UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

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

Tesis USM TESIS de Pregrado de acceso ABIERTO

2018-09

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE COGENERACIÓN RESIDENCIAL EN LA REGIÓN METROPOLITANA

FARÍAS NÚÑEZ, CAROLINA ALEJANDRA

http://hdl.handle.net/11673/43317

Repositorio Digital USM, UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO-CHILE

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE COGENERACIÓN RESIDENCIAL EN LA REGIÓN METROPOLITANA

CAROLINA FARÍAS NÚÑEZ

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA : DANILO ESTAY BARRIENTOS
PROFESOR CORREFERENTE : RODRIGO BALDERRAMA AÑIÑIR

SEPTIEMBRE - 2018

Agradecimientos

“Gracias a la vida que me ha dado tanto
Me dio dos luceros, que cuando los abro
Perfecto distingo lo negro del blanco
Y en el alto cielo su fondo estrellado...”

Cuan afortunada soy de que la vida me diera dos familias, amigos que son como hermanos, una pareja con quien puedo formar equipo... Cuan afortunada soy de poder disfrutar el calor del sol, la brisa del viento, el cosquilleo de la lluvia, lo salado del mar...

Un largo y difícil camino, gracias a los que están y estuvieron.

Dedicatoria

Invocación

Si el lenguaje
este modo austero
de convocarte
en medio de fríos rascacielos
y ciudades europeas
fuera
el modo
de hacer el amor entre sonidos
o el modo
de meterme entre tu pelo.

Cristina Peri Rossi.
Diáspora, 1976.

Agosto, 2011.

Resumen

No es secreto que hoy existen países que han solucionado el problema de la generación eléctrica y de la producción de agua calienta sanitaria implementado tecnologías basadas en la cogeneración. Esto ha permitido que a nivel mundial, este tipo de configuraciones se considere como una respuesta no sólo para mejorar la eficiencia de los procesos energéticos propiamente tal, si no que una forma concreta de amortiguar las consecuencias del calentamiento global que se arrastran desde hace algunas décadas.

Chile no ha estado ajeno a este fervor, un número no menor de los proyectos patrocinados por el estado, y que a su vez han sido implementados a nivel industrial y minero, están asociados al estímulo de la inversión pública y privada en eficiencia energética, siendo una de estas aristas el desarrollo de soluciones efectivas basadas en cogeneración. Más aún, estas intenciones son recogidas por la política energética vigente en el país.

Este trabajo de título buscó evaluar las reales posibilidad de implementar proyectos de cogeneración a pequeña escala, queriendo promover en el consumidor domiciliario suficientes razones para sumarse de forma concreta a los desafíos del país en materia energética y de descontaminación.

El desarrollo del trabajo fue un camino emocionante, seguido con la convicción de que el resultado permitiría sentar las bases para migrar desde una cultura de consumidor desaferenciado de los problemas país, a una cultura de pequeño productor de energía.

El resultado fue más bien decepcionante, ya que se logró demostrar que con los actuales costos de inversión existentes, el proyecto no sólo no es rentable ni en el corto ni en el mediano plazo, si no que además existen suficientes barreras legales que no permiten explotar de mejor forma las bondades de este tipo de tecnología.

Este resultados lejos de ser una desmotivación, es una invitación a seguir buscando caminos y/o formas que permitan a los pequeños consumidores energéticos ser agentes de cambio y participes activos en el crecimiento sustentable de este país.

Abstract

It is no secret that today there are countries that have solved the problem of electricity generation and the production of sanitary hot water by implementing technologies based on cogeneration. This has allowed worldwide, this type of configurations is considered as a response not only to improve the efficiency of the energy processes themselves, but a concrete way to cushion the consequences of global warming that have dragged on for some decades .

Chile has not been oblivious to this fervor, a number no less than the projects sponsored by the state, and which in turn have been implemented at industrial and mining levels are associated with the stimulation of public and private investment in energy efficiency, being a of these edges the development of effective solutions based on cogeneration. Moreover, these intentions are collected by the current energy policy in the country.

This Engineering Thesis sought to evaluate the real possibility of implementing cogeneration projects on a small scale, wanting to promote in the home consumer sufficient reasons to join in a concrete way to the country's energy and decontamination challenges.

The development of the work was an exciting way, followed with the conviction that the result would allow to lay the foundations to migrate from a culture of consumer disconnected from the country problems, to a culture of small producer of energy.

The result was rather disappointing, since it was demonstrated that with the current investment costs, the project is not only profitable in the short or medium term, but also that there are enough legal barriers that do not allow to exploit in a better way the benefits of this type of technology.

This results, far from being a demotivation, is an invitation to continue looking for ways and / or forms that allow small energy consumers to be agents of change and active participants in the sustainable growth of this country.

Glosario General

ASHRAE:	Sociedad Estadounidense de Ingenieros de Calefacción, Refrigeración y Aire Acondicionado (por sus siglas en inglés)
BCR01	Tarifas para Gas Natural Residencial BCR01. Tarifa para el segmento de Servicio de Gas General bajo consumo residencial.
CHP:	Combined Heat and Power (sinónimo de cogeneración)
CNE:	Comisión Nacional de Energía
DFL:	Decreto por Fuerza de Ley
DPE:	Demanda de Potencia Eléctrica
DPTEU:	Demanda de Potencia Térmica a nivel de Energía Útil
EE:	Eficiencia Energética
EIA	Energy Information Administration
ERNC:	Energía Renovable No Convencional
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
GD:	Generación Distribuida
HHV:	Higher heating value of fuel
IVA:	Impuesto al Valor Agregado
IPMVP	Protocolo Internacional de Medida y Verificación (por sus siglas en inglés)
LHV:	Lower heating value of fuel
OCDE:	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos También conocida por OECD por sus siglas en inglés
PMGD:	Pequeños Medios de Generación Distribuida
SEC:	Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SEIA:	Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA)
Self-ignited:	Autoencendido
SII:	Servicio de Impuestos Internos
Spark-ignited:	Encendido por chispa
UE:	Unión Europea
Vatio o Watt:	Unidad derivada del Sistema Internacional para la potencia Su símbolo es W y es igual a 1 julio por segundo (1 J/s) [kW] = 1.000 [W]

Índice general

1. Introducción 1
1.1. Motivación 1
1.2. Objetivos 5
1.2.1. Objetivo General 5
1.2.2. Objetivos Específicos 5
1.3. Alcance 5
1.4. Estructura del documento 6

2. Antecedentes 8
2.1. Matriz Energética 10
2.2. Política Energética 15
2.2.1. Pilar 4: Eficiencia y Educación Energética 17
2.3. Cogeneración 18
2.3.1. Cogeneración en el mundo 20
2.3.2. Cogeneración en Chile 25

3. Marco Teórico 27
3.1. Tecnologías de Cogeneración 27
3.1.1. Motores de Combustión Interna 28
3.1.2. Turbinas de Gas 31
3.1.3. Microturbinas 36
3.1.4. Turbinas de Vapor 37
3.1.5. Celdas Combustibles 41
3.2. Configuraciones 42
3.3. Comparación entre tipos de máquinas térmicas 42

4. Marco Normativo 45
4.1. Normativas 45
4.2. Normativas particulares para el proyecto 46
4.2.1. Cogeneración 46
4.2.2. Netbilling 47
4.2.3. Calefacción distribuida 49

5. Desarrollo: Evaluación Técnica y Evaluación Económica 51
5.1. Metodología 51
5.2. Consideraciones sociales y económicas 56
5.3. Habitabilidad y confort 57
5.4. Diagnóstico Energético 60
5.4.1. Fuentes de energía y principales usos 60
5.4.2. Recopilación de datos y Contabilidad energética 61
5.4.3. Perfil anual térmico y eléctrico 62
5.4.4. Balance energético 64
5.4.5. Establecimiento de la línea base 66
5.4.6. Estimación DPE y DPTEU 68
5.4.7. Extrapolación al condominio 70
5.4.8. Selección de Tecnología y Tipo de Cogeneración 71
5.5. Evaluación Técnica 72
5.5.1. Localización óptima del proyecto 73
5.5.2. Tamaño óptimo del proyecto e Identificación del proceso 73
5.5.3. Disponibilidad y costo de suministros 74
5.5.4. Aspectos legales y normativos 76
5.5.5. Comentarios finales 76
5.6. Evaluación Económica 77
5.6.1. Consideraciones 77
5.6.2. Inversión Inicial 78
5.6.3. Depreciación 78
5.6.4. Resultados obtenidos 80

6. Conclusiones 81

A. Oferta de micro cogeneradores 88

B. Correlación entre calefacción y clima 89

C. Herramientas para la evaluación de proyectos 91
C.1. Valor Actual Neto (VAN) 91
C.2. Tasa interna de retorno (TIR) 92
C.3. Periodo de recuperación de capital (PCR) 92

D. Flujos de caja 94

Índice de figuras

2.1. Consumo de energía procedente de combustibles fósiles a nivel mundial entre 1960 y 2015 (% del total) 11
2.2. Producción y consumo de energía mundial al año 2011 [Livermore(2011b)] 12
2.3. Consumo de energía procedente de combustibles fósiles en Chile entre 1960 y 2015 (% del total) 13
2.4. Matriz energética primaria y secundaria al 2015 (% del total) [de Energía(2014)] 14
2.5. Producción y consumo de energía en Chile al año 2011 [Livermore(2011a)] 15
2.6. Atributos mínimos exigidos que permitirán avanzar hacia una energía sustentable [de Energía(2014)] 16
2.7. Pilares de Energía2050 que permiten sostener la visión de largo plazo de la política energética [de Energía(2014)] 17
2.8. Comparación en la producción de energía entre un sistema convencional y uno basado en cogeneración 20
2.9. Resumen de energía generada, aprovechada y perdida tanto a nivel mundial como a nivel nacional 21
2.10. Capacidad instalada de producción por cogeneración, en giga watts, agrupado por regiones geográfica [CHP(a)] [CHP(b)] 22
2.11. Porcentaje de energía producida por tecnología de cogeneración en comparación con la capacidad energética total instalada en cada país [CHP(b)] 23
2.12. Recopilación de datos estandarizados para la capacidad instalada actualizada de generación de energía a partir de cogeneración [CHP(b)] . 24
2.13. Proyectos de cogeneración con RCA aprobada [4e Chile(2018)] 26

3.1. Proceso de generación de energía en motores de combustión interna . . 29

3.2. Proceso de generación de energía en motores de combustión interna . . 30
3.3. Motor de turbina de gas de ciclo abierto 31
3.4. Turbina de cogeneración en base a gas 33
3.5. Central eléctrica combinada de gas y vapor 34
3.6. Ciclo Rankine ideal con recalentamiento 34
3.7. Sistema complejo de turbina de cogeneración en base a gas con turbinas de vapor de extracción 35
3.8. Microturbina para generación con CHP 37
3.9. Esquema de ciclo Rankine ideal simple 38
3.10. Factores clave para las turbinas de vapor 39
3.11. Cogeneración con turbinas de vapor 41
3.12. Características y parámetros para equipos y sistemas de CHP 42
3.13. Capacidad y eficiencia eléctrica de tecnologías de CHP industrial 43
3.14. Tecnologías de cogeneración para diferentes relaciones entre producción de electricidad y calor. 44

