UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

Repositorio Digital USM **https://repositorio.usm.cl**

Tesis USM Tesis de Pregrado de Acceso Abierto

2017

ESTUDIO DE APLICACIÓN DE SISTEMAS ORC PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU ESTADO ACTUAL EN EL MERCADO NACIONAL

RÍOS DROGUETT, PEDRO JOSÉ

http://hdl.handle.net/11673/22650

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

VALPARAÍSO - CHILE

"ESTUDIO DE APLICACIÓN DE SISTEMAS ORC PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SU ESTADO ACTUAL EN EL MERCADO NACIONAL"

PEDRO JOSÉ RIOS DROGUETT

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO MENCIÓN ENERGÍA

PROFESOR GUÍA DR. ING. ALEJANDRO SÁEZ CARREÑO
PROFESOR CORREFERENTE MG. ING. DAVID SALDIVIA SALAZAR

JULIO - 2017

AGRADECIMIENTOS

A todos los que me acompañaron e hicieron posible ésto.

RESUMEN

El presente estudio busca caracterizar y estudiar las aplicaciones en Chile de la tecnología de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de calor de baja temperatura, menores a 300 [°C], mediante la utilización de un ciclo Rankine cuyo fluido de trabajo es un compuesto orgánico, conocido como ORC. Este sistema puede ser implementado en cuatro diferentes fuentes de calor: Fuentes geotérmicas, radiación solar, calor producto de la combustión de biomasa y recuperación de calor industrial. Este sistema es vendido en formato de potencia estándar en rangos de potencia entre 100 [kWel] hasta 40 [MWel] por unidad según la compañía.
Las ventajas que representa este sistema son: Alta eficiencia de generación eléctrica (cercana al 20 %), buena respuesta a la variación de carga, bajos costos de operación y mantenimiento, larga vida útil y operación de forma remota. La dificultad principal es su alto costo de implementación y la novedad en la tecnología, que inicialmente puede resultar en un rechazo en los potenciales clientes.

Mediante un análisis de sensibilidad respecto a un flujo de caja simple, se estudiaron cuatro casos de aplicación a nivel nacional, dejando fuera los sistemas geotérmicos y solares, debido al alto costo de estudios y falta de experiencias a nivel internacional, respectivamente. Se analizó la aplicación en la industria cementera, utilizando como variable el porcentaje de ahorro respecto de la energía producida y el destino de la venta de la energía sobrante. Se estudió también la adición de este sistema a una central de generación Diésel, con las variables del factor de carga de la planta y en el caso de que fuera una central fuera de la red, el porcentaje de ahorro. Se agrega también el caso de una fundición de cobre, variando el porcentaje de ahorro de energía eléctrica y los efectos en la eficiencia producto de incrustaciones en los intercambiadores de calor. Finalmente, en la implementación de una planta alimentada con calor proveniente de la combustión de biomasa, se estudió los efectos de la distancia a las redes de distribución y el modelo de negocios para poder vender la energía.
Producto de este análisis se puede concluir que la aplicación de estos sistemas no puede ser implementado en fuentes cuya disponibilidad sea baja, menor al 90 %, o estén muy lejos de una red de distribución, más de 40 [km]. Sin embargo, si es que se utiliza una gran potencia en la industria, cercano a los 4 o 5 [MWel], y se busca evitar la compra de energía de la red eléctrica, puede resultar muy atractivo. También en aplicaciones que se encuentren fuera de la red eléctrica o que deban generar su propia energía mediante centrales Diésel, dado que el costo de generación es bastante bajo. Otro aspecto muy relevante es el modelo de negocios de la venta de energía, debe ponerse especial cuidado a ello, dado que, el precio de venta puede afectar mucho al éxito de un proyecto.

Es por ello que la implementación de esta tecnología no está lejos de la realidad Chilena, puede aumentar la competitividad de ciertas áreas de la industria del país y puede resultar incluso una oportunidad de negocio bastante rentable si se estudian bien los factores que afectan este tipo de proyectos.

Palabras Clave: ORC, Ciclo Rankine Orgánico, Recuperación de Calor, Energía Geotérmica, Energía Termosolar, Cogeneración, Biomasa

ABSTRACT

This research looks to characterize and study the applications in Chile of the electric generation technology that uses low temperature sources (less than 300 [°C]). By using a Rankine cycle which its working fluid is an organic compound, also known as ORC. This system could be used in four different heat sources: Geothermal, solar radiation, biomass combustion and waste heat recovery. It is sold in standard power sizes in ranges between 100[kW] and 40 [MW] per unit depending the company. The advantages of this system are: high electric generation efficiency (near 20 %), good responce to load variation, low operation and maintenance costs, long life ando remote operation. The main difficulty is the high implementation cost and it represents a very new technology so it makes uncomfortable potential clients.

By a sensitivity analisis in a cash flow, four application cases were studied at national level, leaving behind geothermal and solar systems, because their high cost of implementation studies and a few international experience, respectively. Was analized the application in the cement industry, using as variable the electric energy savings and the final energy buyer. Also was studied the addition of this system in a Diesel generation unit, where the demand factor and the savings where conisdered factors, in case that the plant was isolated from the electric distribution system. In addition a copper furnace was analyzed, changing the savings percentage and the effects int he overall efficiency because of the heat exchanger's incrustations. Finally a biomass fired system also was studied, oscillating the distance to the electric network and the business model. It is because of this analysis that we can conclude that this systems can not work properly in low operating time, lower than 90 % of the time, or when are distant form the network (more than 40 [km]). Nevertheless, in cases in the industry that the electric power needed is high, near 4 or 5 [MW], and to avoid buying electric energy is the main goal, this system results to be very attractive. Also in off grid systems or places that needs an extra addition of power and needs to generate its own energy by Diesel motors. Another aspect that needs to be attended is the business model, because whom is going to buy the energy affects this kind of projects as the price may vary a lot.

As a result of all of this the implementaion of this technology is not really far from the Chilean reality. It can improve the competitivity in certain areas of the country's industry and can be a good business this kind of projects are carefully studied.

Keywords: ORC, Organic Rankine Cycle, WHR, Geothermal Energy, CSP, Cogeneration, Biomass

GLOSARIO

ORC	Organic Rankine Cycle (Ciclo Rankine Orgánico)
SIC	Sistema Interconectado Central
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
ODP	Ozone Depletion Potential (Potencial de Agotamiento del Ozono)
GWP	Global Warming Potential (Potencial de Calentamiento Atmosfércio)
WHR	Waste Heat Recovery (Recuperación de Calor Industrial)
CSP	Concentrated Solar Power (Energía Termosolar de Concentración)
GEO	Geothermal Energy (Energía Geotérmica)
BIO	Biomass (Energía de la biomasa)
NCh	Norma Chilena
DFL	Decreto con Fuerza de Ley
ERNC	Energía Renovable No Convencional
CNE	Comisión Nacional de Energía
MCI	Motor de Combustión Interna
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno

Índice

1. Introducción **1**

2. Ciclo Rankine Orgánico **3**
2.1. Ciclo Rankine a Vapor . . . 3
2.2. Características del ORC . . . 4
2.3. ORC en la actualidad . . . 7
2.4. Fluidos de trabajo . . . 8
2.4.1. Seguridad . . . 10

3. Aplicaciones de sistemas ORC **14**
3.1. Energía Solar Térmica . . . 14
3.2. Combustión de Biomasa . . . 15
3.3. Recuperación de Calor de Origen Industrial . . . 17
3.4. Energía Geotérmica . . . 17

4. Mercado Eléctrico Chileno **19**
4.1. Estructura . . . 19
4.2. Legislación y Normativas . . . 19
4.2.1. Clasificaciones para los medios de Generación . . . 21
4.2.2. Beneficios para las ERNC . . . 22

5. Aplicaciones en Chile y Requisitos **23**
5.1. Requisitos Generales . . . 23
5.1.1. Impacto Ambiental . . . 23
5.1.2. Cercanía a redes de transmisión . . . 23
5.1.3. Precio de Nudo Corto y Largo Plazo . . . 24
5.1.4. Aporte de calor de la fuente . . . 24
5.1.5. Costo Específico . . . 26
5.2. Requisitos específicos energía Solar . . . 27
5.2.1. Ubicación Geográfica y Disponibilidad Solar . . . 27
5.2.2. Concentradores Solares . . . 28
5.2.3. Cercanía a centros urbanos . . . 29
5.3. Requisitos específicos energía Geotérmica . . . 30
5.3.1. Costos de Exploración . . . 30
5.3.2. Disponibilidad de Agua . . . 30
5.3.3. Composición del agua . . . 31
5.4. Requisitos para cogeneración mediante Biomasa . . . 32
5.4.1. Tipo y abastecimiento de combustible . . . 32
5.4.2. Ubicación de la planta . . . 32
5.5. Requisitos para recuperación de Calor de Origen Industrial . . . 33

5.5.1. Contenido de los gases 33
5.5.2. Condiciones Operacionales 33
5.6. Empresas de sistemas ORC en Chile 33

6. Casos de Estudio en Chile **34**
6.1. Fuentes de Calor 34
6.2. Potencia térmica de entrada 36
6.3. Dimensión de planta 39
6.4. Análisis Económico 40
6.5. Variables a considerar en el análisis 40
6.5.1. Precio de la Energía Eléctrica 40
6.5.2. Costo de la planta de ORC 41
6.5.3. Otras Variables 41
6.6. Análisis de Sensibilidad 42
6.7. Proyectos en Chile 49
6.7.1. Central Geotérmica Cerro Pabellón 49
6.7.2. Planta de Biomasa Concepción 50

7. Conclusiones **52**

1. Introducción

Chile es un país que se encuentra en plena etapa de desarrollo y sin lugar a dudas ésto significa ir sorteando distintas dificultades para llegar a mejorar la calidad de vida de todos sus ciudadanos. Una de estas barreras, desde hace mucho tiempo, ha sido la matriz energética, dado que producto de la escasez de combustibles fósiles y además de la larga y accidentada geografía presente, se ha convertido en uno de los desafíos más complejos para la ingeniería nacional. En la actualidad la matriz de energía eléctrica cuenta con un total de 21.284,9 [MW] de potencia instalada, distribuidas en 16.614,5 [MW] en el SIC y 4.670,4 [MW] en el SING, de esta potencia se distribuyen en un 59,7 % de origen térmico, 31 % hídrico, 4,8 % eólico y 4,5 % solar (Fuente: Generadoras de Chile) y durante el 2016 se generó un total 67.055 [GWh] de energía eléctrica, distribuyéndose en un 67,5 % de origen térmico, 26 % hídrico, 3 % eólico y 3,5 % solar. Es destacable el hecho que el año 2016 tuvo un incremento de un 41,2 % la energía de origen térmico respecto al año anterior (Ver Figura 1), hecho del cual se pueden extraer distintas observaciones, una de ellas es el alto precio que se está pagando por la energía, ésto debido a que las fuentes térmicas son por lo general son el carbón, el gas natural licuado, el petróleo Diésel, entre otras fuentes, las cuales son importadas desde otros países y suelen ser muy nocivas para el medio ambiente; por otro lado implica la disminución de la generación desde fuentes hídricas y ERNC, lo que lleva al razonamiento de que es necesario contar con fuentes de energía renovables, cuya fuente no dependa de las condiciones climáticas y que puedan ser competitivas con las centrales térmicas tradicionales para poder pensar en un futuro sostenible para el país.

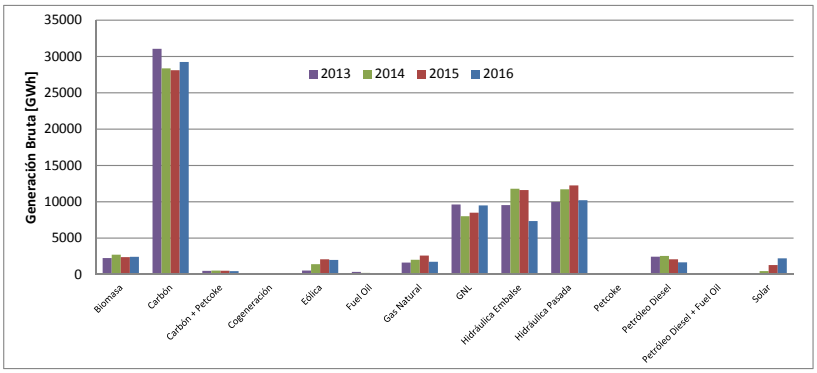


Figura 1: Gráfico de generación bruta Anual SIC-SING del 2010-2016 (Fuente: Generadoras de Chile)

Es por eso que en esta memoria se presenta la opción del Ciclo Rankine Orgánico (ORC) como una posible respuesta para estas problemáticas que se presentan y se busca comprobar si es que es posible la entrada de este tipo de tecnologías al país desde un aspecto técnico, ésto en base a la gran diversidad de fuentes de energía que puede adaptarse y que se encuentran en gran cantidad, tales como son el norte de nuestro país que cuenta con una radiación solar que permite pensar en el aprovechamiento de esta con centrales térmicas, en el centro-sur de Chile con la pujante industria forestal, cuyo aislamiento y excedentes de biomasa pueden anidar

el establecimiento de los ORC. Además, en distintas áreas de la industria nacional, como la cementera, fundiciones, vidrieras, entre otras industrias que requieren de calor pueden verse favorecidas al utilizar el calor en los gases residuales para aumentar su competitividad y, finalmente, puede utilizarse las fuentes de energía de las capas subterráneas de la cordillera de los Andes, rica en actividad volcánica y por lo mismo en energía que puede ser extraído mediante distintos métodos, siendo uno de estos los sistemas planteados.
Esta investigación busca cumplir los siguientes objetivos:

- Caracterizar la tecnología y los proveedores de esta a nivel mundial.
- Identificar las diferentes aplicaciones en el país.
- Reconocer las dificultades y requisitos para su aplicación.
- Estudiar los beneficios asociados a los sistemas ORC

Para lograr ésto se buscará mediante la recopilación de información tanto a nivel académico como del sector industrial asociado a la tecnología, contrastándola con la realidad nacional, tanto a nivel económico, energético y legal, de tal manera de tener una visión global y poder discutir su aplicabilidad en el territorio nacional.

2. Ciclo Rankine Orgánico

2.1. Ciclo Rankine a Vapor

El ciclo Rankine es un ciclo termodinámico desarrollado por el ingeniero y físico escocés William John Macquorn Rankine (1820-1872). El objetivo principal de este ciclo es transformar el calor en trabajo, el cual está compuesto básicamente por cuatro procesos:

1-2 Compresión Isentrópica

2-3 Adición de calor a presión constante

3-4 Expansión Isentrópica

4-1 Rechazo de calor a presión constante

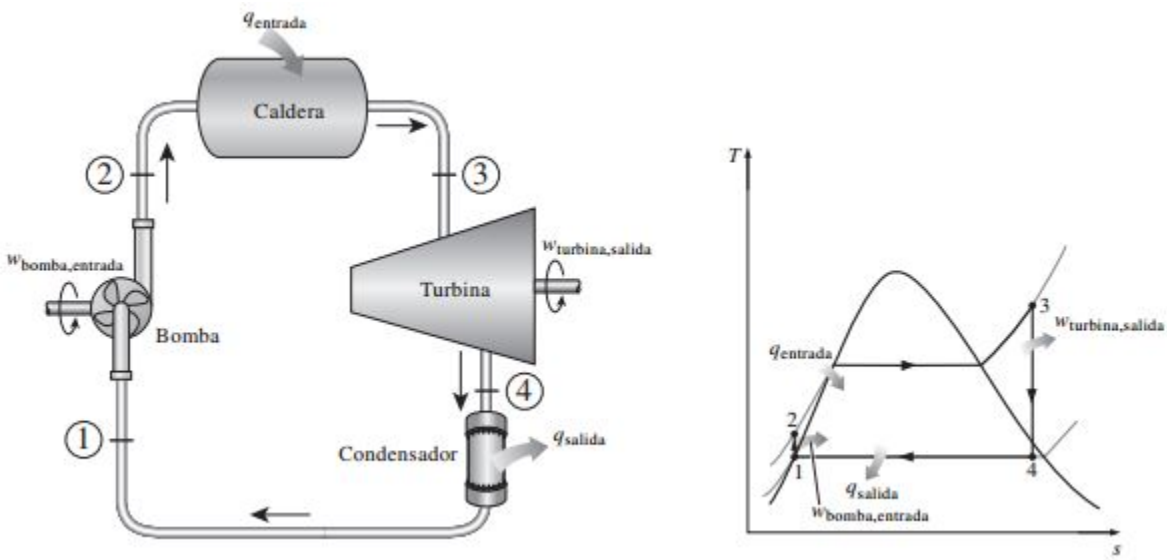


Figura 2: Ciclo Rankine ideal simple [1]

Comúnmente este ciclo se conoce como ciclo de vapor, dado que se utiliza principalmente para la generación de energía eléctrica mediante el uso de agua como fluido de trabajo, teniendo como gran ventaja el hecho de que se puede utilizar prácticamente con cualquier fuente energética para alimentar las calderas en las que se transfiere el calor al agua. La eficiencia de este ciclo está limitada por la eficiencia del ciclo de Carnot, por lo que se puede decir que está limitada por la mayor temperatura alcanzada por el fluido y la menor temperatura, en el momento posterior al rechazo de calor, como se muestra en la fórmula 1. Específicamente para el ciclo Rankine, la eficiencia está definida por la fórmula 2, donde Q_{min} y Q_{max} corresponden al calor rechazado y al calor absorbido, respectivamente, y también T_{min} corresponde a la temperatura mínima alcanzada en el ciclo, como T_{max} corresponde a la máxima.

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_{min}}{T_{max}} \tag{1}$$

$$\eta_{Rankine} = 1 - \frac{Q_{min}}{Q_{max}} \tag{2}$$

Es por eso que si se pone en el caso comparativo entre dos sistemas, en el que es común la temperatura ambiental o del sumidero de calor, se podría decir que la eficiencia va a ser mayor en aquel sistema que pueda absorber la mayor cantidad de calor. Es así que los ciclos Rankine se ocupan en centrales de alta potencia térmica y de gran complejidad operativa, dado que se utilizan variados y complejos equipos para alcanzar la mayor eficiencia posible, es por eso que en casos que la disponibilidad de calor es de bajo grado, es decir, la temperatura del calor disponible es my baja como para utilizarla en un ciclo Rankine convencional, no resultan atractivos en principio y muchas veces se pierde a la atmósfera sin darle una mayor utilidad. Es por eso que en la década de los 60, se comenzó a estudiar la aplicación del ciclo Rankine para casos en que el aporte de energía provenga de fuentes de baja temperatura. Se llegó a la conclusión de que utilizando este ciclo, de manera cerrada, es decir, sin intercambio de masa entre el ambiente y el sistema, y utilizando un fluido orgánico como fluido de trabajo, se podrían aprovechar estas fuentes de calor de baja temperatura para alimentar el ciclo y generar energía eléctrica de manera eficiente y sin gran complejidad.

2.2. Características del ORC

En esencia, el ciclo ORC opera como un ciclo Rankine básico, sin etapas de recalentamiento, con una o dos turbinas, y generalmente muy compactos en comparación con una planta de generación de ciclo Rankine tradicional . Esto se debe principalmente a la utilización de un fluido orgánico de alta densidad, se entiende como tal a un compuesto formado por cadenas de hidrocarburos, dado que la temperatura de ebullición y sobrecalentamiento de estos fluidos es considerablemente más baja (en algunos casos menores a 200°C) permite que simplifiquen varios procesos y tenga varias diferencias respecto a la utilización de agua como fluido de trabajo[2]. Los aspectos más relevantes se detallan a continuación:

- Calentamiento del fluido: Producto de la baja viscosidad en conjunto con su alta densidad, en comparación con el agua, se tiene un mayor número de Reynolds lo que implica que se puede alcanzar una mayor turbulencia, mejorando así el coeficiente de transferencia de calor en los tubos. Además debido a que los flujos son menores, como así también las temperaturas para alcanzar el estado supercrítico, no es necesario contar con distintas etapas de calentamiento del fluido, como si ocurre en los ciclos Rankine tradicionales, lo que simplifica este proceso disminuyendo la cantidad de equipos y el tamaño de la planta en general.

- Menores presiones y temperaturas: Este aspecto repercute en una menor complejidad y menores costos en los equipos de bombeo, transferencia de calor y ducterías, en vista de que se ven sometidos a esfuerzos menores.

