



Potencial de Cogeneración

Por sectores productivos y regiones de Chile.

**Edición:**

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania
Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Proyecto Reducción de Emisiones a través de la Aplicación
de Cogeneración en los Sectores de la Industria y el Comercio en Chile
Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
+56 22 30 68 600
www.giz.de

Responsables:

Rainer Schröer/ Cecilia Figueroa

En coordinación:

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

Agencia de Sostenibilidad Energética
Monseñor Nuncio Sótero Sanz 221
7500007 Providencia
Santiago • Chile
+56 2257 12 200
www.acee.cl

Título:

Potencial Económico de Cogeneración

Autor: Marco Céspedes/ Raúl Gálvez.

Aclaración:

El presente informe fue preparado por encargo del proyecto "Proyecto Reducción de Emisiones a través de la Aplicación de Cogeneración en los Sectores Industrial y Comercial en Chile" implementado por el Ministerio de Energía, Agencia Sostenibilidad Energética y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Sin perjuicio de ello, las conclusiones, opiniones y recomendaciones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. De igual forma, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar no constituye en ningún caso una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ. Se autoriza la reproducción parcial o total, siempre y cuando se cite la fuente de referencia. Santiago de Chile, mayo 2020.

Contenido del informe

RESUMEN.....	4
1. INSTALACIONES DE COGENERACIÓN.	5
2. METODOLOGÍA.....	5
2.1. CALIBRACIÓN Y VALIDACIÓN DE DATOS.	6
2.2. CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS DE DEMANDA DESCENDENTE.	6
2.3. OPTIMIZACIÓN.....	7
3. FUENTES DE INFORMACIÓN.....	8
3.1. INFORMACIÓN PARA LA BASE DE DATOS.	8
3.2. PARÁMETROS PARA LA INVERSIÓN.....	8
3.3. PRECIOS DE LA ENERGÍA.....	8
3.3.1. Precio de la energía eléctrica.	8
3.3.2. Precio del combustible.	9
3.4. PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS.	9
3.4.1. Parámetros por tecnología.	9
3.4.2 PROPIEDADES DE LOS COMBUSTIBLES.....	10
3.5. SUPUESTOS Y ALCANCES.....	10
4. POTENCIAL ECONÓMICO.....	11
4.1. POTENCIAL NACIONAL.....	11
4.1.1. Potencial por región.....	11
4.1.2. Potencial por sectores productivos.....	12
5. BIBLIOGRAFÍA	14

Resumen.

El Ministerio de Energía, la Agencia Sostenibilidad Energética (AgenciaSE) y la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania, están desarrollando el proyecto “Reducción de emisiones a través de la aplicación de la cogeneración en los sectores industrial y comercial en Chile”.

Entre el 2011 y el 2015, un proyecto piloto logró insertar el tema cogeneración en la política pública de la eficiencia energética, con plantas pilotos que sirven de ejemplo y muestran resultados que son difundidos por las instituciones chilenas.

Chile, tiene un alto potencial para la cogeneración eficiente, sin embargo no existe de forma masiva, por lo que se desarrollará una campaña importante de difusión de esta tecnología en el sector industrial, comercial y otros, mejorando las informaciones disponibles, apoyando al desarrollo de la normativa y favoreciendo el mercado para la tecnología y para los servicios, para lo cual también se aportará al fortalecimiento de las capacidades locales. El proyecto con foco en el área industrial y comercial contempla apoyar la introducción de la tecnología de la cogeneración en el país, como un importante sustento a la Eficiencia Energética.

En el marco de este proyecto, se realizó una revisión de las instalaciones de cogeneración existentes en Chile, donde se encontraron 56 instalaciones en operación. La mayoría de estas instalaciones operan usando tecnologías de cogeneración del tipo turbina de vapor y turbina de gas, y se encuentran en empresas productivas del sector celulosa, papel y la industria forestal. Sin embargo, en los últimos años, la cogeneración ha tenido un mayor desarrollo en tecnologías de motores de combustión interna y microturbinas, principalmente en aplicaciones de baja y mediana escala, como el sector Hotelero, de la salud y en aplicaciones para la industria de alimentos y agroindustria. Justamente, son estos últimos sectores los que vislumbran aún un mayor potencial de crecimiento para esta tecnología.

El presente informe evalúa el potencial económico de diferentes sectores productivos y por región económica, los que fueron agrupados en tres grandes sectores industrial, el comercial y el sector público. Para obtener el potencial económico se utilizó como base de datos de calderas del DS138 del año 2017, la cual fue validada comparando los datos de consumo con el Balance Nacional de Energía de ese mismo año.

Una vez validada la base de datos se efectuó en Python® una modelación del consumo de energía térmica anual por establecimiento, en función de los consumos mensuales de las calderas declaradas por cada una de las empresas e instituciones, obteniéndose así la curva de demandas térmica descendente anual por cada establecimiento. También se desarrolló un modelo de evaluación técnica y económica, que en términos simples, se basa en la maximización económica del valor actual neto de los proyectos de cogeneración, usando el método del rectángulo máximo (MRM) para determinar la potencia térmica óptima de los sistemas de cogeneración.

