencia en el transcurso del año:

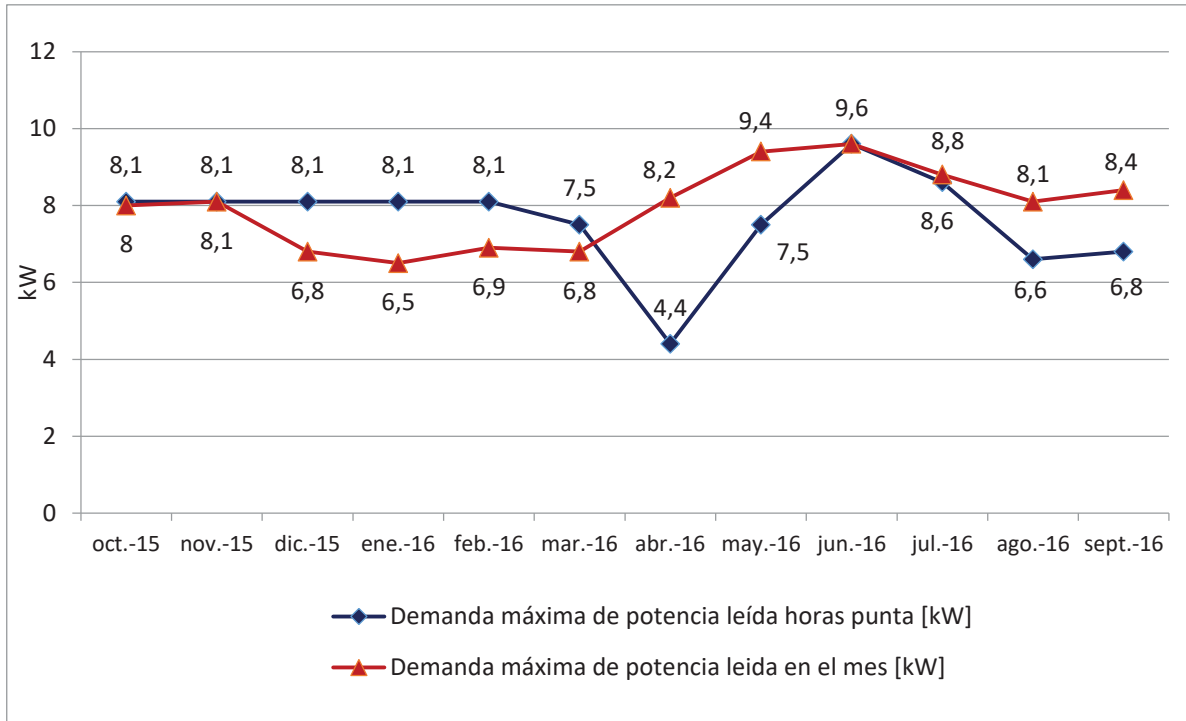


**Figura 5-1: Demanda Eléctrica anual [kWh]**

Aunque la energía presentada es de uso común (áreas comunes, ascensores, luces, otros), se puede apreciar que la energía y la potencia aumenta en meses de invierno. Este incremento natural de energía, radica básicamente en la menor cantidad de luz que llega desde el Sol lo que implica un mayor consumo de energía eléctrica por luces.

Además de la energía consumida, es relevante considerar la potencia de consumo que tiene el edificio.

En el Capítulo V se señaló que en la tarifa BT4.3 se consideran dos potencias, la de horas punta, y la de fuera de hora punta, a continuación, en el Gráfico 5-1 se muestran las potencias eléctricas durante en el transcurso del año.



**Gráfico 5-1: Demanda anual de potencia leída**

### 5.2.1 Perfil de demanda eléctrica

Para seleccionar un equipo de manera eficiente, es necesario hacer coincidir de una forma eficiente la demanda eléctrica con la demanda térmica. Para lo anterior, es necesario conocer la demanda de potencia diaria. Para el actual estudio se monitoreó el remarcador eléctrico (de áreas comunes) durante alrededor de tres días consecutivos durante el mes de noviembre.

El fin de realizar este estudio, es ver la potencia eléctrica base que se consume a diario, con el fin de seleccionar un equipo acorde a esta información.

Con los datos obtenidos, se logró obtener el consumo diario aproximado de energía eléctrica, la potencia instantánea durante el tiempo de medición y la media de la potencia durante los días de semana, esto da una información general de la potencia de consumo base en horarios de bajo consumo. El método para valorizar lo anterior, es medir la demanda energética en horarios nocturnos (o de bajo consumo), que determina el mínimo de potencia requerida por el edificio.

El método para realizar el presente estudio consistió en grabar con una cámara de video el remarcador eléctrico, y se analizó el video en periodos de 15 minutos, con lo que se registró la información rescatada.

Los alcances generados en el presente estudio eléctrico, se centran se centra en tener equipos adecuados para la medición. Junto a lo anterior, cabe señalar que el remarcador instalado en el grupo residencial es digital, lo que dificulta percibir un cambio respecto a un pequeño lapso de tiempo, ya que este equipo redondea los valores inferiores al primer decimal.

Se debe transformar a kWh cada valor señalado por el remarcador, para ello simplemente hay que multiplicar por 40

Finalmente, se generó una tabla con todos los indicadores que el remarcador señaló:

- Energía consumida
- Potencias máximas dentro y fuera de punta
- Hora y fecha de medición

Un resumen de la información recogida durante el análisis, se muestra a continuación.

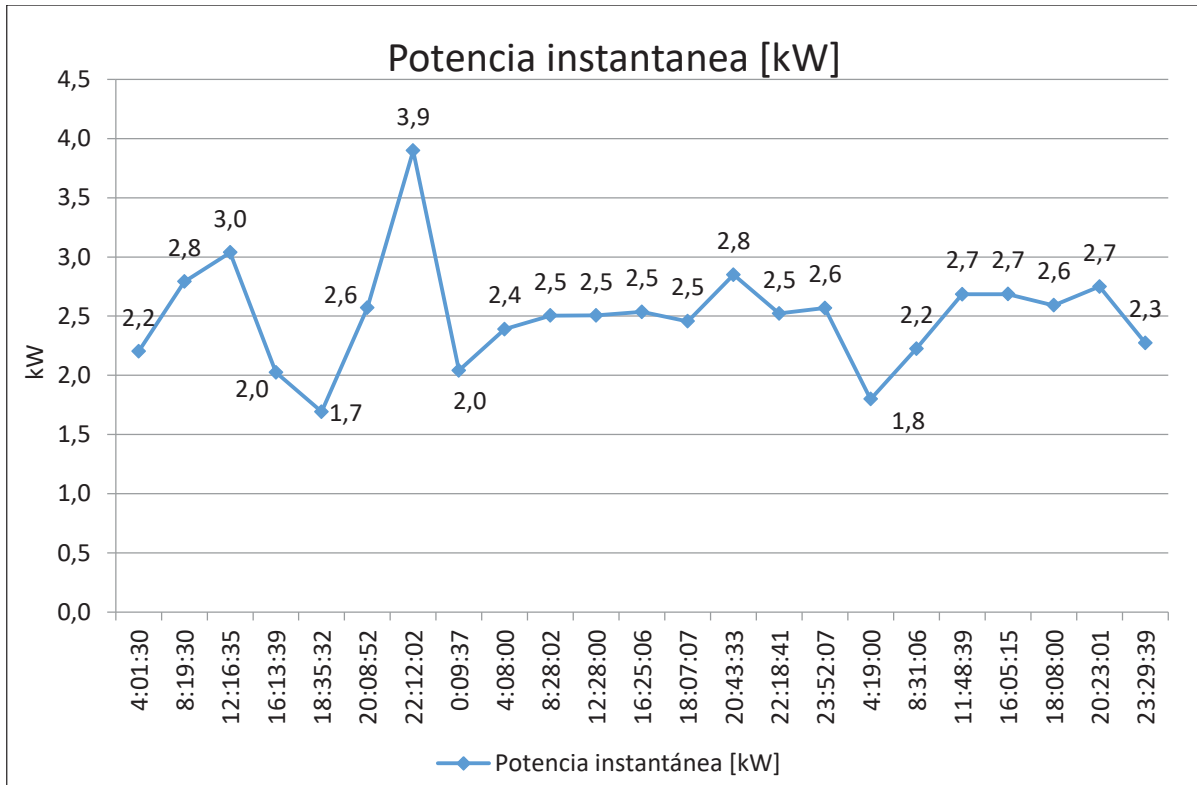
Fecha [dd-mm-aa]	Hora medición [hh:mm:ss]	Tiempo desde la última medición [hrs]	Marcador de energía [kW/40]	Energía consumida respecto a la medición anterior (kWh)	Potencia instantánea [kW]
25-11-2016	0:23:31	0,4	2436,7	0,0	0,0
25-11-2016	4:01:30	4,0	2436,9	8,0	2,2
25-11-2016	8:19:30	8,3	2437,2	12,0	2,8
25-11-2016	12:16:35	12,3	2437,5	12,0	3,0
25-11-2016	16:13:39	16,2	2437,7	8,0	2,0
25-11-2016	18:35:32	18,6	2437,8	4,0	1,7
25-11-2016	20:08:52	20,1	2437,9	4,0	2,6
25-11-2016	22:12:02	22,2	2438,1	8,0	3,9
26-11-2016	0:09:37	24,2	2438,2	4,0	2,0
26-11-2016	4:08:00	28,1	2438,4	9,5	2,4
26-11-2016	8:28:02	32,5	2438,7	10,9	2,5
26-11-2016	12:28:00	36,5	2439,0	10,0	2,5
26-11-2016	16:25:06	40,4	2439,2	10,0	2,5
26-11-2016	18:07:07	42,1	2439,3	4,2	2,5
26-11-2016	20:43:33	44,7	2439,5	7,4	2,8
26-11-2016	22:18:41	46,3	2439,6	4,0	2,5
26-11-2016	23:52:07	47,9	2439,7	4,0	2,6
27-11-2016	4:19:00	52,3	2439,9	8,0	1,8
27-11-2016	8:31:06	56,5	2440,1	9,3	2,2
27-11-2016	11:48:39	59,8	2440,4	8,8	2,7
27-11-2016	16:05:15	64,1	2440,6	11,5	2,7
27-11-2016	18:08:00	66,1	2440,8	5,3	2,6
27-11-2016	20:23:01	68,4	2440,9	6,2	2,7
27-11-2016	23:29:39	71,5	2441,1	7,1	2,3

**Tabla 5-2: Información eléctrica medida**

Días Considerados	25-27 de Noviembre
Energía Consumida	176,2 kWh
Tiempo total	71,1 hrs
Potencia mínima	1,7 kW
Potencia máxima	3,9 kW
Potencia media	2,50 kW

**Tabla 5-3: Información eléctrica resumida**

Si bien es posible que no sea una muestra representativa, los días medidos fueron días normales, es decir, no se realizaron trabajos donde se necesitara energía eléctrica y además convergencia de gente fue la habitual.



**Figura 5-2: Variación de potencia durante el tiempo**

Para efectos prácticos, la potencia media (2,5 kW) es la potencia base teniendo en consideración que hay zonas con una potencia menor, sin embargo, el actual mercado de equipos de cogeneración permite modular la potencia según sus requerimientos.



### **5.3 Información térmica de la planta**

Para generar un estudio eficiente, junto con estudiar los consumos eléctricos anteriormente mostrados, es necesario estudiar el mismo periodo de tiempo respecto a los consumos energéticos utilizados para agua caliente sanitaria y calefacción.

Las necesidades de calor, dependen principalmente de las condiciones ambientales exteriores al edificio, y disminuyen considerablemente a medida que la temperatura exterior es mayor, es posible notar que en periodos de invierno el consumo aumente y en periodos de verano se reduzca considerablemente.

El edificio cuenta con un sistema de calefacción por radiación, que se regula directamente en el punto de consumo, y un sistema de ACS donde la temperatura nominal es de 60°C y es regulable desde un termostato en la sala de calderas.

El diagrama de flujo que involucra todos los elementos de la sala de calderas, se presenta a continuación:

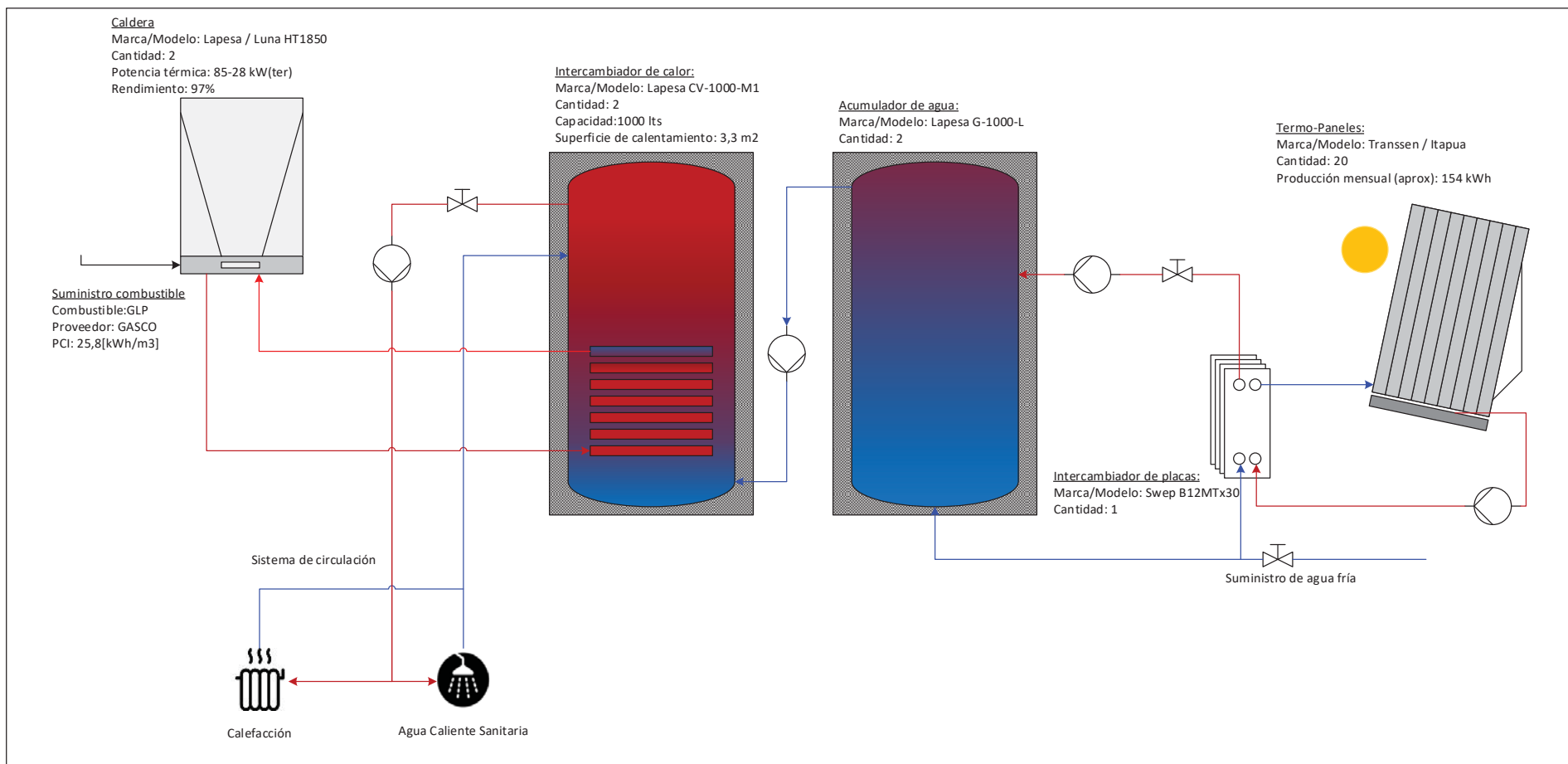


Figura 5-3: Esquema general de instalación

Las instalaciones de calderas, generan servicios térmicos para todo el edificio (Austria y Pocuro). Es necesario indicar que las calderas trabajan con un circuito de agua cerrado, y no es apta para consumir, ya que son aguas normalmente tratadas químicamente o aguas blandas.

La sala de calderas utiliza un sistema de acumulación agua caliente, con el fin de evitar que el usuario final tenga esperas muy grandes a la hora de utilizar ACS.

Se llama comúnmente sistema primario al sistema de flujo de agua de calderas donde entregan calor que es un sistema cerrado y secundario al sistema de flujo de agua de calefacción en donde es un sistema abierto y es el agua que utiliza finalmente el residente.

### 5.3.1 Instalación Solar

En el punto 4.6.3 se indicó que existe una instalación de termo-paneles sobre la cubierta del edificio. Para hacer cálculo aproximado respecto a la energía que deben entregar, se presentan a continuación las especificaciones técnicas:

Especificaciones Técnicas	
Marca	Transsen
Modelo	Itapua V2.0
Eficiencia	54,8 %
Producción mensual energía	154 kWh/mes
Producción específica de energía	77,1 kWh/m <sup>2</sup> *mes
Superficie de intercambio circuito de calentamiento	3,3 mt <sup>2</sup>
Largo	2001 mm
Ancho	1000 mm

**Tabla 5-4: Especificaciones técnicas del sistema de energía solar**

Como se mencionó anteriormente, la función principal de estos paneles es precalentar el ACS, con el fin de reducir la cantidad de energía que se requiere para llegar a la temperatura de trabajo.