4.1. Esquema general de sistma de calefacción disribuida 49

5.1. Flujograma de la metodología seguida para el desarrollo del proyecto . 52
5.2. Pasos para selección de tecnología y definición de demanda teórico. Extracto de Figura 5.1 53
5.3. Subprocesos desarrollados una vez se ha seleccionado la tecnología adecuada para el proyecto 54
5.4. Consumo eléctrico anualizado 62
5.5. Consumo de gas estandarizado y anualizado 63
5.6. Balance eléctrico de la vivienda en estudio en invierno 64
5.7. Balance eléctrico de la vivienda en estudio en invierno 65
5.8. Estaciones de recopilación de datos para Degree Days 66
5.9. Estimación lineal del consumo de energía en función de los datos climáticos 67
5.10. DPE y DPTEU construidos a partir del diagnóstico energético realizado a la familia en estudio 68
5.11. Resumen de variables obtenidas para el DPE y DPTEU: carga base, demanda máxima y demanda anual 68
5.12. Estimación de DPE y DPTEU promedios para conjunto habitacional . . 70

5.13. Oferta existente en el mercado que coincide con la selección de la evaluación técnica 71
5.14. Partes que conforman un estudio técnico 72
5.15. Tarifas para Gas Natural Residencial BCR01 75
5.16. Costos de los equipos a ser evaluados 78
5.17. Resultados consolidados para diferentes opciones económicas 80

A.1. Micro cogeneradores disponibles en el mercado 88

B.1. Datos para ejecutar regresión lineal 89
B.2. Estimación lineal del consumo de energía en función de los datos climáticos 90

C.1. Criterios de decisión a partir del VAN. 92

D.1. Modelo de 21 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 1 94
D.2. Modelo de 21 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 2 94
D.3. Modelo de 21 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 1 95
D.4. Modelo de 21 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 2 95
D.5. Modelo de 30 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 1 96
D.6. Modelo de 30 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 2 96
D.7. Modelo de 30 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 1 97
D.8. Modelo de 30 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 2 97
D.9. Modelo de 32 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 1 98
D.10. Modelo de 32 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 2 98
D.11. Modelo de 32 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 1 99
D.12. Modelo de 32 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 2 99

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Cambio climático, calentamiento global, biodiversidad, deforestación, combustibles, transporte, industria, agricultura, desarrollo... por sobre todo desarrollo...

La Generación Y[1] ha crecido escuchando estos conceptos, son conocidos y familiares para este grupo etario que ha sido parte de discusiones socio-político-económicas que ponen en tela de juicio el impacto de diversas actividades industriales y gubernamentales en el medio ambiente, han sido protagonistas de un cuestionamiento permanente al modelo económico que predomina en los países más ricos y que se ha presentado como la respuesta a los dolores y las necesidades que tienen las naciones en vías de desarrollo; también han sido fervientes objetores de los poderes fácticos y de las formas en las cuales se hacen las cosas, buscando respuestas en modelos más equitativos y a su vez exitosos, esto último no sólo desde lo económico, si no también desde lo social, es una generación que ha logrado cuestionar la forma en la cual se hace política en sus países entendiendo que los macro-indicadores no son la única respuesta, que el bienestar social y la licencia social deben estar al centro de la discusión, poniendo especial énfasis en los micro-indicadores.

Educación, en el centro del cuestionamiento, la educación es el pilar y la respuesta para disminuir la inequidad de las sociedades, es la primera piedra que se debe instalar en las bases de una sociedad que cambie la forma en la cual mira el futuro. La educación permitirá fomentar el pensamiento crítico, facilitará el desarrollo de modelos y herramientas que otorguen acceso ya no sólo a cubrir las necesidades básicas que a lo

[1] También conocida como Generación Millennials. Personas nacidas entre 1980 y 1995.

largo de los años se han ido supliendo (alimentación, descanso, acceso a agua potable, respirar, abrigo, etc. . .), si no que también para atender necesidades secundarias, como lo son la salud de calidad, la atención de enfermedades de mayor complejidad, vejez digna, entre otras.

La velocidad con la que algunas naciones han ido desarrollándose y generando este tipo de debates ha sido envidiablemente mayor al compararlo con los procesos del continente sudamericano. Mientras en los países latinos aún se presentan cuestionamientos a temas básicos como el acceso a la electricidad y al agua potable de localidades alejadas de los grandes centros urbanos, existen otras naciones como por ejemplo las nórdicas, quienes han creado verdaderas revoluciones generando electricidad a través de la recuperación energética a partir de un procesamiento de los residuos sólidos municipales, lo que ha sido posible sólo gracias a los esfuerzos privados y públicos en instaurar estrategias de manejo responsable de residuos.

A lo largo de la historia las universidades han sido las luz de las naciones, fue la cuna de la Revolución Francesa que permitió que dicha sociedad se despojara de la monarquía, del feudalismo y del absolutismo, han sido los centros que han permitido desarrollar cirugías innovadoras que han dado una mayor esperanza de vida a las personas, son los lugares donde se cuestionan los poderes políticos y económicos de cada nación. . . para eso están, para desarrollar pensamiento crítico y ser un agente activo de cambio. En sociedades tan inequitativas como la de Chile, el acceso a la educación superior no sólo permite la exposición a fuentes inmensas de conocimiento, sino que facilitan el intercambio y el contacto con personas de diferentes clases sociales, credos religiosos, orientaciones sexuales, entre otros; de esta forma, el debate que se puede generar día a día es mucho más heterogéneo, sacando a las personas de su zona de confort y nutriendo las conclusiones de miradas globales.

Hoy por hoy el desarrollo por sí mismo no es la única respuesta para el crecimiento de países, ya sea económico o social, lo fue hace 200 años en plena Revolución Industrial, pero hoy es necesario complementar este concepto para que logremos una sociedad que perdure en el tiempo, necesitamos seguir desarrollando actividades económicas que faciliten el crecimiento de las naciones, sin embargo, debemos hacerlo de forma sustentable. Hemos visto el impacto en el medio ambiente de las actividades económicas sin control y/o sin conciencia, las evidencias están presenten y ya no se pueden seguir negando, más aún, estamos llamados a hacernos responsables de esta situación, como dijo Al Gore en su discurso del año 2007, “El cambio climático es un desafío generacional. Tenemos que ser la generación que hizo lo que debía” [Gore(2007)].

A partir del Informe “Nuestro Futuro Común” se masifica el concepto de Desarrollo Sustentable [ONU(1987)], convirtiéndose en el inicio de un cambio educacional que ha influido directamente en esta generación. Esta idea sostiene que la ejecución de diversas actividades tecnológicas, industriales, agropecuarias, entre otras, se puede llevar a cabo de manera tal que no se comprometan las capacidades para satisfacer las propias necesidades de las futuras generaciones; lo anterior genera mayor conciencia respecto del uso de los recursos que se tienen a disposición, razón por la cual, ya no basta con producir, sino que surge una nueva dimensión de interés, la cual corresponde al modo en el que se cubren las diversas necesidades de una comunidad. Vale decir... ahora importa el cómo.

La conjunción de este proceso social, con los acuerdos alcanzados entre los actores más influyentes del mundo, ha generado un escenario ideal para la innovación tanto tecnológica como procedimental, esto ha permitido por ejemplo una mutación de la matriz energética a nivel mundial, o la migración a actividades económicas más tecnológicas y con claro carácter de innovación. En este camino de buscar nuevas formas, se han desarrollado diversas tecnologías más o menos exitosas, se tiene por ejemplo la construcción y uso de turbinas eólicas para generación eléctrica a través de la recuperación de la energía cinética presente en el viento, también es posible encontrar el uso de energía mareomotriz y solar con fines similares a los ya mencionado, o la implementación de plantas geotérmicas. Todos los anteriores han sido experimentos que se pueden entender como un testimonio del despertar de la conciencia que hemos tenido como sociedades, en pos de desarrollarnos de manera sustentable en el tiempo bajo una triada de conceptos: moderación, inteligencia y reparto.

Existen hechos que debemos considerar como base en nuestro análisis: la población ha crecido y seguirá creciendo, por ende, la demanda energética ha seguido y seguirá aumentando en el tiempo. Una consecuencia directa de esto es el incremento tanto en la generación como en la emisión de dióxido de carbono, molécula con impacto medioambiental ya conocido. Teniendo en consideración todos los puntos mencionados a lo largo de este capítulo, el corazón de este trabajo se centra en una pregunta sencilla, ¿cómo continuar desarrollándonos mitigando a su vez el impacto de nuestras actividades?, la respuesta a esto no es simple: ¿seguimos por el mismo camino sin hacer cambios en la forma que actuamos?, ¿dejamos de atender las necesidades de energía?, a ciencia cierta estas no son opciones.

¿Por qué mejor no hacer más con los mismos recursos?, ¿por qué mejor no buscar la forma de generar mayor oferta energética optimizando el uso de las fuentes que se

tienen a disposición?, la clave y la respuesta a todas las interrogantes ya mencionadas está en la Eficiencia. Este concepto ha tomado fuerza en la última década, al ser una forma real de mitigar el impacto medioambiental de nuestras actividades económicas, entre otros beneficios.

En particular, desde la perspectiva de la Eficiencia Energética se puede encontrar la Cogeneración. Esta es una tecnología de generación tanto eléctrica como térmica que se rebela contra la forma tradicional de producir cada uno de estos productos energéticos, la que además, ya estaba presente en países europeos en los años 80 y 90, pero que a nivel nacional ha tenido su auge en la última década. Este trabajo de título nace bajo este siguiente contexto histórico y económico: la promulgación de una ley de generación de distribuida para estimular la producción a menor escala de energía renovables no convencionales, un álgido escenario de cuestionamiento respecto de la contaminación y los residuos que los combustibles fósiles generan, la publicación de la política energética "Energía 2050" que se hace cargo de la generación eficiente de energéticos, entre otras características que asociadas entre ellas han dado espacio a proyectos de este tipo.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad técnica y económica para el desarrollo de un proyecto de cogeneración en un condominio residencial ubicado en La Florida.

1.2.2. Objetivos Específicos

- Describir las tecnologías de cogeneración que existen.
- Analizar el marco normativo asociado a proyectos de cogeneración, netbilling y calefacción distribuida a nivel nacional.
- Determinar demandas de potencia tanto térmica como eléctrica para las casas que componen un condominio ubicado en La Florida.
- Seleccionar una tecnología de cogeneración acorde al perfil de demanda del condominio.
- Realizar un análisis técnico-económico de las tecnologías que suplan las demandas calculadas.

1.3. Alcance

El trabajo de título presentado abarca desde una revisión general y descriptiva de las tecnologías de cogeneración existentes, hasta el análisis económico de la implementación de una solución técnica y económicamente factible, según las características de la demanda energética determinada para un condominio residencial ubicado en la zona precordillerana de la Región Metropolitana.

La profundidad del estudio técnico se desarrollará hasta nivel de ingeniería conceptual; lo anterior implica la determinación de las principales variables de análisis para el proyecto: perfil de demanda eléctrica y térmica, costos de implementación, equipos comprometidos, costos de operación, entre otros; para proceder a la selección de una alternativa existente en el mercado a través de la conjunción de resultados técnicos y económicos.

De esta forma, este documento pretende sentar las bases para una segunda etapa (ingeniería básica), la cual podría corresponder al desarrollo del proyecto presentado con la alternativa seleccionada, vale decir, se pretende que la segunda etapa corresponda a la instalación de un equipo cogenerador adecuado, una vez se haya finalizado la evaluación económica. No obstante lo anterior, se deja establecido de ante mano que esto último se encuentra fuera del alcance de este trabajo.