- Baja temperatura de evaporación: El hecho de que la temperatura de evaporación y de sobrecalentamiento son relativamente bajas, permite que se pueden aprovechar fuentes de calor de baja temperatura, además los fluidos orgánicos son en general "secos", como se muestra en la figura 3, lo que implica que no exista condensación en la etapa de la turbina, evitando el desgaste en los álabes y mejorando la eficiencia de la etapa de conversión de energía.

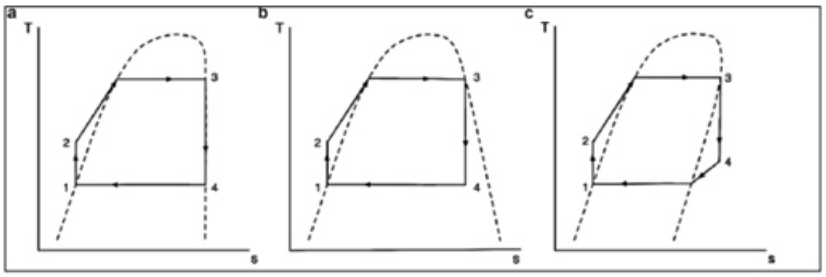


Figura 3: Tipos de fluidos: a) Isentrópico, b) Húmedo y c) Seco

- Eficiencia: Los ciclos Rankine a vapor tiene una eficiencia promedio de un 30 %, un 10 % mayor que un ORC promedio. La desventaja del vapor es que para alcanzar esa eficiencia, es necesaria una gran complejidad operativa en cuanto a procesos, equipos y personal de operación. Sin embargo existen proveedores de sistemas ORC que pueden alcanzar eficiencias mayores al promedio mediante la utilización de ciclos con dos turbinas, una de alta y otra de baja presión.
- Flexibilidad: Una de las grandes ventajas de los ORC es que pueden operar a altas eficiencias a pesar de la variabilidad de la carga sometida, como se refleja en la Figura 4. Además de tener la capacidad de desempeñarse eficientemente en modo isla, es decir, fuera de la red de distribución eléctrica.

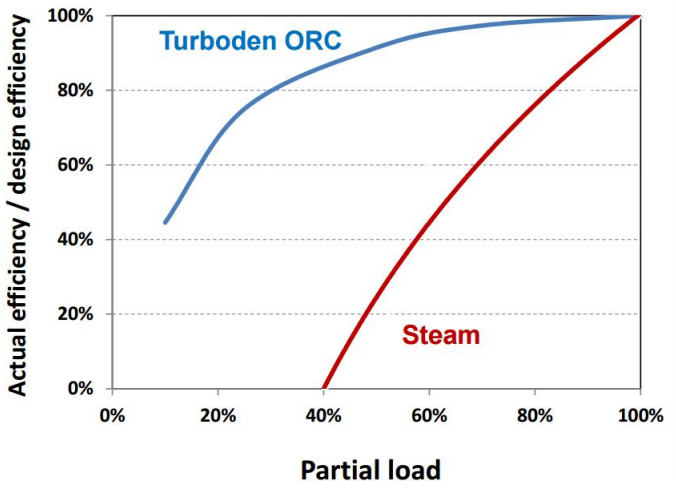


Figura 4: Eficiencia de ORC v/s Vapor según variabilidad de carga (Fuente: Turboden)

- Seguridad: Uno de los riesgos más discutibles sobre esta tecnología es el riesgo asociado al fluido de trabajo, tema a desarrollar más adelante en el informe, puesto que suelen ser inflamables y en algunos casos tóxicos, es por eso que toda esta tecnología se ha desarrollado bajo altos estándares de exigencia europeos y de los Estados Unidos, de tal manera de disminuir los riesgos. Esto combinado a que las presiones de trabajo son bajas y la implementación de sistemas de emergencia de fugas para los equipos, entregan un sistema seguro y amigable con el medioambiente.
- Velocidad de rotación: Una limitante de los sistemas ORC es la baja velocidad de su turbina, producto de la alta densidad del fluido de trabajo y el menor flujo del mismo, en comparación con el uso de vapor, lo que limita la cantidad de energía eléctrica que pueden producir.

2.3. ORC en la actualidad

Los sistemas ORC se han implementado a nivel mundial en el último tiempo, dado que es una tecnología reciente y que su continuo mejoramiento ha permitido que su crecimiento se haya mantenido constante a lo largo del tiempo, actualmente existen 2.749 [MWel] de Potencia instalada, pero se encuentran en construcción otros 523,6 [MWel], según la página ORC World Map [3], que recoge información de todos los proyectos relacionados a esta tecnología y los recopila sin ánimo de lucro en este sitio web. Las plantas instaladas están ubicadas principalmente en el continente Europeo, destacándose Alemania dado su alta concentración de proyectos relacionadas con la generación a partir de Biomasa, y en Estados Unidos, puesto que tienen una gran cantidad de plantas Geotérmicas y WHR, donde se destacan como el país con mayor potencia instalada con sistemas ORC seguido por Turquía (800 y 525 [MWel] respectivamente). Además es necesario destacar que la planta Sarulla en Indonesia se encuentra en construcción, la cual se convertirá en la planta individual de energía geotérmica más grande del mundo con una capacidad instalada de 330 [MWel].

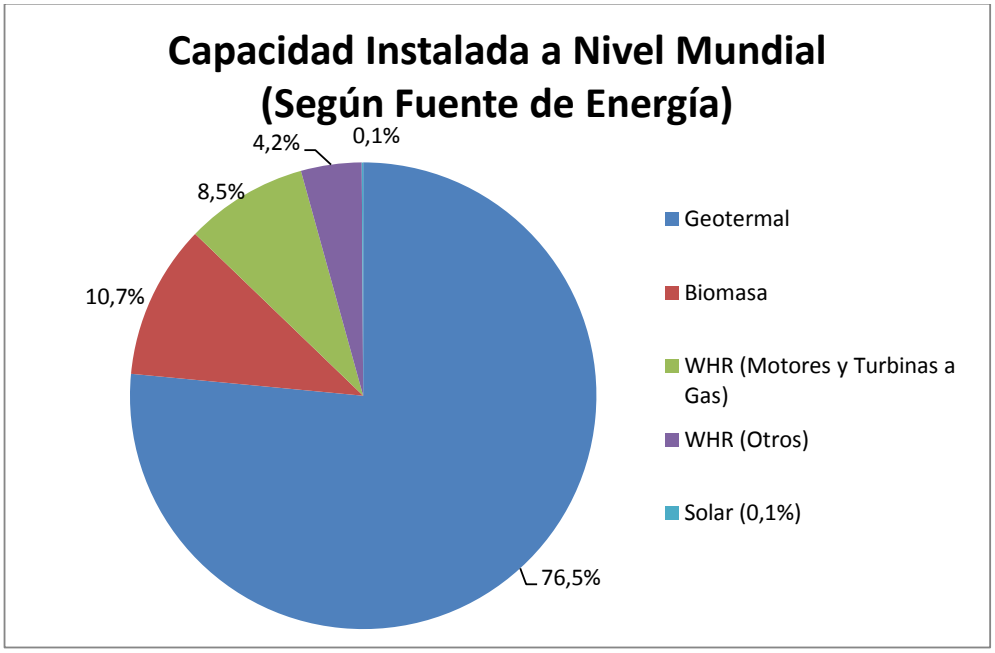


Figura 5: Gráfico de capacidad instalada de ORC a nivel Mundial según fuente de energía [4]

2.4. Fluidos de trabajo

A pesar de que este sistema se muestra muy amigable, carece de un fluido ideal, en vista que va a depender de la aplicación en que se utilice el sistema ORC. En sus investigaciones Sylvain [2] menciona las propiedades y características que debe poseer un fluido orgánico para poder ser considerado como fluido de trabajo:

- Comportamiento termodinámico: El objetivo de la elección de un fluido distinto a otros es llegar al punto de máxima eficiencia, es por eso que las características propias del fluido tales como densidad, punto crítico, factor de compresibilidad, calor específico, etc. determinan finalmente el comportamiento global del sistema.
- Curva de saturación de vapor del fluido: La principal ventaja de los fluidos orgánicos es que pueden permanecer en su estado sobrecalentado a bajas temperaturas, específicamente a la salida de la turbina, evitando el daño de los álabes como fue mencionado anteriormente.
- Alta densidad del vapor: Es de vital importancia para el tamaño de los equipos la densidad del vapor en las temperaturas de trabajo, dado que a mayor densidad disminuye el volumen, permitiendo utilizar equipos más pequeños para una misma potencia de generación.
- Baja viscosidad: Este parámetro, en fase líquida como de vapor, está relacionado con las pérdidas de presión en los equipos y tuberías, además una menor viscosidad en comparación con el agua permite un mayor coeficiente de transferencia de calor.
- Alta conductividad térmica: Permite la transferencia de calor entre los intercambiadores de calor y el fluido.
- Presión de evaporación: Esta característica es relevante dado que determina la potencia a consumir para elevar la presión del fluido, mientras menor esta sea, menores serán los gastos en la elevación de presión.
- Estabilidad a altas temperaturas: Es caso de variados estudios el comportamiento de los fluidos orgánicos a altas temperaturas, dado que estos pierden sus características propias y se deterioran. Lo que determina el tipo de fluido según la temperatura de la fuente de energía.
- Temperatura de Solidificación: Este punto resulta relevante puesto que no puede ser menor a la temperatura del sumidero, dado que en la mayoría de los casos sería la temperatura ambiental pero también existen casos en que se utilicen otros cuerpos que actúen como sumidero como en algunos casos que se utiliza agua.
- Bajo ODP: Es importante que los fluidos no dañen el medioambiente, específicamente en este caso la capa de ozono, por lo que la selección del fluido también es afectado por este aspecto.

- Bajo GWP: Al igual que el punto anterior es importante que el fluido no genere efecto invernadero, pero este aspecto no está regulado en Chile ni en los demás países en que se encuentra esta tecnología.
- Disponibilidad y Costo: Este aspecto es vital para cualquier proyecto, dado que para aumentar la disponibilidad del equipo es necesario contar con los fluidos de manera rápida y a costos accesibles.

Sylvain además recopiló los fluidos de trabajo utilizados según las aplicaciones que se le dio a los sistemas ORC, el cual está basado en las distintas empresas proveedoras de los ORC, observándose ésto en el Cuadro 1

Aplicación	Tcd [ºC]	Tev [ºC]	Fluidos recomendados
WHR	30-50	120	R113
GEO	35-60	80-110	HCFC-123, R124
WHR	30	150-200	Benceno, Tolueno, HCFC-123
WHR	55	60-150	Agua, R245-ca e Isopentano
BIO	90	250-350	Butilbenceno
GEO	30	70-90	Amoniaco
WHR	35	60-100	HCFC-123, n pentano
GEO	30	100	RE134, RE245, R600, HCFC-245fa
GEO	25	80-115	Propyleno, R227ea, HCFC-245fa
WHR	25	100-210	R113
CSP	35	60-100	R152a, R600, R290
CSP	45	120/230	n-dodecano
WHR	25	145	R236EA
WHR	40	120	Tolueno, Benceno
WHR	50	80-220	R113, HCFC-123
BIO	50	170	Ethanol
WHR	35	96-221	Benceno
WHR	30	50-140	n-hexano
WHR	27-87	327	R11, R141b, R113, HCFC-123
WHR	No disp.	277	HCFC-123
CSP	30	150	R245fa, SES36

Tabla 1: Fluidos de trabajo según su aplicación [2]

A continuación, figura 6, se muestra una gráfica donde se muestran las curvas Temperatura-Entropía de distintos compuestos utilizados como fluido de trabajo, cabe destacar que estos muchas veces son utilizados como mezclas y depende netamente de la aplicación que se le dé.

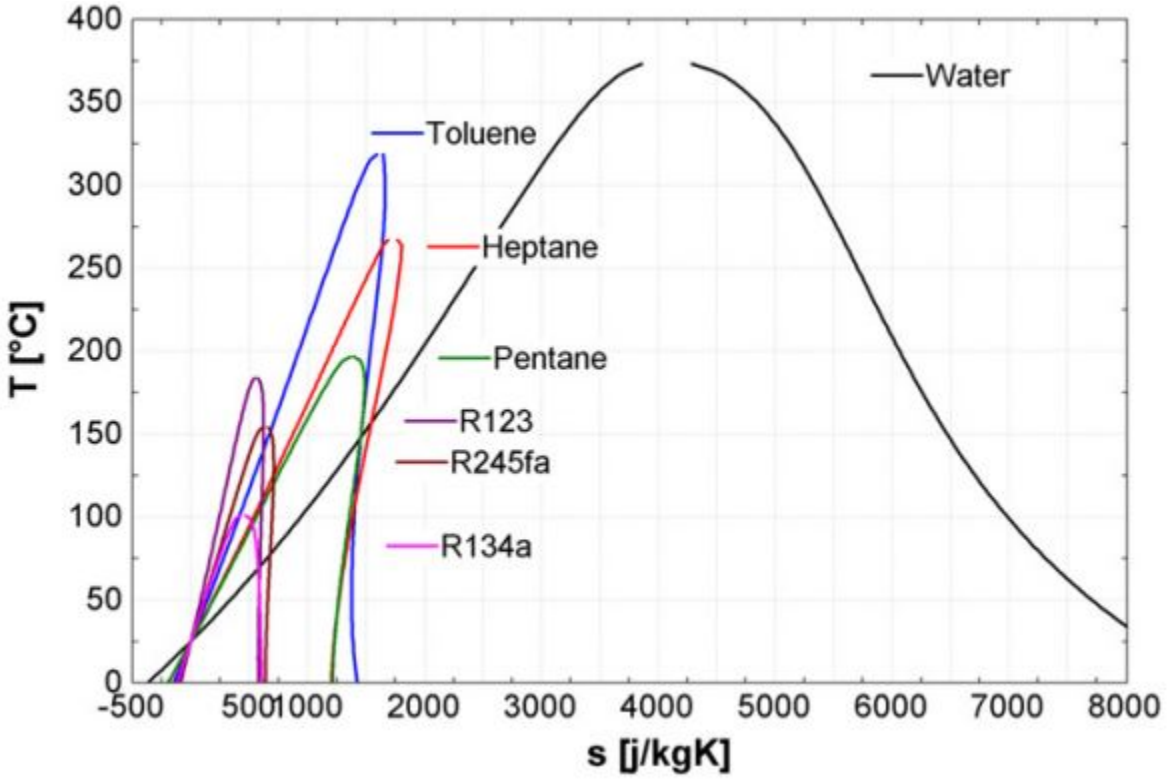


Figura 6: Diagrama T-s para distintos fluidos orgánicos de trabajo[2]

2.4.1. Seguridad

Se señalaron distintos tipos de fluidos que se utilizan en la producción de energía mediante ORC, por otro lado, se menciono que dentro de las características que poseían estos fluidos podían ser inflamables, tóxicos, entre otras cosas. Es por eso que resulta relevante mencionar los componentes de estos y nombrar sus características más importantes, además de catalogarlos según las normas del Ministerio de Salud y aspectos relevantes como su transporte y almacenamiento. Se define como sustancia peligrosa, según la NCh. 382 [5], a aquella que, *por su naturaleza, produce o puede producir daños momentáneos o permanentes a la salud humana, animal o vegetal, a los bienes y/o al medio ambiente.* Las cuales se clasifican según sus características intrínsecas y potenciales riesgos de las mismas sustancias, que se detallan en la NCh. 2120 : Clase 1: Explosivos, Clase 2: Gases[6], Clase 3: Líquidos inflamables[7], Clase 4: Sólidos inflamables, sustancias que puedan experimentar combustión espontánea y sustancias que en contacto con el agua desprenden gases inflamables, Clase 5: Sustancias tóxicas y sustancias infecciosas, Clase 6: Sustancias tóxicas y sustancias infecciosas, Clase 7: Sustancias radiactivas, Clase 8: Sustancias corrosivas y Clase 9: Sustancias y objetos peligrosos varios. A continuación serán analizados algunos fluidos de los más utilizados en ciclos ORC según sus componentes y clasificación de peligrosidad según las normas chilenas vigentes.

- **<u>HCFC-123</u>**
  - Nombre Químico: 2,2-dichloro-1,1,1- trifluoroethane
  - Formula Molecular: CF_3CHCl_2
  - Historia: Inicialmente fue introducido por DuPont bajo el nombre de Suva 123 como reemplazante en sistemas de refrigeración que utilizaron fluidos fluorocarbonados dada su mayor estabilidad y dañan en menor medida la capa de ozono, pero luego se emplearon en sistemas de recuperación de energía.
  - Clasificación NCh. 2021: Clase 2, División 2.2 Gases no inflamables no tóxicos.
    - Son asfixiantes, es decir disuelven el oxígeno del ambiente.
    - Son comburentes, gases que generalmente pueden liberar oxígeno al ambiente.
  - Temperatura de Ebullición: 27.82°C
  - Temperatura de Crítica: 183.68°C
  - Temperatura de Autoignición: -
- **<u>R113</u>**
  - Nombre Químico: 2,2-dichloro-1,1,1- trifluoroethane
  - Formula Molecular: CCl_2FCClF_2
  - Historia: Es utilizado principalmente como fluido de refrigeración, pero ha sido prohibido en gran parte de los países desarrollados debido a que es un gas fluorocarbonado y que fue prohibido en el protocolo de Montreal, dado que degrada la capa de ozono, protocolo que fue firmado por Chile.
  - Clasificación NCh. 2021: (No aparece en la Norma, pero debería clasificarse de la siguiente manera, según la información aportada por la National Refrigerants Inc. [8]) Clase 2, División 2.3 Gases tóxicos
    - Producen irritación de la piel y ojos al entrar el contacto.
    - División 2.1 Gases Inflamables. Al superar los 250°C puede descomponerse y producir gases inflamables.
  - Temperatura de Ebullición: 47.6°C
  - Temperatura de Crítica: 250°C
  - Temperatura de Autoignición: 770°C
- **<u>Benceno</u>**
  - Nombre Químico: Benceno
  - Formula Molecular: C_6H_6
  - Historia: Se utiliza en diversos procesos industriales como materia prima para la fabricación de polímeros y como combustible en algunos casos.
  - Clasificación NCh. 2021: NCh. 2021: Clase 3 Líquidos inflamables

    - Grupo de embalaje 3: Punto de inflamación mayor a 23°C y menor a 60,5°C, y punto de ebullición mayor a 35°C.
  - Temperatura de Ebullición: 80°C
  - Temperatura de Crítica: -
  - Temperatura de Autoignición: 561°C

- **Etanol**
  - Nombre Químico: Etanol (Alcohol Etílico)
  - Formula Molecular: C_2H_5OH
  - Historia: Es el componente principal de la bebidas alcohólicas, se utiliza como combustible y su uso es relevante dado que puede ser obtenido desde la fermentación y destilación de ciertos cultivos (Bioetanol).
  - Clasificación NCh. 2021: NCh. 2021: Clase 3 Líquidos inflamables
    - Grupo de embalaje 3: Punto de inflamación mayor a 23°C y menor a 60,5°C, y punto de ebullición mayor a 35°C.
  - Temperatura de Ebullición: 78°C
  - Temperatura de Crítica: 241°C
  - Temperatura de Autoignición: 363°C

- **Tolueno**
  - Nombre Químico: Metilbenceno
  - Formula Molecular: $C_6H_5CH_3$
  - Historia: Se utiliza como componente de partida del TNT, por otro lado se utiliza como disolvente de distintos polímeros.
  - Clasificación NCh. 2021: NCh. 2021: Clase 3 Líquidos inflamables
    - Grupo de embalaje 3: Punto de inflamación mayor a 23°C y menor a 60,5°C, y punto de ebullición mayor a 35°C.
  - Temperatura de Ebullición: 111°C
  - Temperatura de Crítica: 318°C
  - Temperatura de Autoignición: 600°C

- **Genetron 245fa**
  - Nombre Químico: 1,1,1,3,3,-pentafluoropropano
  - Formula Molecular: $CF_3CH_2CHF_2$
  - Historia: Desarrollado especialmente para su aplicación en sistemas ORC por la marca Honeywell para temperaturas entre 60 y 300°C
  - Clasificación NCh. 2021: Clase 2, División 2.2 Gases no inflamables no tóxicos.