**Figura 5-4: Fotografía de los paneles en la cubierta superior**

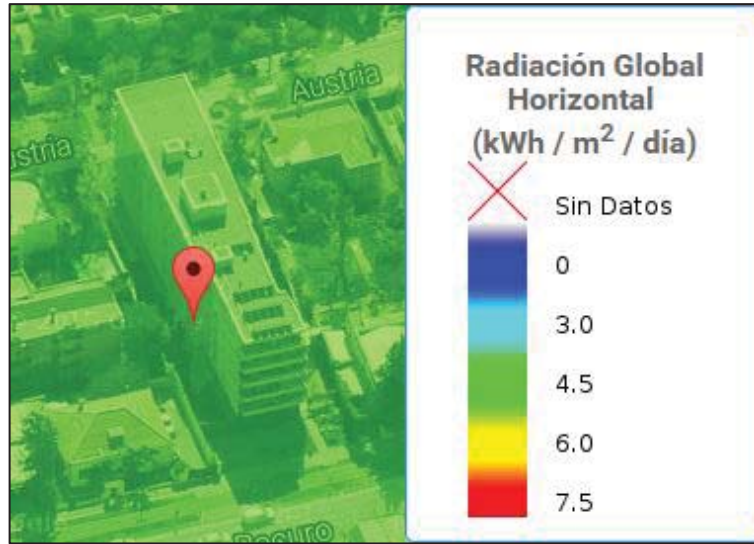
Para cuantificar la energía que pueden captar estos paneles, se utiliza la plataforma del Ministerio de Energía y la Universidad de Chile “Explorador de Energía Solar”<sup>17</sup>.

La cantidad de paneles operativos en la instalación son solamente 10, por lo que para cuantificar la energía que entregan mensualmente se utilizará la información indicada en el explorador de energía con 10 paneles operativos.

En la siguiente página se presenta la información gráfica de la energía solar mensual en el edificio Austria Pocuro.

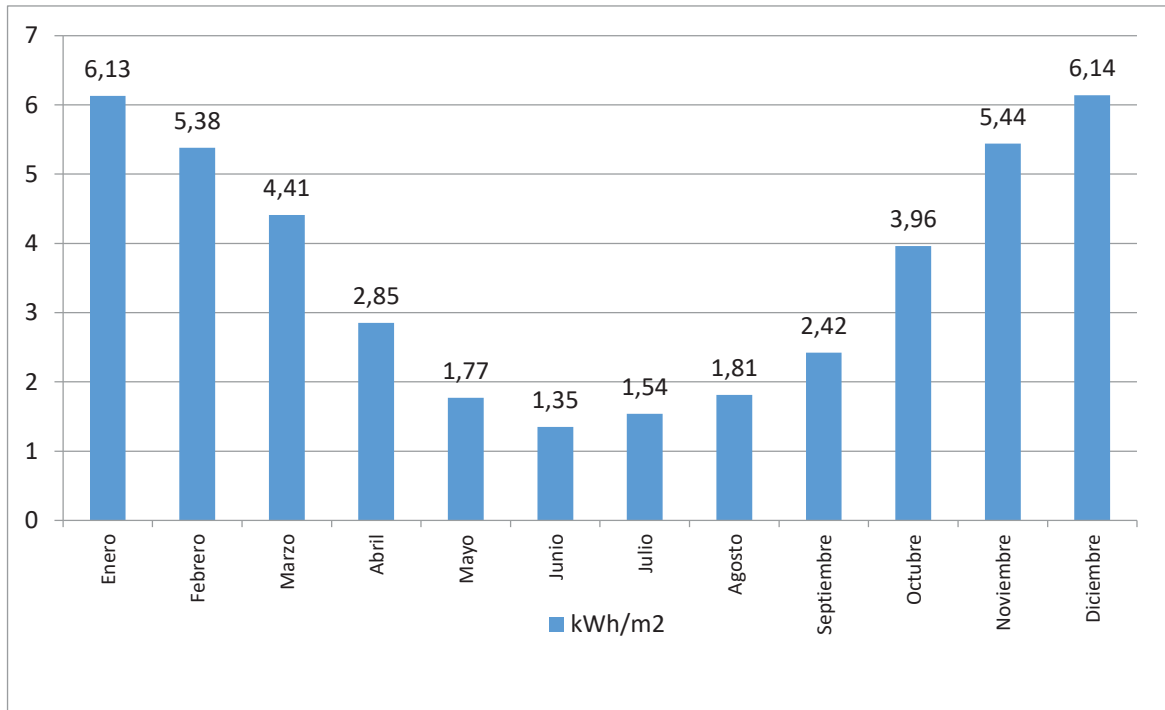
---

<sup>17</sup> <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>



**Figura 5-5: Radiación solar en el conjunto residencial (Fuente: Explorador Solar)**

Del dibujo anterior da a entender que en el conjunto habitacional hay una media 4,5 (kWh/m<sup>2</sup>\*día), pero con un comportamiento anual que se grafica a continuación:



**Figura 5-6: Radiación por m<sup>2</sup> durante el año (Fuente: Explorador Solar)**

Mes	Días al mes [días]	Energía Solar [kWh/m <sup>2</sup> *día]	Energía captada panel [kWh] (54,8% rendimiento) <sup>18</sup>	Energía captada por 20 paneles [kWh]
ene-16	31	6,13	208	2083
feb-16	29	5,38	171	1710
mar-16	31	4,41	150	1498
abr-16	30	2,85	94	937
may-16	31	1,77	60	601
jun-16	30	1,35	44	444
jul-16	31	1,54	52	523
ago-16	31	1,81	61	615
sep-16	30	2,42	80	796
oct-15	31	3,96	135	1345
nov-15	30	5,44	179	1789
dic-15	31	6,14	209	2086

**Figura 5-7: Radiación solar mensual en providencia**

### 5.3.2 Sala de calderas.

La comunidad cuenta con un servicio de ACS que parte desde los colectores situados en la sala de calderas, que transporta el calor producido desde la caldera hasta el punto de consumo.

El agua de calderas, no está en contacto con el ACS, y la producción de esta consiste en un sistema de acumulación donde la caldera, calienta el agua que viene fría desde la red por un sistema de intercambio de calor, el cual pasa posteriormente a un acumulador donde finalmente es enviado al punto de consumo.

<sup>18</sup> Consideraciones técnicas de la Tabla 5-4

La sala de calderas trababa en condiciones que varían mínimamente dentro del transcurso del año:

- Temperatura del agua caliente sanitaria: 65°C.
- La temperatura de entrada del agua al sistema de acumulación, varía según la época del año, y como además tiene un sistema de paneles solares, se podría estimar una temperatura media de 25°C de entrada al intercambiador.
- Respecto a la sala de calderas, aunque es un espacio pequeño, existe al acceso para mantenciones, inspecciones, limpiezas y toma de muestras.

### 5.3.3 Calderas y combustible utilizado

La comunidad tiene dos calderas, una para las dos partes del edificio (Austria y Pocuro), las cuales calientan agua por medio de una caldera a de gas licuado de petróleo (GLP), el cual suministra GASCO GLP S.A.

Considerando que GASCO GLP S.A. suministra un gas licuado con un poder calorífico con una media de:

Gas Licuado de Petróleo		
	kCal/Nm <sup>3</sup>	kWh/Nm <sup>3</sup>
P.C.S.	23.675,200	27,534
P.C.I.	21.781,492	25,332

**Tabla 5-5: Poder calorífico del GLP**

Las dos “torres” del edificio del tienen un sistema propio de intercambiadores de calor, conectados a los paneles solares y a cada caldera.

Las calderas están clasificadas como calderas de muro, y ambas son calderas de condensación<sup>19</sup>, lo cual justifica su alto rendimiento energético.

Las características de ambas calderas son:

Especificaciones Técnicas	
Marca	ANWO
Modelo	LUNA HT 1850
Tipos de Gas	GNL-GLP
Potencia térmica Nominal 80/60°C (ACC)	85 kW
Potencia térmica reducida 80/60°C (ACC)	25,7 kW
Potencia térmica Nominal 50/30°C (ACS)	91,6 kW
Potencia térmica reducida 50/30°C (ACS)	27,8 kW
Rendimiento Térmico Nominal (ACS)	97,4%

**Tabla 5-6: Características técnicas del intercambiador de agua**



**Figura 5-8: Caldera de la instalación**

Las calderas de la sala de calderas, aunque pueden producir agua caliente sanitaria para el consumo, también pueden generar calefacción para el edificio, aunque

<sup>19</sup> Caldera de condensación: Tipo de caldera la cual aprovecha la humedad contenida en los gases para aumentar su rendimiento energético.



actualmente, los altos costos energéticos (comunes) han llevado a la comunidad a evitar el uso de la calefacción y utilizar otras formas de reemplazar la calefacción por radiación.

El alto costo que tiene la calefacción en el edificio se debe a que su uso no es generalizado. Generalmente, solamente un usuario la utiliza, por lo cual la caldera debe trabajar para calentar toda la línea de agua, y este costo se refleja en la cuenta de gas general.

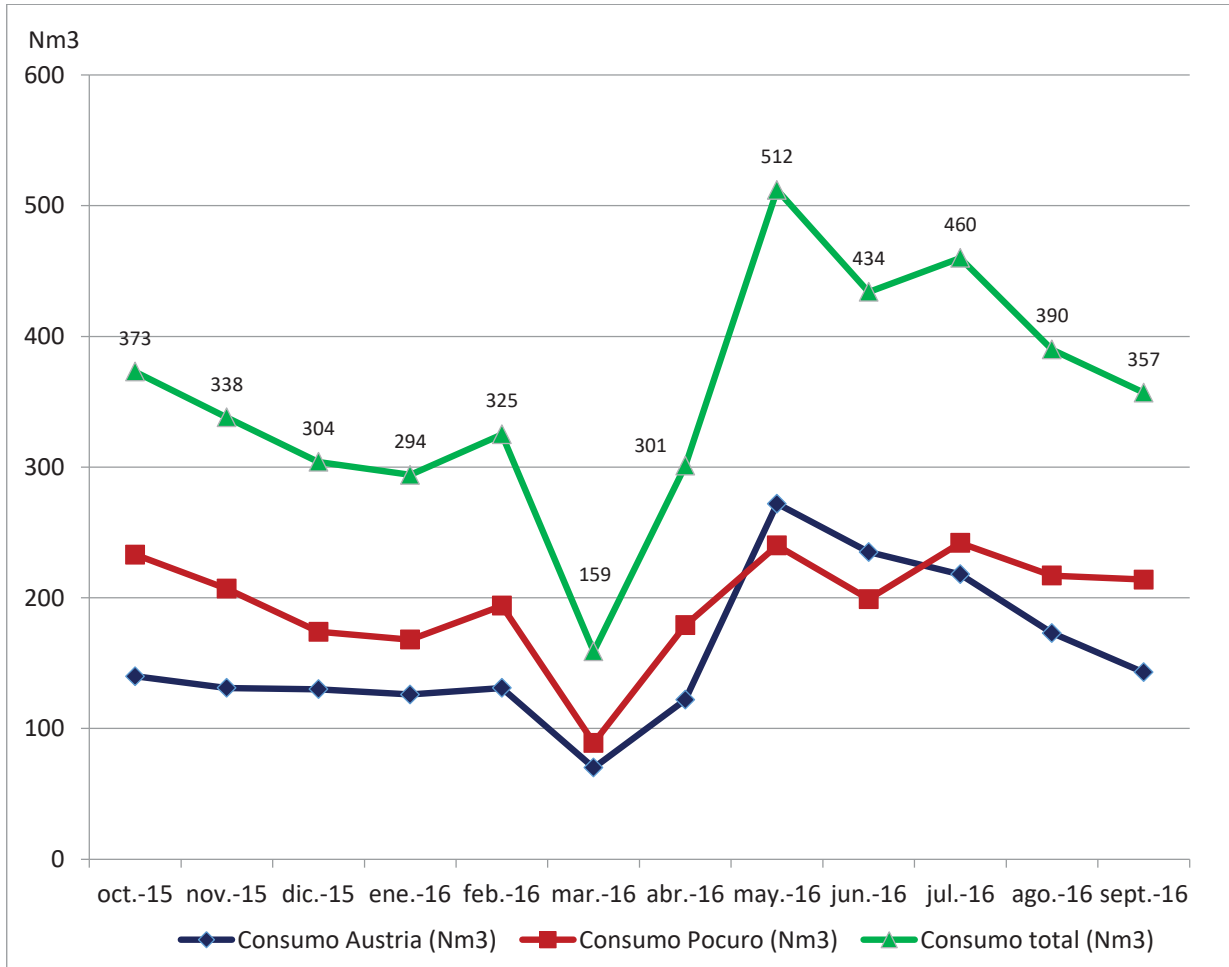
En la siguiente hoja, se presentan los consumos térmicos volumétricos de GLP ( $\text{Nm}^3$ ), durante el periodo 2015-2016:

	Consumo Austria ( $\text{Nm}^3$ )	Consumo Pocuro ( $\text{Nm}^3$ )	Consumo total ( $\text{Nm}^3$ )	Energía total suministrada (PCI) [kWh]
ene-16	126	168	294	7582
feb-16	131	194	325	8382
mar-16	70	89	159	4101
abr-16	122	179	301	7763
may-16	272	240	512	13204
jun-16	235	199	434	11193
jul-16	218	242	460	11863
ago-16	173	217	390	10058
sep-16	143	214	357	9207
oct-15	140	233	373	9619
nov-15	131	207	338	8717
dic-15	130	174	304	7840

**Tabla 5-7: Consumo Térmico de GLP anual**

De la tabla anterior, los meses más exigidos de energía térmica son los meses de invierno (Mayo-Agosto), esto se entiende básicamente porque en los meses de menos luz natural, el usuario busca energías en otras fuentes para su confort.

En la siguiente figura, se presenta la Tabla 5-8 de manera gráfica:



**Figura 5-9: Consumo de GLP anual**

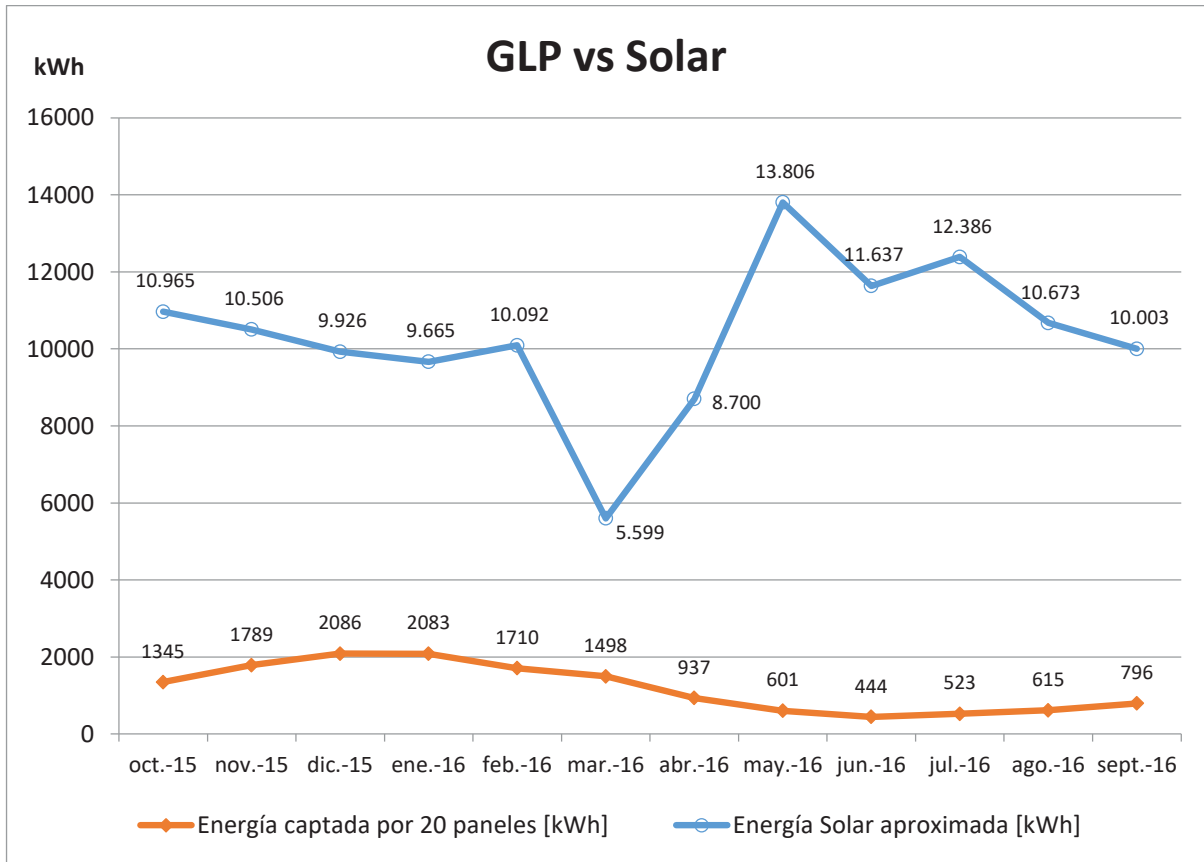


Figura 5-10: Gas licuado consumido vs energía solar captada

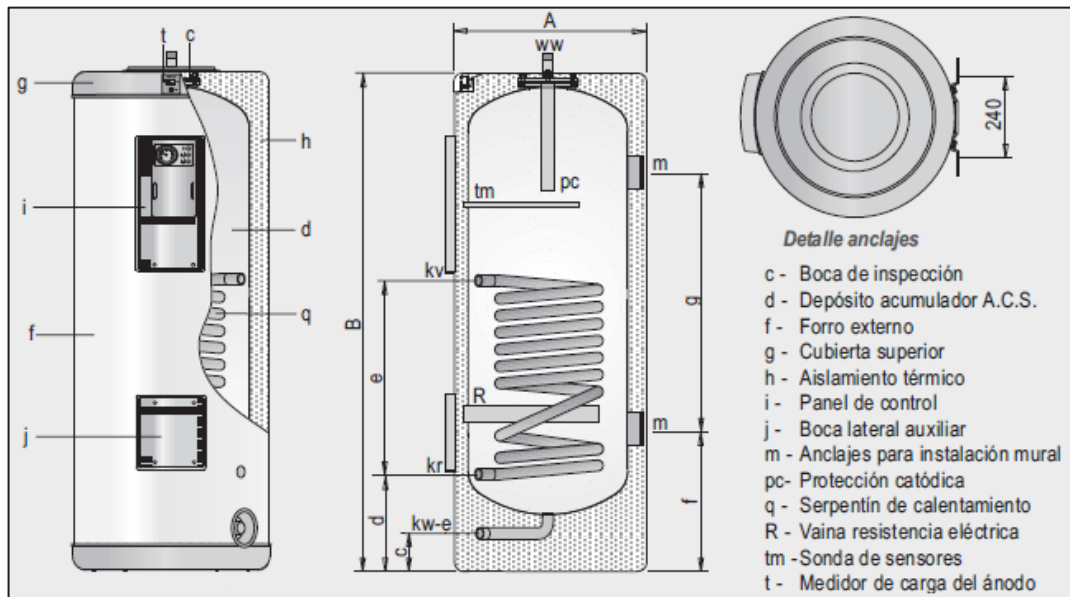
### 5.3.4 Intercambiadores de calor y acumuladores