1.4. Estructura del documento

La forma en la cual se ha estructurado este trabajo de título tiene directa relación con los objetivos planteados para el mismo, de esta forma se tiene:

1. En el capítulo 2 se presenta una breve revisión de las actuales condiciones políticas en el país, las cuales incitan de manera activa el desarrollo de proyectos de este tipo.

2. Ya en el capítulo 3 se entra de lleno en materia, realizando una exploración de la oferta actual para grupos cogeneradores; en este apartado se indican claramente las demandas eléctricas o térmicas para las cuales cada tecnología ha sido diseñada, permitiendo acotar el análisis económico que será realizado al finalizar este trabajo.

3. La factibilidad de una tecnología por sobre otra no sólo debe atender las dimensiones técnicas y económicas, si no que tanto o más importante es la legislación presente en el país o localidad donde será instalado el equipo, razón por la cual en el capítulo 4 se realiza un examen al marco normativo y regulatorio, verificando de manera activa las restricciones que puedan existir para el desarrollo de un proyecto de estas características.

4. En el capítulo 5 se aúnan los resultados de la evaluación técnica y de la evaluación económica. El camino seguido en esta etapa se inicia con un diagnóstico energético llevado a cabo en una familia tipo, para luego proceder a seleccionar una tecnología adecuada bajo determinados parámetros cuantitativos, para finalmente desarrollar el respectivo estudio financiero sobre la elección realizada.

Este trabajo intenta encontrar una propuesta técnica y económica para ser implementada de forma empírica, razón por la cual el estudio se desarrolló bajo condiciones

reales, tanto de demanda como de comportamiento de los mismos consumidores. En el penúltimo capítulo de este documento se encuentran las razones por las cuales finalmente este es un proyecto que no es factible de desarrollar.

Capítulo 2

Antecedentes

Existen grandes fenómenos que han marcado de forma determinante el escenario de demanda y producción de energía a nivel internacional a través de los años, los cuales no sólo han cambiado la forma en la cual cada nación conforma la representación cuantitativa de toda la energía que tiene a disposición, si no que a su vez han influido en los objetivos y prioridades de las políticas públicas locales asociadas a la energía que producen. Dichos fenómenos se pueden resumir en seis, los cuales son:

1. Revolución Tecnológica, tanto en las energías renovables como en las no renovables, modificando así la composición de la matriz energética mundial.

2. Incremento de la demanda eléctrica, ya sea por la incorporación de nuevas actividades desarrolladas o por la adopción de energías limpias, en lo que respecta su uso final, ejemplo de esto es el uso de un auto eléctrico, la contaminación se reduce y traslada a otra parte de la cadena de suministros y usos.

3. Interés en la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

4. Nuevo rol activo y participativo del consumidor de energía.

5. El involucramiento ciudadano en el proceso de toma de decisiones (stakeholders).

6. Modificaciones en los patrones de consumo y producción no energética.

Además de lo anterior, es necesario entender que las políticas públicas son medios y herramientas que los gobiernos soberanos tienen a su disposición para satisfacer las

necesidades de su población en el corto, mediano y largo plazo. Esta potestad permite cambiar el rumbo de un país, no sólo desde el punto de vista de atención de necesidades básicas e inmediatas, sino que además, desde la perspectiva de la competitividad, productividad, desarrollo sustentable, entre otros conceptos. Estos lineamientos requieren como primer punto de partida tener nitidez suficiente del escenario base, vale decir, tener un diagnóstico de la situación histórica que se busca abordar, hasta el estatus presente (disminución/aumento pobreza, acceso de educación formal, etc) y además, claridad de hacia donde se quiere llegar a mediano y largo plazo; teniendo esto claro, se deben definir directrices que gobiernan las acciones en el corto plazo y que si bien pueden ser independientes de las acciones venideras, deben ser coherentes y apalancar los resultados deseados para el futuro del país. En resumen, "las políticas públicas son una herramienta para alcanzar el futuro soñado en cualquier ámbito, y tienen como fin el bienestar de las personas" [de Energía(2014), p. 128].

Una vez se entiende el rol de las políticas públicas en el rumbo de crecimiento y desarrollo que tiene un país, podemos indicar sin alejarnos de la realidad que "las definiciones de estado en temas de energía tienen su justificación en aspectos tanto técnicos como estratégicos" [de Energía(2014), p. 128]. En relación a los aspectos estratégicos, no está demás decir que la energía es una fuente clave de éxito para el desarrollo de otras áreas, tales como: seguridad, competitividad, condiciones ambientales y sociales, crecimiento económico, entre otros; teniendo esto en cuenta, no siempre los objetivos empresariales se encuentran alineados con el bienestar común, razón por la cual es fundamental que la participación pública en el sector energético también sea técnica.

De esta forma, los numerales que se presentan a continuación acercan brevemente al lector a un diagnóstico actualizado de las demandas y ofertas de energía, tanto a nivel mundial como a nivel local; teniendo estos aspectos en el imaginario colectivo, se enuncia escuetamente la Política Energética nacional vigente, repasando acotadamente algunos datos internacionales. Sumado a lo anterior, se espera a través del desarrollo de este trabajo de título, responder preguntas del tipo: ¿cuál es el problema que existe?, ¿qué se hará para enfrentarlo?; complementariamente es necesario además abordar con mayor profundidad la tecnología de Cogeneración, su estado actual tanto a nivel nacional como internacional.

2.1. Matriz Energética

Se entiende por matriz energética al balance de los consumos de energía a partir de diversas fuentes en un periodo definido de tiempo [EducarChile(2017)] y en un determinado territorio. Existen fuentes primarias y secundarias, las fuentes primarias corresponden a las diversas energías utilizadas de manera directa desde la naturaleza y sin mediar procesos de transformación, algunos ejemplos de estas fuentes son el petróleo, el gas natural, la energía solar, entre otras; las fuentes secundarias corresponden a productos energéticos elaborados a partir del procesamiento de energías primarias, ejemplos serían la electricidad, el gas distribuido por redes, el gas licuado (GLP), entre otros. En el caso de las matrices energéticas, también es posible encontrarlas y clasificarlas en primarias y secundarias, las cuales son coherentes y se construyen a partir de la clasificación de fuentes dadas previamente, vale decir, una matriz energética primaria representa el balance energético de las fuentes primarias usadas, de igual forma que la matriz energética secundaria corresponde a un balance de energía generado a partir de las fuentes secundarias que se emplean.

De acuerdo a datos de las Naciones Unidas, en las últimas cuatro décadas, tanto el consumo como la producción energética se han duplicado a nivel mundial. Los factores determinantes de este aumento son, entre otros, el crecimiento económico mundial, el incremento de la capacidad productiva de los países, el mayor tamaño del sector transporte y un aumento de la población mundial [de Energía(2014), p. 20]. Además, según las proyecciones de la misma organización, para el 2050 la población mundial habrá aumentado un 37 % respecto del 2017, lo que obliga a prestar mayor atención a la generación de energía que se debe lograr.

Si bien históricamente la presencia de combustibles fósiles ha sido predominante, entre los años 1970 y 1980 el mundo entero se vio azotado por las consecuencias de dos crisis petroleras de alto impacto, las cuales produjeron (sin ahondar en las causas históricas de ambas situaciones) una disminución en la oferta, un embargo acordado entre los países productores árabes a sus demandantes norteamericanos y europeos, un aumento sostenido en los precios, entre otras. Esta situación generó una serie de acciones por parte de los países afectados por esta crisis, maniobra que, como era de esperar, incluyó medidas en el ámbito energético; la Figura 2.1 refleja el consumo de energía a nivel mundial proveniente de combustibles fósiles, las crisis antes mencionadas se ven claramente marcadas en la gráfica, donde además queda en evidencia que hasta la fecha, el consumo nunca ha vuelto a tener el porcentaje del total que en esa época tuvo. Este

escenario, junto a la irrupción de las energías renovables y energía nuclear, ha permitido que la presencia de combustibles fósiles en la matriz energética primaria en los últimos 40 años disminuya moderadamente [de Energía(2014), p. 20], aunque manteniéndose por sobre el 80 % respecto del total de la matriz. Se puede mencionar además que hasta el año 1970 el consumo que no se satisfacía a través de fuentes fósiles, se atendía a través de diversos orígenes, entre ellos predominaba la energía nuclear; esta última presentó un importante crecimiento que tal como se indicó, en conjunto con otras fuentes han impedido que los combustibles fósiles vuelvan a tener la predominancia de antaño.

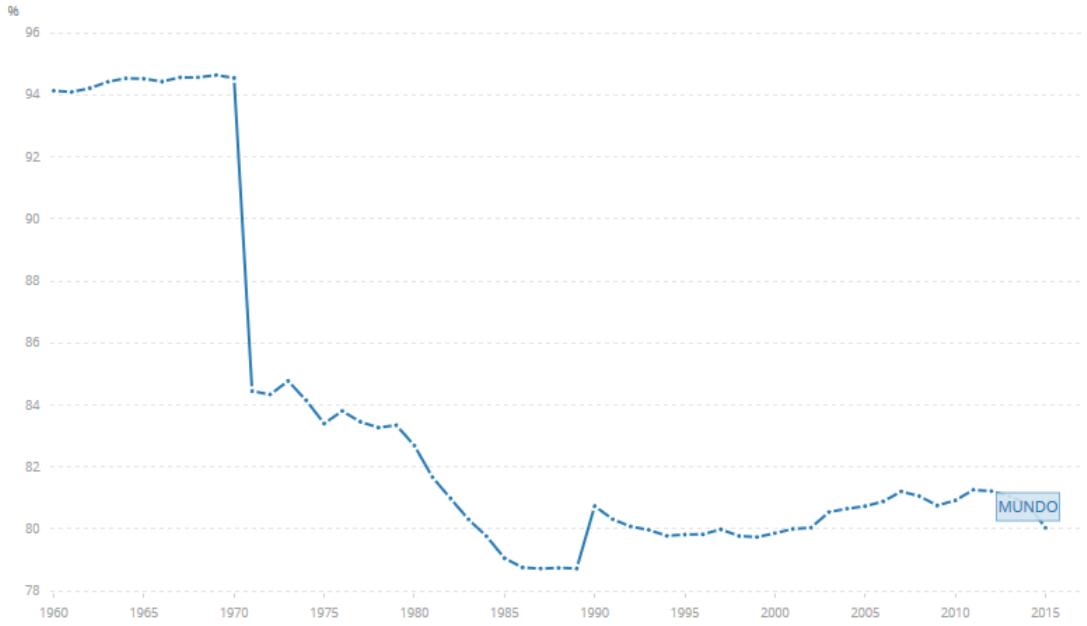

Figura 2.1: Consumo de energía procedente de combustibles fósiles a nivel mundial entre 1960 y 2015 (% del total)

El Laboratorio Nacional Lawrence Livermore[1] ha recopildo información y generado diversos flujos energéticos, tanto a nivel mundial como para los países de los cuales tiene registros. La Figura 2.2 corresponde a un flujo de energía mundial generado por esta institución, gráfica a partir de la cual se pueden rescatar dos cosas: lo primero sigue en línea con lo revisado hasta ahora, los combustibles fósiles presentan una alta participación en la matriz energética global, dicha contribución supera levemente el

[1]El Laboratorio Nacional Lawrence Livermore es un centro de desarrollo e investigación financiado con fondos federales de los Estados Unidos fundado por la Universidad de California en 1952. Está financiado principalmente por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) y gestionado por una sociedad denominada Lawrence Livermore National Security.