  - Son asfixiantes, es decir disuelven el oxígeno del ambiente.
  - Son comburentes, gases que generalmente pueden liberar oxígeno al ambiente.
- Temperatura de Ebullición: 15.3°C
- Temperatura de Crítica: 154°C
- Temperatura de Autoignición: -

3. Aplicaciones de sistemas ORC

Es por la simplicidad de su funcionamiento que tiene una gran diversidad en cuanto a sus usos, puede operar en casi cualquier aplicación en que exista una fuente de calor, las diferencias entre un sistema y otro residen en los distintos fluidos de trabajo, limitados por las características mencionadas previamente, y otros aspectos constructivos menores (Sistema de transferencia de calor con el sumidero, distribución de la planta, ubicación, etc.).

3.1. Energía Solar Térmica

La implementación de ciclos de potencia en base a energía termo-solar está en pleno auge en la actualidad, donde se pueden distinguir dos grandes ramas: la concentración solar en un punto y las que van almacenando la radiación a lo largo de una línea. En el caso del primero se puede reflejar la radiación mediante espejos y dirigirlos a un punto, pudiendo ser mediante un campo de espejos que reflejan hacia una torre única donde se calienta un fluido (agua, gases inertes, etc.) o sales fundidas, de tal manera de almacenar energía para luego alimentar un ciclo térmico. Por otro lado se puede utilizar la concentración a nivel modular, donde se concentra en un punto la energía solar y se utiliza el calor en un módulo individual y se transforma en energía eléctrica mediante un motor Stirling. En el caso de los ORC resulta más interesante la utilización del almacenamiento de calor en una línea, pudiendo ser mediante concentradores cilindro-parabólicos o concentradores tipo Fresnel, en el primer caso se trata de espejos curvos que concentran la radiación solar en un tubo que está en el foco de los mismos, siendo esta la tecnología más madura en la actualidad. En el caso de los concentradores Fresnel donde básicamente se dispone una tubería suspendida en altura y espejos reflectores planos debajo a nivel del suelo, que a pesar de ser un 10 % menos eficientes en la captación de radiación solar que los cilindro-parabólicos para un mismo tamaño de superficie [9], el hecho de que sean espejos planos y no parabólicos, puede implicar un menor costo de fabricación, de implementación (debido a que un solo motor puede alinear una gran cantidad de espejos) y de mantención (ya que son más fáciles de limpiar), por lo que resultan muy atractivos para su aplicación en sistemas ORC donde el costo es uno de los factores más importantes. El sistema básico se ejemplifica en la figura 7.

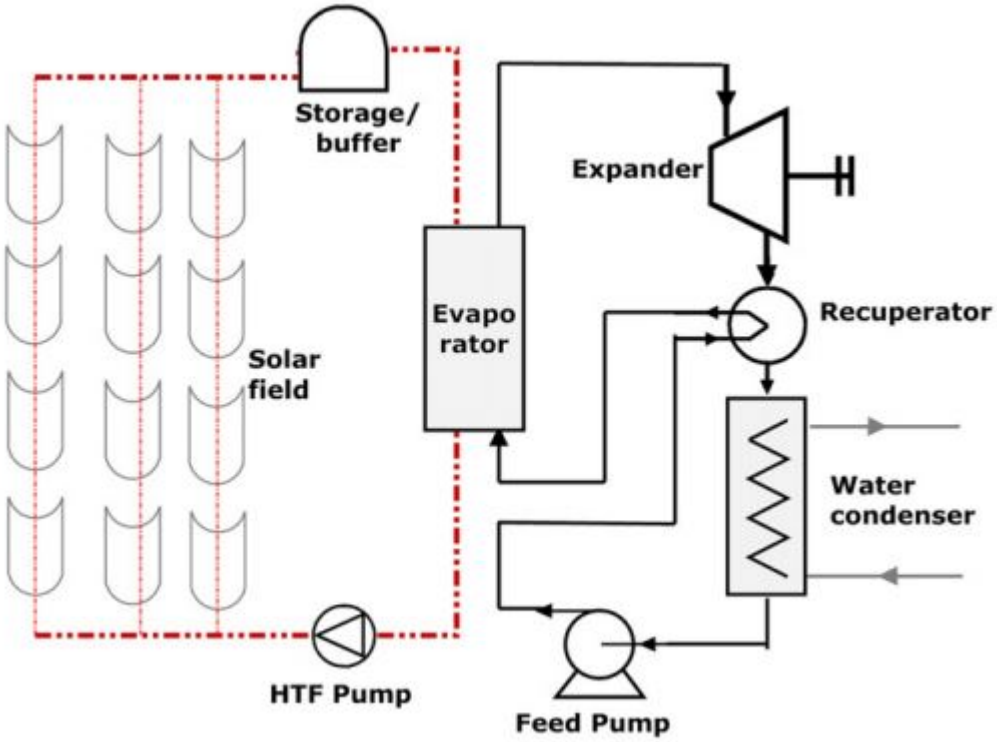


Figura 7: Esquema básico para una planta CSP con un sistema ORC[2]

3.2. Combustión de Biomasa

En la agroindustria es común encontrar grandes cantidades de biomasa disponible como deshecho de sus procesos, en forma de leña, deshechos de los animales o biomasa vegetal, los cuales pueden ser tratados para ser incinerados, pero el costo del proceso de transformación de un combustible apto para su utilización en equipos complejos, con el fin de obtener energía, puede resultar muy costoso. Así también la disponibilidad de energía proveniente no tiene la capacidad de alimentar sistemas de gran potencia o generar el vapor necesario. Por lo que se presenta este medio de cogeneración como una alternativa económica, esto debido que los sistemas ORC pueden ser utilizados a la salida de la cámara de combustión, utilizando los gases de escape como fuente de energía y utilizan como sumidero un fluido, que en la mayoría de los casos es agua, para poder transportar calor para otros usos, como el secado de leña, secado de frutos o calentamiento de espacios productivos, tales como invernaderos o criadero de animales. Las temperaturas presentes en los sistemas de combustión están en el rango de los 250 y 300 °C y la producción de agua caliente a 90°C, en un proceso simplificado como se muestra en la figura 8. La eficiencia de generación eléctrica alcanza alrededor de un 22 %, utilizando Decano o Tolueno como fluido de trabajo, sin embargo estos fluidos no se utilizan mayormente producto de su alta inflamabilidad. Además la eficiencia térmica alcanza un valor cercano al 70 %[10], por lo que la eficiencia global del sistema de cogeneración alcanza

entre un 92 % y 98 %, convirtiéndose en una propuesta de generación competitiva y viable.

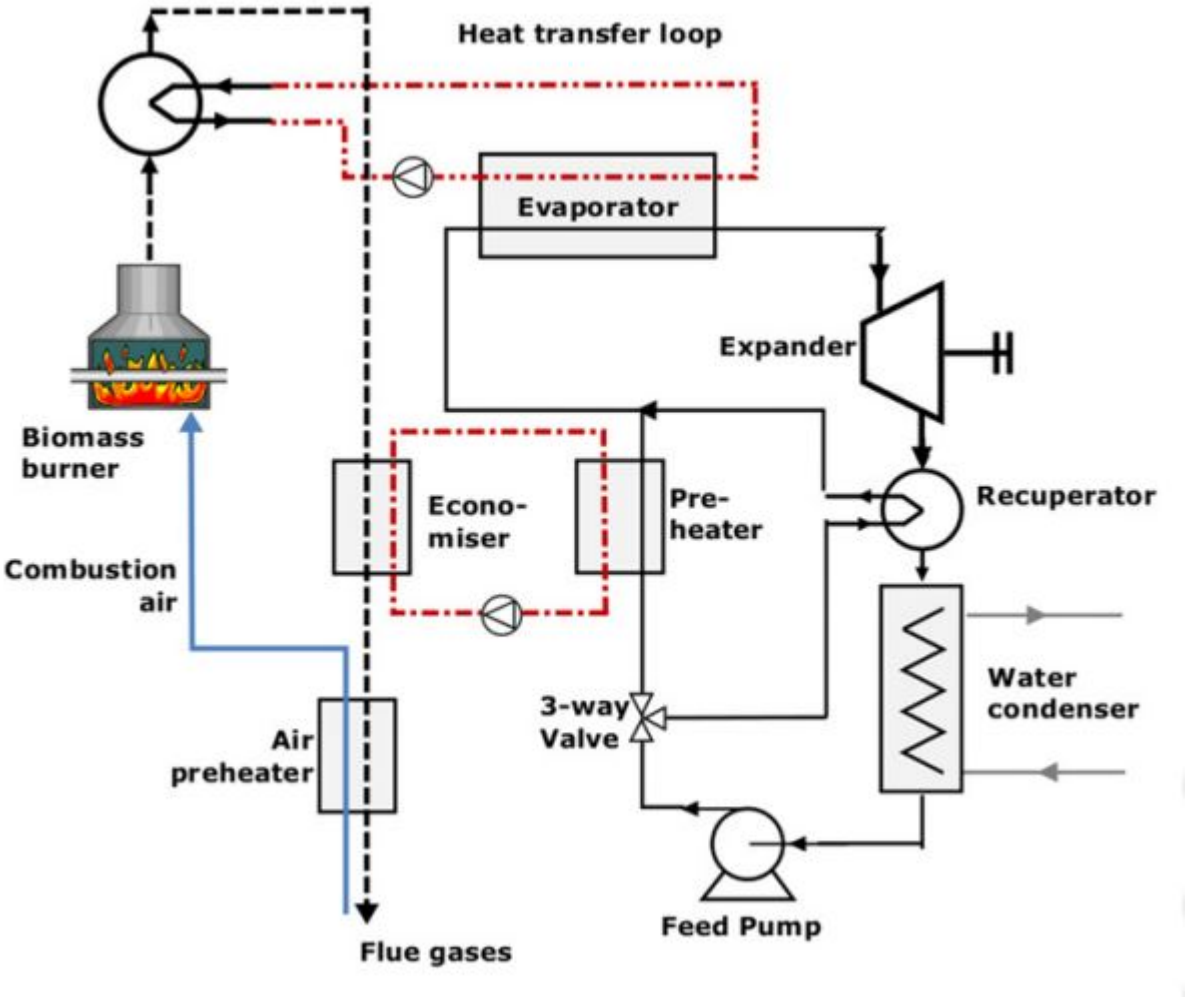


Figura 8: Esquema básico para una planta CHP con un sistema ORC[2]

3.3. Recuperación de Calor de Origen Industrial

La gran mayoría de las plantas industriales requieren de calor para sus procesos, algunas en mayor y otras en menor medida o dependiendo también de la carga, es así que requieren sistemas de generación de calor para generar vapor de proceso o derechamente adicionarlo directamente al proceso. El alto costo de estos ha implicado la búsqueda de un uso eficiente del mismo, sin embargo, siempre llega un punto que ya no se puede volver a utilizar este calor y es desechado al ambiente en forma de gases de escape. Es por eso que la implementación de sistemas ORC con el fin de utilizar este calor residual para generar energía puede significar un descenso considerable en los gastos incurridos en conceptos de energía eléctrica e incluso poder llegar a generar suficiente para inyectarla al sistema. Otro beneficio considerable es la disminución de gases contaminantes liberados a la atmósfera, tales como NOx y SOx, además de disminuir la temperatura a la cual los gases son librados a la atmósfera o la fuente receptora de este calor. Guohong Tial [11] plantea en una de sus investigaciones que la implementación de estos sistemas de recuperación de calor en una planta de generación mediante un ciclo Diésel, puede tener un impacto en la eficiencia térmica de la planta, provocando un ahorro de combustible de alrededor de un 8 %.

3.4. Energía Geotérmica

Este sistema puede ser implementado en el aprovechamiento de las fuentes de energía térmica provenientes desde las profundidades de la tierra, la cual puede provenir desde fuentes de aguas termales que emergen naturalmente a la superficie, pueden también ser napas subterráneas calientes producto de las altas temperaturas en las rocas o mediante la inyección de fluidos con el fin de ser calentados para luego extraer su energía. Para considerar su aplicación las fuentes deben tener una temperatura mínima que rodee los 100 - 130 °C, sin embargo existen estudios que permitiría el funcionamiento de estos en temperaturas menores, aumentando el rango de fuentes disponibles para su uso[12]. Además que se puede considerar su uso en plantas que operen con un ciclo Rankine a vapor convencional y en paralelo un ORC. Ésta alternativa se convierte en una de las más atractivas para todos los países ubicados en el cordón de Los Andes, dado que es parte del "Cinturón de Fuego del Pacífico", considerada una zona de alta actividad volcánica, implicando que el recurso térmico está presente a lo largo de toda la cordillera a una profundidad muy baja en comparación con otros países. Los permisos para explorar estas zonas dependen del Ministerio de Energía y se obtienen mediante la participación en una licitación pública de concesión de exploración de Energía Geotérmica[13]. Para una potencial aplicación en Chile, Araya P.[14] plantea la utilización de estas fuentes termales con dos propósitos principales: potenciar una industria hotelera aprovechando estas aguas termales con propiedades curativas y generar energía para estos hoteles mediante un ORC, dándole un valor agregado a estas fuentes. Fue capaz de identificar 6 fuentes de energía geotérmica en el territorio nacional con este potencial, resultando, en la mayoría de los casos, una aplicación rentable. Sin embargo se presentan ciertos obstáculos, principalmente relacionados a los aspectos de exploración de las zonas geotérmicas.

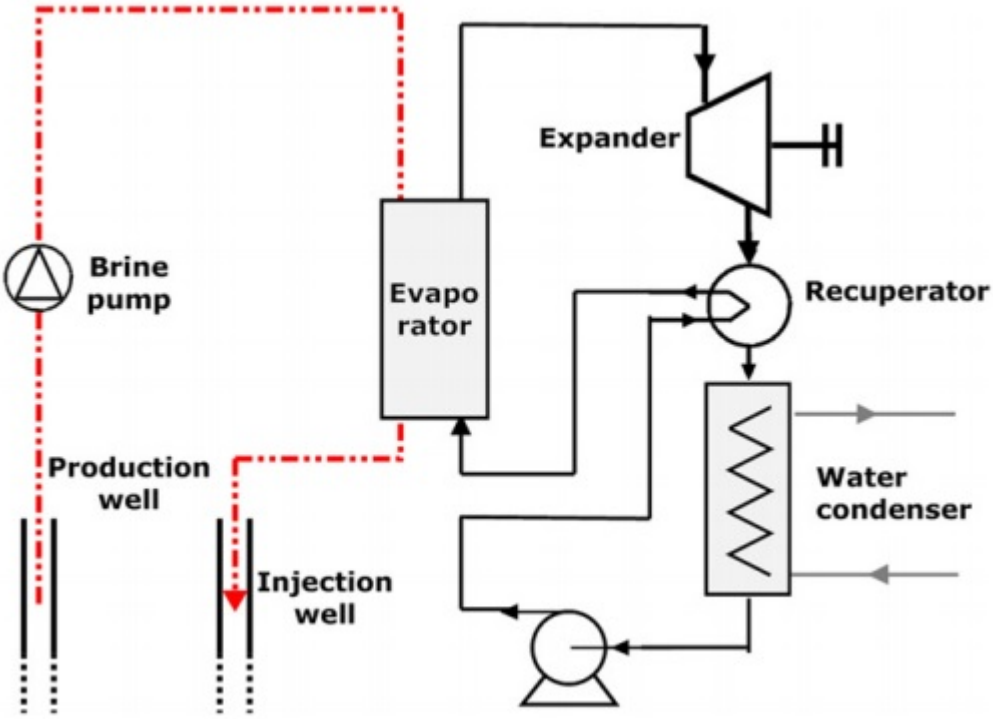


Figura 9: Esquema básico para una planta binaria Geotérmica con un sistema ORC[2]

4. Mercado Eléctrico Chileno

Uno de los aspectos fundamentales para cualquier proyecto relacionado con el área de la energía, específicamente la eléctrica, es conocer el funcionamiento del mercado, sus regulaciones y normativas.

4.1. Estructura

El mercado eléctrico Chileno es un sistema descentralizado marginalista, en que las actividades de generación, transmisión y distribución están separadas, pero coordinados por los Centros de Despacho Económicos de Carga (CDEC). El CDEC es un organismo no gubernamental, el cual está compuesto por todos los generadores de energía, transmisores troncales y subtransmisores de energía, y por clientes libres, cuyo directorio está conformado por un representante de cada actor en el mercado elegido por ellos mismos, con el fin de entregar un servicio que pueda satisfacer todas las necesidades de los participantes. Existen dos CDEC, uno para el Norte Grande (CDEC-SING) y de la Zona Central (CDEC-SIC), pero su orgánica es muy similar.

Básicamente las empresas de generación reciben sus ingresos por la venta de energía a las empresas distribuidoras, y además por la potencia disponible que estas tengan instaladas, de tal manera de asegurar la disponibilidad de energía en caso de que fluctúe la demanda. Para llegar a las empresas subtransmisoras deben pasar por las transmisoras troncales, por lo cual cobran un peaje. Finalmente la empresa distribuidora entrega la energía eléctrica a los consumidores finales, los cuales están regulados, o por otro lado las empresas generadoras pueden realizar contratos con clientes cuya potencia sea mayor a los 0.5 [MW], y saltarse la etapa de subtransmisión. La matriz energética esta dividida en dos sistemas principales, el del Norte Grande (SING) y de la Zona Central (SIC), y otros dos menores pertenecientes a las regiones de Aysén y Magallanes, respectivamente. El objetivo de estos sistemas de inteconexión es conectar a todos los actores del sistema eléctrico y unificarlo.

4.2. Legislación y Normativas

Los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se encuentran regulados por el DFL N°4 - Año 2006 Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), en la cual se detallan las normativas aplicables a los distintos proyectos, se regulan los permisos y concesiones, la explotación de los servicios eléctricos, el suministro de la misma y las tarifas aplicables para los distintos casos.
Sin embargo la creciente necesidad de energía eléctrica , las limitadas fuentes y la progresiva preocupación por le medio ambiente, ha obligado a modificar el reglamento que regula el sistema alrededor de la electricidad.

Figura 10: Equilibrio financiero en el modelo marginalista (Fuente: Las Energías Renovables No Convencionales en el Mercado Eléctrico Chileno, CNE/GTZ. 2009.)

- **Ley Corta I (Ley 19.940 - Año 2004)**
  - En primera instancia de carácter de servicio público la transmisión de electricidad, el cual sera regulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE).
  - Se regulariza el tema del pago de los peajes y de tal manera de asegurar e incentivar la inversión.
  - Se crea el panel de expertos, organismo independiente que definiría controversias entre el sector público y el privado en asuntos energéticos.
  - A las generadoras pequeñas se les permitirá conectarse directamente a la red de los distribuidores, en caso de que no puedan acceder a los troncales.
- **Ley Corta II (Ley 20.018 - Año 2005)**
  - Obliga a las empresas de distribución a licitar de manera pública y transparente el suminsitro de energía, a un plazo menor a 15 años.
- **Ley ERNC (Ley 20.257 - Año 2008)**
  - Establece que las generadoras grandes, mayor a 200 [MW] de potencia, deberán generar un 5 % de su potencia mediante ERNC y deberán llegar a un 10 % para el año 2024.
  - Las empresas distribuidoras que retiren más de 200 [MW] de potencia, deberán acreditar el hecho de que al menos el 10 % de lo que retiran proviene de ERNC.
  - Libera el pago de peaje en redes de distribución a PMGD y para redes troncales, para potencias mayores se cobrará un peaje proporcional.

- **Ley ERNC II (Ley 20.698 - Año 2013)**
  - Modifica la Ley ERNC I, obligando a las distribuidoras a llegar a un 20 % de retiro proveniente de ERNC para el año 2024.
  - En general favorece aún más la entrada de las ERNC a la matriz energética, obligando a las distribuidoras y transmisoras a considerarlas en todo momento.

4.2.1. Clasificaciones para los medios de Generación

Es importante señalar que cuando se habla de ERNC se está refiriendo a la energía y no necesariamente a la generación o su clasificación legal. Es por eso que en las leyes mencionadas anteriormente se definen los términos para clasificar los diferentes medios de generación y sus beneficios ante la ley.