Los resultados de las múltiples simulaciones revelan que existe un potencial eléctrico para el desarrollo de más proyectos de cogeneración. Principalmente, en los sectores productivos de Alimentos y bebidas, Agroindustria, la industria de petróleo y química, celulosa y papel, pesca y acuicultura, cárnica, residencial, hotelero y en el sector salud. En cuanto a las regiones con mayor potencial están la Región Metropolitana, la región de Magallanes y la Antártica Chilena, la región de Antofagasta, la Región del Maule y la región del Libertador Bernardo O’Higgins.

El potencial económico de cogeneración a nivel nacional corresponde a un total de 669 MWe y 690 MWth, de los cuales el mayor nivel desarrollo que queda por explotar es para los motores de combustión interna en el caso de proyectos de baja, mediana y alta potencia.

1. Instalaciones de Cogeneración.

Al Año 2019, hay un total de 55 instalaciones de cogeneración en Chile que en su conjunto tienen una potencia eléctrica y térmica instalada de 1418 [MWe] y 7750 [MWt]. De estas instalaciones en su mayoría corresponden a las tecnologías de motores de turbinas de vapor (27 instalaciones) y motores de combustión interna (21 instalaciones). También, representan un 54% de la potencia total declarada en el DS138 (14.352 MWt), que corresponde a 4.347 calderas.

La tasa de crecimiento promedio anual de la potencia instalada de cogeneración desde que se realizaron los primeros proyectos hasta el año 1992 fue del 7,1% anual. Luego la tasa de crecimiento aumentó a 13,9%, desde el año 1992 hasta el año 2018. En el corto plazo, se espera que esta tasa de crecimiento se mantenga debido a los nuevos proyectos de cogeneración aún etapa de construcción.

A nivel nacional, el sector industrial es el que posee la mayor cantidad de instalaciones de cogeneración (44 en total), concentradas en los subsectores de Celulosa y papel (17), industria cárnica (6), madera y sus subproductos (5) y Alimentos y bebidas (4). En el sector comercial, hay 7 instalaciones de cogeneración en funcionamiento, de las cuales 6 corresponden al subsector hotelería y una a retail. Mientras que en el sector público, hay 4 instalaciones de operación, de las cuales 3 corresponden a los proyectos de cogeneración instalados en hospitales públicos y una a un edificio público.

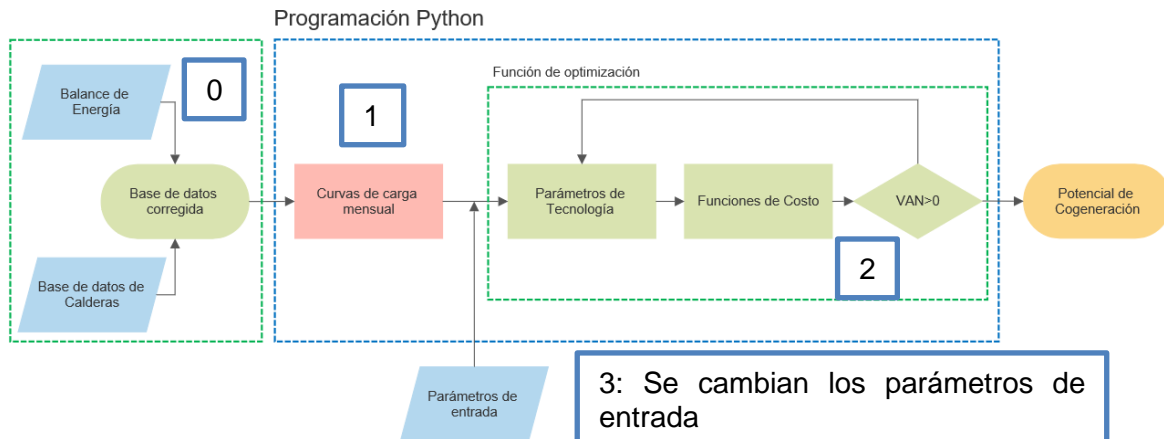
Desde el punto de vista regional, la mayor cantidad de proyectos se registra en las regiones VIII, RM y VII cada una con 18, 9 y 7 instalaciones respectivamente, donde la mayoría de los proyectos están en la industria de la Celulosa, papel y forestal. Y en cuanto a la potencia eléctrica instalada, las regiones VIII y XIV tienen el mayor desarrollo en comparación con el resto de las regiones del país, actualmente cuentan con una potencia de 835 y 140 MWe respectivamente.

Por otra parte, los combustibles que más se utilizan en las plantas de cogeneración de gran escala (industria celulosa, del papel y la industria forestal) es biomasa y sus subproductos, con un total de 21 instalaciones a nivel nacional. Mientras que las instalaciones de mediana escala, el combustible más utilizado es biogás con un total de 10 instalaciones. En instalaciones de menor escala se emplea gas natural y gas licuado, cada uno con 7 instalaciones. Si bien se demuestra que la cogeneración tiene un mayoritario desarrollo en empresas de gran escala. Se espera que los beneficios de esta tecnología se puedan seguir extendiendo a empresas de mediana y pequeña escala.