80 %, mientras que los energéticos con fuentes renovables no alcanzan siquiera a tener el 10 % de representación en el balance energético mundial; lo segundo, hace referencia a la forma en la cual hacemos uso de la energía producida: del total de la energía producida casi el 60 % se pierde en los procesos, vale decir, la mayoría de los esfuerzos mundiales por abastecer la creciente demanda energética, no son aprovechados por diversas ineficiencias presentes en el camino, tanto en los pasos de producción, como de consumo.

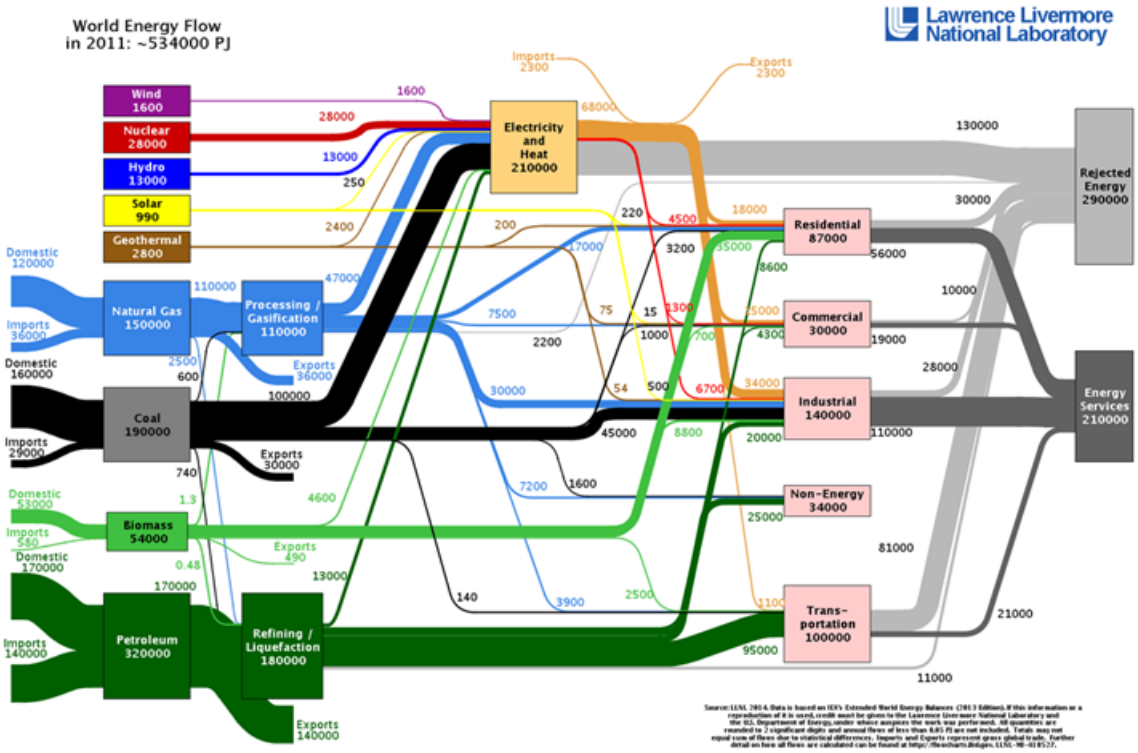

Figura 2.2: Producción y consumo de energía mundial al año 2011 [Livermore(2011b)]

Ahora bien, en el caso particular de Chile, el consumo de energía procedente de combustibles fósiles ha mostrado vaivenes no sólo asociados a la situación político-económica internacional, si no también se puede ver una correlación clara entre fuentes de consumo y condiciones climáticas propias del país, vale decir, la disminución de las precipitaciones a nivel nacional afecta de forma inmediata la generación de energía desde fuentes hídricas [Flores(2007)], teniendo que suplir esta falencia con otros energéticos como por ejemplo, los fósiles. En los últimos años, cambios en el marco jurídico (ley corta 2, modificaciones a la licitación de los bloques de energía, entre otros), ha posibilitado el ingreso de las ERNC a la matriz nacional; esta diversificación ha permitido

una leve disminución del consumo procedente de los combustibles fósiles. Si bien en la última década se ha estimulado el ingreso de ERNC, Chile incrementó su dependencia externa por los combustibles fósiles durante la última década, de tal forma que las importaciones de combustibles fósiles se quintuplicaron entre 2003 y 2011 [EyN(2016)] dentro de los factores que impulsaron un aumento en las compras se puede encontrar el aumento de la demanda eléctrica y el desarrollo de una matriz de generación térmica. Finalmente, es importante destacar que Chile no es un país productor de este tipo de fuentes energéticas, razón por la cual debe importarlas, lo que nos convierte en un país subordinado a la inestabilidad y volatilidad de los precios en los mercados internacionales en términos de costos y suministro [EducarChile(2017)].

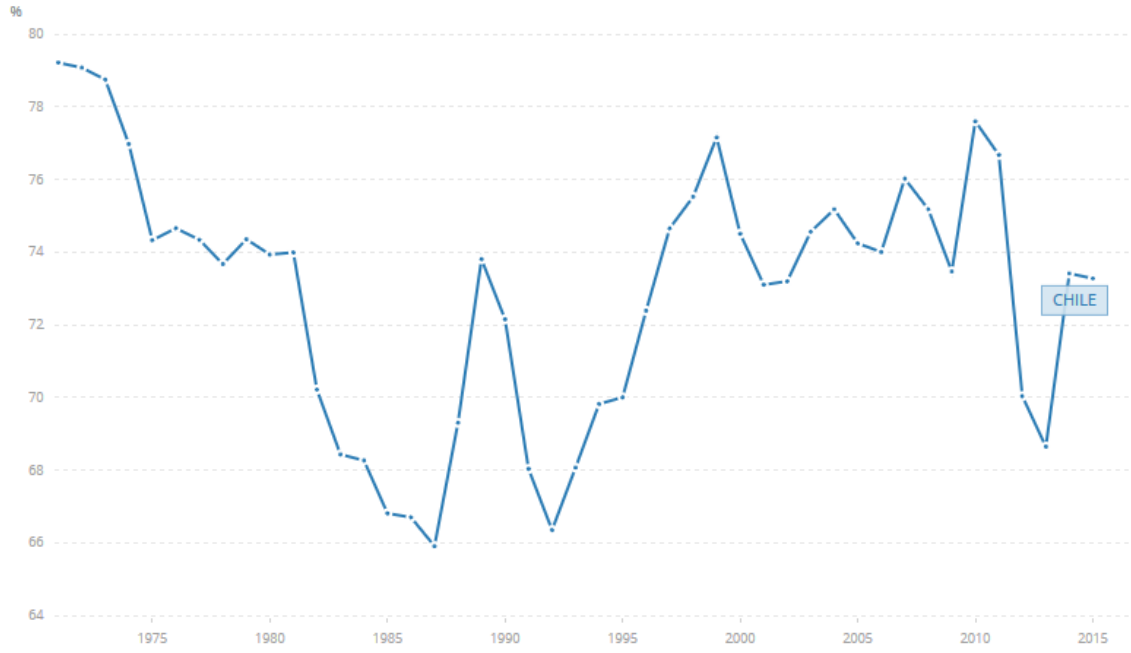

Figura 2.3: Consumo de energía procedente de combustibles fósiles en Chile entre 1960 y 2015 (% del total)

Las gráficas mostradas en la Figura 2.4 exhiben esquemáticamente la composición de las matrices primaria y secundaria de Chile, en ellas se pueden ver que para el año 2015 la matriz energética primaria de la nación tuvo como componentes principales el petróleo crudo, el carbón y la biomasa[2], respecto de los energéticos secundarios, la composición de la oferta estuvo ampliamente dominada por los derivados del petróleo. Este escenario si bien se ha mantenido con leves variaciones las últimas décadas, los es-

[2]BNE

fuerzos del país actualmente están orientados a la diversificación de la matriz energética, junto con lograr una producción de energía con claros rasgos de sustentabilidad y respeto con el medio ambiente.

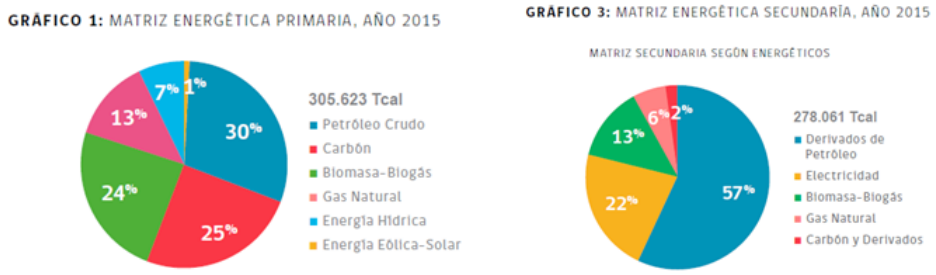

Figura 2.4: Matriz energética primaria y secundaria al 2015 (% del total) [de Energía(2014)]

Ya se revisó en algunos párrafos anteriormente la tendencia global de perder más energía de la que realmente se utiliza, ahora bien, esta es una situación que se extrapola a la realidad país. La Figura 2.5 refleja los flujos de producción y consumos existente en la matriz energética nacional, diagrama que permite determina que aproximadamente el 78 % de la matriz energética nacional está dominada por energéticos fósiles, versus el 5 % que corresponde a energéticos renovables. Complementariamente, no deja de ser llamativo que más del 55 % de toda la energía producida se pierde en el transcurso de los procesos, mientras que el aprovechamiento se limita sólo a un 44 %; no se aleja de la realidad decir que tanto a nivel mundial como a nivel local, se tiene una tendencia a aprovechar menos energía de la que se desperdicia.

En términos sencillos, tanto en la matriz global como en la nacional se puede visualizar una alta predominancia de las fuentes fósiles, por ende, en lo meramente económico, se es vulnerable a las vicisitudes de los mercados internacionales, de igual forma que a las situaciones políticas y religiosas de los países productores. Si esto lo complementamos con el crecimiento de la población y el aumento de la demanda energética, encontramos escenarios donde el impacto a nivel medioambiental ha dejado de ser despreciable o menor. El punto ahora es como se hace frente a esta situación pensando en el Chile que se quiere para el futuro.