- **MGNC:** Se define a un Medio de Generación No Convencional a aquellos sistemas que cumplan las siguientes características:
  - Su fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
  - Su fuente de energía primaria sea la energía hidráulica.
  - Su fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.
  - Su fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
  - Su fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
  - Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
  - Otros medios de generación determinados por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.
  - Sus excedentes de potencia debe ser menor a 20 [MW].
- **PMG:**
  - Se define a un Pequeño Medio de Generación, como un sistema de producción de energía eléctrica cuyos excedentes no superen los 9[MW] el cual está conectado a una red troncal o de subtransmisión.
  - Además este puede obtener el beneficio de conectarse a una red de un distribuidor de electricidad, si es que no está al alcance de una red troncal, definiéndose como un Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD).

4.2.2. Beneficios para las ERNC

A modo de resumen se exponen a continuación los diferentes beneficios que obtienen los diferentes las ERNC gracias a las leyes chilenas, expuestas anteriormente.

- Las grandes generadoras se ven obligadas a generar un porcentaje mediante ERNC.
- Los PMG y los PMGD, que sean MGNC, están liberados del pago de peajes a los sistemas de transmisión, por otro lado aquellos cuya potencia sea mayor a 9 [MW] se les cobrará un peaje proporcional, como se muestra en el gráfico de la figura 11
- Las empresas distribuidoras se ven obligadas a retirar energía desde MGNC y esta participación será licitada de manera pública, tal manera de que todos puedan acceder a ella.
- En los futuros proyectos de expansión de la red eléctrica se le debe dar prioridad a los MGNC por sobre los sistemas de generación tradicionales.

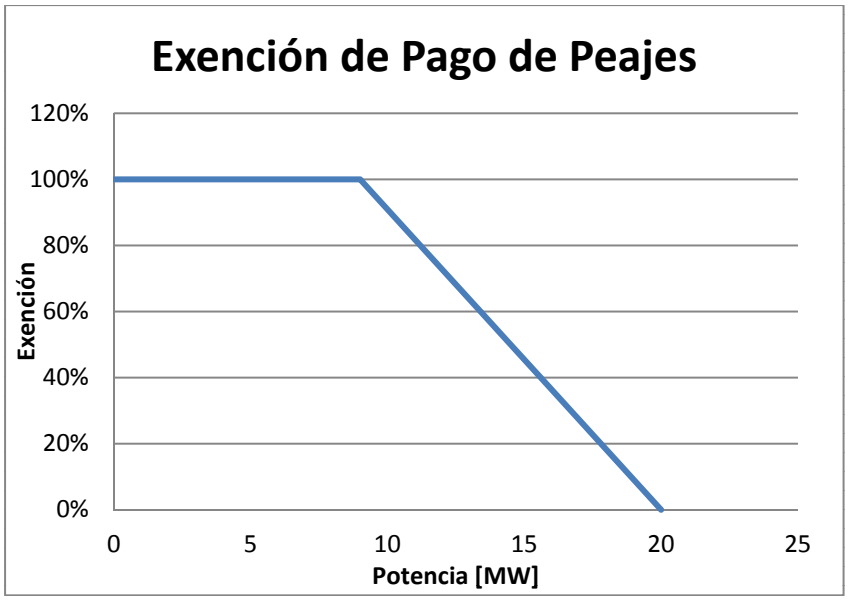


Figura 11: Exención de pago de peajes para PMG, PMGD y MGNC

5. Aplicaciones en Chile y Requisitos

Si bien anteriormente se introdujo el tema de los sistemas ORC y sus distintas aplicaciones, es útil plantear estos sistemas en el contexto eléctrico nacional y también a las condiciones donde se aplicarían, tomando en cuenta las variables que más los afectan. Por un lado se verán las condiciones que deben analizarse para cualquier tipo de proyecto que implique la utilización de sistemas ORC y posteriormente se verán las condiciones específicas para cada aplicación.

5.1. Requisitos Generales

En este punto se analizarán los aspectos generales para cada proyecto energético, independiente de su fuente de energía.

5.1.1. Impacto Ambiental

Uno de los aspectos más complejos para cualquier proyecto son los impactos y sus niveles dentro del espacio que lo rodea, es por eso que en Chile existe la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente (LBGMA), la cual crea el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), donde todos los proyectos que puedan afectar el medio ambiente deben presentar una Declaración de Impacto Abiental (DIA) o una Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). Este último es un requisito para todos los proyectos tipificados en el artículo 10 de la LBGMA, destacándose la sección c, donde se establece que todas las centrales generadoras de Energía mayores a 3 MW deben presentar esta evaluación.
La EIA es un informe donde se detallan todos los impactos en el ambiente donde los proyectos puedan impactar y hasta qué nivel lo hacen, detallándose medidas reparativas o de mitigación en caso de que se produzca un daño. Este informe debe ser evaluado el SEIA pero pueden participar los distintos organismos gubernamentales involucrados, como la Comisión Nacional de Medio Ambiente (CONAMA), el Servicio de Salud local en algunos casos, además de involucrar a las comunidades presentes en la zona.
Por otro lado, la DIA es un informe solicitado en caso de que no tenga efectos en el medio ambiente, tipificado en el artículo 11 de la LBGMA, destacándose el riesgo a la salud de la población, efectos sobre los recursos naturales, entre otras consecuencias. Este informe se presenta en forma de declaración jurada y se detallan los posibles impactos y el cumplimiento de la ley ambiental vigente, pudiendo ser aprobada en un plazo menor a 30 días hábiles.

5.1.2. Cercanía a redes de transmisión

Un tema fundamental para los proyectos energéticos es contar con redes de transmisión para llevar la energía al sistema troncal, como se mencionó previamente como se están analizando los sistemas ORC en cualquier aplicación actual se consideraría MGNC por lo que podrían conectarse tanto a la red de distribución como a la red de transmisión troncal. En cualquiera de los dos casos es necesario considerar el valor de la instalación de esta red, para ello se elaboró una tabla con los Valores Netos de Reposición (VNR) de las líneas de distribución para las distintas empresas del SIC, con el fin de ejemplificar el costo de estas

y contar con un valor aproximado si es que fuera necesario la instalación de estas para un proyecto de generación eléctrica, en base a los datos entregados por el CDEC-SIC [Tabla 10] y [Tabla 11] presentes en los Anexos. Finalmente se entregan en la tabla 2 los precios promedio por kilómetro de línea de transmisión según su capacidad.

Voltaje	CE Promedio Línea [miles de US$/km]
66	170,34
110	166,13
220	217,85

Tabla 2: Costo específico promedio para líneas de transmisión por voltaje, empresas del CDEC-SIC

Estos valores son imprescindibles para este tipo de proyectos, dado que muchas veces estos pueden encontrarse lejos de las líneas eléctricas y considerablemente aumentar el valor inicial del proyecto.

5.1.3. Precio de Nudo Corto y Largo Plazo

Previamente se explico el funcionamiento del mercado energético Chileno a grandes rasgos, es por eso que es necesario hablar de los precios de nudo para poder contrastar la ubicación del proyecto con el precio de la energía del sector.
El precio de nudo de corto plazo, tanto de energía como de potencia, es fijado semestralmente en base a los costos marginales operando al mínimo costo, es decir, que es el precio al cual se vende la energía y potencia cuando está funcionando de manera óptima el sistema. Este sirve de referencia para posteriores fijaciones de precios y licitaciones futuras.
El precio de nudo de largo plazo se fija en base a las licitaciones hechas por las distribuidoras y adjudicadas por las empresas generadoras.
Estos precios son relevantes para cualquier proyecto de generación eléctrico, dado que pueden servir de referencia para proyectar los ingresos de la empresa o también poder negociar con alguna distribuidora o generadora y generar contratos, como se mencionó en capítulo de las leyes en beneficio de las ERNC, como también poder inclinarse por alguna ubicación en particular respecto de otra. Se adjunta en los Anexos, a manera de referencia los precios de nudo de corto plazo para los distintos nodos vigentes, fijación Abril 2016, para el SIC Tabla 12 y el SING Tabla 13 (Por razones desconocidas no se realizó la fijación del mes de Octubre).

5.1.4. Aporte de calor de la fuente

La temperatura de la fuente puede parecer uno de los aspectos primordiales, sin embargo gracias a la diversidad de fluidos de trabajo no es un factor fundamental a la hora de desechar un proyecto, se debe tomar en cuenta el flujo de calor que puede aportar la fuente al fluido de trabajo, hay ejemplos de plantas de WHR que su temperatura entre los 50 y 90°C. Es por ello que es necesario un estudio de la composición del fluido que aporta el calor al sistema

ORC, es decir, la energía que aportará la fuente de calor al fluido de trabajo. En las figuras 12 y 13 se ven reflejados estos aspectos, en algunos casos para una misma temperatura se tienen potencias muy distintas, estos gráficos fueron hechos a partir de los datos proporcionados por ORC World Map sobre plantas inauguradas en los últimos dos años.

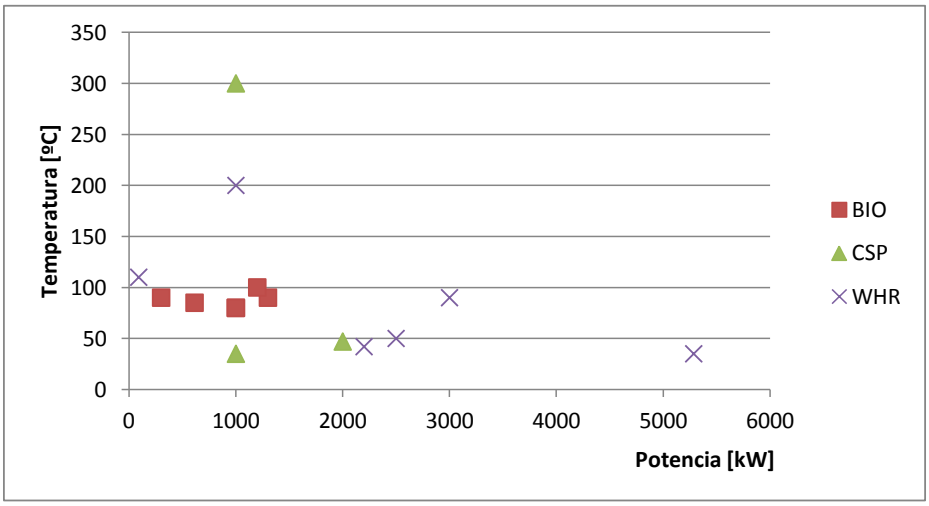


Figura 12: Gráfico de Potencia según temperatura del fluido de trabajo para aplicaciones de recuperación de calor, Biomasa y Solar Térmica. Fuente: ORC World Map [3]

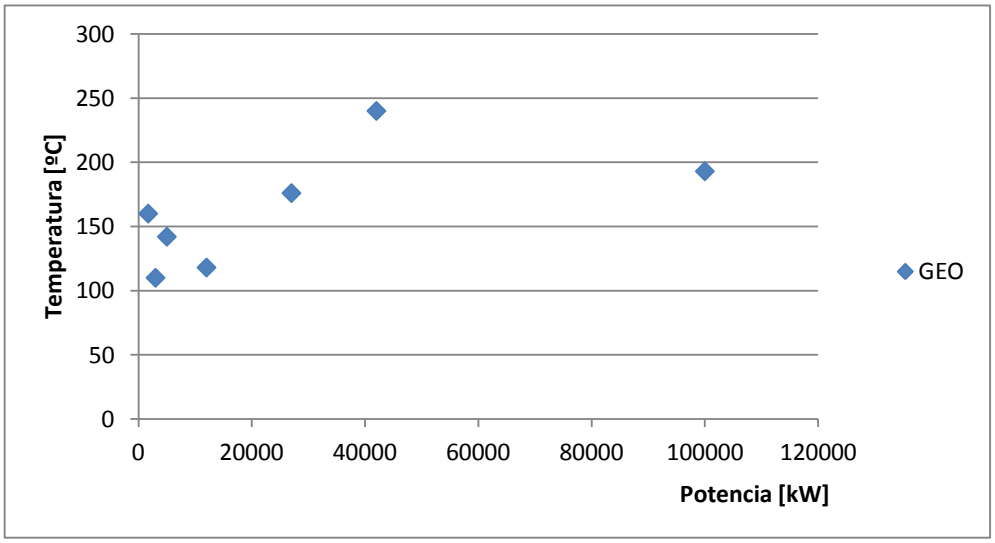


Figura 13: Gráfico de Potencia según temperatura de la fuente para aplicaciones Geotermales. Fuente: ORC World Map [3]

5.1.5. Costo Específico

Es fundamental para cualquier proyecto conocer los costos de la implementación de la tecnología para ellos se elaboró la siguiente tabla (Tabla 3) donde se detallan algunos proyectos y sus respectivas inversiones y costos específicos. Se pudo encontrar bastantes plantas geotérmicas, pero en cuanto a proyectos de WHR o CHP no se encontraba gran información respecto al costo de estas centrales, esto debido a que muchas veces se trabaja con privados y en algunos casos prefieren mantener en secreto sus inversiones, probablemente por la competitividad del sector.

País	Nombre Planta	Tipo	Empresa	Potencia [kW]	Inversion US$	CE [US$/kW]
España	Alimarket	BIO	Turboden	1.200	$ 5.287.000	$ 4.406
Marruecos	Enerray	CSP	IRESEN	1.000	$ 5.879.422	$ 5.879
Nueva Zelanda	Ngatamariki	GEO	Ormat	100.000	$ 475.000.000	$ 4.750
Alemania	GKT	GEO	Turboden	12.000	$ 84.590.000	$ 7.049
Costa Rica	Las Pailas	GEO	Ormat	42.000	$ 160.000.000	$ 3.810
EEUU	Cove Fort	GEO	Ormat	27.000	$ 126.000.000	$ 4.667
Francia	FMGC	WHR	Enertime	1.000	$ 1.900.000	$ 1.900

Tabla 3: Proyectos ORC en el mundo

5.2. Requisitos específicos energía Solar

Chile es conocido mundialmente por su gran disponibilidad de energía solar y altos precios de la energía, lo que ha resultado en un gran interés a nivel mundial por explotar este recurso. En la actualidad existen una gran cantidad de proyectos cuya fuente es la energía solar, según datos de la CNE actualmente hay en construcción 1.267,3[MW] en plantas fotovoltaicas y 110 [MW] en centrales térmicas solares, demostrando que es un mercado con gran proyección. Es por eso que aquí en adelante se analizarán los requisitos y aspectos que se requieren para la aplicación de los sistemas ORC en plantas CSP.

5.2.1. Ubicación Geográfica y Disponibilidad Solar

Uno de los aspectos vitales para la aplicación de los sistemas CSP es la DNI (Direct Normal Irradiance: Irradiancia Normal Directa), esto debido a que estos sistemas requieren concentrar los rayos de sol para alcanzar temperaturas mayores que las que se pueden lograr en una superficie plana (80°C aprox.). Es por eso que para una correcta aplicación de estos sistemas es necesario alcanzar una radiación global anual de 1900-2100[kWh/m^2/año] (5,2-5,75[kWh/m^2/día]) y esta se encuentra entre los paralelos 15°N y 40°S [16]. Según los datos entregados por el Ministerio de Energía y su Explorador de Energía Solar (Figura 14) el norte de Chile, hasta Vallenar, cumple sin problemas estos requerimientos.

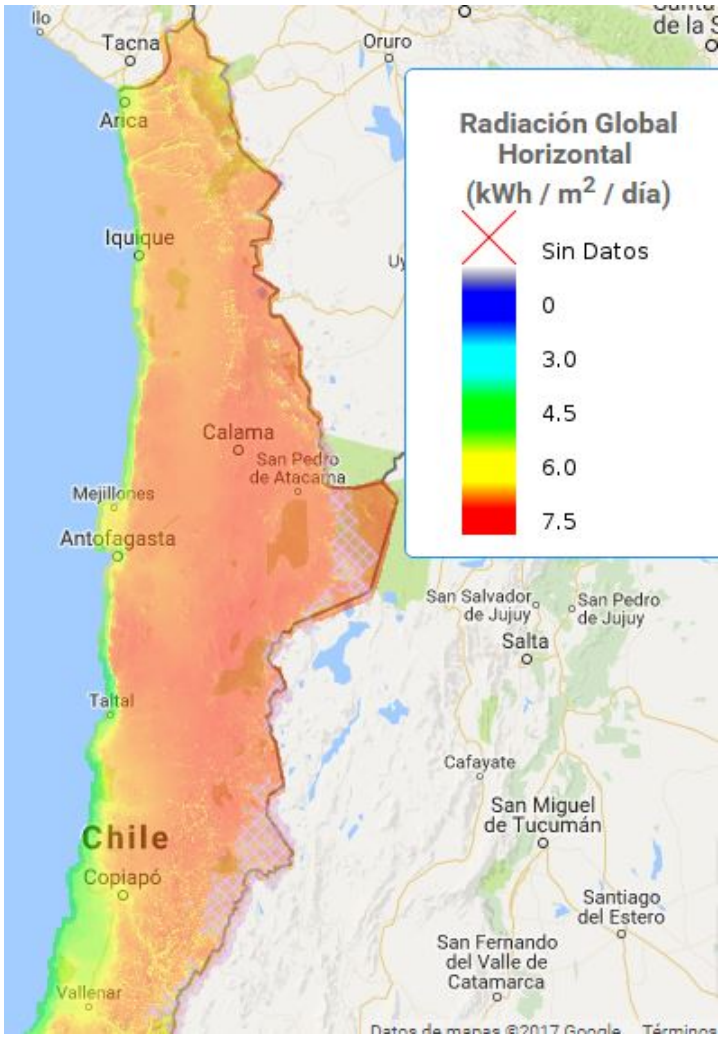


Figura 14: Mapa Radiación Global Diaria, Ministerio de Energía

5.2.2. Concentradores Solares

Un aspecto a considerar en el diseño de la planta es el tipo de concentrador utilizado, sin embargo el que mayores ventajas presenta para los proyectos CSP son los tipo Fresnel, en vez de lo concentradores parabólicos tradicionales dado 3 ventajas principales[16]: Utilizan un 30 % menos de espacio para una misma potencia de generación, como referencia se necesitan 11.400[m^2] para una generación de 1[MW][17]; Pueden alcanzar altas temperaturas en sistemas lineares donde se calienta un fluido a lo largo de una tubería y poseen una alta resistencia al viento dado que están a nivel del suelo.

Sin embargo a pesar de que se elija un concentrador u otro hay aspectos que deben ser considerados en un comienzo que pueden resultar en una pérdida de eficiencia:

- Es necesario contar con un sistema de limpieza de los espejos y mantenimiento de los

sistemas de seguimiento solar, dado que pueden llegar a perder hasta un 25 % de la capacidad de reflejar los rayos del sol en pocas semanas, además de que los sistemas de seguimiento presentan la mayor cantidad de fallas.[16]

- Los concentradores representan alrededor del 50 % [16] del costo total de una planta de este tipo, por lo que debe ser analizado en profundidad.

5.2.3. Cercanía a centros urbanos

Es relevante este aspecto debido al impacto ambiental que puede generar el sistema de rechazo de calor por parte del fluido, esto debido a que ante la indisponibilidad de agua que actúe como sumidero, como es de esperarse en el norte del país, es necesario contar con un sistema de ventiladores. Los cuales tienen 3 desventajas principales: Alto costo, necesidad de mayor espacio, dado que se necesitan una mayor cantidad de intercambiadores de calor en comparación con un sistema enfriado por agua; y finalmente, generan una gran cantidad de ruidos molestos, que pueden impactar a la comunidad que se encuentre alrededor de la planta.

5.3. Requisitos específicos energía Geotérmica

El potencial de los sistemas de generación en base a energía geotérmica es muy grande en nuestro país, dado que, como se mencionó anteriormente, está ubicado en el Cinturón de Fuego del Pacífico, donde se registran la mayor cantidad de volcanes activos en la superficie de la corteza terrestre. Diferentes fuentes postulan que el potencial energético de Chile es de 3.300 y 16.000 [MW][18] en base a este tipo de fuentes de energía, es por eso que se puede considerar auspicioso para las distintas tecnologías la entrada al país. A continuación se expondrán los distintos requisitos necesarios y aspectos a considerar en la aplicación de estos sistemas.