2. Metodología.

La metodología de cálculo empleada para determinar el potencial de cogeneración en Chile por sectores productivos se observan dos fases principales: la fase de preparación y la fase de programación. En la fase de preparación se realizó el ajuste y validación de la base de datos del DS138, mientras que en la fase de programación, se realizó la elaboración de las curvas de demanda por establecimiento y el cálculo del potencial técnico económico. En la ilustración, se presentan cada una de las etapas de la metodología, la cual se explicará a continuación.

Ilustración 1: Metodología simplificada.



2.1. Calibración y validación de datos.

La base de datos de caldera del DS138 es un registro que contiene información sobre la declaración que realizan las empresas y organizaciones año a año. Esta base contiene información relevante para determinar los requerimientos de energía térmica útil por establecimiento, así como la producción de calor por cada una de las calderas, también permite determinar los mensuales de combustible de fuentes emisora (calderas, hornos, otros), y separar de las fuentes emisoras por generación de agua caliente y vapor, tipo de combustible, horas de operación, ubicación geográfica, tipo de empresa o rubro, entre otros. Por lo tanto, el alcance de este estudio de potencial de cogeneración está acotado a instalaciones existentes y al reemplazo parcial de la producción separada de electricidad y calor en cada uno de los establecimientos.

El nivel precisión también es acotado, pues para dimensionar un equipo o sistema de cogeneración se requiere la elaboración de perfiles horarios que requieren del levantamiento de información en terreno, de mediciones o simulaciones energéticas. En este sentido, la base de datos permite calcular a nivel mensual la producción energía térmica útil mensual por caldera, por lo que el nivel de desagregación de la operación es bajo en comparación con un estudio de prefactibilidad, pero permite obtener un orden de magnitud respecto de la potencia eléctrica y térmica de los equipos a instalar y la cantidad mínima de horas de operación.

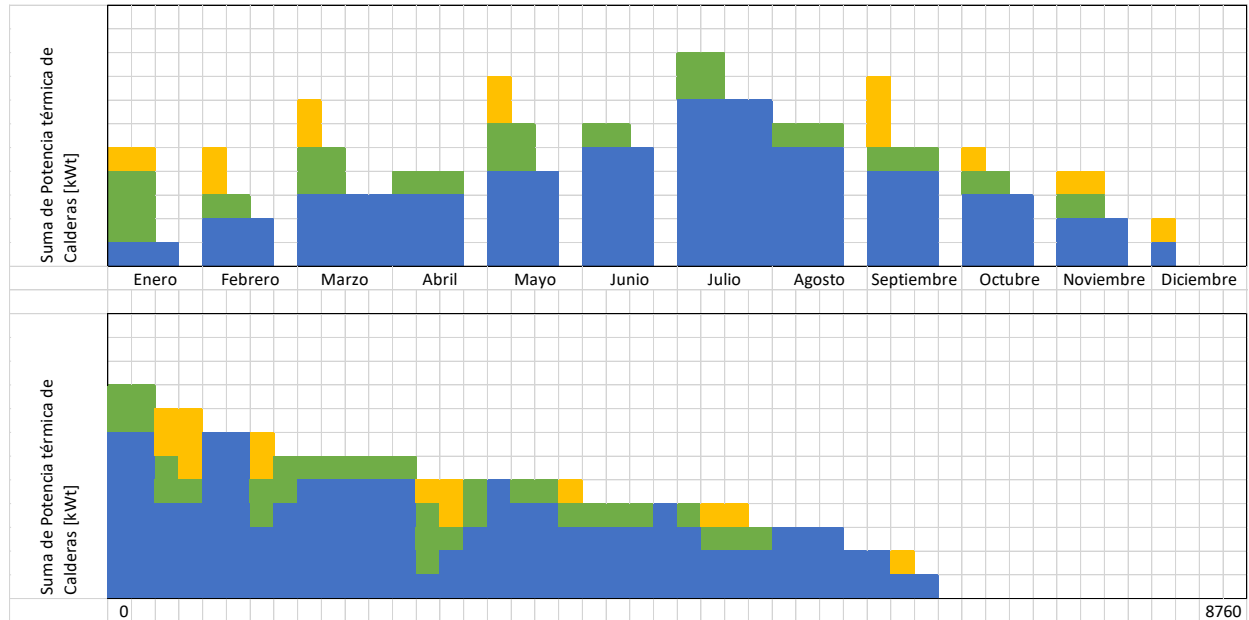
Durante la etapa de calibración y validación de la base de datos, se comparó las bases de datos del DS138 de 3 años consecutivos (2015, 2016 y 2017), tomando como referencia el 2017. De la comparación se detectaron diferencias entre las bases de datos que fueron ajustadas una a una, considerando la desviación de los datos de la media. En algunos casos debido a la alta desviación de los datos y a que no se pudo establecer una tendencia, los datos se mantuvieron sin realizar correcciones. Luego, se agruparon los establecimientos de la base de datos corregida según los sectores el balance nacional de energía, para establecer un mismo nivel de comparación, y se sumaron los consumos energéticos de cada una de las calderas. Los resultados obtenidos se compararon con los consumos energéticos declarados por sector en el balance nacional de energía.