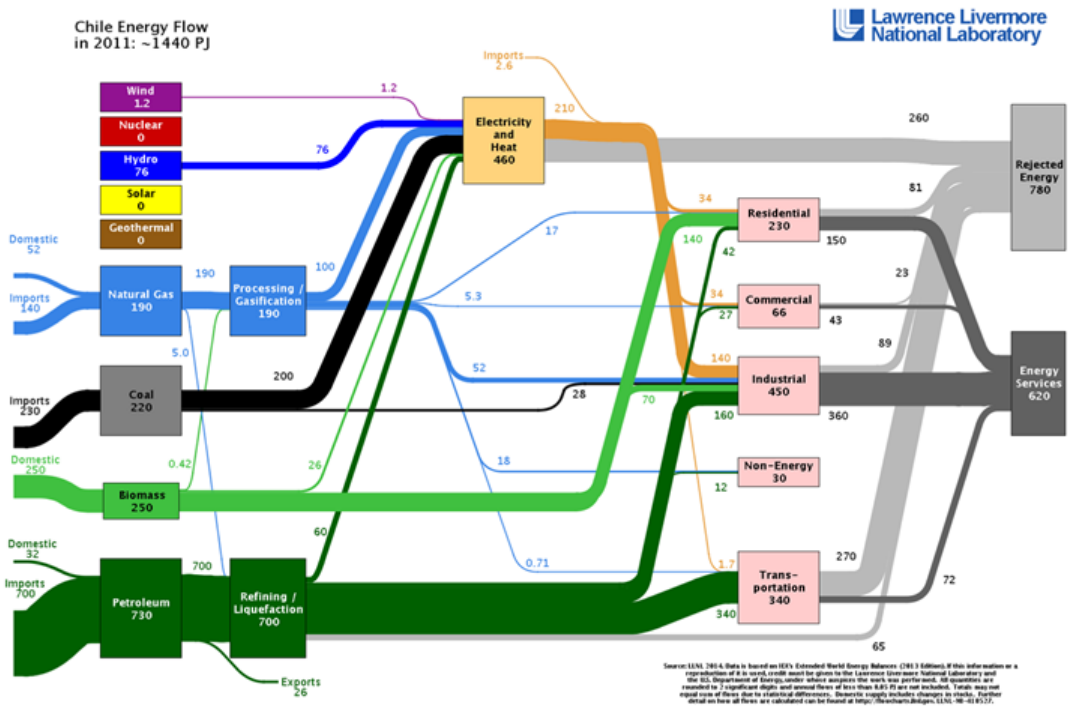

Figura 2.5: Producción y consumo de energía en Chile al año 2011 [Livermore(2011a)]

2.2. Política Energética

Si bien no es posible hablar de una Política Energética mundial, si es factible hablar de acuerdos, tratados o protocolos internacionales en la materia, los que han recogido directrices generales para alinear a los países firmantes en pos de objetivos comunes, ejemplo de esto puede ser el Protocolo de Kioto[3] o su sucesor, el Acuerdo de Copenhague [4]. Ahora bien, el Parlamento Europeo ha definido una Política Energética específica para su región, la cual está "constituida por una serie de medidas destinadas a lograr un mercado de la energía integrado, la seguridad del suministro energético y la sostenibilidad del sector energético" [Europeo(2011)].

Respecto de la situación nacional, la expresidenta Sra. Michelle Bachelet, mandató en su último gobierno el "diseño y la ejecución de una Política Energética de largo plazo que contara con validación social, política y técnica"; el resultado de esa instrucción

[3]El Protocolo de Kioto es un registro surgido a partir de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) el año 1997, es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global.

[4]El Acuerdo de Copenhague es un documento que nace en la XV Conferencia sobre el Cambio Climático de la ONU el año 2009, con la meta de preparar futuros objetivos para reemplazar los del Protocolo de Kioto, que terminaba en 2012.

se presentó durante el año 2014, bajo el nombre de Energía 2050, la cual se desarrolló con la participación de líderes y actores relevantes en el área. El equipo que tomó el desafío, estableció dos horizontes de discusión: uno a corto plazo y otro a largo plazo, siendo este último apalancado directamente por el primero. Para el escenario más lejano, vale decir, la matriz energética objetivo para el año 2050, se discutieron los aspectos estratégicos y tecnológicos que deberían ser impulsados en lo inmediato, de esta forma, fue necesario abordar aspectos legislativos y normativos que permitieran garantizar una factibilidad técnico económica con el fin de hacer sustentable en el tiempo la deseada matriz segura, inclusiva, competitiva y sostenible.

En esta declaración de principios se mencionan la Visión y los Pilares que la guía y sustentan, además, se enumeran lineamientos para los cuales, de forma individual, se comprometen una serie de acciones a ser llevadas a cabo entre 2016 y 2035, con el fin de cumplir las metas establecidas tanto a mediano como a largo plazo. Ahora bien, "la visión del sector energético de Chile al año 2050 es la de un sector energético confiable, inclusivo, competitivo y sostenible" [de Energía(2014), p. 39] , el enfoque sistémico predomina en esta proclamación, más aún, "mediante estos atributos, se establece como objetivo avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones" [de Energía(2014), p. 10] . La relación existente entre los atributos se ve claramente reflejada en la Figura 2.6, donde queda en evidencia que la presencia de cada uno de ellos cobra igual relevancia en pos del cumplimiento de los objetivos principales.

Figura 2.6: Atributos mínimos exigidos que permitirán avanzar hacia una energía sustentable [de Energía(2014)]

Se definieron a su vez cuatro pilares sobre los cuales sustentar el trabajo, los que en conjunto buscan dar cumplimiento fiel a la visión que declarada en la política pública ya mencionada. La Figura 2.7 muestra la relación que existe entre los Atributos y los Pilares; además, estos son enumerados y brevemente explicados a continuación; es importante destacar que todos estos fundamentos cuentan con igual nivel de importancia relativa al realizar una comparación entre cada uno de ellos:

1. Seguridad y Calidad de suministro.
2. Energía como Motor de Desarrollo.
3. Compatibilidad con el Medio ambiente.
4. Eficiencia y Educación Energética.

Figura 2.7: Pilares de Energía2050 que permiten sostener la visión de largo plazo de la política energética [de Energía(2014)]

El espíritu de esta memoria se alinea con la nueva Política Energética del país, en particular y de acuerdo a la forma en la cual la estrategia nacional fue definida, la propuesta de Cogeneración apalanca mayoritariamente el cuarto pilar, aportando en menor grado a cada uno de los otros fundamentos. En este contexto, a continuación se revisará con mayor detalle el apartado de Eficiencia y Educación Energética.

2.2.1. Pilar 4: Eficiencia y Educación Energética

La etapa de crecimiento y desarrollo en la cual estamos actualmente como país, estimulan no sólo un aumento sostenido en la demanda de energía, sino que también eleva las expectativas de confiabilidad del sistema. De acuerdo a los lineamientos que

nos hemos establecido como sociedad y tal como se indicó previamente, hoy por hoy los caminos y fórmulas utilizadas para lograr cualquiera sea el objetivo ha cobrado relevancia, de esta forma, ya no basta sólo con proveer energía, si no que queremos y exigimos que sea de manera responsable con el medio ambiente, minimizando cada día más las ineficiencias que puedan existir en el proceso.

En general, se entiende como Eficiencia Energética la "reducción de la cantidad de energía que usamos para nuestras actividades sin mermar nuestra calidad de vida ni los procesos productivos" [Enel(2017)] , de esta forma, esto no necesariamente significa realizar ahorros en los consumos de energía, ya que esto puede significar reducir o dejar de realizar determinadas actividades para evitar el consumo de energía, que en este caso, no es lo que se busca ni se quiere. Complementariamente, la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (AChEE) define el uso Eficiente de la Energía como la reducción de la cantidad de energía eléctrica y de combustibles usados, conservando la calidad y el acceso a bienes y servicios [AChEE(2017)] ; esta reducción se puede lograr realizando cambios tecnológicos, como también implementando medidas de gestión energética y/o haciendo cambios de hábitos y actitudes.

En línea con lo anterior, uno de los objetivos que se ha establecido en la actual Política Energética que nos guía, hace referencia a los estándares de construcción. Una de las metas al 2050 es que todas las edificaciones nuevas cuenten con estándares OCDE de construcción eficiente y además, consideren y contengan sistemas de control y gestión inteligente de la energía [de Energía(2014), p. 15] . Lo que se busca lograr con esta memoria es aportar de manera real a la meta antes declarada, aunque sea un aporte menor, a través de la implementación de un sistema de pequeño o mediano tamaño que permita satisfacer una determinada demanda energética a través de la implementación de tecnología de Cogeneración. A largo plazo, la suma de todas estas medidas permitirá contar con la matriz que deseamos entregarles a las nuevas generaciones.

2.3. Cogeneración

La eficiencia en el proceso de conversión de energía de las plantas de combustión modernas que utilizan carbón, petróleo, gas y biomasa como fuente primaria presentan una eficiencia cercana al 35 %-37 % [IEA(2008)]y las plantas pequeñas y/o más antiguas sólo logran un 20 % de eficiencia; de lo anterior se desprende, sin alejarse de la realidad, que el proceso de producción de electricidad es ineficiente. En perspectiva,

entre un 65 % y un 80 % de la energía liberada durante la combustión se convierte en pérdidas [Breeze(2014)].

Es de común conocimiento que en las plantas de combustión, la energía residual se genera en forma de calor y que se elimina de una forma u otra: en algunas ocasiones, se convierte en agua de refrigeración que ha pasado a través de una planta de energía y luego se desecha en un río o en el mar, pero la mayoría de las veces se disipa en la atmósfera a través de algún tipo de intercambiador. Existen sistemas que utilizan ese calor residual, conocidos en inglés como Combined Heat and Power (CHP) y en español como Cogeneración.

La cogeneración corresponde a una tecnología que engloba "la producción de más de una forma útil de energía: calor de proceso y energía eléctrica, a partir de una misma fuente" [Cengel(2012), p. 587] , "ambas generadas por una sola unidad y utilizadas por uno o varios consumidores" [AChEE(2016)] . Este proceso presenta una alta eficiencia, la cual se debe al uso de la energía residual como un co-producto para la generación de otra.

Una comparación sencilla entre la generación convencional y la generación haciendo uso de un cogenerador se puede ver en la Figura 2.8; en términos simples, para un mismo resultado eléctrico y calorífico, se puede ver que, para el caso de la generación convencional se requiere un mayor ingreso de energía inicial produciendo a la vez una mayor cantidad de pérdidas en el transcurso del proceso; ahora bien, el escenario del cogenerador utiliza las pérdidas de un sistema como co-producto para otro, requiere menor ingreso de energía inicial y a su vez, disminuye las energías residuales del proceso (siempre en comparación con el escenario convencional mostrado).

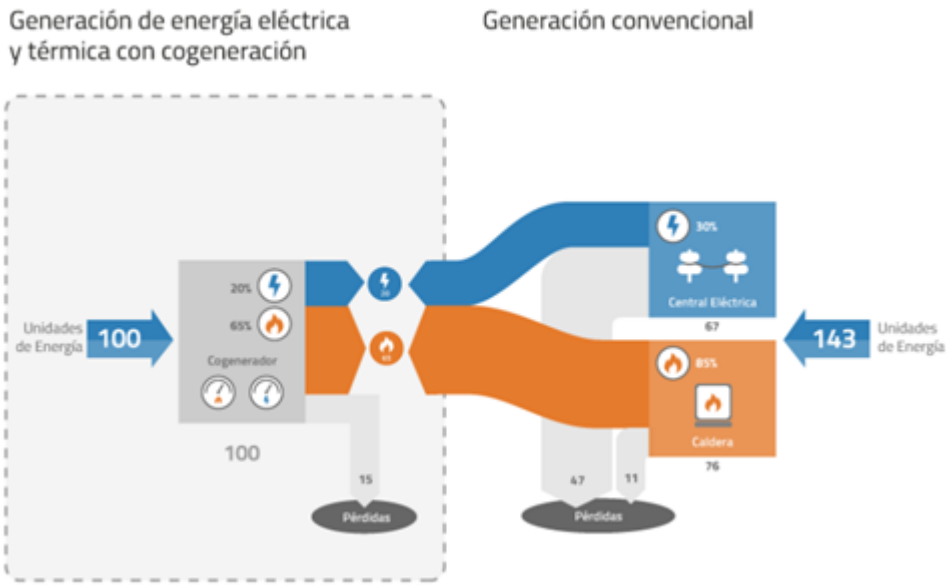

Figura 2.8: Comparación en la producción de energía entre un sistema convencional y uno basado en cogeneración

2.3.1. Cogeneración en el mundo

A partir de los datos presentados en las Figuras 2.2 y 2.5 se formuló una tabla comparativa, la que se muestra en la Figura 2.9. A partir de ella se puede destacar que a nivel mundial, cerca de dos tercios de la energía primaria que es convertida para producir electricidad, se pierde como calor residual; dicha disipación es el nicho que busca aprovechar la Cogeneración, entendiendo que este residuo puede ser usado en parte como un co-producto para satisfacer la demanda de calor en la industria, en las construcciones, ciudades, hospitales, entre otros. [IEA(2008)]

De la misma Figura 2.9 se puede mencionar que en el caso de Chile, más del 50 % de la energía usada para producir electricidad también se pierde ya que no se utiliza ni en procesos, ni como un co-producto. De esta forma, el potencial que existe para la implementación de la tecnología de cogeneración es alta, motivo por el cual nuestra Política Energética recoge como tarea la ejecución de proyectos que la incluyan.