5.3.1. Costos de Exploración

Este tema se presenta como una de las principales barreras en la entrada para cualquier tipo de tecnología que busque explotar este recurso, dado que entrampan y dificultan el acceso a estas fuentes para su estudio, entre las causales que explican esta situación se describen a continuación algunas de estas:

- Dualidad en cuanto a la institución que regula, esto se debe a que se debe trabajar en conjunto entre el Ministerio de Energía, para la obtención de los permisos y licitaciones, y el Servicio Nacional de Geología y Minería, quien lleva un registro de las exploraciones y explotaciones de fuentes geotérmicas, y además lleva estudios de las posibles ubicaciones de los distintos pozos, pero de una calidad muy pobre para atraer a inversionistas[18].
- La ubicación de las fuentes es en general en lugares muy remotos, cercanos a la cordillera, cuyos accesos son muy complejos para los equipos de exploración y también a veces están localizados en territorios de comunidades indígenas, involucrando a la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena (CONADI), donde muchas veces puede imposibilitar su instalación o implica un costo adicional para el proyecto.
- El tiempo de las concesiones para la exploración de las fuentes, es de dos años desde el momento de la entrega de la concesión, siendo prorrogables hasta 2 años más.

En Abril de 2016 la empresa Mighty River Power (MRP) abandonó el proyecto de una central geotérmica en Quilaco en la VIII Región, debido a los altos costos de exploración que salieron de los presupuestos y a la tendencia a la baja en el precio de la energía proyectada en los contratos de suministro.

5.3.2. Disponibilidad de Agua

Existen diferentes maneras de extraer la energía de la corteza terrestre, puede ser mediante la extracción del agua a altas temperaturas de las napas subterráneas o mediante la inyección de agua fresca a la tierra, y en ambos casos de tal manera de calentarla y volver a extraerla. En cualquiera de los dos casos es necesario contar con agua, tanto para inyectarla como para enfriar el fluido de trabajo, al igual que en los sistemas CSP se puede utilizar aire para quitar el calor del fluido, sin embargo ésto tiene un costo asociado bastante mayor y además hay

que considerar las condiciones climáticas, dado que la temperatura ambiental sería a la que se encontrara el aire, en un estudio se presenta el hecho de que cuando el agua resulta más cara que 1 Euro por metro cúbico comienza a resultar más rentable el aire como sumidero [19].

5.3.3. Composición del agua

Uno de los problemas más comunes en las centrales geotérmicas es el tema de la corrosión y las incrustaciones en tuberías e intercambiadores de calor, es por eso que se debe hacer un análisis del agua presente con el fin de disminuir los costos futuros por mantenimiento correctivo de estos problemas. Además, puede que sea necesario el tratamiento del agua para poder ser utilizada puesto que puede poseer ciertos sólidos, algunos de estos son el Dióxido de Silicio, que se encuentra en prácticamente todas las fuentes geotérmicas, Metales sulfurados y Carbonato de Calcio [20]. Es necesario mencionar que en las plantas binarias, aquellas que el agua caliente no entra en contacto con el fluido de trabajo como la de la Figura 15, estas incrustaciones se producen en las tuberías que provienen del pozo geotérmico.

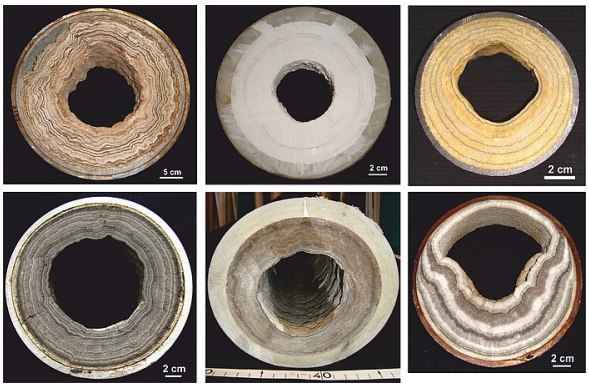


Figura 15: Incrustaciones en tuberías en plantas geotermales de Hungría [21]

5.4. Requisitos para cogeneración mediante Biomasa

Esta tecnología se presenta como una gran alternativa de generación para el sur del país, dado que hay una gran cantidad de empresas que requieren de calor para su operación, en distintas escalas, y también de energía eléctrica, entre ellas las forestales y madereras, en sectores donde el acceso a la energía eléctrica puede resultar escaso o en algunos casos inexistente. De hecho en estudio hechos en la UTFSM revelan que para el año 2025 el potencial de generación eléctrico de la biomasa podría alcanzar entre los 500 y 841 [MW][22]. Sin embargo se presentan distintas problemáticas para su implementación, detalladas a continuación.

5.4.1. Tipo y abastecimiento de combustible

El abastecimiento permanente de combustible tiene que ser un factor preponderante a la hora de elaborar el proyecto, donde la planta tiene que tener la capacidad de asegurar un flujo continuo de material biológico dispuesto a ser utilizado como combustible, en caso de que no se encuentre en el lugar de origen debe mantenerse una segunda opción que pueda entregar combustible a la planta, como un aserradero cercano. Además el tipo de combustible debe ser analizado en detención, dado que algunos tipos pueden contener resinas u otros elementos que generan incrustaciones en los equipos de transferencia de calor y tuberías.

5.4.2. Ubicación de la planta

La ubicación de la planta resulta relevante por una gran cantidad de factores que pueden elevar el costo de construcción, pero también debe analizarse desde un punto de la operación de la misma. Debe considerarse repecto a las líneas de distribución, como se mencionó previamente, del acceso de la materia prima y del producto final asociado al rubro principal de la empresa y también del acceso del combustible en caso de ser necesario.

5.5. Requisitos para recuperación de Calor de Origen Industrial

Esta aplicación se presenta como una de las más diversas en cuanto a potencia como también a aplicaciones, puede aplicarse en procesos de alta potencia térmica, como cementeras, motores de combustión interna, refinerías, compresores de gas natural, entre otras; como también en procesos de baja potencia térmica como circuitos de agua de refrigeración, combustión de residuos domiciliarios o industriales, etc. Este caso es de particular interés para la industria nacional, dado los altos costos de la energía en nuestro país, pudiendo mejorar la competitividad del sector industrial y además de tener en cuenta que este sistema contaría como un sistema de cogeneración eficiente, por lo que sería un PMG. En vista de esta versatilidad las condiciones y requerimientos son los mismos que en las aplicaciones anteriormente descritas, sin embargo hay unos puntos que hay que poner atención.

5.5.1. Contenido de los gases

Es un factor relevante a considerar en vista de que en este caso se trabajará con intercambiadores de calor para gases, en este aspecto hay que considerar la cantidad y tipo de partículas que puede contener el gas caliente, dado que este puede contener partículas que pueden dañar los componentes o producir incrustaciones en los intercambiadores de calor, generando una capa de aislante y perdiendo eficiencia en la transferencia de calor.

5.5.2. Condiciones Operacionales

En vista de que en este caso se trata de un sistema de recuperación de calor va a estar sujeto a la operación de la planta principal, en vista de eso, hay que tomar en cuenta el tiempo de operación y la carga que se someterá el ORC. Es por ello que además se debe considerar un sistema de control inteligente y eficiente, de tal manera que permita operar al equipo a medida que va cambiando la carga que imponga la fuente de calor.

5.6. Empresas de sistemas ORC en Chile

En la actualidad hay una limitada oferta para estos grupos de generación, cuyos fabricantes se encuentran principalmente en Europa y Estados Unidos. El ciclo Rankine ha sido sometido a diferentes variantes buscando mejorar su eficiencia, pero es en la década de los 60 que surge la llamada "Escuela Italiana" en el Politécnico de Milán, donde se desarrolló el estudio de la aplicación de fluidos orgánicos en ciclos Rankine, principalmente por el Profesor Gianfranco Angelino, y los profesores Mario Gaia y Ennio Machi, quiénes en un comienzo fueron sus alumnos y terminaron siendo sus amigos y colegas. Entre ellos desarrollaron 14 plantas ORC entre 1976 y 1984, lo que derivó en la fundación de la empresa Turboden en 1980, pionera en la elaboración y desarrollo de estas plantas a nivel mundial con 337 plantas instaladas que representan 503 [MWel]. Otra empresa participante en este mercado es Ormat, compañía de origen Israelí y que actualmente se encuentra radicada en Estados Unidos, que posee un sistema de generación basado en un ORC pero cuyo nombre comercial es OEC (Organic Energy Converter) y su principal objetivo es el sector de Geotérmico, esta empresa se encuentra desarrollando actualmente un proyecto Geotérmico llamado "Cerro Pabellón"

en la II Región. En tabla 4 se muestran algunos de los fabricantes de equipos ORC a nivel mundial y se señala si es que tienen presencia en América Latina.

Nombre	País de Origen	Presencia en Lat. Am.	Aplicaciones	Rangos de Potencia	Temp. Mín	Temp. Máx.
ORMAT	EE.UU.	Si (Orandina)	Geot. - WHR	250 kW - 130 MW	95	315
Turboden	Italia	Si	Geot. - WHR - BIO - CSP	200 kW - 20 MW	100 <	
Exergy	Italia	No	Geot. - WHR - BIO	35 kW - 1,4 MW	90	310
ADORATEC / MAXTECC	Alemania	No	WHR - BIO	300 kW - 2,4 MW	ND	
Electratherm	EE.UU.	No	Geot. - WHR - BIO	35 kW - 110kW	77	122
Triogen	Holanda	No	Geot. - WHR - BIO	100 kW - 1 MW	350 <	

Tabla 4: Empresas fabricantes de ORC más relevantes en el mercado

6. Casos de Estudio en Chile

La instalación de una planta ORC significa en la actualidad un gran riesgo para los inversionistas que están dispuestos a traer esta tecnología al país. Sin embargo se pueden hacer estudios de factibilidad e ingeniería básica para poder determinar la viabilidad de un proyecto, es por eso que a continuación se presenta un breve estudio de la aplicabilidad de estos sistemas, sus posibles implementaciones a nivel nacional y un análisis económico de estas, tomando en cuenta los factores específicos que podrían influir en el éxito de un proyecto de este tipo.

6.1. Fuentes de Calor

Para poder analizar la aplicabilidad de los sistemas ORC es imprescindible acotar las diferentes formas de obtención de calor presentes a nivel nacional, inicialmente las aplicaciones solares no serán consideradas debido a que están en una fase muy temprana de aplicación a nivel mundial y fuera de las investigaciones académicas no se encuentra mucha información disponible que pueda respaldar su estudio en las condiciones presentes en la actualidad. Por otro lado el aprovechamiento de fuentes geotermales tampoco será analizado puesto que su implementación depende de tantos factores muy complejos más allá de la tecnología que se utilice para generar la energía eléctrica, por lo que su análisis sería muy incompleto según los alcances que busca esta investigación. Finalmente las aplicaciones de recuperación de calor a nivel industrial como también de cogeneración están disponibles a nivel nacional y se encuentra suficiente información para realizar un análisis que permita mostrar un posible comportamiento de estos proyectos. A continuación se muestran algunas de las aplicaciones que podrían servir de fuente de calor para poder alimentar un sistema ORC:

- Hornos de Cal:
  - Es un horno que permite oxidar la piedra caliza, transformándola en Oxido de Calcio, comúnmente conocido como Cal.
  - Usos: Este producto resulta vital para la economía Chilena, dado que se utiliza en la industria siderúrgica, celulosa, construcción, minera y vidriera.

- Temperatura de Salida: 488 a 588°C [2]

- Enfriador de Clinker:
  - Es un sistema que permite enfriar el Clinker en la producción de cemento, dado que este resulta producto de la calcinación de la piedra caliza y arcilla a una temperatura de 1350 a 1450°C, luego debe ser enfriado y para ello se utiliza un enfriador que le quita calor y lo devuelve al proceso para ahorrar energía, de todas maneras se produce un escape de aire caliente que puede ser utilizado para generar energía eléctrica.
  - Usos: El Clinker se utiliza en la producción de cemento que se muele hasta llegar a tener un tamaño de 15 micrómetros, formando un 90 % de la masa del cemento Portland, utilizado en la construcción en Chile.
  - Temperatura de Salida: 215 a 315°C [2]

- Motores de Combustión Interna:
  - Los MCI tiene aplicaciones más allá del ámbito automotriz, es por eso que es importante señalar que tiene aplicaciones en generadores eléctricos, aplicaciones industriales y medios de transporte autónomos, como por ejemplo barcos.
  - Usos: Los motores están habitualmente alimentados por combustibles fósiles, como petróleo diésel, gasolina o gas combustible. Es necesario hacer una distinción puesto que tenemos dos fuentes de calor residual: en el radiador, equipo que se utiliza para perder el calor generado en el bloque del motor, y en los gases de escape producto de la combustión.
  - Temperatura de Salida: Radiador 80 a 100°C [2]; Gases de escape 400 a 900°C [2]

- Fundiciones:
  - Para la industria metalúrgica en general es vital contar con estos equipos, con el fin último de purificar los concentrados de mineral y alcanzar una alto grado de calidad.
  - Usos: Se pueden aplicar para la industria metalúrgica en general, sin embargo se tomará como referencia la industria cuprífera chilena donde se utilizan en algunos tipos de fundición hidrocarburos para aportar calor a este proceso, por otro lado en algunos casos los gases producto de la combustión y fundido del mineral son utilizados para alimentar una caldera que lleva calor a otros procesos, es necesario destacar que la alta cantidad de SO_2 presente en los gases de escape (30-35 %) puede significar un problema a futuro.
  - Temperatura de Salida: 350°C [23]

- Calderas:
  - En la gran mayoría de los procesos industriales requieren de calor, en algunos casos se entregan a través de calderas, donde se produce calor y este es entregado a través de algún fluido o directamente con los gases calientes producto de la combustión.

- Usos: La gran ventaja de las calderas es que es básicamente un hogar donde se produce la combustión y se transmite el calor a un fluido, por lo que no hay contacto directo entre los gases y el cuerpo receptor, entonces su gran ventaja es el hecho de que puede quemar distintos tipos de combustible; Licor Negro (Celulosas), Fuel Oil, Carbón, Biomasa y otros hidrocarburos.
- Temperatura de Salida: 140-155°C para calderas eficientes y entre 160-175°C para calderas ineficientes a carbón [24]. En el caso del uso de Biomasa las temperaturas varían en un rango entre 150-300°C [2].

6.2. Potencia térmica de entrada

Una vez identificadas las fuentes de calor disponibles se estimarán la disponibilidad de calor de cada una, para ello mediante la composición de los combustibles se estimará la potencia térmica disponible en los gases de escape respectivos. Para ello se identifica la energía presente en el fluido según la fórmula 3, donde n_k representa la fracción molar de los componentes de los gases de escape y h_k representa la entalpía de esos componentes a la temperatura de salida.

$$Q = \sum_{k=1}^{n} h_k \times n_k \tag{3}$$

La composición de los combustibles se presentan en la figura 5 según su composición en proporción másica respecto de la masa total. Se utilizarán estos de manera de referencia según las fuentes de calor identificadas previamente.

Combustible	Carbono (X_C)	Hidrógeno (X_H)	Oxígeno (X_O)	Nitrógeno (X_N)	Azufre (S_N)	Cenisas
Gas Licuado	81	19	0	0,8	0	0
Fuel Oil 6	86,6	10,6	0,4	0,1	2	0,1
Fuel Oil 5	86,1	12	0,1	0,1	1,7	0
Fuel Oil 2	86,3	13,1	0	0	0,6	0
Leña	45,1	5,6	0,1	0,1	0,1	5,6
Carbon Bituminoso	72,2	5,6	1,3	1,3	1,7	7,4

Tabla 5: Análisis elemental típico de combustibles industriales (en % másico) [25]

A partir de las características de los combustibles se procedió a calcular la fracción molar de los distintos gases producto de la combustión, para ello se utilizarán las siguientes fórmulas:

$$n_{CO_2} = \frac{X_C}{12{,}01}; n_{H_2O} = \frac{X_H}{2{,}016}; n_{SO_2} = \frac{X_S}{32{,}06}; \tag{4}$$

$$n_{N_2} = \frac{0{,}79 \times \lambda \times V^{\circ}_{a,e}}{22,4} + \frac{X_N}{28,013} \tag{5}$$

$$n_{O_2} = \frac{0{,}21 \times (\lambda - 1) \times V^{\circ}_{a,e}}{22,4} \tag{6}$$

En el caso de las fórmulas 5 y 6 se identifican λ, que corresponde a el exceso de aire requerido para la combustión que para este estudio se considerará 1.2, y $V^{\circ}_{a,e}$ que es el volumen de aire estequiométrico necesario para la combustión, el cual se calcula según la fórmula 7.

$$V^{\circ}_{a,e} = \frac{22{,}4}{0{,}21} \times (\frac{X_C}{12{,}01} + \frac{X_H}{4{,}032} + \frac{X_S}{32{,}06} - \frac{X_O}{32}) \tag{7}$$

Una vez identificada la composición de los gases es necesario dar valor a la entalpía de los distintos gases para ello se integrará el calor específico ($Cp = \frac{\delta h}{\delta T}$), a presión cosntante, de los gases entre la temperatura base (298 [K]) y la temperatura de salida de los gases.

$$h = \int_{298}^{T} Cp \, \mathrm{d}T \tag{8}$$

El valor de Cp (en $\frac{kJ}{kmol \times K}$) proviene de la ecuación 9, la cual corresponde al calor específico de un gas dependiendo de la temperatura del mismo y sus coeficientes a,b,c y d dependen del gas en cuestión, como se muestran en la figura 6.

$$C_p = a + bT + cT^2 + dT^3 \tag{9}$$

Gas	a	b	c	d	Rango Temp. [K]	% error promedio
CO2	22,26	5,981 x 10E-2	-3,501 x 10E-5	7,469 x 10E-9	273 - 1800	0,22
H2O	32,24	0,1923 x 10E-2	1,055 x 10E-5	-3,595 x 10E-9	273 - 1800	0,24
O2	25,48	1,52 x 10E-2	-0,7155 x 10E-5	1,312 x 10E-9	273 - 1800	0,28
N2	28,9	0,1571xE10-2	0,8081 x 10E-5	-2,873 x 10E-9	273 - 1800	0,34
SO2	25,78	5,795 x 10E-2	-3,812 x 10E-5	8,612 x 10E-9	273 - 1800	0,24

Tabla 6: Coeficientes Cálculo de Cp [1]

En base al análisis mencionado anteriormente se pudo llegar al gráfico 16, en el que se puede apreciar, para los distintos combustibles mencionados anteriormente, la cantidad de energía térmica residual según la temperatura a los que estos se encuentren, cabe resaltar que esta potencia está asociada a un flujo másico de 1 [kg/s], lo que permite aproximar la disponibilidad de calor mediante la multiplicación del señalado por el flujo de combustible real.

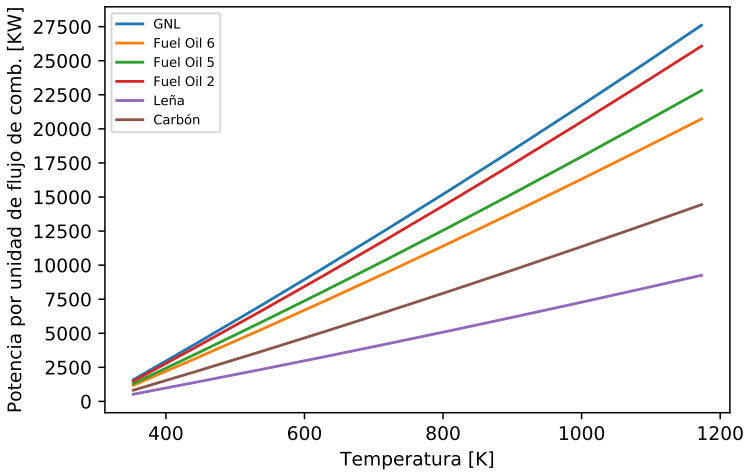


Figura 16: Gráfico Potencia térmica de gases de escape(por unidad de combustible) v/s Temperatura, para distintos combustibles

Muchas veces llevar el flujo de combustible de manera exacta no es tan factible, por lo mismo se realizó un cálculo de tal manera de tener una aproximación del flujo volumétrico de los gases de escape, en base al flujo másico de combustible, para las temperaturas mencionadas en el punto 6.1.2 donde se promediaron las distintas temperaturas, de tal manera de tener una referencia. Para ello se utilizará la ecuación 10 para obtener los gases de escape estequiométricos, para luego utilizar la fórmula 11 donde se multiplica por el flujo másico de combustible y mediante la ley de gases ideal, se lleva el volumen (en Normal metro cúbico) a la presión y temperatura de salida de los gases (P_1 y T_1).

$$V_{g,e}^{\circ} = 22{,}4 \times (\frac{X_C}{12{,}01} + \frac{X_H}{2{,}016} + \frac{X_S}{32{,}06}) + 0{,}79 \times V_{a,e}^{\circ} + (\lambda - 1) \times V_{a,e}^{\circ} \tag{10}$$

$$V_g = V_{g,e}^{\circ} \times \dot{m} \times (\frac{P_o}{P_1} \times \frac{T_1}{T_o}) \tag{11}$$

Las temperaturas de salida de los gases utilizadas fueron: Gas Licuado 265°C, Fuel Oil (2, 5 y 6) 650°C, Leña 225°C, Carbón en proceso eficiente 147°C y Carbón en proceso ineficiente 167°C, puesto que corresponden al promedio de las temperaturas de escape según cada aplicación.Por otro lado, se estimó que la salida de los gases es a presión atmosférica a nivel del mar, por lo que las presiones se anulan. Este gráfico resulta útil puesto que es de fácil obtención de la velocidad de salida desde la tubería de escape, para luego multiplicarlo por el área de salida y así obtener el flujo de gases. Además para ajustar a la temperatura de salida real, bastaría con dividir por la temperatura de referencia y multiplicar por esta.