Los dos intercambiadores de calor que tienen en la sala de calderas, son de la marca “Lapesa”, tienen un circuito de calentamiento interno para el intercambio de calor. Estos intercambiadores tienen una capacidad de 1000lts y además están cubiertas por forro externo para reducir las pérdidas de calor por radiación.

Las características técnicas del intercambiador se muestran a continuación::

Especificaciones Técnicas	
Marca	Lapesa
Modelo	CV-1000-M1
Capacidad de A.C.S.	1000 lts
Presión Máxima deposito A.C.S.	8 bar
Temperatura máxima deposito A.C.S.	90 °C
Temperatura máxima de circuito de calentamiento	200 °C
Superficie de intercambio circuito de calentamiento	3,3 mt <sup>2</sup>
Alto	2250 mm
Diámetro Exterior	950 mm

**Tabla 5-9: Características Técnicas del intercambiador de agua**



**Figura 5-11: Diagrama técnico del intercambiador de calor CV1000**

Además la sala de caldera cuenta con dos acumuladores de inercia, uno por cada lado del edificio (Austria o Pocuro). Son de una capacidad de 1000 lts, y están conectados directamente a la red de agua fría y al sistema de paneles termo-solares.

Especificaciones Técnicas	
Marca	Lapesa
Modelo	G-1000-I
Capacidad	1000 lts
Cantidad	2 unidades

**Tabla 5-10: Especificaciones técnicas de los acumuladores de calor**

#### 5.4 Consumos de agua caliente.

La información de agua caliente consumida en el edificio es útil para saber la cantidad de energía que se utiliza a lo largo del año.

Es posible calcular la energía térmica utilizada en un metro cúbico de agua caliente a 65°C y 2 (bar abs) de presión<sup>20</sup> como:

$$(5.1) \quad E = \frac{h_{1-2} * V_1 * \delta_{h2o}}{3600 * \eta}$$

$E =$  Energía Necesaria para calentar el agua [kWh]

$h_{1-2} =$  Diferencia de entalpía entre la condiciones de  $T^\circ$  y presión indicada  $\left[ \frac{kJ}{kg} \right]$

$V_1 =$  Volumen Calentado [ $m^3$ ]

$\delta_{h2o} =$  Densidad del agua a la temperatura de trabajo  $\left[ \frac{kg}{m^3} \right]$

$\eta =$  Rendimiento térmico del sistema [%]

<sup>20</sup> (Super Intendencia de Servicios Sanitarios)

$h_{1-2}$	209,1 $\left[\frac{kJ}{kg}\right]$ : energía por unidad de masa necesaria para calentar agua desde 10 a 65°C a 2 Bar de presión (absoluta)
$\delta_{h2o}$	983,25 $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$ densidad del agua a 65°C

**Tabla 5-11: Factores utilizados en la Formula 5.1**

	Agua Caliente [m <sup>3</sup> ] @ 65°C	Agua Caliente Calefacción [m <sup>3</sup> ] @ 60°C	Energía ACS [kWh]	Energía ACC [kWh]
ene-16	140		9185	0
feb-16	130		10238	0
mar-16	75		5906	0
abr-16	113	-	8899	0
may-16	121	50	9529	3938
jun-16	118	38	9293	2993
jul-16	133	2	10474	158
ago-16	108	-	8505	0
sep-16	109	-	8584	0
oct-15	128	-	10080	0
nov-15	138		10868	0
dic-15	128		10080	0

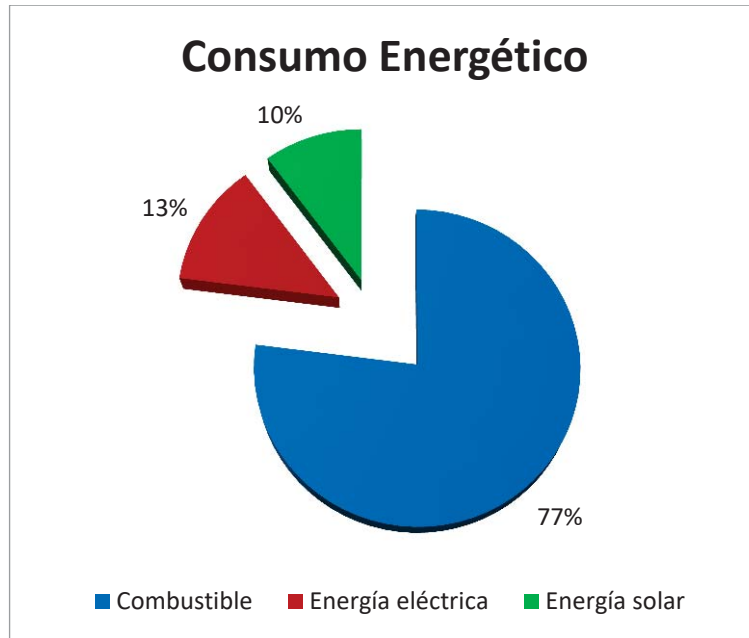
**Tabla 5-12: Consumos de agua caliente y calefacción anuales**

	Energía por agua (ACS+ACC) [kWh]	GLP consumido [Nm <sup>3</sup> ]	Energía consumida en GLP [kWh]	Energía Solar aproximada [kWh]	Cobertura de energía consumida
ene-16	9185	294	7.582	2083	105%
feb-16	10238	325	8.382	1710	99%
mar-16	5906	159	4.101	1498	95%
abr-16	8899	301	7.763	937	98%
may-16	13467	512	13.204	601	103%
jun-16	12285	434	11.193	444	95%
jul-16	10632	460	11.863	523	117%
ago-16	8505	390	10.058	615	125%
sep-16	8584	357	9.207	796	117%
oct-15	10080	373	9.619	1345	109%
nov-15	10868	338	8.717	1789	97%
dic-15	10080	304	7.840	2086	98%
Porcentaje de error					<b>10,1%</b>
Media					<b>105%</b>

**Tabla 5-13: Comparación de energía térmica en agua y energía por combustible y solar**

La tabla anterior representa la cobertura que tiene el GLP y la energía solar respecto a la necesidad. El porcentaje indicado en la última columna indica que se alcanza un promedio de un 105% de consumo con una desviación estándar de 10,1%.

Contrastando la información eléctrica con la térmica, se tiene una relación eléctrico térmica de  $0,147 \text{ kWh}_{EL}/\text{kWh}_{Th}$ .



**Figura 5-12: Comparación de consumos energéticos totales**

### 5.5 Sistema operacional propuesto

El presente estudio ha indicado anteriormente que cada usuario tiene patrones de consumo diferentes, que varían según la conducta del usuario. Según este estudio, se ha mostrado un perfil energético que responde a la siguiente información:

	Térmico	Eléctrico
Potencia base	-	2,5 kW
Máxima potencia requerida	-	9,6 kW
Consumo mínimo mensual	5599 kWh	960 kWh
Consumo máximo mensual	13086 kWh	2360 kWh
Consumo Anualizado	123956 kWh	18280 kWh

**Figura 5-13: Patrones generales de consumo**

Una manera óptima de dimensionar el equipo de cogeneración según la actual bibliografía es el uso de la energía térmica como base, ya que la flexibilidad que tiene la energía eléctrica es la posibilidad de ser inyectada a la red.



Un equipo de cogeneración, tiene un factor de planta aproximado al 95% trabajando a plena carga en casi todo momento, los 365 días del año, supliendo la línea base de energía eléctrica.

Como la potencia eléctrica mínima presentada es de 2,5 [kW], implica que de si eventualmente la potencia es menor, se requerirá un equipo que pueda modular.

En meses donde la carga eléctrica es menor, se tiene la ventaja de inyectar energía a la red, y en meses de alta exigencia, la diferencia será comprada desde la red de suministro. La generación térmica será un sub producto de lo generado eléctricamente, y se conectará al acumulador, como se muestra a continuación:

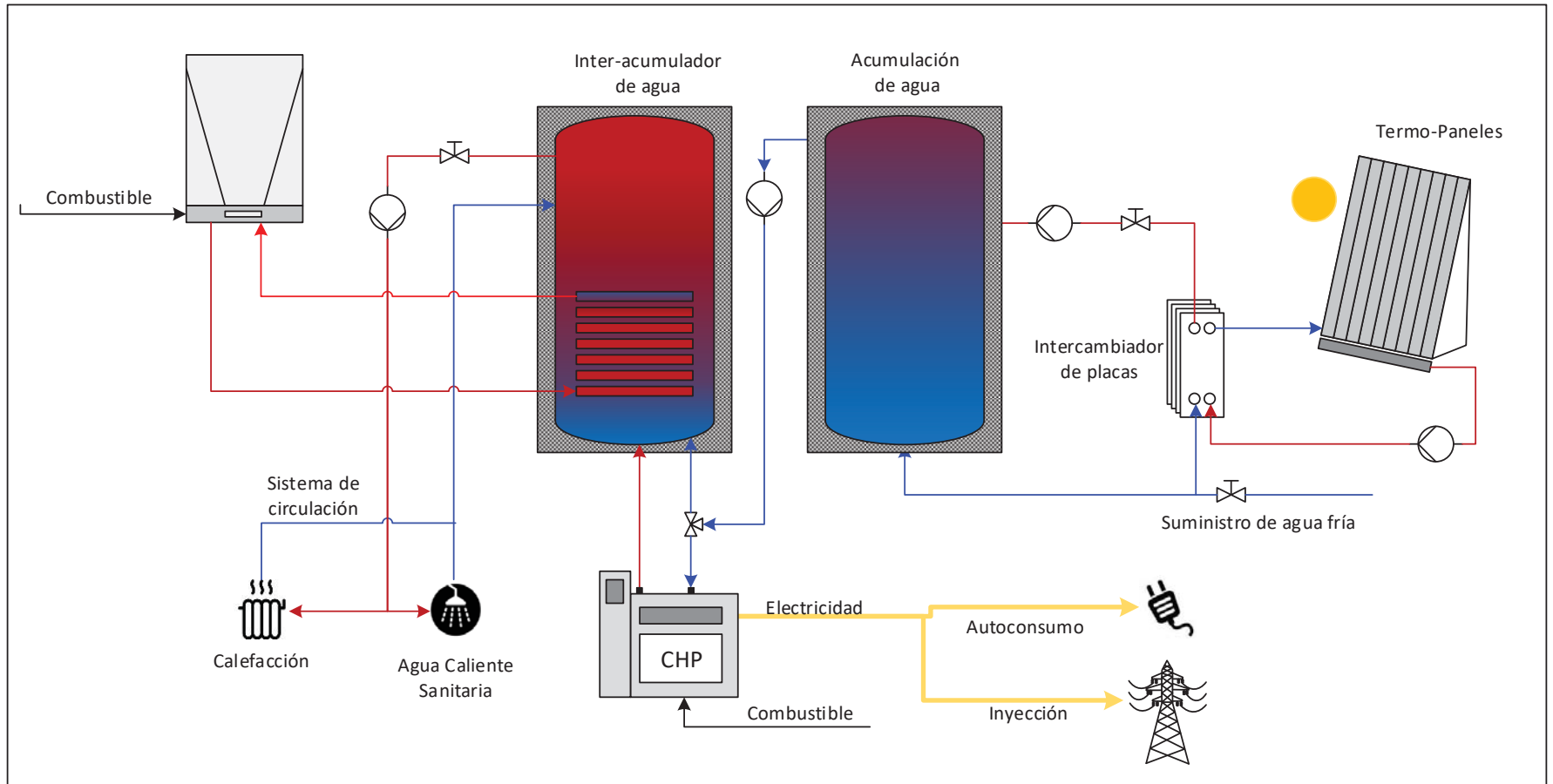


Figura 5-14: Esquema del sistema de cogeneración propuesto

Para este modo de operación, si la potencia suministrada es menor a la demandada, toda la energía eléctrica producida por el equipo de cogeneración se consumirá, que según el precio del combustible, variará su costo de generación:

Técnicamente, para la selección de un equipo de cogeneración, existen tres dificultades principales.

- 1) La posibilidad de instalar más de un equipo en línea: esto ocurre porque las distancias en la sala de calderas son muy acotadas, lo que imposibilitaría la posibilidad de instalar dos equipos en serie.
- 2) Dificultad de encontrar equipos adecuados: generalmente los equipos de microcogeneración disponibles en el mercado tienen potencias nominales superiores a los 5 [kW] eléctricos, por lo que la gama de distribuidores con equipos de baja potencia es pequeña.
- 3) Las empresas dedicadas a la venta de equipos de microcogeneración, no tienen servicios de post-ventas en Chile, por lo que una falla operacional podría tomar semanas en repararla.

## 5.6 Equipos disponibles en el mercado

Dentro de la gama de equipos de microgeneración en base a la potencia eléctrica indicada en el presente capítulo, podemos encontrar solo dos tecnologías relevantes.

- Motores de combustión
- Turbinas a gas

Siempre que el costo de generación sea mejor que el precio de inyección convendrá inyectar la mayor cantidad de energía a la red, de otro modo, es más eficaz adaptarse a la demanda térmica base sin superar la potencia eléctrica de consumo.

Debe hacerse mención que para que un equipo de microgeneración sea considerado dentro de la Ley 20.571, debe poder catalogarse como cogenerador de alta eficiencia, debe cumplir con el decreto supremo N°6 2015, para ello se debe calcular la relación entre energía útil y energía utilizada en combustible según la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

$$RG = \frac{E + V}{Q} = RE + RT$$

Los sistemas de microgeneración disponibles en el mercado y con el rango de potencias adecuadas para el caso, se muestran a continuación.

### a. NeoTower 2.6kW

Los equipos Alemanes llamados NeoTower, son pequeños motores cogeneradores que se basan termodinámicamente en el ciclo otto, y se alimentan por combustibles como GNL o GLP.

Su gama de equipos va desde los 2 a los 50kW, por lo que su enfoque principal es la microcogeneración, a continuación se muestran las características principales del equipo NeoTower de 2,6 kW de potencia eléctrica:

Modelo	NeoTower 2.6	
Equipo	Motor Cogenerador	
Motor	YANMAR	
Combustible	GNL/GLP	
Potencia Eléctrica	kW	1,3 - 2,6
Potencia Térmica	kW	4,4 - 6,2
Consumo de Combustible	kW	8,54
Modulación	%	50-100%
Rendimiento Eléctrico	%	29%
Rendimiento Térmico	%	74%
Rendimiento Global	%	103%
Dimensiones	mm	1160x620x1100
Peso	kg	350
Sonido	dB	46
Inversión	\$US	16.214
Precio por potencia instalada	\$MUS/kW	1,8

**Tabla 5-14: Motor de 2,6kW eléctricos en base a GLP**

$$RG = \frac{2,6kW + 6,2kW}{8,54 kW} = 103\% > 75\%$$

De este modo, cumple con el decreto supremo N°6 2015, por lo que se consideraría como un equipo de cogeneración de alta eficiencia.