Variable	Unidad	Mundo	Chile
Total generado	PJ	549.390	1.467
Usado para generar electricidad	PJ	210.000	620
Usado para generar electricidad	%	42%	44%
Pérdidas en la generación	PJ	290.000	780
Pérdidas en la generación	%	58%	56%

Figura 2.9: Resumen de energía generada, aprovechada y perdida tanto a nivel mundial como a nivel nacional

El escenario mundial se puede analizar desde dos perspectivas, el primer acercamiento es posible realizarlo desde una consideración cuantitativa: la capacidad instalada a nivel global para la tecnología de cogeneración; la segunda mirada corresponde a la comparación de la capacidad instalada versus el total de la matriz existente, dicho ratio se debe realizar para una misma nación, con fin de generar un índice de ordenamiento.

De esta forma, la Figura 2.10 presenta una gráfica desde la visión cuantitativa de mega watts eléctricos instalados, se tiene que el primer gran contribuyente a nivel mundial es Estados Unidos, mientras que su gran competidor, China, ostenta el tercer lugar; además, se puede visualizar un aumento real (y proyectado) de la capacidad instalada, siendo apalancando mayoritariamente por el esfuerzos realizados en la región del Asia Pacífico, seguido de cerca por la Región del Medio Este. Ahora bien, el aporte latinoamericano y africano a este indicador se puede considerar despreciable por las órdenes de magnitud que aportan otras regiones, sin embargo, no por eso debiesen dejarse de lado los esfuerzos por apalancar no sólo el indicador ya mencionado, si no que realizar un aporte concreto y real a la mitigación del impacto medio ambiental existente a causa del uso de combustibles fósiles como fuentes de energía.

Ahora bien, desde la perspectiva de un índice de comparación entre capacidad instalada de cogeneración versus la matriz total existente, de acuerdo a la información gráfica presentada en la Figura 2.11 el primer y segundo lugar está liderado por países nórdicos, le siguen Rusia, Letonia y Holanda. Dinamarca cuenta con más del 50 % de su matriz energética basada en tecnología de cogeneración, además de esto, han estado a la vanguardia en lo que respecta a innovación tanto energética como en políticas públicas relativas a sustentabilidad, ejemplo de esto es su normativa de manejo de residuos sólidos municipales; mientras Dinamarca desafía a todas las naciones del globo, Finlandia no se queda atrás y presenta casi el 40 % del total de su matriz basada en tecnlogías de cogeneración.

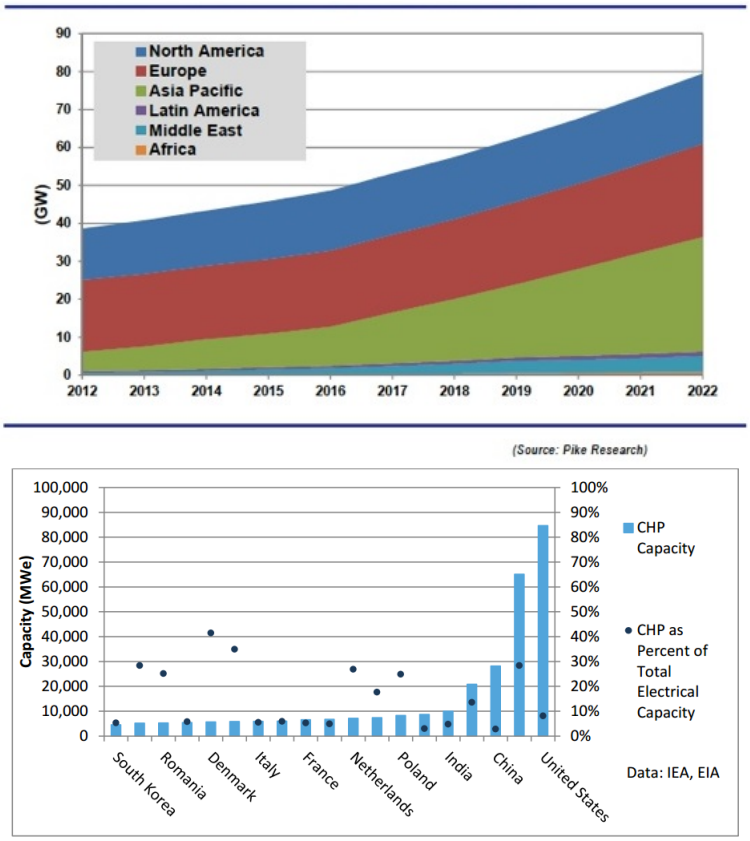

Figura 2.10: Capacidad instalada de producción por cogeneración, en giga watts, agrupado por regiones geográfica [CHP(a)] [CHP(b)]

Si bien se suele entender el aspecto económico como motivo principal para la mayoría de las inversiones, vale decir, el proyecto debe satisfacer los requisitos de ganancias del inversor, hoy por hoy existen otras variables a considerar, como lo son la licencia social por ejemplo. En este sentido, el beneficio económico existente del CHP es claro, sin embargo, ya a la fecha se cuenta con suficiente información que permite probar un abánico de beneficios más allá de lo meramente comercial para esta tecnología, esto porque se ha convertido en un medio rentable a través del cual reducir las emisiones de CO_2 en los próximos años:

- Un estudio de McKinsey destacó la parte que la tecnología de cogeneración puede jugar para lograr reducciones de emisiones en Estados Unidos. La cogeneración por sí sóla proporciona alrededor del 13 % de todas las reducciones de emisiones de CO_2 para edificios en 2030 y 53 % de todas las reducciones para la industria en 2030 [McKinsey(2007)].

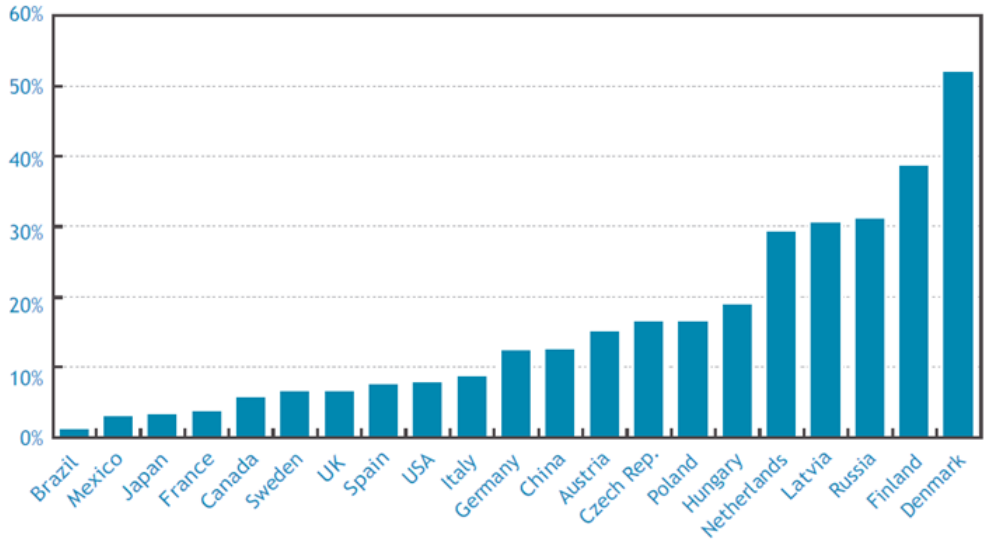

Figura 2.11: Porcentaje de energía producida por tecnología de cogeneración en comparación con la capacidad energética total instalada en cada país [CHP(b)]

- En un estudio realizado para evaluar el costo de las políticas de reducción de carbono en los Países Bajos, se identificó al CHP como una de las soluciones de menor costo a EUR25 / tonelada CO_2, presentando mejor desempeño (costo versus impacto) que el aislamiento de los edificios, o la utilización de calderas de condensación y energía eólica, entre otras [ECN(2004)].

Por ejemplo, en Estados Unidos el uso de CHP logra una reducción anual de 400 [Mt] en emisiones de CO_2 [Hedman(2007)]y en Europa, se ha estimado que CHP entregó el 15 % de las reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero (57 megatones) entre 1990 y 2005, convirtiéndola en una de las soluciones principales en las que los países de la Unión Europea se basaron para cumplir los objetivos del cambio climático. Sin embargo, a pesar de una mayor atención política en Europa, Estados Unidos, Japón y otros países, la participación de cogeneración en la generación de energía mundial se ha mantenido estancada en los últimos años en torno al 9 % [IEA(2008)].

La Energy Information Administration (IEA) ha recopilado datos de todo el mundo con el fin de evaluar la participación actual de la generación de electricidad con tecnología de cogeneración en la producción eléctrica total de cada país. Esta tarea se ha enfrentado a dos grandes desafíos:

- No todos los países recopilan sistemáticamente datos de CHP.

- Donde los países recopilan datos, tienden a usar metodologías similares. Sin embargo, no existe una definición o norma internacional para garantizar que todos los datos informados como CHP sean realmente comparables.

La principal excepción a esto es la UE, donde existe una metodología estándar en todos sus estados miembros. Para abordar esta falta de datos y los problemas de definición, la IEA ha recopilado datos de CHP confiables y comparables de más de 40 países. Teniendo en cuenta las diferencias en las metodologías entre países y la profundidad de la investigación que realizan estos países, la IEA cree que estos nuevos datos sobre el estado actual de CHP, además de ser los más completos disponibles, son suficientes para formar una base sólida para el potencial y modelos de beneficios. La Figura 2.12 resume las estimaciones actuales de la capacidad global instalada, bajo un estándar similar de comparación y sólo considerando aquellas naciones donde se recopilan datos, por lo tanto, sin presentar grandes errores respecto de la realidad, hoy en día la capacidad instalada para producir energía por cogeneración se sitúa bordendo los 330 [GWe].