Es por ello que el gráfico 16 en combinación con el gráfico 17, sirve como referencia práctica para estimar la potencia disponible según la fuente de calor y combustible que se disponga. Se elaboraron estas tablas con el fin de poder utilizarlas en conjunto para poder determinar de manera rápida la energía presente en los gases de escape.

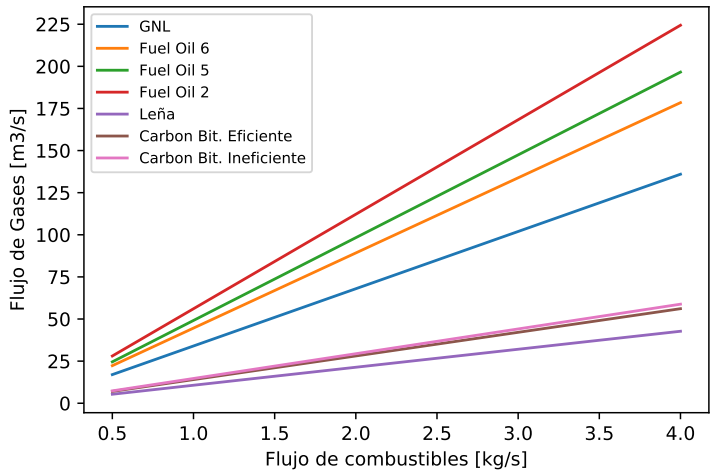


Figura 17: Gráfico Flujo volumétrico versus flujo másico de combustible

6.3. Dimensión de planta

Uno de los aspectos fundamentales para el estudio de la implementación de una planta ORC es determinar la potencia instalada, con el fin de dar una propuesta amplia se analizarán distintos tamaños de planta y cuya aplicación sea la recuperación de calor industrial, en vista que son para una aplicación directa en la fuente de calor y sirvan de referencia para la fuente de calor que se busca explotar. Para ello se utilizarán los modelos HR (Heat Recovery) de Turboden, dado que es una empresa con sede a nivel nacional, son modelos estándar, a pesar de eso pueden ser modificados para operar a diferentes temperaturas a la señaladas a continuación, y se encuentran desarrollando proyectos de este tipo, además de contar con sistemas de intercambio de calor directo para MCI. Específicamente se tomarán en consideración los modelos 6, 10, 22, 40 y 55 HR, cuyas características se mencionarán a continuación en la tabla 7.

Modelo	Potencia eléctrica bruta [MW]	Potencia térmica de entrada [MW]	Temperatura de operación [ºC]	Temperatura Agua (In/Out) [ºC]	Eficiencia Neta	Tensión Generador
6 HR	0,6	3	240/300	25/35	19%	50 Hz, 400V; 60 Hz, 480V
10 HR	1,108	5,54	240/310	26/38	19%	50 Hz, 400V; 60 Hz, 480V
22 HR	2,12	11,21	240/310	22/40	18%	50 Hz, 660V; 60 Hz, 4160V
40 HR	4	21,4	250/315	22/54	18%	50 Hz, 6kV; 60 Hz, 4160V
55 HR	5,286	26	240/310	20/27	20%	60 Hz, 4160V

Tabla 7: Características Modelos HR Turboden

6.4. Análisis Económico

Con el fin de evaluar las posibilidades competitivas de los sistemas ORC frente a otros sistemas de generación es necesario estudiar

6.5. Variables a considerar en el análisis

6.5.1. Precio de la Energía Eléctrica

A la hora de instalar una planta generadora de energía para complementar o suplir el consumo de energía eléctrica es necesario tomar en cuenta los precios a los cuales se transa la energía en el mercado Nacional, tal como se mencionó previamente. Para el análisis de los proyectos es necesario fijar los precios de la energía.
En el caso de la compra de energía eléctrica se tomará como referencia el valor de la energía en baja tensión, correspondiente a la tarifa BT2 , dado que los sistemas ORC pueden inyectar en baja tensión y es usada principalmente con fines comerciales. En caso de tratrse de plantas con un alto consumo eléctrico se utilizará el precio de la energía en Alta tensión, tarifa AT donde el precio de la energía es fijo y lo que cambia es la potencia contratada. El valor será obtenido de la página web de CONAFE donde se expone públicamente el valor de la energía
En el caso de venta de la energía a alguno de los sistemas interconectados se tomará como guía el costo marginal promedio del año 2016 y el pago por potencia mensual en el nudo Quillota, calculado en base a la información proporcionada por el CDEC-SIC como se refleja en la tabla 8. En caso de venta de energía a terceros se calculará arbitrariamente un promedio de los valores de venta a a la red y e compra de energía en baja tensión. Para la situación en que la generación se haga en una red fuera de algún sistema de distribución se tomará el valor del costo de generación mediante un generador Diesel de la empresa ENOR de la central Zofri, para ello se consideró lo siguiente:

Consumo Específico: 0,287 $[\frac{Kg}{kWh}]$
Densidad Diésel: 0,832 $[\frac{Kg}{L}]$
Precio Litro Diésel Junio Enap: $ 422
Dolar aproximado: $ 654

- Precio Energía BT2 Abril 2017 (Sector Viña del Mar): 85.71 [$/MWh] (US$129.9 [MWh] para un valor del dolar de $654)
- Precio Energía AT Abril 2017 (Sector Viña del Mar): 80.33 [$/MWh] (US$122.8 [MWh] para un valor del dolar de $654)
- Costo marginal promedio nudo Quillota año 2016: 59.64 [US$/MWh]
- Precio fijación potencia nudo Quillota año 2016: 5455 [US$/MW/mes]
- Costo generación central Diésel: 221 [US$/MWh]
- Precio de venta a terceros: 72.68 [US$/MWh]

CMg (SIC)	US$/MWh
Enero	49,9
Febrero	56,9
Marzo	74
Abril	51,5
Mayo	42,7
Junio	102,9
Julio	100,4
Agosto	46,7
Septiembre	49,3
Octubre	48,8
Noviembre	45,9
Diciembre	46,7
Prom 2016	59,64

Tabla 8: Costo Marginal Promedio Nudo Quillota 2016 (Fuente: CDEC-SIC)

6.5.2. Costo de la planta de ORC

Una vez establecido los precios de la energía es necesario establecer el precio de las plantas, para ello se tomará de referencia la planta de Turboden 55 HR, puesto que se cuenta con un presupuesto emitido por la empresa que alcanza un valor de USS$4.730.670 , cuyo ajuste para la inversión se ajustará de manera exponencial (Ecuación 12) a las demás plantas presentadas anteriormente, con un valor típico de m = 0.6 que se utiliza en casos que no tiene un valor específico para el tipo de planta. Además para tener un valor aproximado de la planta completa se utilizará el método de Happel, método generalmente utilizado para plantas químicas y cuyo fin es poder extrapolar el valor de una planta totalmente equipada a partir de los equipos principales del proceso [26], el cual da un factor de entre 3 y 5, además tomando en cuenta los proyectos mencionados en el capitulo 5.1.5. y además descritos en otros estudios [27] nos permite tomar este valor en su valor mínimo de 3.

$$\frac{Costo_2}{Costo_1} = \left(\frac{Capacidad_2}{Capacidad_1}\right)^m \tag{12}$$

6.5.3. Otras Variables

Además de las variables mencionadas anteriormente es necesario mencionar otros factores que se utilizarán para el análisis

- Mantenimiento y Operación: En vista de que se consideran estas plantas de muy bajo costo de operación y mantenimiento, se estimará un costo del 2 % del valor total de la planta anualmente, este valor puede ser considerado conservador dado que en estudios más minuciosos de este [27], alcanza un valor entre 0,3 y 0,5 %.
- Factor de Planta: Se estimará un factor de planta del 98 %, dado que la mantenibilidad de los equipos es muy baja y las salidas de operación no programadas son muy escasas.

- Porcentaje de ahorro: Se estimará arbitrariamente que la planta estará diseñada para poder suministrar el 40 % de la energía requerida por las plantas industriales que suministrarán el calor necesario, a pesar de que es un valor que podría influir en la evaluación del proyecto se dejará fijo dado que no se pueden analizar todas las variables.

6.6. Análisis de Sensibilidad

Finalmente y en base a lo expuesto anteriormente se realizó un análisis de sensibilidad para variables comunes y otras específicas para cada aplicación.

- Hornos de Cal y Enfriador de Clinker:
  - Tamaño de planta ORC: 4 [MW], se seleccionó este tamaño producto de que el rango para este tipo de plantas está entre 3 y 6 [MW]. Además es necesario recalcar el hecho de que la instalación de estos sistemas ORC tiene como fin utilizar las dos fuentes de calor en combinación, producto del alto flujo de gases y que han perdido gran parte del calor que tienen. Esto último se debe que debido al alto costo de la generación de energía térmica, estos gases se utilizan en distintas partes del proceso (Precalentamiento del aire del horno, del combustible o de la cal; también en el caso del Clinker como aire de combustión del horno).
  - Combustible Utilizado: En el Horno de cal se usa Petcoke, Fuel Oil, combustibles alternativos, neumáticos, entre otros. En el caso del enfriador es aire caliente.
  - Variables analizadas: Porcentaje de ahorro, producto del alto consumo de energía eléctrica en estas plantas, tomando en cuenta que el consumo de energía eléctrica es de 107 [kWh] por tonelada de cemento, según Federación Interamericana de Cemento (FICEM), y llevándolo a la planta de San Antonio de Cementos Bio Bio, con una producción anual de 300 [Mton/año] implicaría una potencia instantánea de 3.6 [MW], por lo que se podría pensar en ahorrar un 100 % de ahorro inicialmente. Por lo que se estudiará el ahorro y además se verán los casos en que se venda a la red o a un tercero.
  - Temperatura de Salida: 538°C
  - Gráficos:

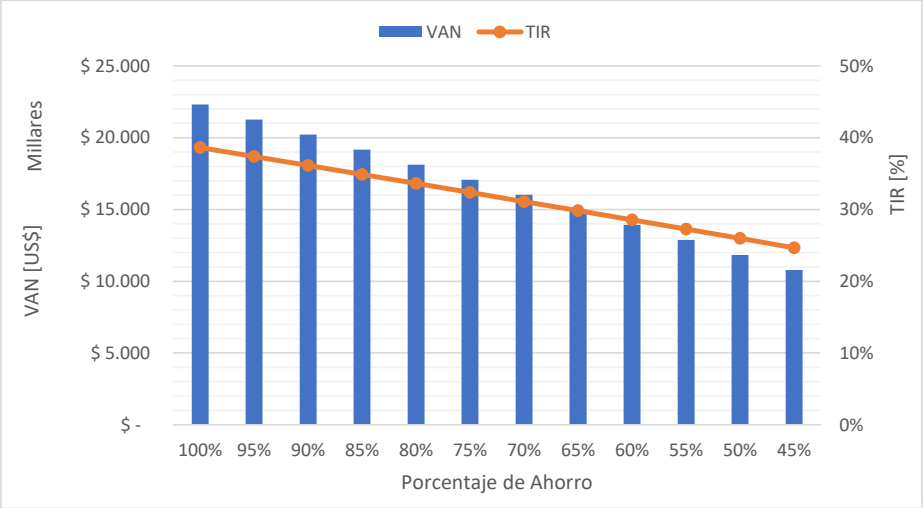


Figura 18: Sensibilidad respecto al porcentaje de ahorro

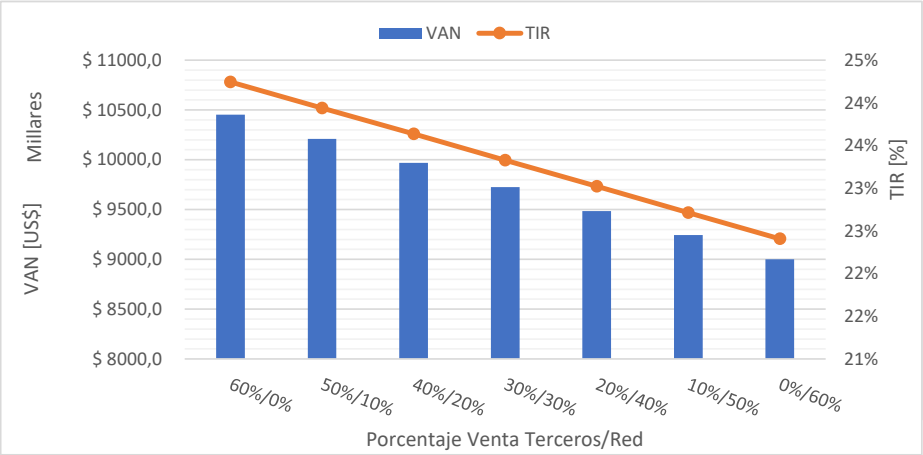


Figura 19: Sensibilidad respecto al porcentaje de ahorro

- Análisis: Tomando como base que puede alcanzarse un ahorro del 100 %, el gráfico 18 muestra que en ese caso es donde se puede encontrar el mejor VAN para el proyecto, es decir, que en el momento que se fije la potencia del sistema ORC debe buscarse el ahorro máximo, lográndose un payback de 6 años. Por otro lado otro

análisis que debe hacerse es respecto de a quien se va a vender la energía que no sea utilizada, a partir del gráfico 19 se puede concluir que la búsqueda de un comprador para la energía sobrante puede ser la mejor opción para maximizar las utilidades. Un factor relevante en esta aplicación es la necesidad de aumentar la competitividad del sector cementero Chileno, dado que producto de varias variables, entre ellas el alto costo de la energía, ha permitido la entrada al cemento importado desde el 2014 [28][29][30].

- Motores de Combustión Interna:
  - Tamaño de planta ORC: 0,6 [MW], se utilizó como referencia el complejo Zofri y Estandartes de Iquique de ENOR Chile consistente en un 12 generadoras Diésel con una potencia eléctrica combinada de 10 [MW], que en conjunto podrían alimentar al sistema ORC con los gases de escape producidos, tomando en cuenta que su consumo de combustible es de 3,4 [kg/hora] por unidad, y observando el gráfico 16 permite alimentar la central modelo 6 HR.
  - Combustible Utilizado: Diésel
  - Variables analizadas: En base a la intermitencia del funcionamiento de los equipos se analizó el factor de planta asociado a los generadores, puesto que de ello depende el funcionamiento de la unidad ORC. Además se analizó el caso en que el porcentaje de ahorro es influyente, en casos donde se trata de centrales aisladas de algún punto de distribución.
  - Temperatura de Salida: 400°C
  - Gráficos:

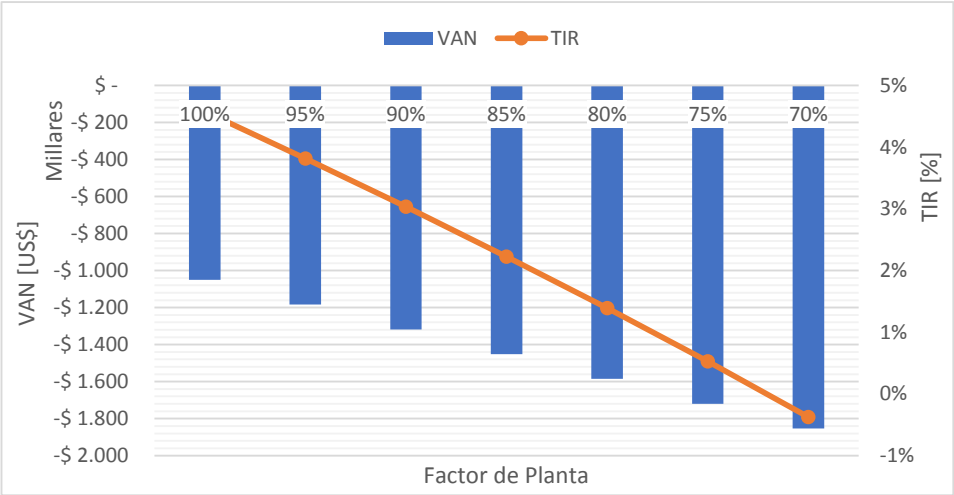


Figura 20: Sensibilidad respecto al factor de planta

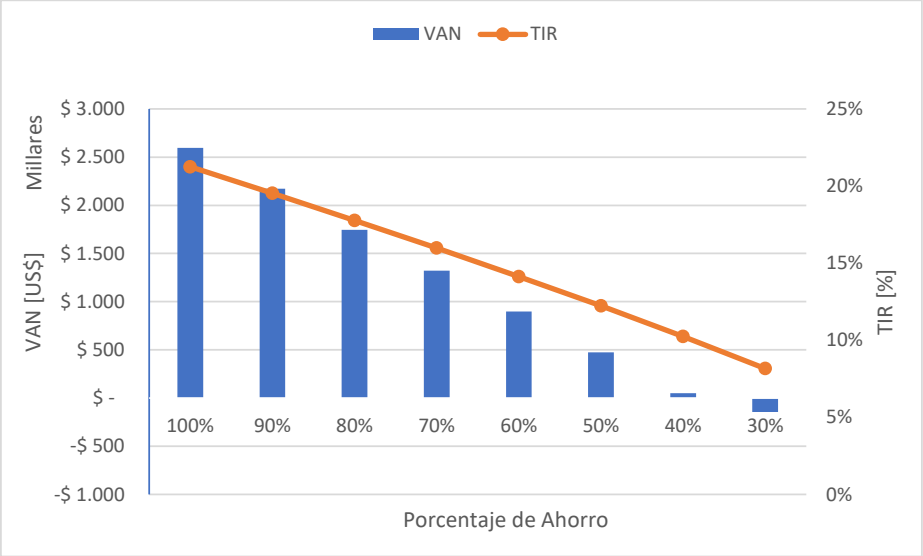
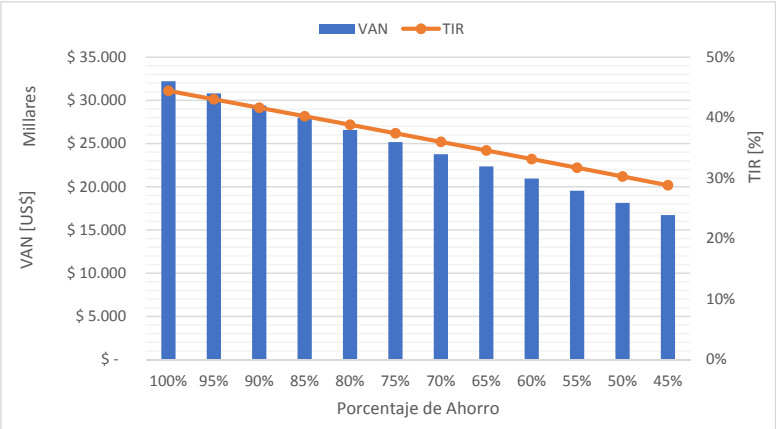


Figura 21: Sensibilidad respecto al porcentaje de ahorro

- Análisis: Como puede observarse en el gráfico 20 la instalación de un sistema de recuperación de calor en una planta Diésel que funcione de respaldo a la red interconectada tiene resultados bastante poco atractivos para algún inversionista, debido a que el aumento de potencia es muy bajo para hacer un aporte de generación suficiente para justificar la inversión. Por otro lado, observando el gráfico 21 tomando en cuenta un sistema de generación que esté aislado de la red donde sea necesario un aumento de la potencia necesaria representa una oportunidad, puesto que si se considera que toda la energía generada será consumida resulta muy atractivo, alcanzando un payback del orden de 7 años.