Las ventajas de este equipo, es que tiene una baja potencia eléctrica y un sistema de recuperación de gases de combustión que aumentan el rendimiento global por sobre el 100% (considerando el PCI). La baja potencia eléctrica evita inyectar a la red, lo que hace que se consuma mayor parte de la energía eléctrica, así maximizando los ahorros.

Por otro lado, es un equipo relativamente caro para su tamaño, lo que hace que la recuperación de la inversión sea en un tiempo mayor, más aun cuando se debe

considerar que no estaría el 100% del tiempo funcionando, por mantenciones, detenciones por problemas u otros imprevistos.

**b. NeoTower 7.2 kW**

Modelo	NeoTower 7.2	
Equipo	Motor Cogenerador	
Motor	TOYOTA	
Combustible	GNL/GLP	
Potencia Eléctrica [kW]	kW	3,9 - 7,2
Potencia Térmica [kW]	kW	12,3 -18,4
Consumo de Combustible [kW]	kW	23,38
Modulación	%	50-100%
Rendimiento Eléctrico [%]	%	30%
Rendimiento Térmico [%]	%	79%
Rendimiento Global	%	110%
Dimensiones [mm]	mm	1160x620x1100
Peso [kg]	kg	195
Sonido [dB]	dB	51
Inversión [\$US]	\$US	26.323
Precio por potencia instalada	\$MUS/kW	1,03

**Tabla 5-15: Motor NeoTower 7.2kW eléctricos en base a GLP**

Este equipo de manera similar al anterior, pertenece a la compañía alemana NeoTower. Es un equipo de potencia eléctrica superior a la base requerida, lo que implicaría eventualmente una mayor inyección de electricidad a la red, pero de manera contraria al caso anterior, su costo de capital es inferior en base a la potencia eléctrica, y posee un rendimiento global un 7% superior si se compara con su símil de mayor potencia.

Según el decreto supremo N°6 2015:

$$RG = \frac{7,2kW + 18,4kW}{23,38 kW} = 110\% > 75\%$$

### c. Turbina EnerTwin

EnerTwin es una compañía Holandesa, que ha desarrollado microturbinas durante los últimos tres años, la presentada en este estudio está aún en desarrollo, pero tiene un lanzamiento al mercado durante el transcurso del 2017. Según sus desarrolladores, primeramente trabajará con GNL, pero posiblemente se expandirá a GLP en un corto periodo de tiempo.

Modelo	EnerTwin	
Equipo	Turbina Cogeneradora	
Combustible	GNL/GLP	
Potencia Eléctrica	kW	1 - 3
Potencia Térmica	kW	6 - 15
Consumo de Combustible	kW	20,00
Modulación	%	50-100%
Rendimiento Eléctrico	%	15%
Rendimiento Térmico	%	75%
Rendimiento Global	%	90%
Dimensiones	mm	1120x600x930
Peso	kg	205
Sonido	dB	45
Inversión	\$US	17.297
Precio por potencia instalada	\$MUS/kW	0,96

**Tabla 5-16: Turbina de gas de 3kW eléctricos.**

Según el decreto supremo N°6 2015:

$$RG = \frac{3kW + 15kW}{20kW} = 90\% > 75\%$$

Aunque esta turbina tiene un menor rendimiento energético global que los motores indicados anteriormente, se debe observar que su costo de inversión ver sus potencia, es menor.

### 5.6.1 Cuadro comparativo de propuestas

	Consumos actuales	Proyecto microgeneración		
		NeoTower 2.6	NeoTower 7.2	EnerTwin
Potencia Eléctrica	2,5 kW (base) - 9,6 kW (punta)	2,6 kW	7,2 kW	3 kW
Mínimo de consumo/generación eléctrica (mensual)	960 kWh	1741 kWh	2577 kWh	1317 kWh
Máximo consumo/generación eléctrica (mensual)	2360 kWh	1741 kWh	4033 kWh	1944 kWh
Energía Eléctrica total consumida/generada (anual)	18280 kWh	20307 kWh	37233 kWh	18691 kWh
Energía Eléctrica anual Inyectada	-	2027 kWh	18953 kWh	411 kWh
Potencia térmica	-	6,2 kW	18,4 kW	15 kW
Mínimo consumo/generación térmica	3562 kWh (marzo)	3562 kWh	3562 kWh	3562 kWh
Máximo consumo/generación térmica	11471 kWh (mayo)	4152 kWh	11471 kWh	10044 kWh
Consumo/Generación térmico anual	95150 kWh	48425 kWh	95150 kWh	93458 kWh
Déficit térmico		49%	0%	2%
Consumo de combustible CHP	-	2588 Nm <sup>3</sup> GLP	4688 Nm <sup>3</sup> GLP	4832 Nm <sup>3</sup>
Consumo de combustible caldera	4247 Nm <sup>3</sup> GLP	2086 Nm <sup>3</sup> GLP	-	76 Nm <sup>3</sup>
Consumo anual total	4247 Nm <sup>3</sup> GLP	4674 Nm <sup>3</sup> GLP	4688 Nm <sup>3</sup> GLP	4908 Nm <sup>3</sup> GLP
Consumo adicional de combustible respecto al caso base	-	10,1%	10,4%	15,6%
Inversión <sup>21</sup>	-	USD 16.871	USD 27.389	USD 16.970
Costo Inversión por kW instalado	-	1,92 \$MUS/kW	1,07 \$MUS/kW	0,94 \$MUS/kW
Rendimiento global CHP	-	103%	110%	90%
Costo del suministro eléctrico	114,5 \$USD/MWh	IVA incluido		
Costo del suministro térmico	126,2 \$CLP/kWh	IVA incluido		

Tabla 5-17: Cuadro comparativo de propuestas de cogeneración

<sup>21</sup> Inversión no incluye EPC, Dólar 660 CLP – Euro 700 CLP



## 5.7 Conclusión

Tomando en consideración la Tabla 18, si se comparan las tres alternativas, se debe conocer los puntos más importantes para tener una elección correcta.

### 5.7.1 Suministro de combustible y electricidad:

Se debe tener en consideración, que el energéticamente se consume 77% de la energía del edificio como energía térmica versus un 13% de energía eléctrica (Figura 5-15). Aunque el monómico de la energía eléctrica es superior un 73% respecto a costos, aun así no es suficiente para alcanzar el valor de la facturación del combustible.

### 5.7.2 Consumo de combustible del equipo de mCHP

Sabiendo ya el valor económico que trae el combustible al edificio en estudio y que además se consumen anualmente 4247 Nm<sup>3</sup> de GLP al año, una comparación relevante es el consumo de combustible del proyecto:

	Proyecto microgeneración		
	NeoTower 2.6	NeoTower 7.2	EnerTwin
Consumo estimado de GLP del proyecto y la caldera	4674 Nm <sup>3</sup> GLP	4688 Nm <sup>3</sup> GLP	4908 Nm <sup>3</sup> GLP
Consumo extra de GLP	10,1%	10,4%	15,6%

De lo anterior, la turbina consume un mayor porcentaje de combustible, ya que tiene una eficiencia global menor al de los motores, con una potencia baja, lo cual lo hace cubrir sólo una cantidad parcial de energía total demandada. Por otro lado los motores consumen una cantidad similar de combustible, aunque la cobertura respecto a energías es diferente, por un lado NeoTower7.2 abastece totalmente las necesidades eléctricas y térmicas, generando inclusive un exceso de energía eléctrica inyectada a la red, mientras que NeoTower2.6 con una potencia menor sólo abastece una parte del total de energía.

### 5.7.3 Costo de Inversión

Finalmente, la inversión es uno de las aristas más relevantes al momento de evaluar la viabilidad del proyecto, esto se paga con los ahorros que genera el equipo, según el modelo de negocios que se verá en el Capítulo VII: Analisis Economico. Para comparar este punto, y poder relacionar los diferentes equipos, se ha considerado el costo total del equipo dividido por la potencia total de cogeneración.

	Proyecto microcogeneración		
	NeoTower 2.6	NeoTower 7.2	EnerTwin
Costo Inversión por kW instalado	1,84 \$MUS/kW	1,03 \$MUS/kW	0,96 \$MUS/kW

Aunque el costo de NeoTower7.2 es mayor por kilowatt instalado respecto a EnerTwin, este equipo implica un mayor ahorro considerando un largo plazo, por su mayor cantidad de energía inyectada, pero principalmente por su mayor cobertura de potencia eléctrica, ya que dentro de la facturación mensual al menos un 50% de la tarifa son cobros por potencia, tomando en cuenta además, un consumo de combustible similar al de sus pares.

Además, NeoTower 7.2 al ser un motor de combustión interna es un equipo de una baja curva de aprendizaje, ya que el motor es una tecnología con bastante tiempo en el mercado.

Para finalizar, se debe recalcar la dificultad que se tiene al hacer propuestas con cantidades de consumo energético bajas, ya que en la actualidad, existen pocos desarrolladores de tecnologías de cogeneración de potencias bajas, lo que hace que la inversión sea mayor, y el proyecto menos rentable, considerando sistemas de calefacción como calderas de condensación con rendimientos superiores al 90%.

## 6. CAPITULO VII: ANALISIS ECONOMICO

---

### 6.1 Introducción

En el Capítulo VI se ha explicado la modalidad de operación y funcionamiento de la instalación de cogeneración, que consta de instalar un equipo el cual funcione de modalidad continua, abasteciendo la potencia eléctrica base y la energía térmica residual sea utilizada en agua caliente sanitaria.

En este capítulo se mostrará un contraste entre los gastos actuales y gastos eventuales del proyecto, con sus respectivas inversiones, gastos eventuales, y ahorros estimados.

En el Capítulo V, las opciones para el proyecto son dos motores de combustión de diferente potencia eléctrica y una turbina a gas. Como se indicó anteriormente, se optará por un equipo de  $2,0 [kW]_{EL}$  y  $5,3 [kW]_{TH}$ , con lo que se desea suplir la base eléctrica y parte de la demanda térmica, recordando que para temporadas peak, existirá apoyo de las calderas y de la red de suministro eléctrico.

Se planea que el equipo trabaje los 365 días del año con un factor de planta cercano al 95%.

### 6.2 Modelo de negocios

La forma de rentabilizar el proyecto es entregar un servicio de cogeneración, el cual se financia en base a una línea base establecida de gastos energéticos, donde el cliente solamente recibe ahorros, y el proyecto se financia en base al cobro mensual del servicio de cogeneración.

El fin de esto es obtener un beneficio mutuo entre las empresas que suministran energía, Energía Latina y Gasco en conjunto con el cliente.

### 6.2.1 Línea Base de costos energéticos

Los gastos energéticos de la comunidad se han dividido según tipo de energía. Para el caso térmico, se ha valorizado el consumo de GLP según la media de precios entre el periodo de Octubre del 2015 a Septiembre del 2016, la media del precio para el gas licuado es: 2067 [\$/Nm<sup>3</sup>] (IVA incl.)

	Consumo GLP Austria [Nm <sup>3</sup> ]	Consumo GLP Pocuro [Nm <sup>3</sup> ]	Consumo GLP Total [Nm <sup>3</sup> ]	Energía [kWh]	Gasto total [CLP]
ene-16	126	168	294	7.582	\$ 607.698
feb-16	131	194	325	8.382	\$ 671.775
mar-16	70	89	159	4.101	\$ 328.653
abr-16	122	179	301	7.763	\$ 622.167
may-16	272	240	512	13.204	\$ 1.058.304
jun-16	235	199	434	11.193	\$ 897.078
jul-16	218	242	460	11.863	\$ 950.820
ago-16	173	217	390	10.058	\$ 806.130
sept-16	143	214	357	9.207	\$ 737.919
oct-16	140	233	373	9.619	\$ 770.991
nov-16	131	207	338	8.717	\$ 698.646
dic-16	130	174	304	7.840	\$ 628.368
Energía total [kWh]					109.528
Total anual [CLP]					\$ 8.888.077
Total anual [USD]					\$ 13.467

**Tabla 6-1: Facturación de gas licuado periodo 2015-2016 (IVA incl.)**

Para el caso Eléctrico, se ha considerado la media de la tarifa regulada para el periodo entre Octubre del 2016 y septiembre del 2016. La energía consumida, la potencia facturada como la facturación total se muestran a continuación.

Cabe señalar que no existen equipos generadores utilizados para el corte de punta.

Tarifa B4.3a	
Compañía	Chilectra
Tarifa:	BT-4,3 1S (3a)
IVA (%)	19%
Costo del kWh (CLP)	75,6
Demanda máxima (CLP)	2736,2
Demanda hora punta (CLP)	9914,1
Cargo Fijo (CLP)	1257,7
Cargo sistema Troncal (CLP)	1,5
Tarifa de Inyección (CLP)	63,5

**Tabla 6-2: Tarifa Eléctrica BT4.3a. Valores incluyen IVA.**

	Consumo eléctrico [kWh]	Demanda HP [kW]	Demanda potencia FP [kW]
ene-16	960	8,1	9,3
feb-16	960	8,1	9,3
mar-16	1.240	7,5	9,3
abr-16	1.320	4,4	9,3
may-16	1.960	7,5	9,5
jun-16	2.320	9,6	9,6
jul-16	2.360	8,6	9,6
ago-16	2.200	6,6	9,5
sep-16	1.440	6,8	9,3
oct-15	1.320	8,1	9,3
nov-15	1.000	8,1	9,3
dic-15	1.200	8,1	9,3

**Tabla 6-3: Consumos eléctricos de potencia y energía durante el periodo 2015-2016**

Cargo por energía (CLP)	Cargo por demanda de potencia (CLP)	Cargo por demanda hora punta (CLP)	Cargo Fijo (CLP)	Cargo por uso del sistema troncal (CLP)	Total
\$ 72.540	\$ 25.447	\$ 80.305	\$ 1.258	\$ 1.420	\$ 180.970
\$ 72.540	\$ 25.447	\$ 80.305	\$ 1.258	\$ 1.420	\$ 180.970
\$ 93.698	\$ 25.447	\$ 74.356	\$ 1.258	\$ 1.834	\$ 196.593
\$ 99.743	\$ 25.447	\$ 43.622	\$ 1.258	\$ 1.953	\$ 172.022
\$ 148.103	\$ 25.994	\$ 74.356	\$ 1.258	\$ 2.899	\$ 252.611
\$ 175.306	\$ 26.268	\$ 95.176	\$ 1.258	\$ 3.432	\$ 301.439
\$ 178.329	\$ 26.268	\$ 85.262	\$ 1.258	\$ 3.491	\$ 294.607
\$ 166.239	\$ 25.994	\$ 65.433	\$ 1.258	\$ 3.254	\$ 262.178
\$ 108.811	\$ 25.447	\$ 67.416	\$ 1.258	\$ 2.130	\$ 205.061
\$ 99.743	\$ 25.447	\$ 80.305	\$ 1.258	\$ 1.953	\$ 208.705
\$ 75.563	\$ 25.447	\$ 80.305	\$ 1.258	\$ 1.479	\$ 184.051
\$ 90.676	\$ 25.447	\$ 80.305	\$ 1.258	\$ 1.775	\$ 199.460
Total anual [CLP] (IVA incl.)					\$ 2.638.666
Total anual [USD] (IVA incl.)					\$ 3.998

**Tabla 6-4: Gastos de energía y potencia eléctrica durante el periodo 2015-2016**

Respecto a lo anterior, es posible notar que el mes de menor consumo se presenta en los meses de Enero y Febrero, esto concuerda con la mayor cantidad de luz solar que se tiene durante aquellos meses, los consumos energéticos más altos se obtienen durante los meses de invierno, ya que se tiene una menor cantidad de luz solar y además se tiene un bajo estado energético ambiental, en otras palabras, es más frío.

Al no existir sistemas de corte de punta, la potencia punta no es abatida lo que aumenta el pago de facturación energética en aproximadamente un 40% de la facturación total.

### **Método para conseguir ahorro de energía:**

Teniendo ya la línea base fijada, el método para obtener un ahorro energético que se refleje en el pago mensual, es lograr generar la energía eléctrica del edificio a un menor costo considerando un cobro mensual por el servicio de cogeneración más el consumo efectivo de GLP consumido.

Lo anterior es posible lograrlo con altos niveles de factor de planta<sup>22</sup>, en otras palabras, a medida que el equipo cogenerador trabaje más tiempo, más rápido es posible pagar la inversión inicial.

### **Garantías:**

En el contrato se debe señalar que en el caso de que no se cumplan los ahorros estimados, la empresa prestamista del servicio, ENLASA, deberá inyectar el capital necesario para subsanar las pérdidas generadas respecto al caso inicial base.

Los servicios de operación y mantenimiento del equipo cogenerador son costos que se pagan por medio del servicio de cogeneración, manteniendo siempre los equipos en perfecto funcionamiento.

### **Recuperación de inversión:**

El plazo del contrato debe ser 5 años, donde se pague la inversión durante tal periodo de tiempo. Esto es, considerando el tiempo de vida estándar de un equipo de cogeneración a gas GLP con un plan de mantenimiento acorde, va entre los 5 a 6 años de operación continua (50.000hrs).

---

<sup>22</sup> Se obtiene del cociente entre la energía real generada y la energía si hubiera trabajado a plena carga durante un periodo de tiempo.