2.2. Construcción de las curvas de demanda descendente.

La construcción de las curvas de carga por establecimiento, se realiza en la fase de programación de la metodología. Lo que realiza internamente el programa en esta etapa, es apilar las potencias térmicas mensuales por cada una de las calderas por establecimiento en función de las horas de

operación, tal como se muestra en la Ilustración 2. Por ejemplo, para el mes de febrero, se asume la operación simultánea de las tres calderas representadas por diferentes colores. La caldera 1 (azul) opera $\frac{3}{4}$ de las horas totales del mes a una potencia térmica promedio; la caldera 2 (verde) opera $\frac{1}{2}$ de las horas totales y la caldera 3 (amarilla) opera tan solo $\frac{1}{4}$ de las horas de operación del mes. Lo anterior, cambia mes a mes según lo declarado por las empresas en la base de datos corregida.

Ilustración 2: Construcción de las curvas de demanda por establecimiento.

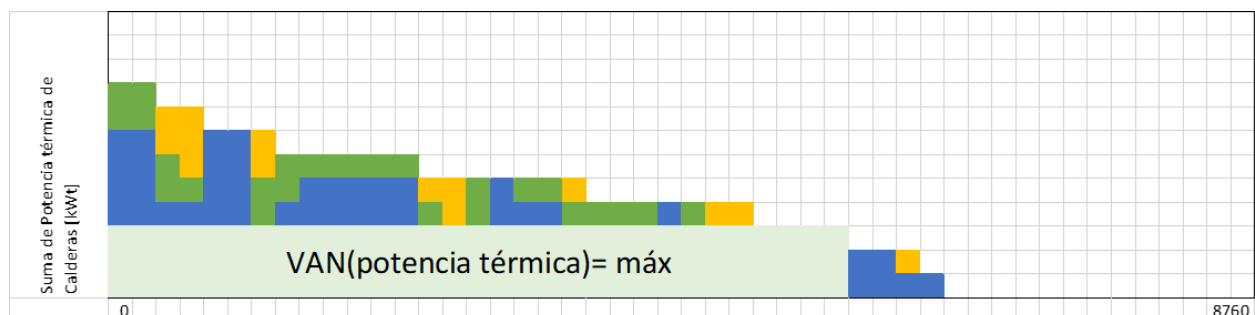


Posteriormente, los perfiles mensuales de consumo de la calderas se redistribuyen, es decir, se ordenan de mayor a menor, por lo que se obtiene la curva ordenada de manera decreciente de potencias térmicas. Este procedimiento se realiza para cada uno de los establecimientos y se guarda en un “directorio de curvas de carga” que asigna un nuevo número de indentificación al establecimiento. Este directorio es una biblioteca de los perfiles mensuales de cada uno de los establecimientos que declara en el DS 138.

2.3. Optimización.

Para el cálculo del potencial técnico-económico, se realizó una optimización del valor actual neto y la selección de la mejor tecnología para cada proyecto. La optimización está basada en el método del rectángulo máximo que determina la potencia térmica del cogenerador y las horas de operación estimadas del o los equipos, mientras que la selección de la tecnología se establece mediante la comparación entre los valores actuales netos de cada una de las tecnologías.

Ilustración 3: Maximización de valor actual neto.



También, se consideran restricciones técnicas propias de las tecnologías que permiten acotar la región de búsqueda del potencial por establecimiento.

3. Fuentes de información.

3.1. Información para la base de datos.

La información base para los proyectos de cogeneración son las bases de datos de calderas del Ministerio de Salud desde 2015 hasta 2017. Sin embargo, se empleó finalmente la base de datos del año 2017, la cual fue contrastada con las bases de datos de los años anteriores y validada con la base de datos del Balance Nacional de Energía del año 2017 del Ministerio de Energía.

3.2. Parámetros para la inversión.

Los proyectos de cogeneración se evaluaron económicamente como un proyecto puro, considerando un periodo de evaluación de 10 años con una tasa de descuento del 12% relacionada al nivel de riesgo de la inversión. Aspectos que no fueron incorporados al modelo de evaluación son los ajustes por gastos no desembolsables (depreciación de los equipos), pago de impuestos y recuperación del valor residual de los equipos.

3.3. Precios de la energía.

En la evaluación económica de los proyectos de cogeneración se utilizó como referencia precios de energía eléctrica y precios de los combustibles, declarados por las empresas distribuidoras en marzo del 2020 para clientes industriales. Además, no se consideraron variaciones de precios según el nivel de consumo de los establecimientos, por lo que los precios considerados son fijos para todas las evaluaciones realizadas.