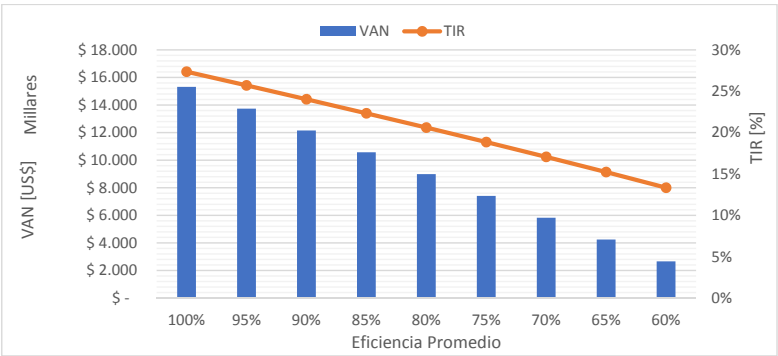
- Fundiciones:
  - Tamaño de planta ORC: 5 [MW], se estudiará en base a que Cochilco estima que son necesario 100 [kWh] para generar una tonelada de cobre en las fundiciones Chilenas y tomando como referencia la capacidad de la fundición Ventanas (45,6 [ton Cu/hora] Fuente: Codelco), estimando que se necesitan 4,56 [MW] de potencia eléctrica en ese caso. Si bien no existen datos respecto al flujo de gases de escape, se puede suponer que es muy alta producto de los altos niveles de producción.
  - Combustible Utilizado: Gas Natural
  - Variables analizadas: Porcentaje de Ahorro, producto del alto consumo de electricidad es necesario analizar esta variable. Además producto de la alta cantidad de material particulado y otros gases, se pueden producir incrustaciones en los sistemas de transferencia de calor, por ello se analizará la eficiencia promedio del sistema.

- Temperatura de Salida: 350°C
- Gráficos:



% Ahorro	VAN	Payback	TIR
100%	$ 32.214.889	3	44,44%
95%	$ 30.806.588	3	43,04%
90%	$ 29.398.288	3	41,64%
85%	$ 27.989.987	3	40,24%
80%	$ 26.581.686	4	38,83%
75%	$ 25.173.385	4	37,42%
70%	$ 23.765.085	4	36,00%
65%	$ 22.356.784	4	34,58%
60%	$ 20.948.483	4	33,15%
55%	$ 19.540.183	4	31,72%
50%	$ 18.131.882	5	30,28%
45%	$ 16.723.581	5	28,82%

Figura 22: Sensibilidad respecto a la distancia respecto a redes de distribución



Ef. Prom	VAN	Payback	TIR
100%	$ 15.315.281	5	27,36%
95%	$ 13.733.489	5	25,70%
90%	$ 12.151.698	6	24,03%
85%	$ 10.569.907	6	22,33%
80%	$ 8.988.116	7	20,61%
75%	$ 7.406.325	8	18,85%
70%	$ 5.824.534	8	17,06%
65%	$ 4.242.743	10	15,23%
60%	$ 2.660.952	11	13,34%

Figura 23: Sensibilidad respecto al porcentaje de venta a terceros

- Análisis: La gran disponibilidad de gases calientes desde las fundiciones de cobre sumado a la gran demanda energética de estas, nos permite pensar que puede ser una gran alternativa para instalar sistemas de recuperación de energía y generación eléctrica. Sin embargo los gases muchas veces vienen con un alto porcentaje de residuos que pueden generar incrustaciones, impidiendo que la transferencia de calor se produzca entre los gases calientes y el fluido de trabajo, por lo que debe ser analizado con detalle el contenido de los gases y en que parte del proceso de tratamiento de ellos. Además podemos observar que los indicadores en la figura 22 las cifras son muy alentadoras, con TIR cercanos al 40 % y payback entre 3 y 5 años.

- Caldera de Biomasa:
  - Tamaño de planta ORC: 4 [MW], según recomendaciones de Turboden este es el tamaño que podría implementarse con mayor facilidad en Chile.
  - Variables analizadas: Distancia con centros de conexión a la red de distribución eléctrica, como se mencionó previamente este factor puede afectar este tipo de aplicaciones por lo que se tomará el valor de reposición de las líneas para estimar el costo que significa la distancia. Por otro lado se analizará el modelo de negocios, viendo como afecta la venta de energía eléctrica a terceros.
  - Combustible Utilizado: Leña
  - Temperatura de Salida: 150°C
  - Gráficos:

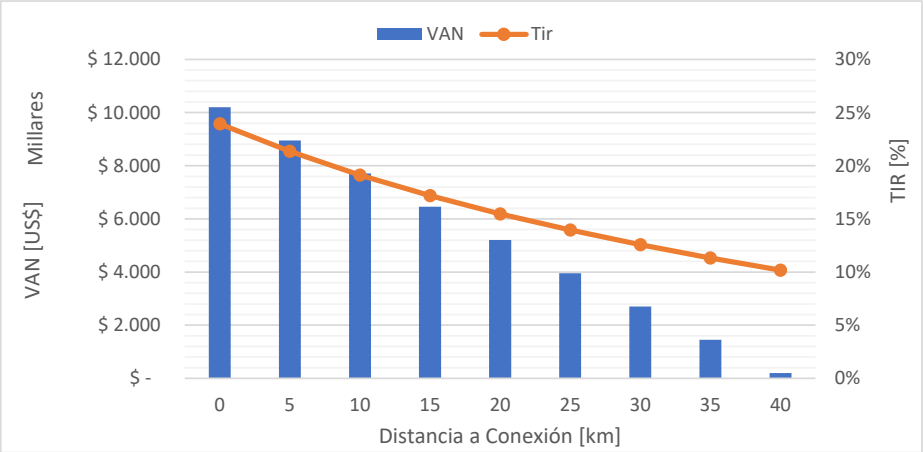


Figura 24: Sensibilidad respecto a la distancia respecto a redes de distribución

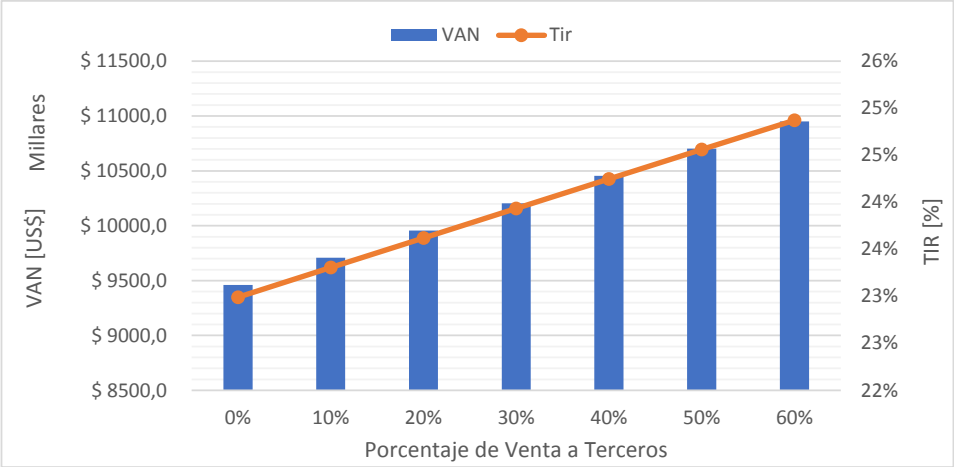


Figura 25: Sensibilidad respecto al porcentaje de venta a terceros

- Análisis: La figura 24 nos muestra que la distancia a la red de distribución es altamente relevante, sin embargo no se realizó a partir de un valor real de construcción de líneas, pero dado que el valor real dependería de muchas variables se puede utilizar como una buena aproximación, a pesar de eso se puede observar que la distancia máxima para que el proyecto siga resultando rentable es de 40 [km]. Por otro lado, la evaluación del modelo de negocios resulta altamente relevante, en la figura 25 se puede ver que la venta a terceros de energía puede determinar una diferencia de hasta US$ 2 millones en el VAN y en vista de que este tipo de plantas no tienen un gran consumo de energía eléctrica de forma permanente, la venta de la energía toma un rol predominante.

6.7. Proyectos en Chile

Como se mencionó previamente ya se encuentran en el país las empresas Turboden y Ormat, y actualmente ambas están desarrollando los primeros proyectos con sus respectivas tecnologías, a continuación se expondrán brevemente estos, de tal manera de hacer una idea de lo que se está haciendo en Chile.

6.7.1. Central Geotérmica Cerro Pabellón

La empresa Geotérmica del Norte, perteneciente a ENAP, y Enel Green Green Power se encuentran desarrollando este proyecto geotérmico que se espera pueda estar operativa para el primer semestre de 2017.

6.7.1.1 Antecedentes

- **Tipo de Central:** Constará de dos plantas, una de condensación del vapor proveniente de la fuente (Flash) y una planta binaria que utilizará el agua líquida caliente (ORC)
- **Potencia:** 40 [MW] planta de condensación y 10 [MW] planta binaria
- **Ubicación:** Comuna de Ollagüe, II Región de Antofagasta
- **Conexión:** SING - Red de 220 [kV]
- **Profundidad Pozos:** 1.900 - 2.700 [m]
- **Inversión:** US$320 millones / CE: 6.400 [US$/kW]

6.7.1.2 Aspectos Técnicos

La planta completa fue diseñada por ORMAT, esta empresa ofrece el sistema combinado, planta Flash y ORC, como se puede ver en el diagrama de la figura 26. El sistema está diseñado para tener un equipo de extracción de gases no condensables para ser liberados posteriormente a la atmósfera. Además se tuvo que hacer una EIA dado que es una planta que supera los 3 [MW] estipulados en la ley.

- **Sistema De Enfriamiento:** La planta contará con sistemas de enfriamiento por cada planta, para el vapor proveniente de la planta flash se utilizarán unas torres de ventilación de tiro inducido, luego esta agua ira en parte a los sistema de condensación de los gases salientes de la turbina y a las bombas de reinyección. Por otro lado el agua de la estación binaria será enfriada de igual manera, para luego ser reinyectados.
- **Fluido de trabajo:** Isobutano o Isopentano
- **Caudal de Agua:** 12,8 [m^3/hr)]
- **Tiempo de construcción:** 30 meses (aprox.)

6.7.1.3 Planes de expansión

La planta estuvo pensada para una generación de 100 [MW], por lo que se añadirán a la planta una tercera y cuarta unidades binarias de 25 [MW] de potencia cada una, con una inversión estimada de US$ 260 millones, por lo que considerando la globalidad del proyecto tendría un costo específico de 5.800 [US$/kW]. El proyecto ya se encuentra con la aprobación del SEIA y se espera poner en funcionamiento la tercera unidad a fines del primer semestre del 2020 y la cuarta un año después.

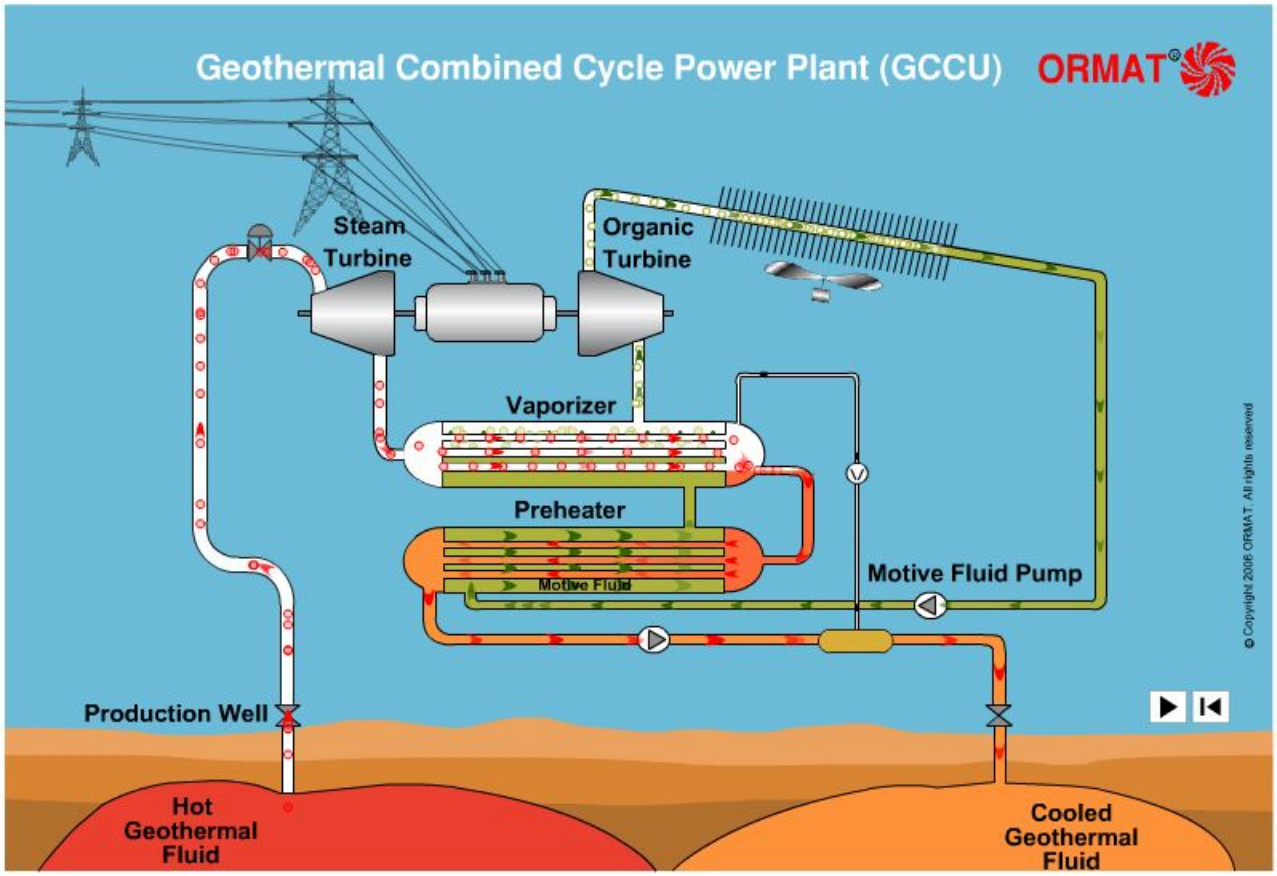


Figura 26: Diagrama de una planta combinada (Fuente: ORMAT)

6.7.2. Planta de Biomasa Concepción

Turboden acaba de cerrar las negociaciones para construir una planta CHP a 40 [km] de Concepción alimentada con biomasa, ésto surge debido a la necesidad de un aserradero de contar con electricidad de buena calidad, dada su lejanía con las redes de distribución y al encontrarse en una zona rural, se producen una gran cantidad de apagones por lo que incurría en muchas pérdidas en su negocio. Además este proyecto busca alimentar con energía eléctrica a una comunidad de 13.000 en un pueblo cercano a la planta. Los detalles en cuánto

al cliente o la ubicación exacta de la planta no pueden ser revelados, dado que no se ha comenzado la construcción de la planta todavía.

- **Tipo de Central:** Planta CHP con tecnología ORC
- **Potencia:** 3 [MW] de potencia eléctrica y 13 [MW] de potencia térmica
- **Eficiencia Eléctrica:** 18.1 %

6.7.2.1 Aspectos Técnicos

La planta será alimentada por un sistema de aceite que será alimentado por la caldera en donde se producirá la combustión de la biomasa proveniente directamente del aserradero, como se muestra en la figura 27, y evitará el transporte que se estaba haciendo a la fecha de esta material para su posterior incineración. Se espera que la planta pueda entrar en operaciones a partir del primer semestre del 2018.

- **Sistema De Enfriamiento:** Contará con un sistema de enfriamiento por aire, pero además se buscará utilizar el calor residual para los procesos de la planta.
- **Tiempo de construcción:** 11-13 meses (aprox.)

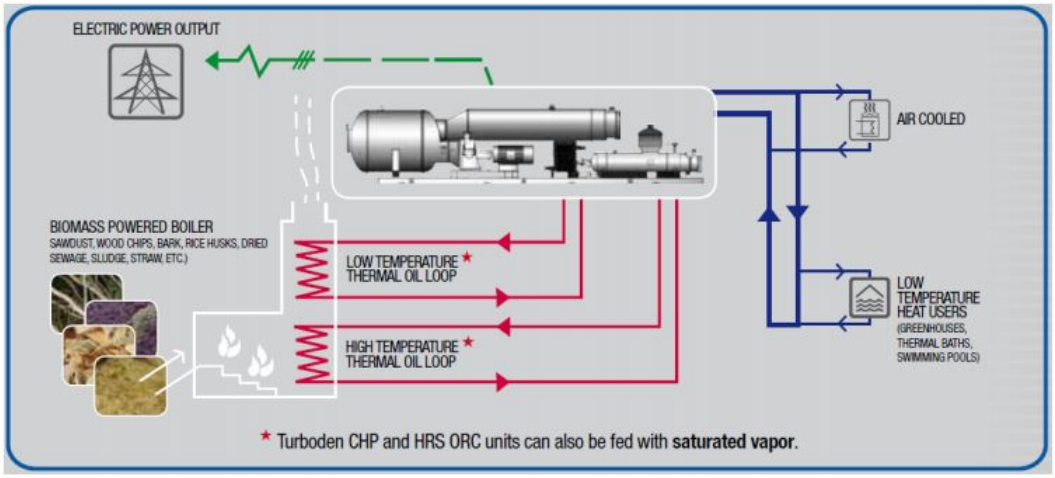


Figura 27: Diagrama de una planta CHP alimentada con Biomasa (Fuente: Turboden)

7. Conclusiones

Los sistemas ORC son una tecnología de generación que lleva mucho años siendo aplicada en los países desarrollados y han comenzado su salida a los mercados emergentes como Sudamérica y el sudeste Asiático, dadas las buenas condiciones para su aplicación. Hay distintos países que se han destacado particularmente por la aplicación de estos sistemas, en el ámbito geotérmico, Estados Unidos lleva la ventaja ampliamente, Alemania por otro lado ha explotado las fuentes de biomasa para alimentar esta tecnología, Italia, aparte de ser uno de los países donde nació la aplicación del ORC, lidera en cuanto a aplicaciones de recuperación de calor Industrial, y finalmente la tecnología de concentración solar térmica apenas va saliendo de una fase experimental y actualmente se están construyendo una serie de proyectos en el mundo, por lo que a pesar de ser una tecnología joven está en plena expansión.

Chile en los últimos años ha desarrollado una política que busca la entrada de las ERNC en la matriz energética, a partir de eso los sistemas ORC pueden entrar con algunas ventajas al mercado de la generación energética.

Se presentaron distintos casos en los que se podrían aplicar los sistemas ORC, principalmente aplicaciones de recuperación de calor y cogeneración mediante biomasa. En el primer caso se estudiaron sus aplicaciones en el campo de la industria cementera, las fundiciones y las centrales generadoras Diésel.

En el área del cemento, un sistema ORC puede resultar muy atractivo debido a la alta disponibilidad de energía térmica, el alto consumo de energía eléctrica y la necesidad hacer más eficiente la producción de cemento, que ha obligado a las empresas a importar el Clinker necesario para la producción. En estos casos la aplicación de esta tecnología debería estar enfocada en el ahorro energético de la planta, alcanzando paybacks de alrededor de 5 años, TIR de 38 % y VAN de US$ 20 millones.

En las fundiciones, al igual que en la industria cementera, el objetivo deberá buscar el ahorro de energía eléctrica producto del alto consumo que este tipo de plantas requieren. Además el contenido de material particulado que pueda generar capas aislantes en los sistemas de transferencia de calor puede perjudicar la eficiencia de generación, por lo que el costo asociado a esta pérdida de eficiencia puede llevar a la mitad los indicadores VAN y TIR, e incluso duplicar el payback de los proyectos.