### 6.2.2 Plan financiero

El proyecto de micro cogeneración residencial se financiará en base a ahorros compartidos, el cual es un modelo de negocios muy común en algunas partes de Europa donde ya se han implementado este tipo de sistemas.

La inversión inicial se financia por parte de la empresa que presta el servicio, es decir, Enlasa, la cual asume costos de instalación, operación, mantenimiento, permisos asociados, etc.

Si se logra un 5% de ahorro para la comunidad, todo el exceso de ahorro respecto a la línea base será ingreso, de este modo se puede amortizar la inversión con un plazo de 5 años.

### 6.3 Inversión a realizar

La inversión a realizar, tal como se mencionó en el Capítulo VI: Balances Energéticos, es un motor de combustión interna de 7,2 kW de potencia eléctrica.

Su valor está en euros, por lo cual se debe considerar una tasa de cambio la cual es variable según el mercado, considérese una tasa de cambio de

Euro	\$	700	CLP
Dólar	\$	660	CLP

**Tabla 6-5: Tasas de cambio promedio para Enero del 2017**

Item	Inversión (USD)	Inversión (CLP)
NeoTower7.2	USD 25.824	\$ 17.043.803
Envío desde Alemania	USD 1.182	\$ 780.041
Montaje e instalación	USD 1.500	\$ 990.000
Permisos (Netbilling)	USD 1.000	\$ 660.000
Total Inversión Inicial	USD 28.506	\$ 19.473.844

**Tabla 6-6: Inversiones iniciales para el proyecto de cogeneración**



## 6.4 Costos de mantenimiento

El mantenimiento de equipos de micro-cogeneración se realiza en base a las horas de funcionamiento del equipo.

El plan que se muestra a continuación representa el mantenimiento anual del equipo de cogeneración, salta en intervalos de 3000 horas, cada intervalo designa un tipo de mantenimiento; MT1, MT1a, MT2, MT2a, M3 y M4 los cuales se muestran posteriormente en detalle.

Mantenimiento					
Intervalo [hrs]	MT.1	MT.1a	MT.2	MT.2a	MT.3
3000	■				
6000			■		
9000		■			
12000				■	
15000	■				
18000			■		
21000		■			
24000				■	
27000					■
30000	■				
33000			■		
36000		■			
39000				■	
42000	■				
45000			■	■	

Tabla 6-7: Plan de mantenimiento según horas de trabajo

### 6.4.1 Valorización del plan de mantenimiento

Mantenimiento 1	Cantidad	Precio total (€)	Precio (\$ CLP)
Cambio de Aceite	1	€ 7,11	\$ 4.979
Filtro de Aceite	1	€ 9,37	\$ 6.558
Junta de tapa de culata	1	€ 17,35	\$ 12.145
Bujías	4	€ 31,92	\$ 22.346
Filtro de aire	1	€ 49,27	\$ 34.491
		€ 115,03	\$ 80.519

**Tabla 6-8: Costos de plan MT1 de mantenimiento**

Mantenimiento 1a	Cantidad	Precio total (€)	Precio (\$ CLP)
Cambio de Aceite	2	€ 14,23	\$ 9.959
Filtro de Aceite	1	€ 9,37	\$ 6.558
Junta de tapa de culata	1	€ 17,35	\$ 12.145
Bujías	4	€ 31,92	\$ 22.346
Filtro de aire	1	€ 49,27	\$ 34.491
Sensor Lambda	1	€ 89,35	\$ 62.545
Recipiente de equalización primaria	1	€ 23,42	\$ 16.395
		€ 234,91	\$ 164.439

**Tabla 6-9: Costos de plan MT1a de mantenimiento**

Mantenimiento 2	Cantidad	Precio total (€)	Precio (\$ CLP)
Cambio de Aceite	2	€ 14,23	\$ 9.959
Filtro de Aceite	1	€ 9,37	\$ 6.558
Junta de tapa de culata	1	€ 17,35	\$ 12.145
Bujías	3	€ 23,94	\$ 16.760
Sello del Intercambiador de Gases de escape	2	€ 52,05	\$ 36.434
Filtro de aire	1	€ 49,27	\$ 34.491
		€ 166,21	\$ 116.346

**Tabla 6-10: Costos de plan MT2 de mantenimiento**

Mantenimiento 2a	Cantidad	Precio total (€)	Precio (\$ CLP)
Cambio de Aceite	2	€ 2,61	\$ 1.828
Filtro de Aceite	1	€ 57,35	\$ 40.146
Junta de tapa de culata	1	€ 17,35	\$ 12.145
Bujías	3	€ 23,94	\$ 16.760
Filtro de Aire	1	€ 49,27	\$ 34.491
Cables "HV"	3	€ 26,02	\$ 18.217
Bobina "HV"	3	€ 119,71	\$ 83.798
Cabeza de cilindro	1	€ 421,23	\$ 294.860
Sello de Cabeza de Cilindro	1	€ 36,61	\$ 25.625
Sello de Cabeza de cilindro de entrada	1	€ 25,33	\$ 17.731
Sello de Cabeza de Cilindro de salida	1	€ 6,77	\$ 4.736
Catalizador	1	€ 134,29	\$ 94.000
Sello del intercambiador de Gases de escape	2	€ 52,05	\$ 36.434
		€ 972,53	\$ 680.772

**Tabla 6-11: Costos de plan MT2a de mantenimiento**

Mantenimiento 3	Cantidad	Precio total (€)	Precio (\$ CLP)
Cambio de Aceite	2	€ 14,23	\$ 9.959
Filtro de Aceite	1	€ 9,37	\$ 6.558
Junta de tapa de culata	1	€ 17,35	\$ 12.145
Bujías	3	€ 23,94	\$ 16.760
Filtro de Aire	1	€ 49,27	\$ 34.491
Sello del intercambiador de Gases de escape	2	€ 52,05	\$ 36.434
Intercambiador Agua/Agua	1	€ 122,14	\$ 85.498
Catalizador	1	€ 134,29	\$ 94.000
Sensor Lambda	1	€ 89,35	\$ 62.545
Bomba Primaria	1	€ 137,06	\$ 95.943
Sensores	1	€ 693,98	\$ 485.787
Cableado	1	€ 693,98	\$ 485.787
		€ 649,05	\$ 454.332

**Tabla 6-12: Costos de plan MT3 de mantenimiento**

## 6.5 Costos de generación y reemplazo de energía

El actual costo monómico<sup>23</sup> de la comunidad se presenta a continuación:

Item	Unidad	Eléctrico	Térmico (GLP)
Gasto Actual	[\$CLP]	\$ 2.638.666	\$ 8.778.549
Energía Consumida	[kWh]	18.280	104.169
Monómico de energía	[\$/kWh]	144	84

**Tabla 6-13: Valor actual de energía**

Para valorizar el ahorro generado por usar gas licuado reemplazando el consumo eléctrico, se debe estimar costo que tiene generar la energía, y contrastarla con el actual costo.

## 6.6 Ahorro energía a energía

Para identificar los gastos operacionales del equipo, se debe analizar los costos de generación vs los costos actuales de consumo, para ello considérese la siguiente información técnica del equipo.

CASO CHP		NeoTower7.2
Potencia Eléctrica	kW	7,2
Potencia Térmica	kW	18,4
Potencia Consumida	kW	23,38
Potencia consumida [GLP]	m <sup>3</sup> /h	0,907
Valor GLP	\$/m <sup>3</sup>	2067
Costo horario	\$/h	1.874

**Tabla 6-14: Características técnicas NeoTower 7.2**

Con lo anterior, es posible cuantificar el costo operacional de combustible durante una hora.

<sup>23</sup> Monto total que equivale a un precio único por concepto de venta o compra de energía y potencia. Es igual al ingreso o costo total por venta o compra de energía y potencia dividido por la energía total vendida o comprada.

### 6.6.1 Consumo eléctrico y consumo térmico de forma simultánea

Si se tiene el equipo de cogeneración trabajando en base, y se requiere energía térmica y eléctrica de manera simultánea, se tiene que:

Caso base		
Necesidad eléctrica	kWh	7,2
Necesidad térmica	kWh	18,4

**Tabla 6-15: Caso base, análisis N°1**

Según las Tabla 6-13 y Tabla 6-14, se puede obtener lo siguiente:

	Actual (\$CLP)	CHP (\$CLP)	Ahorro
Pago eléctrico	\$ 1.039	\$ 527	49,3%
Pago térmico	\$ 1.551	\$ 1.347	8,7%
Total	\$ 2.590	\$ 1.874	25.5%

**Tabla 6-16: Ahorros generados supliendo consumos de manera simultánea**

Lo que demuestra que si se genera supliendo los requisitos de manera simultánea, se alcanza un ahorro energético respecto al caso base de alrededor de un 23,9%.

### 6.6.2 Consumo eléctrico, sin consumo térmico

Si se tiene consumo eléctrico pero no así térmico, el equipo tiene adicionado sistemas de eliminación de calor refrigeración por radiación, al igual que los automóviles, de esta manera, es posible generar electricidad sin utilizar el calor. Considérese:

Caso base		
Consumo eléctrico	kWh	7,2
Consumo térmico	kWh	-

**Tabla 6-17: Caso base análisis N°2**

Según las Tabla 6-13 y Tabla 6-14, se tiene:

	Actual (\$CLP)	CHP (\$CLP)	Ahorro
Pago eléctrico	\$ 1.039	\$ 1.874	-80,3%
Pago térmico	\$ -	-	-
Total	\$ 1.039	\$ 1.874	-80,3%

**Tabla 6-18: Ahorros generados suministrando sólo energía eléctrica**

En otras palabras, no es rentable generar solamente energía eléctrica a base de un suministro de gas residencial, de modo que en el caso que no se necesite energía térmica, es conveniente apagar el equipo y suministrar esta energía solamente desde la red.

### 6.6.3 Consumo térmico, sin consumo eléctrico

Cuando se tiene solamente consumo térmico, a diferencia al caso anterior, la energía eléctrica generada se puede inyectar a la red según el precio nudo que presente cada compañía en sus tarifas mensuales. Para el actual estudio, se considera un precio nudo de 65 [\$/kWh], la cual es la media que presenta Chilectra durante el transcurso de este estudio.

Se debe añadir, que el valor nudo varía según distribuidora y zona en la que se disponga a analizar.

Caso base		
Necesidad eléctrica	kWh	-
Necesidad térmica	kWh	18,4

**Tabla 6-19: Caso base análisis N°3**

Para este caso, se tienen 7,2 kW de potencia durante 1 hora inyectadas a la red, es decir 7,2 kWh a un costo de 65 \$/kWh (\$468 en ingresos).

	Actual (\$CLP)	CHP (\$CLP)	Ahorro
Pago eléctrico	\$ -	\$ -468	-
Pago térmico	\$ 1.551	\$ 1.874	-27,1%
Total	\$ 1.551	\$ 1.406	4,7%

**Tabla 6-20: Ahorros generados utilizando reemplazando la caldera**

De este modo, se obtiene un 5% de ahorro respecto al uso particular de la caldera, inyectando energía a la red.

De los tres casos anteriores, el que aporta una mayor rentabilidad al proyecto es el caso Analizado N°1, ya que se obtiene así, un 25,5% de ahorros respecto al caso base. Dentro del sistema de control del equipo CHP NeoTower 7.2 se incluye un sistema el cual modula la potencia del equipo, es decir, en el caso de que el requerimiento térmico fuera nulo, el equipo se apagaría o perdería carga, maximizando así los ahorros generados.

## **6.7 Costos de combustible e ingresos eléctricos**

Para valorizar los gastos de combustible del equipo, se ha estimado el tiempo de funcionamiento del equipo para suplir todos los consumos energéticos de la línea base considerada, indicada en el punto 6.2.1 del presente capítulo.

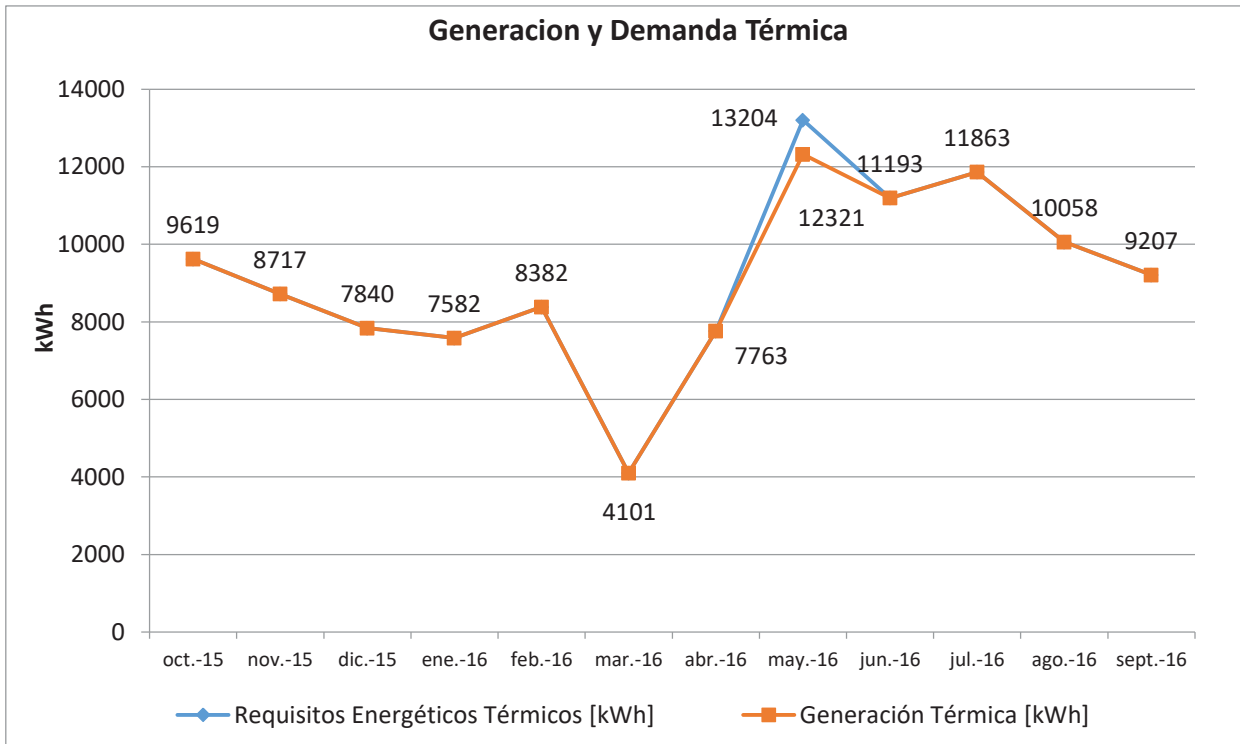
Como se analizó en el punto anterior, no es rentable generar energía eléctrica sin consumos energéticos térmicos, por ello, el actual modelo se adapta a cubrir la demanda térmica del sistema, de tal modo que si existiesen remanentes eléctricos, sean inyectados a la red.

Para la siguiente tabla, se ha considerado un factor de planta CHP del 90%, considerando el trabajo en base en todo momento, de modo que las detenciones son para mantenciones preventivas, apagados por desincronización de demandas y otros imprevistos.

Térmico	Horas mensuales totales	Demanda térmica [kWh]	Modulación (%)	Generación Térmica CHP [kWh]	Demanda cubierta (térmica)	Diferencial [kWh]
ene-16	744	7.533	61%	7.533	100%	-
feb-16	696	8.327	72%	8.327	100%	-
mar-16	744	4.074	33%	4.074	100%	-
abr-16	720	7.712	65%	7.712	100%	-
may-16	744	13.118	100%	12.321	94%	798
jun-16	720	11.120	93%	11.120	100%	-
jul-16	744	11.786	96%	11.786	100%	-
ago-16	744	9.992	81%	9.992	100%	-
sep-16	720	9.147	77%	9.147	100%	-
oct-15	744	9.557	78%	9.557	100%	-
nov-15	720	8.660	73%	8.660	100%	-
dic-15	744	7.789	63%	7.789	100%	-
Consumo GLP total Caldera [m <sup>3</sup> GLP]						31
Consumo GLP total CHP [m <sup>3</sup> GLP]						5.322
Costo anual estimado de GLP [﻿\$CLP]						﻿\$ 11.000.622

De lo anterior, se obtiene una cobertura térmica cercana al 100%, y en casos de ser necesaria una mayor cantidad de energía térmica, podría partir eventualmente la caldera, si el cliente así lo necesitara. Con lo anterior, se tendría un gasto de combustible de \$ 11.064.479 pesos Chilenos (IVA incl.).





**Figura 15: Demanda térmica vs generación térmica**

Según lo anterior, podría calcularse la cobertura eléctrica del sistema, considerando los mismos índices de modulación del equipo, factor de planta, y así estimar la cantidad de energía inyectada al sistema, tal como los ahorros por potencia, energía y distribución.