Australia	1 864	Greece	240	Portugal	1 080
Austria	3 250	Hungary	2 050	Romania	5 250
Belgium	1 890	India	10 012	Russia	65 100
Brazil	1 316	Indonesia	1 203	Singapore	1 602
Bulgaria	1 190	Ireland	110	Slovakia	5 410
Canada	6 765	Italy	5 890	Spain	6 045
China	28 153	Japan	8 723	Sweden	3 490
Czech Republic	5 200	Korea	4 522	Taiwan	7 378
Denmark	5 690	Latvia	590	Turkey	790
Estonia	1 600	Lithuania	1 040	United Kingdom	5 440
Finland	5 830	Mexico	2 838	United States	84 707
France	6 600	Netherlands	7 160		
Germany	20 840	Poland	8 310		

Source: IEA data and analysis; data merged from years 2001, 2004, 2005, 2006.[5]

Figura 2.12: Recopilación de datos estandarizados para la capacidad instalada actualizada de generación de energía a partir de cogeneración [CHP(b)]

En general, con excepción de Rusia, la cogeneracion hace una contribución relativamente pequeña a la producción de electricidad en los países de mayor poder económico (ver Figura 2.11). Sin embargo, existe cierta variedad entre los países, lo que puede explicarse por diferentes circunstancias propias de cada nación. Por ejemplo:

- Alemania ha progresado más en el aumento de la contribución de CHP, en particular en función de la calefacción urbana y la cogeneración industrial, debido principalmente a los incentivos que proporciona.

- Brasil, donde la demanda relativa de calefacción residencial y comercial es mucho menor, ha basado su sistema eléctrico en el desarrollo de la generación hidroeléctrica a gran escala y remota. Solo en los últimos años se abrió un mercado para la cogeneración, que busca atender principalmente el sector industrial.

- Rusia, con una participación significativamente mayor que los demás países, tiene una larga tradición de suministro de calor a todos los sectores a través de redes de calefacción urbana conectadas a centrales eléctricas. Ha ampliado este modelo de suministro de energía en todo el país.

2.3.2. Cogeneración en Chile

En relación a Chile, según se tiene registro, ya a partir del año 2016 existían cerca de 800 [MW] netamente producidos gracias al uso de tecnologías de cogeneración, los que están instalados en diversos sectores industriales que han utilizado esta tecnología como una medida de eficiencia energética; ahora bien, de acuerdo a cifras indicadas por el Ministerio de Energía este año, existe un potencial real para implementar cerca de 1.500 [MW], usando diversas opciones tecnológicas disponibles en el mercado.

En línea con lo anterior, a partir información de la SEIA, la AChEE publicó un cuadro resumen de los proyectos de cogeneración con Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) aprobados a septiembre del año 2017, este cuadro es presentado en la Figura 2.13. Tal como es posible ver, los proyectos que cuentan con aprobación en conjunto totalizan cerca de 66 [MW] potenciales producidos a partir de tecnología CHP; de esta forma, las perspectivas de seguir incorporando esta tecnología en la matriz energética es positiva.

Nombre	Empresa	Potencia en MW	Inversión (millones de US$)
Congeneración de energía eléctrica con excedentes de gas	CAP	3,2	4,3
Planta de cogeneración eléctrica Santa Juana	Compañía eléctrica Santa Juana	2,9	7
Planta de cogeneración Bioenergía de Los Ríos	Bioenergía de Los Ríos S.A.	9	38
Planta de cogeneración CMPC Tissue Talagante	CMPC Tissue S.A.	21	27
Planta de cogeneración	Papeles Cordillera S.A.	25	47,5
Central de cogeneración de Coelemu	Energía León S.A.	7	15

Fuente: Seia.

Figura 2.13: Proyectos de cogeneración con RCA aprobada [4e Chile(2018)]

Finalmente, respecto de la pequeña generación, el ex-ministro de energía, Máximo Pacheco, afirma que "existen incentivos para el desarrollo de proyectos a nivel de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), porque existen industrias que requieren de energía térmica a menor escala, como la agroindustria, la industria de alimentos y pequeñas empresas forestales. La biomasa residual de los mismos procesos industriales o provenientes de otras fuentes naturales surge como interesante alternativa de uso de combustible limpio y renovable" [4e Chile(2018)]. Cristina Segura concluye que en el futuro podrían desarrollarse proyectos de cogeneración "asociados al uso de la energía térmica para calefacción distrital o para sistemas de secado a baja temperatura[. . .]" [4e Chile(2018)].

Capítulo 3

Marco Teórico

En el siguiente capítulo se revisarán aspectos relevantes respecto de las tecnologías de cogeneración existentes.

3.1. Tecnologías de Cogeneración

Todos los tipos de tecnología de generación de energía que se basan en máquinas térmicas se pueden integrar en un sistema combinado de calor y energía; de esta forma, todas las centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles y las centrales de biomasa pueden adaptarse para crear sistemas de cogeneración, de igual forma diversos sistemas con tecnologías renovables [Breeze(2014)].

Para aplicaciones más pequeñas y donde solo se necesita agua caliente, otras opciones podrían ofrecer una mejor combinación, por ejemplo, un motor recíproco, una micro-turbina o una celda de combustible de baja temperatura, sin embargo, la elección óptima estará determinada por el modo de operación. Si la unidad debe suministrar energía a un consumidor o grupo de consumidores en particular, y su producción sigue su demanda, entonces una unidad generadora que pueda operar eficientemente a diferentes niveles de carga como un motor de pistón o una celda de combustible probablemente sea la mejor solución. Al momento de seleccionar el lugar donde será instalada la planta, se debe considerar la contaminación acústica que genera, en conjunto con las emisiones de gases y/o partículas que tendrá.

En este apartado, se revisará brevemente:

- Ciclos de potencia de gas

1. Motores de Combustión Interna
    a) Encendido por chispa
    b) Autoencendido
2. Turbinas de Gas
3. Micro-Turbinas

- Ciclos de potencia de vapor
    1. Turbinas de Vapor
- Celdas de Combustible

3.1.1. Motores de Combustión Interna

Los motores de combustión interna corresponden a una máquina térmica que genera energía mecánica a partir de un proceso físico-químico: el combustible reacciona en la cámara de combustión del motor, en presencia de oxígeno, generando una liberación controlada de energía térmica. Una máquina reciprocante corresponde a un dispositivo cilindro-émbolo [Cengel(2012), p. 497], dentro de este tipo existen dos tipos principales de motores de pistón para la generación de energía: el motor diésel (self-ignited o autoencendido) y el motor de gas de encendido por chispa (spark-ignited); ambas máquinas se encuentran disponibles en ciclos de dos etapas o de cuatro etapas [IEA(2008), p. 134].

La eficiencia térmica de un motor de alta capacidad, con baja velocidad, basado en un ciclo Otto, corresponde a un 37 %, bajo los mismos parámetros, el desempeño de un motor diésel viene dado por un 44 %; la eficiencia eléctrica de este tipo de máquinas se encuentra entre 35 % y 45 % [AChEE(2016)]. En relación a los índices de compresión, los motores Otto están limitados por 12,5:1 o 13:1, mientras que los diésel pueden superar la relación 20:1 [IEA(2008), p. 134]. El nivel de emisiones de un motor diésel no controlado es tal que en algunas partes del mundo sólo se logra autorización para su uso siempre y cuando se encuentre equipado con un robusto sistema de control de emisiones, a diferencia de los motores de gas natural, los que a menudo pueden operar con un control de emisiones mínimo (convertidor catalítico) [Breeze(2014)]. Los motores tienden a generar contaminación acústica, por lo que normalmente se requiere algún tipo de aislamiento que minimice el impacto de ésta.

Hay cuatro fuentes de calor en un motor de pistón: el escape del motor, el sistema de refrigeración de la camisa del motor, el sistema de enfriamiento de aceite y el sistema de enfriamiento del turbocompresor (si está instalado un turbocompresor), como se muestra en la Figura 3.1 [Breeze(2014), p. 118]. El escape del motor puede proporcionar vapor de baja a media presión y el sistema de enfriamiento de la camisa del motor puede proporcionar vapor a baja presión; ahora bien, gran parte de la energía aparece como calor a una temperatura adecuada para el calentamiento de agua, es por esta razón que para la mayoría de las aplicaciones de cogeneración en motores de pistón, todas las fuentes de calor se utilizan para generar agua caliente en lugar de vapor. Si se explotan las cuatro fuentes de calor, se puede utilizar aproximadamente el 70-80 % de la energía del combustible [Breeze(2014), p. 118].

Las aplicaciones para plantas de CHP con motor de pistón incluyen pequeñas oficinas y bloques de apartamentos, hospitales, instalaciones gubernamentales, universidades y sistemas de calefacción para distritos pequeños (municipalidades, pueblos, entre otros) [Breeze(2014), p. 118]. La producción de motores para cogeneración ha visto un incremento en los últimos años, lo anterior en conjunto con la generación de soluciones personalizadas de acuerdo a las necesidades de cada cliente, ha impulsado una mayor participación en el mercado de este tipo de tecnologías; esta tecnología abarca no solo lo anterior, sino que también micro-cogeneración, y motores Stirling [AChEE(2016)].

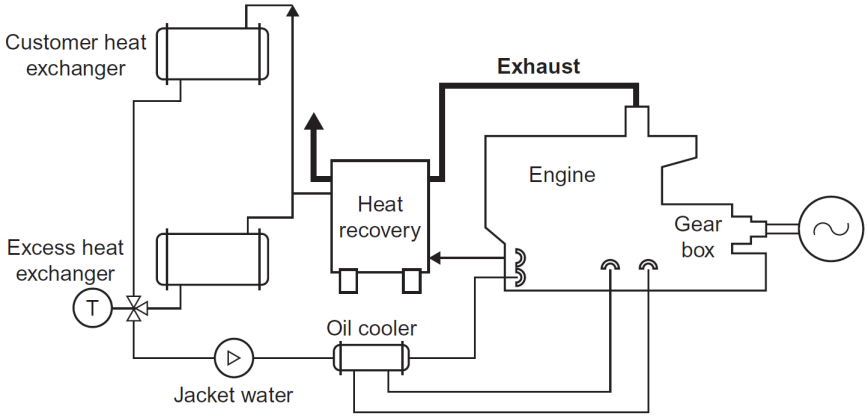

Figura 3.1: Proceso de generación de energía en motores de combustión interna

Un esquema más sencillo se puede ver en la Figura 3.2, en ella se muestran los principios de cogeneración con motores a gas. Del 100 % del combustible usado, se producirá un 55 % de calor y una 35 % de electricidad, las pérdidas rondan el 10 %, donde el 8 % corresponde a ineficiencias del proceso en el escape y solo un 2 % a péri-

das por radicación. El intercambiador de calor usado en este proceso permite mejorar de manera drástica, la eficiencia del proceso en si mismo.