3.3.1. Precio de la energía eléctrica.

Los precios de energía eléctrica para clientes industriales de diferentes regiones se muestran en la Tabla 1. En el autoconsumo se consideran todos aquellos costos que se cobran en función de la energía consumida mientras que en la venta de excedentes solo se considera el valor de la energía que se inyecta a la red de distribución, es decir, no se consideran pagos por la transmisión ni distribución de la energía.

Tabla 1: Precios de la energía eléctrica por región.

Región	Autoconsumo [\$CLP/kWh]	Venta de excedentes [\$CLP/kWh]	Referencia
Arica y Parinacota	80,85	65,71	[1]
Tarapacá	75,08	59,94	[1]
Antofagasta	77,14	62,00	[1]
Atacama	86,39	65,56	[1]
Coquimbo	90,39	69,55	[1]
Valparaíso	85,98	69,55	[1]
Metropolitana	71,65	60,41	[2]
Del Libertador General Bernardo O'Higgins	85,88	68,35	[1]
Maule	85,88	68,35	[1]
Ñuble	85,88	68,35	[1]
Bio Bío	85,88	68,35	[1]
Araucanía	85,88	68,35	[1]
Los Ríos	81,27	63,65	[3]

Los Lagos	81,25	63,63	[3]
De Aysén del General Carlos Ibañez del Campo	70,11	69,66	[4]
Magallanes y la Antártica Chilena	66,07	55,10	[4]

3.3.2. Precio del combustible.

Los precios de los combustibles se muestran en la Tabla 2 como referencia se utilizaron valores de comercialización para los clientes finales, es decir consideran el valor del combustible, el valor de distribución y el margen operacional de la empresa distribuidora para clientes industriales tipo. Solo en el caso del gas natural se realiza una diferenciación del precio del combustible de la Región de Magallanes y la Antártica Chilena en comparación con el resto de las regiones del país, lo cual se debe a que el gas natural en esta región está subvencionado por el estado.

Tabla 2: Precios de los combustibles.

Combustible	Precio [CLP/kWh]	Referencia
Biogás	-	Combustible residual
Biomasa	6,87	[6]
Astillas	11,36	[6]
Diesel	24,10	Cálculo propio en base a [7]
Gas natural	30,10	[8]
Carbón	15,18	Cálculo propio en base a [9]
FO6	26,08	Cálculo propio en base a [10]
GLP	55,66	Cálculo propio en base a [11]
Petcoke	15,18	Cálculo propio en base a [9]
Gas natural Magallanes	11,20	[12]

3.4. Parámetros técnicos y económicos.

Los parámetros técnicos y económicos para la evaluación técnica de los proyectos de cogeneración son los costos unitarios de inversión, los costos de mantenimiento y los rendimientos de los sistemas de cogeneración.

3.4.1. Parámetros por tecnología.

En cuanto a las tecnologías que se evalúan en este estudio son aquellas que presentan disponibilidad comercial, como: los motores de combustión interna, las microturbinas, las turbinas de gas, las turbinas de vapor, y los motores de gasificación de biomasa. Debido a que las celdas de combustible aún requieren un mayor desarrollo comercial y presentan un alto valor de inversión en comparación con las tecnologías, su evaluación no forma parte del alcance de este estudio. Por lo tanto, los parámetros de las tecnologías que se presentan en la Tabla 3 son los siguientes:

Tabla 3: Parámetros de las tecnologías de cogeneración.

Tecnologías	Referencia inversión	Referencia mantenimiento	Rendimientos
Motor de combustión interna	[13]	[13]	[13]
Microturbina	[14]	[14]	[14]
Turbina de gas	[14]	[14]	[14]
Turbina de vapor	[14]	[14]	[14]
Motor de gasificación de biomasa	Información proveedor	Información proveedor	Información proveedor

4.4.2 Propiedades de los combustibles.

En cuanto a las propiedades de los combustibles requeridas para la evaluación técnica y económica están el poder calorífico inferior y la densidad del combustible. Ambas propiedades, varían según la composición del combustible, la temperatura, la presión y el estado de la materia en que se presentan.

Tabla 4: Poderes caloríficos para diferentes combustibles.

Combustible	PCI	PCI	PCS	Referencia
Diesel	10.165 [kcal/kg]	11,81 [kWh/kg]	12,67 [kWh/kg]	[15]
Gas natural	8.400 [kcal/m ³ s]	9,76 [kWh/m ³ s]	10,81 [kWh/m ³ s]	[16]
Carbón	6.100[kcal/t]	7,09 [kWh/kg]	7,55 [kWh/kg]	[15]
FO6	9.630[kcal/kg]	11,19 [kWh/kg]	11,80 [kWh/kg]	[15]
Gas licuado	11.010[kcal/kg]	12,80 [kWh/kg]	13,48 [kWh/kg]	[15]

3.5. Supuestos y alcances.

Los supuestos realizados para el cálculo del potencial técnico económicos son los siguientes.