Considérese el caso base como el mostrado en el punto 6.2.1 de este capítulo, y un factor de planta del 90% para el caso CHP, de este modo se tiene la tabla que se muestra en la siguiente página:

Requisitos eléctricos caso CHP	Modulación (%)	Potencia CHP estimada [kW] <sup>24</sup>	Potencia FP CHP [kW]	Potencia HP CHP [kW]	Generación eléctrica CHP [kWh]	Energía Inyectada a la red [kWh]
ene-16	62%	4,0	4,11	2,939	2967	-2007
feb-16	73%	4,7	3,39	2,939	3280	-2320
mar-16	33%	2,2	5,34	2,939	1605	-365
abr-16	65%	4,2	0,18	0,181	3038	-1718
may-16	100%	6,5	1,02	1,020	4821	-2861
jun-16	94%	6,1	3,52	3,517	4380	-2060
jul-16	96%	6,2	2,36	2,361	4642	-2282
ago-16	82%	5,3	1,31	1,310	3936	-1736
sept-16	77%	5,0	1,80	1,796	3603	-2163
oct-15	78%	5,1	3,04	2,939	3764	-2444
nov-15	73%	4,7	3,36	2,939	3411	-2411
dic-15	64%	4,1	3,98	2,939	3068	-1868

**Tabla 6-21: Análisis eléctrico caso CHP**

	Cargo por energía (CLP)	Cargo por demanda de potencia (CLP)	Cargo por demanda hora punta (CLP)	Cargo Fijo (CLP)	Total
ene-16	\$ -130.449	\$ 11.252	\$ 29.136	\$ 1.258	\$ -88.804
feb-16	\$ -150.784	\$ 9.270	\$ 29.136	\$ 1.258	\$ -111.121
mar-16	\$ -23.696	\$ 14.621	\$ 29.136	\$ 1.258	\$ 21.318
abr-16	\$ -111.641	\$ 496	\$ 1.796	\$ 1.258	\$ -108.091
may-16	\$ -185.973	\$ 2.791	\$ 10.112	\$ 1.258	\$ -171.812
jun-16	\$ -133.882	\$ 9.623	\$ 34.868	\$ 1.258	\$ -88.133
jul-16	\$ -148.337	\$ 6.459	\$ 23.403	\$ 1.258	\$ -117.217
ago-16	\$ -112.821	\$ 3.585	\$ 12.988	\$ 1.258	\$ -94.990
sept-16	\$ -140.574	\$ 4.915	\$ 17.809	\$ 1.258	\$ -116.593
oct-15	\$ -158.869	\$ 8.320	\$ 29.136	\$ 1.258	\$ -120.156
nov-15	\$ -156.711	\$ 9.201	\$ 29.136	\$ 1.258	\$ -117.117
dic-15	\$ -121.409	\$ 10.881	\$ 29.136	\$ 1.258	\$ -80.134
	Total anual [CLP]				\$ -1.192.850
	Total anual [USD]				\$ -1.807

**Tabla 6-22: Costos e ingresos eléctricos caso CHP**

<sup>24</sup> Basado en la potencia nominal de 7,2kW con un factor de planta del 90% y una modulación indicada en la tabla.

## 6.8 Costos proyectados de Cogeneración

Como se analizó en el punto anterior, para Según el análisis Con todo lo anterior, se comparará la configuración actual del edificio con la posible generación de energía por cogeneración.

Caso Actual	Energía Total [kWh]	Monómico Energía [kWh]	Gasto Actual (\$CLP)
Eléctrico	18.280	\$ 144	\$ 2.638.666
Térmico	109.528	\$ 81	\$ 8.888.077

Caso CHP	Valorización CHP			
	Combustible	Inyecciones	Red	Total
Eléctrico	\$ 11.064.497	\$ -1.192.850	\$ 71.702	\$ 9.943.349
Térmico				

	Gasto eléctrico (\$CLP)	Gasto térmico (\$CLP)	Ingresos (\$CLP)	Gasto total (\$CLP)
Caso Base	\$ 2.638.666	\$ 8.888.077	-	\$ 11.526.743
Caso CHP	\$ 11.136.199		\$ -1.192.850	\$ 9.943.349
			Ahorro estimado	\$ 1.583.394
			Ahorro estimado	14,17%

**Tabla 6-23: Comparación económica Caso Base y Caso CHP**

De este modo, se logra generar un ahorro estimado del 14% sin considerar la inversión. Las consideraciones para esto, es un factor de planta del 90%, modulación en base a la demanda térmica, inyectado excesos de energía y con un valor de combustible como la media del periodo analizado.

## 6.9 Análisis de flujos de cajas

Considerando el estudio anterior, la las condiciones base que tiene actualmente el edificio, luego de haber fijado el porcentaje de ahorro entregado y de qué forma operará la instalación, es necesario ver a cuantos años se pagará el proyecto.

Al lograrse 14% de ahorro, un 5% queda para el cliente, y la diferencia para la empresa que presta servicios, en este caso Enlasa.

Precio Actual GLP (\$)	\$ 2.067
Tarifa de Inyección (\$)	\$ 65
Gastos Actuales	\$ 11.526.743
Gastos eventuales del proyecto	\$ 9.943.349
Diferencia	\$ 1.583.394
Ahorros generados	14,17%
Porcentaje de ahorros entregados	5%
Ganancia de Enlasa <sup>25</sup>	9,17%

**Tabla 6-24: Condiciones de evaluación actuales**

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Ingresos servicio de Cogeneración		\$ 888.166	\$ 888.166	\$ 888.166	\$ 888.166	\$ 888.166
Gastos por Mantenimiento		\$ -196.865	\$ -925.730	\$ -961.556	\$ -651.197	\$ -1.042.076
Depreciación: 3 años		\$ -5.681.268	\$ -5.681.268	\$ -5.681.268	\$ -	\$ -
Pérdidas del Ejercicio Anterior (-)			\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Utilidad Antes de Impuestos		\$ -4.989.967	\$ -5.718.831	\$ -5.754.658	\$ 236.969	\$ -153.910
Impuesto de Primera Categoría (15%)					\$ -35.545	
Utilidad Después de Impuestos		\$ -4.989.967	\$ -5.718.831	\$ -5.754.658	\$ 201.423	\$ -153.910
(+) Depreciación		\$ 5.681.268	\$ 5.681.268	\$ 5.681.268		
Pérdidas del Ejercicio Anterior (+)		\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Flujo de Caja Operacional		\$ 691.301	\$ -37.564	\$ -73.391	\$ 201.423	\$ -153.910
Inversión Fija	\$ -19.473.844					
Valor Residual de los Activos						\$ 5.842.153
Flujo de Caja	\$ -19.473.844	\$ 691.301	\$ -37.564	\$ -73.391	\$ 201.423	\$ 5.688.243
<b>Valor Actual Neto</b>		\$ -16.836.260	\$ -16.862.997	\$ -16.909.638	\$ -16.795.345	\$ -13.913.504

**Tabla 6-25: Flujo estimado para 5 años**

<sup>25</sup> El 9,17% sobre la línea base, es decir \$888.166 NETO.

Con lo que se ha mostrado en la tabla anterior, se puede concluir que este proyecto no es rentable para el plazo de 5 años, incluso considerando un valor residual del 30%. Lo anterior responde al bajo porcentaje de ahorros conseguido en relación al alto costo del propano residencial.

Notamos que el primer indicador de que el proyecto no es rentable, es la inversión, la cual es demasiado alta para los ahorros generados. El segundo jugador influyente en esto, es el precio del combustible, el cual es alrededor de 3 veces más caro en el área residencial que en el sector industrial en base a los pequeños consumos y economías de escala.

## 7. CONCLUSIONES

---

El presente estudio ha presentado la implementación de un sistema de micro-cogeneración residencial, como una alternativa de suministro energético para la comunidad Austria-Pocuro en Providencia.

Como se ha señalado, Austria Pocuro es una comunidad reciente (2012), la cual tiene problemas respecto a la facturación de gastos comunes, por lo cual se realiza este estudio con el fin de poder ofrecer una cantidad de ahorros de al menos un 5% respecto a la línea actual de gastos.

Se ha estudiado y analizado la viabilidad técnica y económica de implementar la tecnología de cogeneración en el ámbito residencial, con el fin de abastecer energéticamente la comunidad y buscando generar un ahorro respecto a los costos actuales de energía con el fin de disminuir la facturación energética.

Se propusieron tres equipos, dos motores y una turbina, los cuales se compararon técnica y económicamente, y se decidió seleccionar un motor de 7,2 kW eléctricos en base a su menor relación de costo vs kilowatt instalado, lo que es muy relevante en proyectos de pequeña escala.

Luego de seleccionar el equipo, se optó un criterio de operación continua para lograr el ahorro disminuyendo la facturación eléctrica en base a la disminución de potencia requerida del sistema. El criterio anterior señala que se debe generar la mayor cantidad de energía térmica, ya que se demostró que generar energía térmica sin utilizar la energía eléctrica aún genera ahorros. Con lo anterior se logró generar un ahorro estimado del 14% sin considerar inversiones, de lo cual el modelo ESCO ofrece un 5% para el cliente y el 9% restante se utiliza para pagar el proyecto.

En este proyecto, no es posible implementar un equipo de cogeneración, esto sucede principalmente por dos razones:

- 1) Bajos niveles de consumo energético; Si la cantidad de energía consumida fuera superior, sería posible implementar un equipo de mayor tamaño, evitando así las economías de escala.
- 2) Altos costos de inversión inicial, lo que implica que el proyecto debe evaluarse a una mayor cantidad de años, lo que no es posible por la vida útil de los equipos de cogeneración.
- 3) Poco desarrollo de tecnologías de micro cogeneración para potencias inferiores a 5kW

Aunque la cogeneración es una forma de generación de alta eficiencia, está lejos de poder ser implementada en pequeños proyectos, por su alto nivel de inversión que conlleva, considerando los costos de combustible, los cuales alcanzan casi tres veces más que el costo que tendría en el área Industrial. Esto se debe a que el propano como combustible no tiene redes en la región metropolitana, lo que implica que detrás del costo de combustible que ve en su boleta el cliente, están las inversiones iniciales de estanques, líneas de presión de gas, equipos, mano de obra etc.

Por otro lado, las ventajas potenciales de un proyecto de esta escala es la mejor eficiencia que presentan los equipos lográndose rendimientos por sobre el 100% (respecto al poder calorífico inferior), pero estos deben competir con sistemas como calderas de condensación donde se alcanzan rendimientos energéticos sobre 95% y donde la inversión inicial ya esté pagada.

Según lo anterior, si adaptamos este proyecto a una comunidad 2 o 3 veces mayor, donde la potencia eléctrica consumida estuviera entre los 20 a 30kW eléctricos este proyecto claramente podría lograr hacerse rentable durante 5 años o un poco más, ya que los ahorros serían mayores y la relación costo vs kW instalado considerablemente menor.

Para finalizar, sería posible lograr que proyectos de este tipo sean rentables:

- 1) Mayor madurez de tecnologías de cogeneración, para lograr precios menores en potencias bajas, esto posiblemente será posible en el futuro.
- 2) Edificios o comunidades donde la relación de energía térmica a energía eléctrica sea cercana 2:1.
- 3) Edificios o comunidades donde los niveles de ineficiencia energética fueran tan altos, que la cogeneración fuese competitiva inclusive considerando la alta inversión inicial.



## 8. NOMENCLATURA GENERAL

---

**A.C.C.:** Agua Caliente de calefacción

**A.C.S.:** Agua Caliente sanitaria

**AChEE:** Agencia Chilena de la Eficiencia Energética

**CHP:** Combined heat and power

**E.R.N.C.:** Energías Renovables no Convencionales

**E.S.C.O.:** Energy Services Company

**G.E.I.:** Gases de Efecto Invernadero

**GLP:** Gas Licuado de Petróleo

**GNL:** Gas Natural Licuado

**IEA:** International Energy Agency

**MCI:** Motor de Combustión Interna

**MP:** Material Particulado

**P.C.I:** Poder Calorífico Inferior

**P.C.S:** Poder Calorífico Superior

**P.M.G.D.:** Pequeños Medios de generación distribuida

**S.I.C.:** Sistema Interconectado Central

**SEC:** Superintendencia de Electricidad y combustibles

## 9. BIBLIOGRAFÍA

---

- Enel Distribución. (Octubre de 2016). *Enel-Tarifas*. Obtenido de <https://www.eneldistribucion.cl/tarifas>
- Energía, U. d. (2016). *Explorador de Energía Solar*. Obtenido de Explorador de Energía Solar: <http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar3/>
- Energiza. (2015). <http://www.energiza.org/puesta-en-marcha-de-instalaciones/36-las-plantas-de-cogeneracion>.
- GASCO GLP S.A. (2016). *GASCO*. Obtenido de <http://www.gasco.cl>
- Gener, A. (s.f.). *Glosario*. Obtenido de Glosario: <http://www.gener.cl/inversionistas/Lists/Glosario/DispForm.aspx?ID=61>
- IDAE. (2015). *Guía técnica del diseño de centrales eficientes*. España.
- IEA. (2014). [www.iea.org](http://www.iea.org). Obtenido de International Energy Agency: [https://www.iea.org/sankey/#?c=IEA Total&s=Balance](https://www.iea.org/sankey/#?c=IEA%20Total&s=Balance)
- IEA. (2015). *International Energy Agency*. Obtenido de [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp\\_report.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp_report.pdf)
- Ministerio de Energía. (22 de 3 de 2012). *Ley de generación distribuida*. Obtenido de <http://www.minenergia.cl/ley20571/wp-content/uploads/2015/03/Ley20.571.pdf>
- Ministerio de Energía. (2012). *Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua*. Santiago.
- Robinsons. (s.f.). *Robinsons*. Obtenido de <http://www.robinsons1874.com/propane/propane-what.html>

Super Intendencia de Servicios Sanitarios. (s.f.). *Presión de agua potable*.  
Obtenido de Presión de agua potable: <http://www.siss.gob.cl/577/w3-article-3841.html>

Villares, M. (2003). Cogeneración. En M. Villares, *Cogeneración*. España.  
Recuperado el 2003

Wikipedia. (2013). *Cogeneration*. Obtenido de  
<https://en.wikipedia.org/wiki/Cogeneration>

Wikipedia. (2016). *Red de distribución de energía eléctrica*. Obtenido de  
[https://es.wikipedia.org/wiki/Red\\_de\\_distribuci%C3%B3n\\_de\\_energ%C3%A1Da\\_el%C3%A9ctrica](https://es.wikipedia.org/wiki/Red_de_distribuci%C3%B3n_de_energ%C3%A1Da_el%C3%A9ctrica)

## 10. INDICE TABLAS

---

Tabla 5-1: Consumo eléctrico Austria-Pocuro año 2015-2016 .....	- 43 -
Tabla 5-2: Información eléctrica medida .....	- 47 -
Tabla 5-3: Información eléctrica resumida .....	- 47 -
Tabla 5-4: Especificaciones técnicas del sistema de energía solar.....	- 51 -
Tabla 5-5: Poder calorífico del GLP .....	- 55 -
Tabla 5-6: Características técnicas del intercambiador de agua .....	- 56 -
Tabla 5-7: Consumo Térmico de GLP anual .....	- 57 -
En la siguiente figura, se presenta la Tabla 5-8 de manera gráfica:.....	- 58 -
Tabla 5-9: Características Técnicas del intercambiador de agua .....	- 60 -
Tabla 5-10: Especificaciones técnicas de los acumuladores de calor .....	- 61 -
Tabla 5-11: Factores utilizados en la Formula 5.1.....	- 62 -
Tabla 5-12: Consumos de agua caliente y calefacción anuales.....	- 62 -
Tabla 5-13: Comparación de energía térmica en agua y energía por combustible y solar .....	- 63 -
Tabla 5-14: Motor de 2,6kW eléctricos en base a GLP.....	- 69 -
Tabla 5-15: Motor NeoTower 7.2kW eléctricos en base a GLP.....	- 70 -
Tabla 5-16: Turbina de gas de 3kW eléctricos. ....	- 71 -
Tabla 5-17: Cuadro comparativo de propuestas de cogeneración .....	- 72 -
Tabla 6-1: Facturación de gas licuado periodo 2015-2016 (IVA incl.).....	- 76 -

Tabla 6-2: Tarifa Eléctrica BT4.3a. Valores incluyen IVA.....	- 77 -
Tabla 6-3: Consumos eléctricos de potencia y energía durante el periodo 2015-2016 .....	- 77 -
Tabla 6-4: Gastos de energía y potencia eléctrica durante el periodo 2015-2016 ...	- 78 -
Tabla 6-5: Tasas de cambio promedio para Enero del 2017.....	- 80 -
Tabla 6-6: Inversiones iniciales para el proyecto de cogeneración .....	- 80 -
Tabla 6-7: Plan de mantenimiento según horas de trabajo .....	- 81 -
Tabla 6-8: Costos de plan MT1 de mantenimiento.....	- 82 -
Tabla 6-9: Costos de plan MT1a de mantenimiento.....	- 82 -
Tabla 6-10: Costos de plan MT2 de mantenimiento.....	- 82 -
Tabla 6-11: Costos de plan MT2a de mantenimiento.....	- 83 -
Tabla 6-12: Costos de plan MT3 de mantenimiento.....	- 83 -
Tabla 6-13: Valor actual de energía .....	- 84 -
Tabla 6-14: Características técnicas NeoTower 7.2.....	- 84 -
Tabla 6-15: Caso base, análisis N°1 .....	- 85 -
Tabla 6-16: Ahorros generados supliendo consumos de manera simultánea ...	- 85 -
Tabla 6-17: Caso base análisis N°2 .....	- 85 -
Tabla 6-18: Ahorros generados suministrando sólo energía eléctrica.....	- 86 -
Tabla 6-19: Caso base análisis N°3 .....	- 86 -
Tabla 6-20: Ahorros generados utilizando reemplazando la caldera.....	- 87 -