Caso aparte son los generadores Diésel, puesto que la implementación de un sistema de recuperación de calor de los gases de escape para un estación de respaldo no lograría un buen resultado económico, producto de la baja tasa de operación de este tipo de plantas, sin lograr VAN positivos. Por otro lado diferente es el caso cuando se trata de una central aislada que busca aumentar su potencia de generación, en esos casos se puede lograr un TIR cercano al 20 %, representando una potencial aplicación.

La cogeneración en base a Biomasa tendría sus propios retos que cumplir dado que la necesidad de energía eléctrica de las plantas que podrían aportar el combustible no es tan alta, por lo que el modelo de negocios es el aspecto más relevante en estos casos, producto de la diferencia de precios entre la venta a la red eléctrica y a un tercero, donde la venta a un tercero resulta bastante más atractivo con una diferencia en el VAN de cerca de US % 1.5

millones y un 3 % en el TIR.
La aplicación de los sistemas ORC tiene requisitos que deben ser considerados en la elaboración de cualquier proyecto, pero a pesar de ello no presentan una dificultad que no pueda ser resuelta con los medios que existan en Chile, además la entrada de esta tecnología beneficiaría a la industria nacional, al disminuir sus costos de producción, y además permitiría a las distintas empresas proveedoras de los distintos equipamientos, construcción e ingeniería formar parte de este mercado, y en vista de que está comenzando en Chile, fácilmente puede transformarse en la base de operación para el resto de Sudamérica.

Las ventajas de los sistemas ORC están claramente identificadas:

- Alta eficiencia en la generación de energía eléctrica(entre el 20 y 30 %)
- Alta eficiencia en cargas variables (90 % de eficiencia del equipo a 50 % de la carga nominal)
- Bajos costos de mantenimiento y operación
- Altos estándares de seguridad
- Larga vida útil
- Operación remota
- Versatilidad de fuentes de calor

A pesar de las ventajas mencionadas anteriormente, se identificaron distintas dificultades para la aplicación de este sistema de generación en Chile:

- Alto costo de inversión
- En el caso de las aplicaciones geotérmicas, hay un alto costo de exploración asociado
- Al ser una tecnología nueva en el continente genera inseguridad tanto en clientes como en el financiamiento del proyecto

Se presenta además en las figuras 16 y 17 una forma gráfica y simple de dimensionar la capacidad térmica de una probable fuente de calor, para luego poder implementar un sistema ORC.
La aplicabilidad de estos sistemas queda comprobada gracias a los dos casos estudiados que están en proceso de construcción en la actualidad, en el caso de la planta de Cerro Pabellón en la II región de Antofagasta que aprovecha la fuente de energía geotérmica ahí presente y alimentará el SING; Además está la planta de Turboden en Concepción que aprovecha los deshechos de un aserradero para poder aprovecharlos y generar energía para la comunidad cercana y para el mismo aserradero.
Un aspecto que finalmente en la tabla 9 se resume a grandes rasgos los requisitos básicos y referencias para las distintas aplicaciones en Chile de la tecnología ORC.

Fuente de Energía	Potencia típica por unidad	Fluido de trabajo	Sistema de Enfriamiento	Temperatura Fuente	Ubicación Ideal	Eficiencia de Generación	Dificultades
WHR	0,5 - 4 [MW]	n-Pentano, Benceno, HCFC-123	Agua (Proceso) - Aire	200 - 300 [ºC]*	Todo Chile	24 - 30 %	Composición de los gases
Biomasa	0,2 - 20 [MW]	Etanol	Agua - Aire	300 [ºC]	VII - X Región	20% (Eléctrica) - 78% (Térmica)***	Abastecimiento y tipo de Combustible Ubicación de la planta
CSP	1 - 2 [MW]	Ciclopentano	Aire	50 - 100 [ºC] (Fluido)**	I - III Región	-	Selección de Colectores Solares Espacio (1 hect = 1 MW)
Geotérmica	20 - 25 [MW]	Isopentano, Isobutano	Agua - Aire	100 - 200 [ºC]	Cordillera de los Andes	24 - 30%	Costos de Exploración Disponibilidad y tratamiento de Agua

* Existen aplicaciones para temperaturas menores

** Temepratura alcanzada por el fluido de trabajo

*** En sistemas de Cogeneración (CHP)

Tabla 9: Cuadro Resumen de aplicaciones ORC en Chile

Referencias

[1] Yunus A. Çengel and Michael A. Boles. *Termodinámica*. Mc. Graw Hill, 7th edition, 2012.

[2] Sylvain Quoilin, Martin Van Den Broek, Sébastien Declaye ande Pierre Dewallef, and Vincent Lemort. Techno-economic survey of organic rankine cycle (orc) systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22:168–186, 2013.

[3] Thomas Tartière. Orc world map, 2014. www.orc-world-map.org.

[4] Thomas Tartière. Orc market: A world overview, 2016. http://orc-world-map.org/analysis.html.

[5] Instituto Nacional de Normalización, Santiago, Chile. *Sustancias Peligrosas - Clasificación General. NCh382*, 2004.

[6] Instituto Nacional de Normalización, Santiago, Chile. *Sustancias Peligrosas – Parte 2: Clase 2 - Gases. NCh2120/2*, 2004.

[7] Instituto Nacional de Normalización, Santiago, Chile. *Sustancias Peligrosas – Líquidos inflamables. NCh2120/3*, 2004.

[8] National Refrigerants , INC., New Jersey, EE.UU. *R113 Safety Data Sheet*, 2015.

[9] Giorgio Cau and Daniele Cocco. Comparison of medium-size concentrating solar power plants based on parabolic trough and linear fresnel collectors. *Energy Procedia*, 45:101–110, 2013.

[10] Angelo Algieri. Comparative investigation of the performances of subcritical and transcritical biomass-fired orc systems for micro-scale chp applications. *Procedia Computer Science*, 83:855–862, 2016.

[11] Guohong Tian, Yong Zhang, and Tony Roskilly. Semi-dynamic simulation of orc based diesel engine whr system. *Energy Procedia*, 61:695–699, 2014.

[12] Giuliano Cammarata, Luigi Cammarata, and Giuseppe Petrone. Thermodynamic analysis of orc for energy production from geothermal resources. *Energy Procedia*, 45:1337–1343, 2013.

[13] Gobierno de Chile Ministerio de Energía. Licitación pública de concesión de exploración de energía geotérmica, [Diciembre 2016]. http://infopermisoselectricos.minenergia.cl/ficha-de-permiso/licitacion-publica-de-concesion-de-exploracion-de-energia-geotermica.html.

[14] Paz Araya. Evaluación técnico económica del aprovechamiento de la geotermia de baja entalpía para la cogeneración utilizando un ciclo rankine orgánico. Magíster, UTFSM, 2014.

[15] Gobierno de Chile Comisión Nacional de Energía. Fijación de precios de nudo de corto plazo, [Abril 2016]. SIC y SING.

[16] Vinod Kumar, R.L. Shrivastava, and S.P. Untawale. Fresnel lens: A promising alternative of reflectors in concentrated solar power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 44:376–390, 2015.

[17] José M. Rodríguez, David Sánchez, Gonzalo S. Martínez, El Ghali Bennouna, and Badr Ikken. Techno-economic assessment of thermal energy storage solutions for a 1 mwe csp-orc power plant. *Solar Energy*, 140:206–218, 2016.

[18] Pilar Moraga and Miguel Saldivia. Barreras de entrada a la geotermia en chile, 2011. Taller de memoria: Instrumentos para la elaboración de una política enegética sustentable.

[19] Daniël Walraven, Ben Laenen, and William D'haeseleer. Minimizing the levelized cost of electricity production from low-temperature geothermal heat sources with orcs: Water or air cooled? *Applied Energy*, 142:144–153, 2015.

[20] Molly Finster, Corrie Clark, Jenna Schroeder, and Louis Martino. Geothermal produced fluids: Characteristics, treatment technologies, and management options. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 50:952–966, 2015.

[21] Graz University of Technology. Hot topic geothermal energy, [Diciembre 2016]. https://www.tugraz.at/en/tu-graz/services/news-stories/planet-research/singleview/article/zeitzeugen-unter-der-geochemischen-lupe/.

[22] Carlos Pontt, Jorge Pontt, and Cristian Guiñez. Potencial de biomasa en chile, 2008. Estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025.

[23] Codelco. Fundamentos de la fundición, 2016. www.codelcoeduca.cl.

[24] Ratchaphon Suntivarakorn and Wasakorn Treedet. Improvement of boiler's efficiency using heat recovery and automatic combustion control system. *Energy Procedia*, 100:193–197, 2016.

[25] Alejandro Sáez Carreño. *Manual de Energía: Electricidad y Gas Natural*. Gas Atacama, 1st edition, 2003.

[26] Ing. José Enrique Pérez Romero, Luis Alfredo Gamboa García, and Francisco José Guerra Millán. Proyectos de inversión en plantas químicas: Método de factores desglosados. Magíster, Universidad Iberoamericana, 2008.

[27] Nicolás Carrasco Argomedo. Caracterización de una planta termo solar de colectores parabólicos para generación de energía eléctrica. Ingeniero, Universidad de Chile, 2009.

[28] Huella Minera. Cementera recurre a importaciones, 2017. http://huellaminera.com/2017/04/cementera-recurre-importaciones/.

[29] Pulso. Importación de cemento crece 402014. http://www.nuevamineria.com/revista/importacion-de-cemento-crece-40-por-alto-costo-de-la-energia/.

[30] Diario Financiero. Melón s.a.: "los impuestos verdes hacen difícil mantener a la industria en chile", 2014. http://www.revistaei.cl/2014/07/23/melon-s-los-impuestos-verdes-hacen-dificil-mantener-la-industria-en-chile/.

Anexos

Voltaje	Línea	Longitud [km]	VNR [miles US$]	CE Línea [miles de US$/km]
110	ANTOFA110 - NEGRA110	20	1132,0	56,6
110	NEGRA110 - ALTON110	10	566,0	56,6
110	ARICA110 - DOLOR110	137	7127,3	52,0
110	DOLOR110 - POZO110	79	4109,9	52,0
110	CAPRI110 - NEGRO110	37	3954,7	106,9
110	NEGRO110 - ALTON110	7,1	758,9	106,9
110	CAPRI110 - ANTOFA110	28,9	2921,3	101,1
110	TOCO110 - A100	141	36628,7	259,8
110	TOCO110 - CDELE110	20	2854,4	142,7
110	CDELE110 - A100	121	17269,0	142,7
110	CHUQUI100 - A100	0,2	204,6	1022,9
110	CHUQUI100 - KM6	5,2	420,8	80,9
110	ANTOFA110 - DESAL110	11,5	653,9	56,9
110	DESAL110 - PAMPA110	20,5	1165,6	56,9
110	PAMPA110 - MEJI110	31	1762,6	56,9
13,8	CDANTO13 - ANTOFA13	2,4	329,7	137,4
13,8	CDANTO13 - ANTOFA13	2,6	367,2	141,2
220	ANDES220 - OESTE220	37,95	4170,2	109,9
220	OESTE220 - LABER220	85,2	9351,1	109,8
220	ANDES220 - NVAZAL220	63,3	10078,5	159,2
220	ATACAM220 - DOMEY220	205	70088,9	341,9
220	ATACAM220 - ENCUEN220	153	27553,5	180,1
220	ATACAM220 - ESMERA220	68	6594,2	97,0
220	TARAP220 - CONDOR220	70	7539,5	107,7
220	TARAP220 - LAGUNA220	56	10162,1	181,5
220	ELLOA220 - CRUCER220	9,6	2584,1	269,2
220	TOCO220 - ELLOA220	61,8	16634,9	269,2
220	CONDOR220 - PARINA220	225	20964,0	93,2
220	CRUCER220 - CHUQUI220	68	9103,0	133,9
220	CRUCER220 - ENCUEN220	0,8	1201,3	1501,6
220	CRUCER220 - ESCOND220	235,5	45136,3	191,7
220	CRUCER220 - LABER220	132,7	15789,0	119,0
220	CRUCER220 - NVAVIC220	153,8	19541,6	127,1
220	NVAVIC220 - LAGUNA220	20	2541,2	127,1
220	CRUCER220 - LAGUNA220	172	13996,3	81,4
66	PARINA66 - CHIN66	3,5	1057,9	302,3
66	PARINA66 - PUKARA66	2,5	1725,9	690,4
66	PARINA66 - QUIANI66	3,9	941,8	241,5
110	AHOSP110 - DRAGON110	2,2	728,0	330,9
110	CONDOR110 - AHOSP110	2,7	893,4	330,9
110	CONDOR110 - PACIF110	10,5	3453,8	328,9
110	CONDOR110 - PALAF110	8,6	2853,9	331,9
110	ESMERA110 - CENTRO110	0,57	84,5	148,2

Tabla 10: Costo VNR líneas de transmisión SIC (Parte 1), elaborado en base a datos del CDEC-SIC

Voltaje	Línea	Longitud [km]	VNR [miles US$]	CE Línea [miles de US$/km]
110	ESMERA110 - PORTA110	17,1	2412,8	141,1
110	ESMERA110 - SUR110	6,5	828,6	127,5
110	ESMERA110 - URIBE110	16,2	2311,3	142,7
220	CHACA220 - CRUCER220	154	19553,0	127,0
220	CAPRI220 - MBLANC220	16	2113,9	132,1
220	CHACA220 - CAPRI220	50	6606,0	132,1
220	CHACA220 - MEJI220	1,1	171,8	156,1
220	DOMEY220 - ESCOND220	7	2665,4	380,8
220	LABER220 - MBLANC220	74	8139,7	110,0
220	LABER220 - NVAZAL220	88,4	10574,0	119,6
220	LAGUNA220 - POZO220	69	8813,0	127,7
220	LACRUZ220 - CRUCER220	12	2820,7	235,1
220	NORGE220 - BARRIL220	17,5	4113,6	235,1
220	BARRIL220 - LACRUZ220	42,5	9990,1	235,1
220	NVAZAL220 - ZALDIV220	0,8	96,0	120,0
220	OHIGG220 - PALES220	55,3	13967,7	252,6
220	PALES220 - LLANOS220	0,43	144,2	335,3
220	LLANOS220 - DOMEY220	72,27	24234,0	335,3
220	ZALDIV220 - ESCOND220	14	3673,0	262,4
220	ZALDIV220 - ESCOND220	14	3673,0	262,4
345	SALTA345 - ANDES345	210	30331,2	144,4
66	CHAP66 - AGUILA66	37	4036,6	109,1
66	AGUILA66 - ARICA66	47	5127,6	109,1
66	CDARICA66 - ARICA66	6,8	592,0	87,1
66	CDIQUIQ66 - IQUIQ66	1,6	159,8	99,9
66	CAVA66 - POZO66	39,4	2481,3	63,0
66	IQUIQ66 - CAVA66	3	188,9	63,0
66	IQUIQ66 - POZO66	41	2788,3	68,0
66	POZO66 - TAMAR66	20,8	843,0	40,5
220	NVAZAL220 - SULFU220	13	4805,0	369,6
220	DOMEY220 - SULFU220	1	392,4	392,4
220	SALAR220 - CHUQUI220	4,8	815,4	169,9
220	SALAR220 - CHUQUI220	12	1732,0	144,3
220	CRUCER220 - SALAR220	62	8287,6	133,7
220	CRUCER220 - SALAR220	6,1	956,7	156,8
110	TOCO110 - CDELE110	20	2257,4	112,9
110	CDELE110 - SALAR110	132	14898,7	112,9
110	SALAR110 - CALAMA110	14	659,1	47,1
110	SALAR110 - KM6	2,2	377,1	171,4
220	CRUCER220 - RTOMIC220	82	12718,6	155,1
220	CRUCER220 - ELABRA220	101	14702,5	145,6
220	LABER220 - LBAYAS220	10	1591,3	159,1
110	OESTE110 - MINSAL110	33	3340,7	101,2
110	POZO110_1 - COLORAD110	61	6907,7	113,2
110	MEJI110 - LINCE110	72	6583,1	91,4

Tabla 11: Costo VNR líneas de transmisión SIC (Parte 2), elaborado en base a datos del CDEC-SIC

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIOS DE NUDO POTENCIA [$/kW/mes]	PRECIO DE ENERGÍA [$/kWh]	PRECIOS DE NUDO POTENCIA [US$/MW/mes]	PRECIO DE ENERGÍA [US$/MWh]
D. DE ALMAGRO	220	6438,54	33,695	9468,441	49,55
CARRERA PINTO	220	6893,74	32,855	10137,853	48,32
CARDONES	220	6917,57	36,72	10172,897	54,00
MAITENCILLO	220	6978,09	36,381	10261,897	53,50
PUNTA COLORADA	220	4426,35	36,172	6509,338	53,19
PAN DE AZÚCAR	220	5000,78	41,003	7354,088	60,30
LOS VILOS	220	5315	42,566	7816,176	62,60
NOGALES	220	5424,65	43,106	7977,426	63,39
QUILLOTA	220	5472,66	43,528	8048,029	64,01
POLPAICO	220	5455,2	43,114	8022,353	63,40
LOS MAQUIS	220	5558,85	44,12	8174,779	64,88
EL LLANO	220	5505,39	43,715	8096,162	64,29
LAMPA	220	5338,46	42,601	7850,676	62,65
CERRO NAVIA	220	5569,76	44,351	8190,824	65,22
CHENA	220	5551,76	44,198	8164,353	65,00
MAIPO	220	5492,3	43,04	8076,912	63,29
CANDELARIA	220	5526,12	43,036	8126,647	63,29
COLBÚN	220	5334,64	41,761	7845,059	61,41
ALTO JAHUEL	220	5510,84	43,881	8104,176	64,53
MELIPILLA	220	5504,3	44,277	8094,559	65,11
RAPEL	220	5430,11	43,959	7985,456	64,65
ITAHUE	220	5377,74	43,001	7908,441	63,24
ANCOA	220	5325,37	42,505	7831,426	62,51
CHARRÚA	220	4908,59	40,089	7218,515	58,95
HUALPÉN	220	4869,31	39,811	7160,750	58,55
LAGUNILLAS	220	4883,5	39,641	7181,618	58,30
CAUTÍN	220	5126,25	41,674	7538,603	61,29
TEMUCO	220	5014,42	41,225	7374,147	60,63
LOS CIRUELOS	220	5195,53	46,54	7640,485	68,44
VALDIVIA	220	5168,8	46,736	7601,176	68,73
RAHUE	220	5179,71	47,202	7617,221	69,41
PUERTO MONTT	220	5258,27	47,916	7732,750	70,46
MELIPULLI	220	5252,81	48,203	7724,721	70,89
CHILOÉ	220	5299,73	48,812	7793,721	71,78

Tabla 12: Precio Nudo SIC Vigente Abril 2016[15]

NUDO	TENSIÓN [kV]	PRECIOS DE NUDO POTENCIA [$/kW/mes]	PRECIO DE ENERGÍA [$/kWh]	PRECIOS DE NUDO POTENCIA [US$/MW/mes]	PRECIO DE ENERGÍA [US$/MWh]
ATACAMA	220	5.525,27	31,706	8125,397	46,63
CALAMA	220	5.521,33	31,564	8119,603	46,42
CHUQUICAMATA	220	5.519,64	31,927	8117,118	46,95
CONDORES	220	5.819,03	32,791	8557,397	48,22
CRUCERO	220	5.485,31	31,627	8066,632	46,51
EL COBRE	220	5.577,60	31,902	8202,353	46,91
EL TESORO	220	5.613,06	32,329	8254,500	47,54
ENCUENTRO	220	5.471,80	31,567	8046,765	46,42
ESPERANZA SING	220	5.624,88	32,383	8271,882	47,62
LABERINTO	220	5.552,84	31,871	8165,941	46,87
LAGUNAS	220	5.627,69	32,345	8276,015	47,57
NUEVA VICTORIA	220	5.577,60	32,095	8202,353	47,20
O'HIGGINS	220	5.512,32	31,662	8106,353	46,56
PARINACOTA	220	6.046,39	33,680	8891,750	49,53
POZO ALMONTE	220	5.640,07	32,427	8294,221	47,69
TARAPACA	220	5.621,50	32,180	8266,912	47,32

Tabla 13: Precio Nudo SING Vigente Abril 2016[15]