Sobre la base de datos:

- La base de datos del DS138 es representativa para determinar el potencial de cogeneración. Los datos que ahí se presentan son declarados año a año por los establecimientos que poseen calderas o equipos de procesos de combustión por lo que se considerarán válidos. Cualquier error u omisión no se considera significativa para los resultados globales de este estudio.

Sobre la evaluación técnica:

- La operación de los equipos de cogeneración se considera a plena carga.
- No se considera la ampliación de horas de operación por acumulación de energía térmica.
- Toda la energía que no pueda ser auto consumida por el establecimiento se inyecta a la red de distribución.

Sobre la evaluación económica:

- No se considera la migración de clientes regulados a clientes libres. En el caso de clientes regulados se utiliza como referencia el precio de una tarifa AT 4.3 y para los clientes libres una tarifa calculada en base a la barra de referencia más cercana.
- No se consideran los ajustes por depreciación de los equipos, pago de impuestos, inversiones recurrentes y el pago por venta de activos al final del periodo de evaluación del proyecto de cogeneración.
- Tampoco se consideran valores con impuestos al valor agregado, debido a que su efecto no es significativo en la evaluación de proyectos de inversión, considerando el alcance de este estudio.
- Los parámetros del inversionista son comunes para todos los proyectos, se emplea una tasa de descuento del 12% y un periodo de evaluación de 10 años.

4. Potencial económico.

A continuación, se presentan los resultados del potencial de cogeneración a nivel nacional y desagregados por región y sectores productivos.

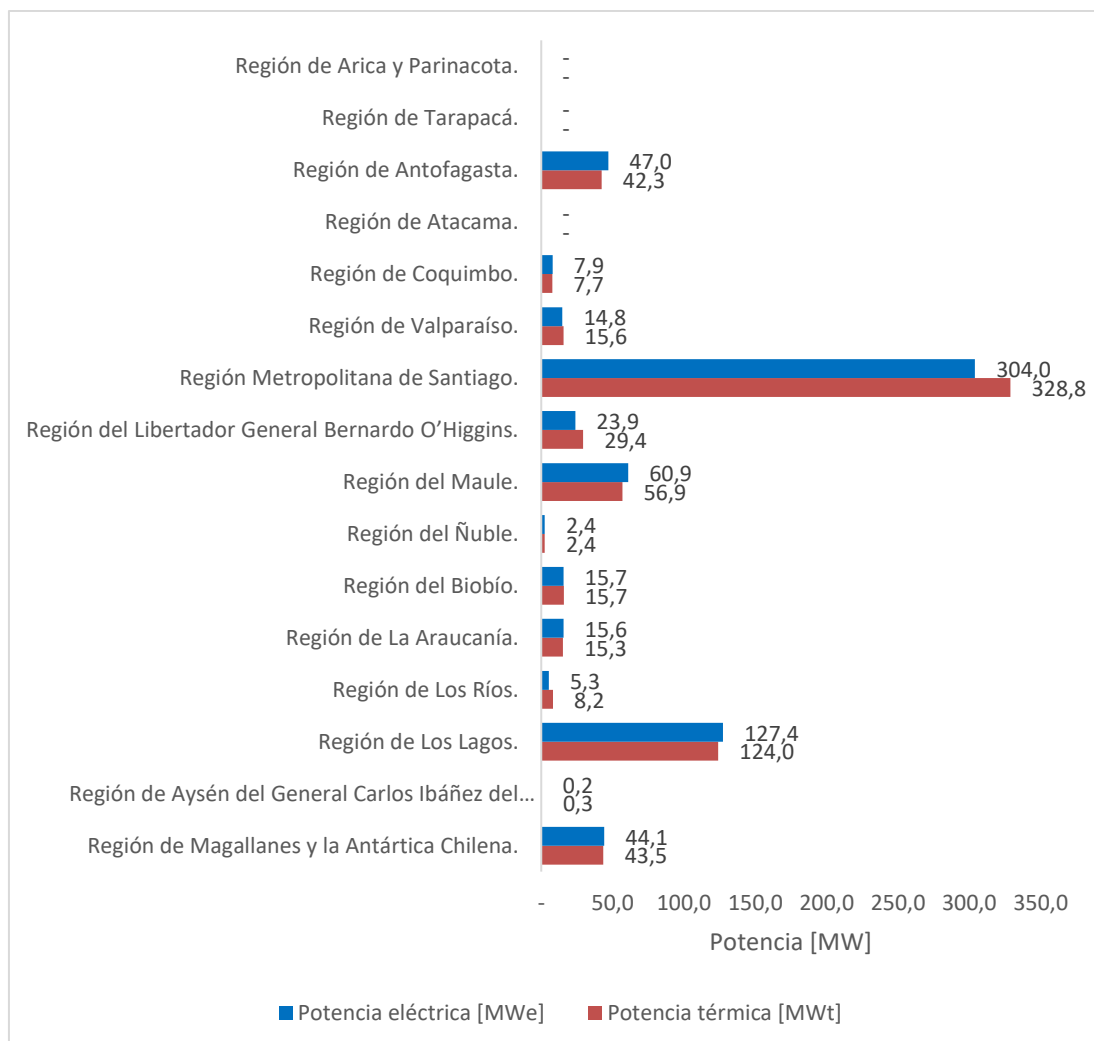
4.1. Potencial nacional

El potencial económico de cogeneración a nivel nacional corresponde a un total de 669 MWe y 690 MWth, de los cuales el mayor nivel desarrollo que queda por explotar es para los motores de combustión interna en el caso de proyectos de baja, mediana y alta potencia.