Tabla 6-22: Análisis eléctrico caso CHP .....	- 90 -
Tabla 6-23: Costos e ingresos eléctricos caso CHP .....	- 90 -
Tabla 6-24: Comparación económica Caso Base y Caso CHP.....	- 91 -
Tabla 6-25: Condiciones de evaluación actuales .....	- 92 -
Tabla 6-26: Flujo estimado para 5 años .....	- 92 -

## 11. INDICE FIGURAS

---

Figura 2-1 Esquema de Cogeneración, fuente (IEA, 2015).....	- 12 -
Figura 2-2: Componentes de un sistema de mCHP, fuente Bosch. ....	- 14 -
Figura 2-3: Esquema tradicional de una instalación de cogeneración con motores de combustión interna.....	- 15 -
Figura 2-4: Esquema tradicional de instalación de cogeneración con turbinas a vapor de dos etapas.....	- 17 -
Figura 2-5: Instalación de cogeneración con turbinas a gas como maquina motriz.-	19 -
Figura 2-6: Instalación de cogeneración con celdas de combustible. ....	- 20 -
Figura 3-1: Proceso de conexión Ley 20.571, fuente (Ministerio de Energía, 2012) -	27 -
Figura 4-1: Consumo de Energía Residencial, Fuente Metrogas.....	- 30 -
Figura 4-2: Plano de la ubicación del edificio Austria-Pocuro.....	- 32 -
Figura 10: Vista desde la calle Pocuro .....	- 33 -
Figura 4-4: Vista desde la calle Austria .....	- 33 -
Figura 4-5, Diagrama de flujo de distribución eléctrica, (Wikipedia, 2016).....	- 34 -
Figura 4-7 Conexión eléctrica subterránea, fuente propia.....	- 35 -
Figura 4-8: Medidor volumétrico de GLP, (GASCO GLP S.A., 2016).....	- 36 -
Figura 4-10 Diagrama de flujo del GLP, (Robinsons).....	- 37 -
Figura 4-12: Imagen de los paneles en la planta superior.....	- 38 -

Figura 4-11: Esquema representativo de la planta térmica actual.....	- 39 -
Figura 5-1: Demanda Eléctrica anual [kWh].....	- 44 -
Figura 5-2: Variación de potencia durante el tiempo .....	- 48 -
Figura 5-3: Esquema general de instalación .....	- 50 -
Figura 5-4: Fotografía de los paneles en la cubierta superior .....	- 52 -
Figura 5-5: Radiación solar en el conjunto residencial (Fuente: Explorador Solar) ..	- 53 -
Figura 5-6: Radiación por m <sup>2</sup> durante el año (Fuente: Explorador Solar).....	- 53 -
Figura 5-7: Radiación solar mensual en providencia.....	- 54 -
Figura 5-8: Caldera de la instalación .....	- 56 -
Figura 5-9: Consumo de GLP anual.....	- 58 -
Figura 5-10: Gas licuado consumido vs energía solar captada.....	- 59 -
Figura 5-11: Diagrama técnico del intercambiador de calor CV1000 .....	- 60 -
Figura 5-12: Comparación de consumos energéticos totales .....	- 64 -
Figura 5-13: Patrones generales de consumo.....	- 64 -
Figura 5-14: Esquema del sistema de cogeneración propuesto.....	- 66 -
Figura 35: Demanda térmica vs generación térmica .....	- 89 -



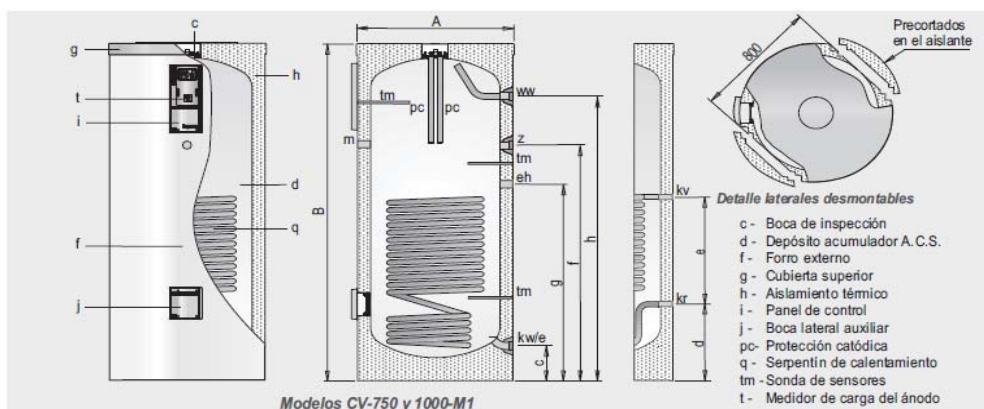
## 12. ANEXOS

### 12.1 Acumulador de Agua Lapesa

Depósitos de 750 y 1000 litros con un serpentín

**lapesa**

para producción y acumulación de A.C.S.



#### Descripción

Depósitos para producción y acumulación de A.C.S., en instalación vertical sobre suelo, como depósito individual, instalación en serie o en paralelo. Fabricado en **acero vitrificado, s/DIN 4753**.

Capacidades de **750 y 1000** litros, con un serpentín interno para producción de A.C.S.

Incorporan de serie, panel de control modelo "TS" con termómetro, termostato de regulación de temperatura y piloto indicador de funcionamiento, y ánodo de magnesio con medidor de carga, para la protección catódica del depósito.

Aislado térmicamente con espuma rígida de poliuretano inyectado en molde, libre de CFC, con sistema desmontable de los laterales, para permitir su paso por puertas de 800 mm. de anchura.

Acabado exterior con forro acolchado desmontable, color blanco RAL 9016 y tapas de color gris RAL 7035.

#### Suministro

Fabricado en **acero vitrificado, s/DIN 4753**.

Capacidades de **750 y 1000** litros, con un serpentín interno para producción de A.C.S.

Incorporan de serie, panel de control modelo "TS" con termómetro, termostato de regulación de temperatura y piloto indicador de funcionamiento, y ánodo de magnesio con medidor de carga, para la protección catódica del depósito.

Aislado térmicamente con espuma rígida de poliuretano inyectado en molde, libre de CFC, con sistema desmontable de los laterales, para permitir su paso por puertas de 800 mm. de anchura.

Acabado exterior con forro acolchado desmontable, color blanco RAL 9016 y tapas de color gris RAL 7035.

#### Suministro

El depósito se suministra completamente acabado, probado y con todos los componentes montados.

El conjunto va embalado en caja de cartón reforzado y flejado a palet de madera no retornable (pág. 65)

#### Suministro opcional

KIT resistencia eléctrica. Compuesto por resistencia eléctrica de inmersión, bridada o roscada y elemento de protección.

Panel de control "TD". Compuesto por termómetro, termostato bipolar de regulación y seguridad, interruptor invierno-verano y pilotos de indicación de funcionamiento.

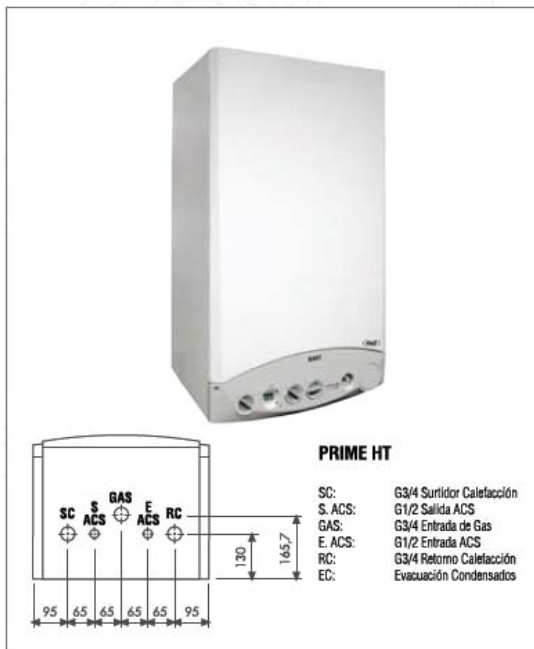
#### Características técnicas /Conexiones /Dimensiones

		CV-750-M1	CV-1000-M1
Capacidad de A.C.S.	litros	750	1000
Temperatura máxima depósito de A.C.S.	°C	90	90
Presión máxima depósito de A.C.S.	bar	8	8
Temperatura máxima circuito de calentamiento	°C	200	200
Presión máxima circuito de calentamiento	bar	25	25
Superficie de intercambio circuito de calentamiento	m <sup>2</sup>	2,7	3,3
Peso en vacío (aprox.)	Kg	195	230
kw/e: Entrada agua fría / desagüe	°GAS/M	1-1/4	1-1/4
ww: Salida A.C.S.	°GAS/M	1-1/2	1-1/2
z: Recirculación	°GAS/M	1-1/2	1-1/2
kv: Avance circuito primario	°GAS/H	1	1
kr: Retomo circuito primario	°GAS/H	1	1
eh: Conexión lateral	°GAS/H	1-1/2	1-1/2
m: Conexión lateral	°GAS/H	1-1/2	1-1/2
Cota A: Diámetro exterior	mm	950	950
Cota B: Longitud total	mm	1840	2250
Cota c:	mm	100	240
Cota d:	mm	365	505
Cota e:	mm	560	710
Cota f:	mm	1280	1570

## 12.2 Caldera de condensación ANWO

### Especificaciones Técnicas - Calderas Murales de Condensación HT Efficiency

Modelo	PRIME (mixtas)			LUNA (sólo calefacción)			
	HT 240	HT 330	HT 1.450	HT 1.550	HT 1.650	HT 1.850	HT 1.1000
<b>Códigos</b>	<b>00.168.76C</b>	<b>00.168.76C</b>	<b>00.168.76C</b>	<b>00.168.76C</b>	<b>00.168.76C</b>	<b>00.168.76C</b>	<b>00.168.76C</b>
Potencia Máxima A.C.S.	24	33	-	-	-	-	-
Producción continua A.C.S. ( $\Delta T$ 25°C)	13,8	18,9	-	-	-	-	-
Potencia Máxima Calefacción 80/60°C	20	28	45	55	65	85	102
Potencia Máxima Calefacción 50/30°C	21,6	30,3	48,7	59,5	70,3	91,6	110,3
Potencia Reducida Calefacción 80/60°C	6,8	9,4	14,5	15,5	19,3	25,7	29
Potencia Reducida Calefacción 50/30°C	7,4	10,2	15,8	16,8	21	27,8	31,4
Clasificación Eficiencia Energética 92/42/CEE	****	****	****	****	****	****	****
Eficiencia Promedio (DIN 4702-T8)	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8	109,8
Eficiencia Nominal 80/60°C	97,6	97,6	97,3	97,4	97,4	97,5	97,4
Eficiencia Nominal 50/30°C	105,1	105	105,1	105	105,2	105,1	105
Eficiencia al 30%	107,5	107,3	107,6	107,5	107,6	107,3	107,4
Clasificación NOx (EN 483)	5	5	5	5	5	5	5
Presión Máxima Circuito Calefacción	3	3	3	3	3	3	3
Rango Temperaturas Calefacción - (A.C.S.)	25/80 - (35/60)	25/80 - (35/60)	25/80	25/80	25/80	25/80	25/80
Largo Máximo Tubo Coaxial Aspiración/Descarga	10 (Ø 60/100)	10 (Ø 60/100)	10 (Ø 80/125)	10 (Ø 80/125)	10 (Ø 80/125)	9 (Ø 110/160)	9 (Ø 110/160)
Largo Máximo Tubos Separados Aspiración/Descarga	80 (Ø 80)	80 (Ø 80)	60 (Ø 80)	60 (Ø 80)	60 (Ø 80)	26 (Ø 110)	26 (Ø 110)
Máximo flujo máscico chimenea	0,012	0,016	0,022	0,027	0,032	0,041	0,05
Mínimo flujo máscico chimenea	0,003	0,005	0,007	0,008	0,01	0,013	0,015
Máxima Temperatura de Gases	73	75	74	78	75	74	79
Mínima Temperatura de Gases	55	55	55	55	55	55	55
Dimensiones (alto x ancho x profundidad)	760x450x345	760x450x345	950x600x466	950x600x466	950x600x466	950x600x650	950x600x650
Peso Neto	44	46	64	68	72	94	98
Tipos de Gas	Gas Natural/LPG	Gas Natural/LPG	Gas Natural/LPG	Gas Natural/LPG	Gas Natural/LPG	Gas Natural/LPG	Gas Natural/LPG
Consumo Eléctrico	150	160	75	80	125	150	200
Grado de Protección	IPX5D	IPX5D	IPX5D	IPX5D	IPX5D	IPX5D	IPX5D
Presión de Alimentación Gas Natural	20	20	20	20	20	20	20
Presión de Alimentación LPG	37	37	37	37	37	37	37
Voltaje	230	230	230	230	230	230	230
Frecuencia	50	50	50	50	50	50	50
Diámetro Conexión Gas	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"	3/4"	1"	1"



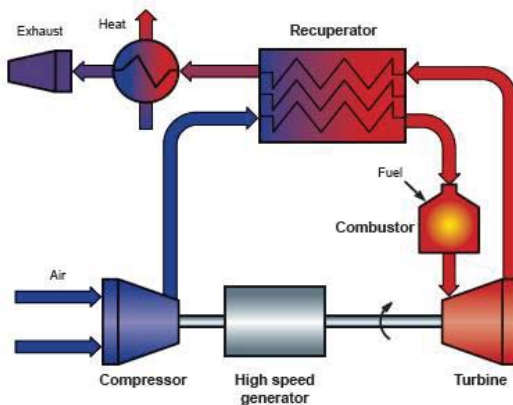
## 12.3 Microturbina EnerTwin



Technology

### Combined Heat and Power (CHP)

The objective of Combined Heat Power (CHP) is to generate electric power at locations where also a heat demand is present for either domestic or industrial heating. This way, CHP saves energy as the waste of heat losses by large electric power stations is avoided.



### Micro gas turbines

The EnerTwin CHP system generates electric power using a 3kW micro turbine. Gas turbines are known for their high power to weight ratio and low maintenance costs. Using off-the-shelf turbocharger technology leads to low production costs. The turbomachinery components are optimized for the turbogenerator application.

Driving a high-speed generator at 240,000 rpm, the turbogenerator has a net electric efficiency of 15% (19% shaft power efficiency). Together with the low costs, this offers great potential for cost effective micro-CHP systems. The generator is coupled to the micro turbine by a unique in-house developed compact rotor concept. Due to the recuperator, part load efficiency can be kept close to the design point maximum.

### Recuperator

The recuperator is an advanced heat exchanger recovering exhaust heat into the gas turbine working cycle, saving almost 50% of fuel compared to a system without a recuperator and providing a substantial increase in efficiency.



EnerTwin 3kW micro-CHP system

### Generator

An efficient high-speed permanent magnet generator converts the mechanical power from the micro turbine into electric power. The generator is fully integrated in the micro turbine rotor system, avoiding costs and losses of additional bearings and couplings.

### Heat exchanger

The efficient heat exchanger transfers heat from the micro turbine exhaust to the micro-CHP heating system circuits.

The EnerTwin has a rapid (< 2mins) start-up capability. Moreover, power can be modulated down to about 50% without significant loss of efficiency.

### Monitoring and control

The EnerTwin micro-CHP system has an on-line control and monitoring capability for remote operation and smart grid applications. This offers excellent installation and operation flexibility in cascade and other configurations.

### Noise

Micro turbines emit only high frequency noise that can effectively be mitigated. Compared to alternative concepts, the EnerTwin has very low noise emissions.

### Benefits for the environment

The EnerTwin micro-CHP system offers a substantial contribution to CO<sub>2</sub> emission reduction. With MTT's clean low-NO<sub>x</sub> combustor, other exhaust gas emissions levels are minimal.

More information: [www.enertwin.com](http://www.enertwin.com)



## Specifications

		Max.	Min.	
▶ Performance at ISA *	Net electric power **	3.0	1.0	kW
	Net thermal power	15 ***	6.0	kW
	Power to heat ratio at max power	20		%
	Net grid output efficiency (electrical)	15		%
	Total efficiency	90 ***		%
	IAV EcoDesign (EU 813/2013)	> 100		%
	Rotor speed	240,000	180,000	rpm
	Fuel flow (H gas, 38.5 MJ/nm <sup>3</sup> )	1.87	0.84	nm <sup>3</sup> /h
▶ Fuel	Natural gas H, E and L			
▶ Operating conditions	Ambient air pressure	0.8 .. 1.1		bar
	Inlet air temperature	-20 .. 40		°C
	System room temperature	5 .. 40		°C
▶ Heating system	Water flow rate	3 .. 21		l/min
	Water return temperature	5 .. 60		°C
	Water out/buffer vessel temperature	5 .. 80		°C
	Water pressure	1.5 .. 3		bar
▶ Maintenance	Service interval	1 / 5000		year/ hours
▶ Emissions	NO <sub>x</sub>	< 37		ppm @ 15% O <sub>2</sub>
	CO	< 50		ppm @ 15% O <sub>2</sub>
	CO <sub>2</sub> savings	3 - 6 ****		tons/year
	Noise	55		dB(A) 1m
▶ Control	OpenTherm heating control interface			
	RS-485 Modbus remote control interface			
	0-10V building management system interface			
	MTT proprietary cascade operation control interface			
▶ Installation	Dimensions (h x w x d)	970 x 610 x 1120		mm
	Weight (empty/with water/oil)	225 / 235		kg
	Natural gas connector	22 mm or ¾"		
	Water connector	22 mm or ¾"		
	Inlet air and flue gas pipes	DN 100 (parallel or coaxial)		
	Grid connection	230 / 50		VAC / Hz

\* ISA conditions are 15 °C and 1.01325 bar dry air.