4.1.1. Potencial por región.

Las regiones que presentan un mayor potencial económico de cogeneración son las regiones Metropolitana, Los Lagos, Maule, Antofagasta, Magallanes y la Antártica Chilena y Libertador General Bernardo O'Higgins como se muestra en el Gráfico 1. Las regiones que no presentaron potencial se ubican en la zona norte del país, éstas son las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Atacama. En cuanto a las regiones que presentaron un potencial menor de integración se debe a que la mayoría de los establecimientos en los sectores con mayor potencial de integración ya cuentan con sistemas de cogeneración, por lo tanto el potencial que queda por explotar es menor.

Gráfico 1: Potencial de Cogeneración por región.



4.1.2. Potencial por sectores productivos.

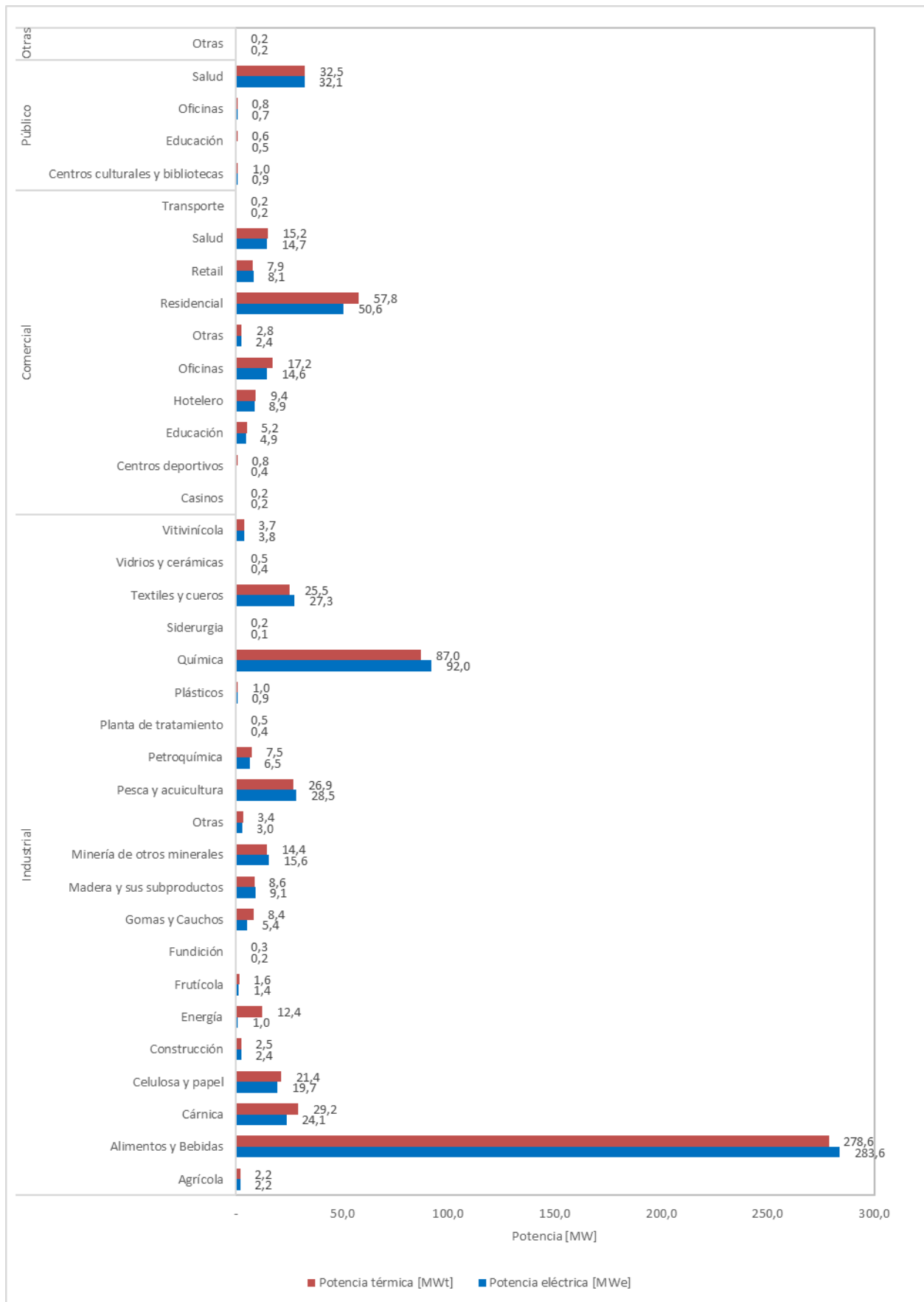
En cuanto a los sectores productivos analizados, el sector industrial (528 MWe y 536 MWt) es el que presentó un mayor potencial económico debido al régimen de operación continuo con el cual se caracterizan. Los subsectores que destacan con un mayor potencial de integración son el sector de Alimentos y Bebidas, química, pesca y acuicultura, textiles y cueros, y cárnica. En cuanto a los subsectores que típicamente operan proyectos de cogeneración presentaron un potencial de integración bajo, por ejemplo: Celulosa y papel, y forestal, lo cual se debe a que la cogeneración se considera desde la fase de diseño de las plantas industriales.