\*\* Net electric power is power delivered to the grid corrected for internal fan and heating system water pump power which is separately accounted for according to micro-CHP performance rating standards.

\*\*\* Depending on heating system operating conditions such as water return temperature.

\*\*\*\* Depending on operating profile.

### MTT Micro Turbine Technology

De Rondom 1  
5612 AP Eindhoven  
The Netherlands

T +31 (0)88 688 0010  
F +31 (0)88 688 0050

E-mail: info@mtt-eu.com  
Internet: www.mtt-eu.com  
www.enertwin.com



## 12.4 Valor Motor Cogenerator NeoTower 2.6

**RMB/ENERGIE GmbH**  
Premium-Blockheizkraftwerke

**Preisliste neoTower®2016**



RMB/ENERGIE GmbH  
Hauptstraße 543 a  
26683 Osterland / Ramsloh  
Tel: +49 (0)4498 / 9 22 88-0  
Fax: +49 (0)4498 / 9 22 88-66  
<http://www.rmbenergie.de>

Made in Germany  


### neoTower® Living

Artikel-Nr.	Bezeichnung	PG	UVP
110122	neoTower® Living, Erdgas	4	14.998,00
110150	neoTower® Living, Flüssiggas	4	14.998,00
160009	Frachtkostenpauschale für neoTower®	3	300,00
160007	IBN inkl. Anfahrt <u>bis</u> 500 km	3	670,00
160008	IBN inkl. Anfahrt <u>ab</u> 500 km	3	950,00
120000	Abgas-Set DN 80 / 440087	1	105,00
120002	Abgasschalldämpfer ASD-K3 DN 80 (750 mm)	1	399,00
130009	Stromoptimierte Leistungsmodulation (Freischaltung und Parametrierung)	1	112,50
130010	Direktzähler (max. 65 A)	1	148,00
130015	potentialfreier Kontakt, nach IBN	1	112,50
150005	Panzerschlauch 1 Zoll IG Bogen, 1.000 mm	1	29,90
150006	Panzerschlauch 1 Zoll IG Bogen, 1.200 mm	1	49,50
150007	Panzerschlauch 1 Zoll IG Bogen, 1.500 mm	1	64,90
150008	Gasanschlussschlauch 1" x 500 mm	1	119,90
150009	Gasanschlussschlauch 1" x 1.000 mm	1	143,50
120089	Kompensatoren-Anschlussatz (2x 1.000 mm Panzer- und 1x 1.000 Gasschlauch + Abgasset)	1	279,00

## 12.5 Especificaciones técnicas NeoTower 2.6

### Technical data sheet neoTower® LIVING



product specification	neoTower® 2.0	neoTower® 2.6
<b>technical Data</b>		
rated electrical output <sup>(1)</sup> [kW <sub>el</sub> ]	2	2,6
rated thermal output <sup>(2)</sup> [kW <sub>th</sub> ]	5,3	6,2
electrical power modulation range [kW <sub>el</sub> ]	1,1 - 2,0	1,3 - 2,6
thermal power modulation range [kW <sub>th</sub> ]	3,6 - 5,3	4,4 - 6,2
energy input at rated power [kWh <sub>th</sub> ]	7,4	8,9
consumption of LPG [kg/h]	0,575	0,692
consumption of LPG [l/h]	1,065	1,281
CHP Coefficient	0,377	0,419
f <sub>pe 2009</sub>	0,462	0,409
f <sub>pe 2016</sub>	0,834	0,761
PEE [%]	27,9	30,5
ErP Energy Label <sup>(6)</sup>	A+	A++
operation noise level <sup>(3)</sup> [dB(A)]	46	48
sound power level L <sub>w</sub> dB	61	63
maintanance interval [Bh]	15.000	15.000
<b>efficiency</b>		
electrical efficiency η <sub>el</sub> [%]	27,1	29,0
thermal efficiency η <sub>th</sub> [%]	73,0	74,0
overall efficiency η <sub>ges</sub> [%]	100,1	103,0
<b>thermal output</b>		
flow forward max. [°C]	90	90
flow return max. [°C]	70	70
standard thermal spread VL/RL [K]	20	20
ambient temperature max. [°C]	30	30
nominal water pressure [PN] [bar]	2,5	2,5
<b>electrical output</b>		
operating voltage [V]	400	400
frequency [Hz]	50	50
rated power P <sub>ng</sub> [kW]	2	2,6
apparent power S <sub>E</sub> max [kVA]	2,1	4,9
operating voltage U <sub>ng</sub> [V]	400	400
line frequency [Hz]	50	50
power factor without compensation [Cos φ]	0,72	0,77
compensation of reactive power [kVar]	1,5	1,5
steps of compensation	1	1
resonant frequency	0	0
power factor compensated [Cos φ ]	0,95	0,95
rated current I <sub>r</sub> [A]	4,1	3,4
rated current I <sub>r</sub> cos φ 1 [A]	2,9	3,8
rated apparent power S <sub>rE</sub> [kVA]	2,8	3,37
rated current generator short circuit I <sub>k</sub> " [A]	29	29
grid short circuit capability S <sub>k</sub> " [kVA]	20,3	20,3
initial current I <sub>k</sub> [A]	26	26
<b>engine</b>		
manufacturer of engine	YANMAR	YANMAR
number of cylinders	3	3
displacement [l]	0,7	0,7
air ratio [λ]	1,6	1,6
type of engine oil	RMB/Engine Oil	RMB/Engine Oil
engine oil volume [l]	17	17

## Technical data sheet neoTower® LIVING



product specification	neoTower® 2.0	neoTower® 2.6
<b>alternator</b>		
manufacturer alternator	EMOD	EMOD
type of alternator	asynchronous / induction	asynchronous / induction
start via alternator	yes	yes
rotational speed [U/min]	1020	1020
<b>air flow volumes</b>		
combustion air flow [m³/h]	15,12	18,19
ventilation air flow [m³/h]	100,00	100,00
total air flow [m³/h]	115,12	118,19
max. air-pressure-loss <sup>(4)</sup> [Pa]	150,00	150,00
<b>exhaust</b>		
max. temperature exhaust gas <sup>(5)</sup> [°C]	50	50
volume flow rate exhaust gas [kg/h]	16	19
volume flow rate exhaust gas dry [Nm³/h]	13	16
max. exhaust-gas-pressure-loss [Pa]	150	150
max. exhaust-gas-pressure-loss at cascade application [Pa]	150	150
<b>dimensions</b>		
dimension LxWxH [mm]	1.160x620x1.100	1.160x620x1.100
length [mm]	1160	1160
width [mm]	620	620
height [mm]	1100	1100
volume modul [l]	791,12	791,12
surface modul [m²]	5,35	5,35
weight app. <sup>(7)</sup> [kg]	350	350
<b>installation location</b>		
installation location	to each existing fireplace Regulation	
<b>ErP-Label</b>		
ErP Label <sup>(6)</sup>	A+	A++
ErP Energy Input <sup>(6)</sup> [kWh <sub>HS</sub> ]	8,2	9,9
ErP electrical efficiency $\eta_{el,HS}$ <sup>(6)</sup> [%]	24,4	26,1
ErP thermal efficiency $\eta_{th,HS}$ <sup>(6)</sup> [%]	65,8	66,7
ErP overall efficiency $\eta_{kes,HS}$ <sup>(6)</sup> [%]	90,2	92,8
class of room controller <sup>(6)</sup>	2,0	2,0
P <sub>ign</sub> <sup>(6)</sup> [kW]	0,0	0,0
P <sub>SB</sub> <sup>(6)</sup> [kW]	0,0	0,0
electrical consumption at partial load <sup>(6)</sup> [kW]	0,1	0,2
P <sub>el_max</sub> <sup>(6)</sup> [kW]	0,1	0,2
P <sub>stby_CHIP</sub> <sup>(6)</sup> [kW]	0,2	0,2
electrical consumption standby <sup>(6)</sup> [kW]	0,0	0,0
$\eta_S = \eta_{son} - \sum(F1-F5)$ <sup>(6)</sup>	120,0	128,5

- 1) Data based on ISO 3046/I-2002, tolerance +/- 5 %
- 2) data toleranz +/- 8 %
- 3) gaging at distance 1 m
- 4) counter pressure is controlled as a precaution
- 5) return flowtemperature 40 °C
- 6) based on EU-regulation 811/2013; 813/2013

## 12.6 Valor Motor Cogenerador NeoTower 7.2

### neoTower® 7.2

Artikel-Nr.	Bezeichnung	PG	UVP
110001	neoTower® 7.2, Erdgas, inkl. WM	1	24.348,29
110012	neoTower® 7.2, Flüssiggas, inkl. WM	1	24.348,29
160009	Frachtkostenpauschale für neoTower®	3	300,00
160007	IBN inkl. Anfahrt <u>bis</u> 500 km	3	670,00
160008	IBN inkl. Anfahrt <u>ab</u> 500 km	3	950,00
130001	Blindstromkompensationsanlage 7.2	1	549,50
120000	Abgas-Set DN 80	1	105,00
120002	Abgasschalldämpfer ASD-K3 DN 80 (750 mm)	1	399,00
120006	Abluft-Set DN 125	1	215,00
130009	Stromoptimierte Leistungsmodulation (Freischaltung und Parametrierung)	1	112,50
130010	Direktzähler (max. 65 A)	1	148,00
130011	Wandlerzähler (max. 300 A), Wandler werden zusätzlich benötigt	1	267,50
130012	Wandler, Wandlerverhältnis 100A/5A	1	279,00
130013	Wandler, Wandlerverhältnis 250A/5A	1	299,00
130014	Wandler, Wandlerverhältnis 600A/5A	1	349,00
130015	potentialfreier Kontakt, nach IBN	1	112,50
150005	Panzerschlauch 1 " IG Bogen, 1.000 mm	1	29,90
150006	Panzerschlauch 1 " IG Bogen, 1.200 mm	1	49,50
150007	Panzerschlauch 1 " IG Bogen, 1.500 mm	1	64,90
150008	Gasanschlussschlauch 1" x 500 mm	1	119,90
150009	Gasanschlussschlauch 1" x 1.000 mm	1	143,50
160019	Vollwartungsvertrag für neoTower® 7.2	3	0,28
110017	Servicekit für neoTower® 7.2 (bis 10.000 / ab 1.999)	1	599,00
110084	Servicekit für neoTower® 7.2 (bis 10.000 / ab 2.000)	1	699,00
110086	Servicekit für neoTower® 7.2 (bis 5.000 / bis 1.999)	1	199,00
120090	Kompensatoren-Anschlusssatz (2x 1.000 mm Panzer- und 1x 1.000 Gasschlauch, Abgas- und Abluftset)	1	449,00



## 12.7 Especificaciones técnicas NeoTower 7.2

### Technical data sheet neoTower® Premium S



product specification	neoTower® 5.0	neoTower® 7.2
<b>technical Data</b>		
rated electrical output <sup>(1)</sup> [kW <sub>el</sub> ]	5	7,2
rated thermal output <sup>(2)</sup> [kW <sub>th</sub> ]	12,2	18,4
electrical power modulation range [kW <sub>el</sub> ]	2,9 - 5,0	3,9 - 7,2
thermal power modulation range [kW <sub>th</sub> ]	7,9 - 12,2	12,3 - 18,4
energy input at rated power [kWh <sub>th</sub> ]	16,6	24,4
consumption of LPG [kg/h]	1,29	1,90
consumption of LPG [l/h]	2,39	3,51
CHP Coefficient	0,44	0,41
f <sub>pe 2009</sub>	0,374	0,383
f <sub>pe 2016</sub>	0,708	0,693
PEE [%]	33,3	34,4
ErP Energy Label <sup>(6)</sup>	A++	A++
operation noise level <sup>(3)</sup> [dB(A)]	51	51
sound power level L <sub>w</sub> dB	66	66
maintanance interval [Bh]	10.000	10.000
<b>efficiency</b>		
electrical efficiency η <sub>el</sub> [%]	30,3	30,4
thermal efficiency η <sub>th</sub> [%]	77,0	79,1
overall efficiency η <sub>ges</sub> [%]	107,3	109,5
<b>thermal output</b>		
flow forward max. [°C]	93	93
flow return max. [°C]	70	70
standard thermal spread VL/RL [K]	20	20
ambient temperature max. [°C]	30	30
nominal water pressure [PN] [bar]	2,5	2,5
<b>electrical output</b>		
operating voltage [V]	400	400
frequency [Hz]	50	50
rated power P <sub>nG</sub> [kW]	5	7,2
apparent power S <sub>e</sub> max [kVA]	6,41	9,23
operating voltage U <sub>NG</sub> [V]	400	400
line frequency [Hz]	50	50
power factor without compensation [Cos φ]	0,78	0,78
compensation of reactive power [kVar]	2,9	3,4
steps of compensation	1	1
resonant frequency	0	0
power factor compensated [Cos φ]	0,95	0,95
rated current I <sub>r</sub> [A]	9,25	13,32
rated current I <sub>r</sub> cos φ 1 [A]	7,22	10,39
rated apparent power S <sub>rE</sub> [kVA]	6,41	9,23
rated current generator short circuit I <sub>k</sub> " [A]	111	111
grid short circuit capability S <sub>k</sub> " [kVA]	76,90	76,90
initial current I <sub>k</sub> [A]	45	45
<b>engine</b>		
manufacturer of engine	Toyota	Toyota
number of cylinders	3	3
displacement [l]	1	1
air ratio [λ]	1,6	1
type of engine oil	RMB/Engine Oil	
engine oil volume [l]	26	26

## Technical data sheet neoTower® Premium S



product specification	neoTower® 5.0	neoTower® 7.2
<b>alternator</b>		
manufacturer alternator	EMOD	EMOD
type of alternator	asynchronous / induction	asynchronous / induction
start via alternator	yes	yes
rotational speed [U/min]	1550	1550
<b>air flow volumes</b>		
combustion air flow [m³/h]	33,92	31,17
ventilation air flow [m³/h]	100,00	100,00
total air flow [m³/h]	133,92	131,17
max. air-pressure-loss <sup>(4)</sup> [Pa]	100,00	100,00
<b>exhaust</b>		
max. temperature exhaust gas <sup>(5)</sup> [°C]	72	87
volume flow rate exhaust gas [kg/h]	36	33
volume flow rate exhaust gas dry [Nm³/h]	29	27
max. exhaust-gas-pressure-loss [Pa]	500	500
max. exhaust-gas-pressure-loss at cascade application [Pa]	100	100
<b>dimensions</b>		
dimension LxWxH [mm]	1.160x620x1.100	1.160x620x1.100
length [mm]	1160	1160
width [mm]	620	620
height [mm]	1100	1100
volume modul [L]	791,12	791,12
surface modul [m²]	5,35	5,35
weight app. <sup>(7)</sup> [kg]	395	395
<b>installation location</b>		
installation location	to each existing fireplace Regulation	
<b>ErP-Label</b>		
ErP Label <sup>(6)</sup>	A++	A++
ErP Energy Input <sup>(6)</sup> [kWh <sub>int</sub> ]	18,4	27,1
ErP electrical efficiency $\eta_{el,HS}$ <sup>(6)</sup> [%]	27,3	27,4
ErP thermal efficiency $\eta_{th,HS}$ <sup>(6)</sup> [%]	69,4	71,3
ErP overall efficiency $\eta_{ges,HS}$ <sup>(6)</sup> [%]	96,7	98,6
class of room controller <sup>(6)</sup>	2,0	2,0
$P_{ign}$ <sup>(6)</sup> [kW]	0,0	0,0
$P_{sb}$ <sup>(6)</sup> [kW]	0,0	0,0
electrical consumption at partial load <sup>(6)</sup> [kW]	0,2	0,2
$P_{el,max}$ <sup>(6)</sup> [kW]	0,2	0,2
$P_{standby\_CHIP}$ <sup>(6)</sup> [kW]	0,2	0,2
electrical consumption standby <sup>(6)</sup> [kW]	0,0	0,0
$\eta_S = \eta_{son} - \Sigma(F1-F5)$ <sup>(6)</sup>	134,4	134,9

- 1) Leistungsdaten gemäß ISO 3046/I-2002, Toleranz 5 %
- 2) Wärmeleistungsangaben Toleranz 8 %
- 3) Prüfstandsmessung in 1 m Abstand
- 4) Abluft (ohne Abgas) muss nicht grundsätzlich "übers Dach"
- 5) bei einer Rücklauftemperatur von 40 °C
- 6) gemäß EU-Verordnung 811/2013; 813/2013