En el sector comercial (105 MWe y 177 MWt) se presenta un alto potencial integración en el subsector residencial el cual posee una gran cantidad de calderas en operación en edificios y a que se declaró en el registro de calderas una gran cantidad de horas de operación anual de estos sistemas. También, se presenta potencial en establecimientos de salud, en oficinas y Hotelero. Este último, subsector presenta instalaciones de operación por lo que aún su potencial no ha sido completamente explotado.

Además, presentan los resultados del sector público (34 MWe y 35 MWt), donde gran parte del potencial de cogeneración se concentró en los establecimientos de salud. Esto se debe a que este sector presenta condiciones idóneas para la integración de cogeneración, como alta cantidad de horas de operación anual y los requerimientos simultáneos de energía eléctrica y térmica.

Los resultados de las evaluaciones económicas del potencial de cogeneración por sector y desagregadas por subsector productivo, se presentan a continuación.

Gráfico 2: Potencial de cogeneración por subsector.



5. Bibliografía

- [1] CGE Distribución, «CGE,» 10 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/>.
- [2] ENEL, «ENEL,» 10 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html>. [Último acceso: 2020 2020 2020].
- [3] SAESA, «SAESA,» 10 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.gruposaes.cl/saesatarifas-vigentes/>. [Último acceso: 10 Mayo 2020].
- [4] SAESA, «EDELAYSSEN,» 10 Mayo 2020. [En línea]. Available: <https://www.gruposaes.cl/edelayssen/tarifas-vigentes/>. [Último acceso: 10 Mayo 2020].
- [5] EDELMAG, «EDELMAG,» 10 Mayo 2020. [En línea]. Available: <http://www.edelmag.cl/informacion-comercial/tarifas-y-opciones-tarifarias/tarifas-de-suministros/>. [Último acceso: 10 Mayo 2020].
- [6] GIZ, «4echile,» 2020. [En línea]. Available: http://4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2018/03/Gu%C3%ADa_GIZ_Biomasa_Final.pdf. [Último acceso: 15 Julio 2020].
- [7] Comisión Nacional de Energía, «Bencina en línea,» 2020. [En línea]. Available: <http://www.bencinaenlinea.cl/web2/>. [Último acceso: 15 Julio 2020].
- [8] Metrogas, «Metrogas,» 2020. [En línea]. Available: <http://www.metrogas.cl/industria/tarifas.php?tipo=EMP>. [Último acceso: 15 Julio 2020].
- [9] Comisión Nacional de Energía, «Energía Abierta,» 2020. [En línea]. Available: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235784/precio-carbon-termico-eq-7000-kcal/kg/>. [Último acceso: 15 Julio 2020].
- [10] ENAP, «ENAP,» 2020. [En línea]. Available: https://www.enap.cl/pag/66/1295/tabla_de_precios_de_paridad. [Último acceso: 15 Julio 2020].
- [11] Comisión Nacional de Energía, «Gas en línea,» 2020. [En línea]. Available: http://www.gasenlinea.gob.cl/index.php/web/buscar?rere_id=0. [Último acceso: 15 Julio 2020].
- [12] Gasco, «Gasco Magallanes,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.gascomagallanes.cl/tarifas/>. [Último acceso: 15 Julio 2020].
- [13] ASUE, «BHKW-Kenndaten 2014/2015,» Berlin, 2014.
- [14] EPA, «EPA,» 2 Mayo 2019. [En línea]. Available: https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies.pdf.
- [15] CNE, [En línea]. Available: [http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/30.INFORME%20FINAL%20\(1107\).pdf](http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/Minerg/30.INFORME%20FINAL%20(1107).pdf). [Último acceso: 10 6 2020].
- [16] Metrogas, [En línea]. Available: http://www.metrogas.cl/industria/asesoria_tecnica_2.1. [Último acceso: 6 10 2020].
- [17] «GORE Antofagasta,» [En línea]. Available: <https://www.goreantofagasta.cl/aspectos-economicos/goreantofagasta/2016-09-26/095739.html>. [Último acceso: 29 09 2020].