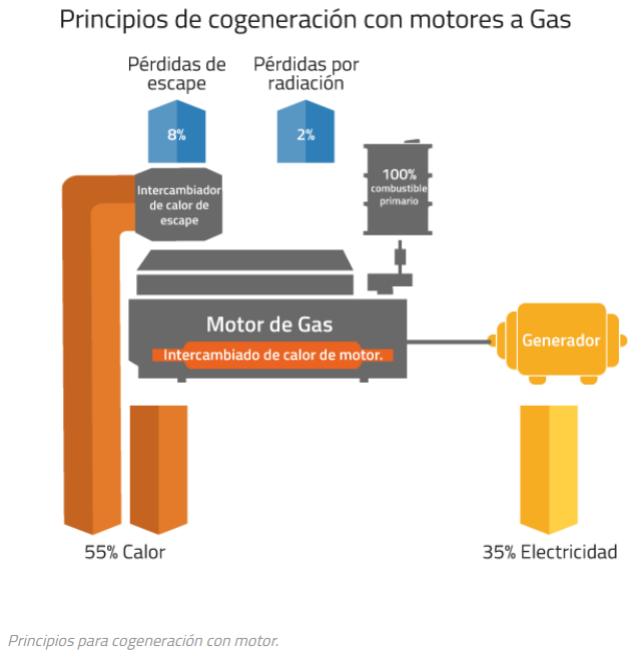

Figura 3.2: Proceso de generación de energía en motores de combustión interna

3.1.2. Turbinas de Gas

El funcionamiento de una turbina de gas es similar al de un motor reciprocante, ya que ambos tienen las siguientes fases: admisión, compresión, combustión, expansión y escape. Sin embargo, en una turbina de gas, la combustión ocurre continuamente como un proceso dinámico, en el cual el fluido se encuentra a una presión constante relativamente baja, mientras que en un motor, la combustión ocurre como un proceso discontinuo a presiones más altas y fluctuantes [IEA(2008), p. 134].

La Figura 3.3 muestra esquemáticamente el funcionamiento de un motor de turbina a gas en ciclo abierto, dichas turbinas operan de la siguiente forma: se introduce aire fresco en condiciones ambiente dentro del compresor, donde su temperatura y presión se elevan; el aire de alta presión sigue hacia la cámara de combustión, donde el combustible se quema a presión constante; los gases de alta temperatura que resultan entran a la turbina, donde se expanden hasta la presión atmosférica, produciendo potencia; los gases de escape que salen de la turbina se expulsan hacia fuera (no se recirculan) [Cengel(2012), p. 511].

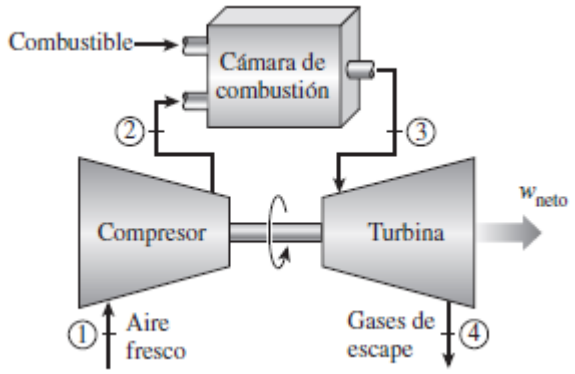

Figura 3.3: Motor de turbina de gas de ciclo abierto

Las turbinas de gas tienen la flexibilidad de generar una reacción físico-química a partir de una variedad de combustibles (incluido el gas natural, los combustibles destilados y el biogás) los cuales son quemados de forma directa; las turbinas industriales funcionan con eficiencias de conversión de energía de hasta 42 %, mientras que las aerodinámicas más pequeñas pueden operar con una eficiencia de hasta 46 %. Se pueden usar unidades de cualquier tamaño en los sistemas de cogeneración, por lo que las capacidades de generación suelen oscilar entre $1[MW]$ y casi $400[MW]$ [Breeze(2014), p. 121]

La salida de calor en este tipo de turbinas se encuentra en sus gases de escape, y son estos los que deben explotarse para proporcionar vapor o agua caliente. La energía contenida en el escape de una turbina de gas es adecuada para generar vapor de alta presión.

Hay tres configuraciones principales para una planta de cogeneración de turbina de gas:

1. Configuración simple: Instalar una turbina de gas para generar energía eléctrica y usar los gases de escape para generar vapor, todo lo cual se usa para generar calor de proceso o para satisfacer otras demandas de calor (Figura 3.4).

2. Adaptar la planta incorporando una turbina de vapor, para que cualquier exceso de vapor pueda usarse para generar más energía eléctrica como en una planta de ciclo combinado (Figura 3.5).

3. Adaptar la caldera con un sistema de calentamiento adicional (recalentamiento) para que el conjunto pueda generar vapor adicional más allá de la cantidad que la turbina de alta presión puede proporcionar (Figura 3.6).

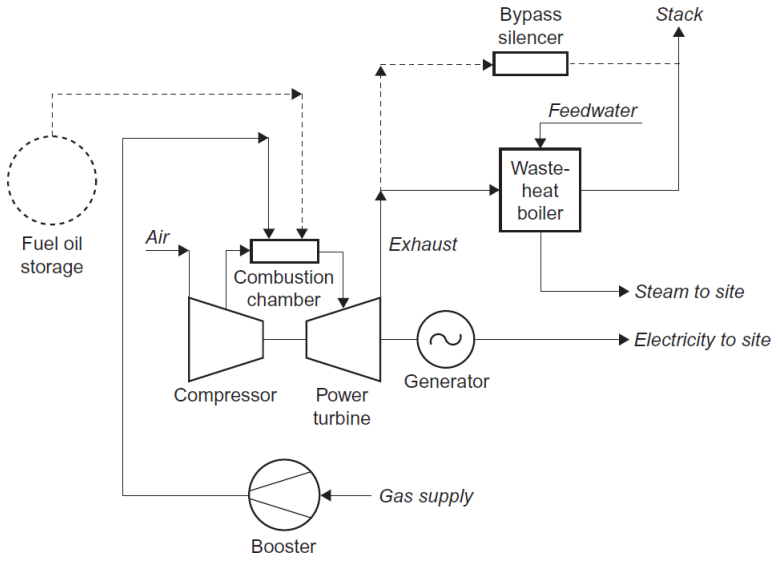

Figura 3.4: Turbina de cogeneración en base a gas

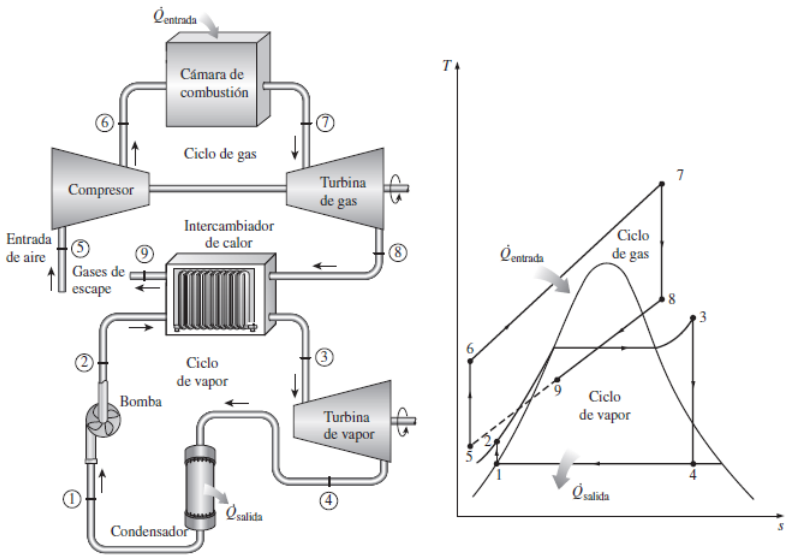

Figura 3.5: Central eléctrica combinada de gas y vapor

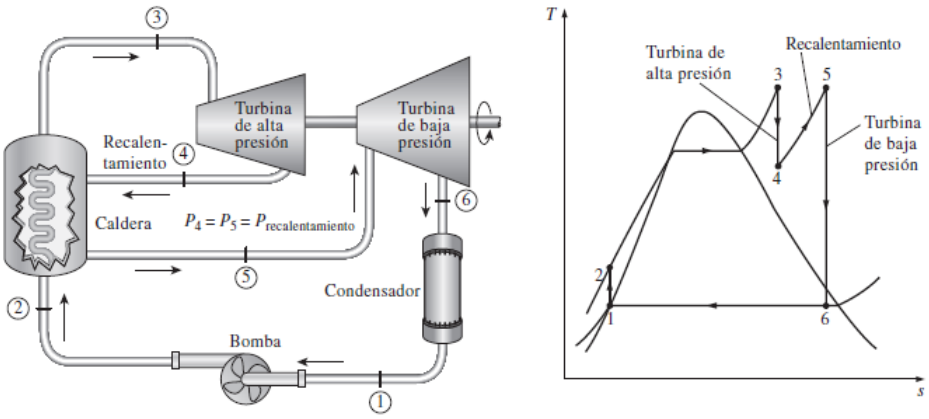

Figura 3.6: Ciclo Rankine ideal con recalentamiento

Los sistemas de CHP de turbina de gas generalmente se instalarán en situaciones industriales donde la demanda de calor es alta. Si el sistema está diseñado para ajustarse estrechamente a la demanda eléctrica y de calor, se pueden lograr eficiencias de hasta 90 %.

Los límites de emisiones, puede cumplirse sin sistemas adicionales de control cuando la turbina de gas es pequeña, sin embargo, las unidades más grandes generalmente requerirán algún sistema de tratamiento de gases de escape. En general, el producto principal que debe controlarse es el óxido de nitrógeno, las unidades muy grandes también pueden necesitar sistemas para controlar el monóxido de carbono e hidrocarburos.

De acuerdo a la demanda y a las características del sistema que se desee atender, es posible desarrollar una configuración de lata complejidad, un ejemplo de ello se puede ver en la Figura 3.7.

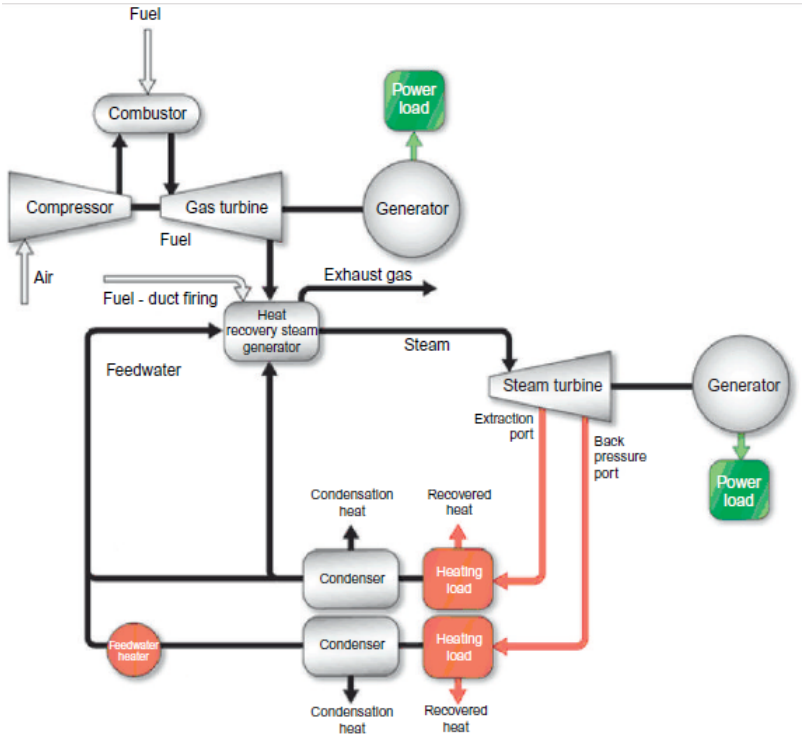

Figura 3.7: Sistema complejo de turbina de cogeneración en base a gas con turbinas de vapor de extracción

3.1.3. Microturbinas

Las microturbinas corresponden a otro tipo de turbinas de gas, que pueden ser usadas en aplicaciones de menor tamaño de cogeneración. En general, estas máquinas térmicas funcionan a velocidades muy altas, las capacidades para estas máquinas varían desde tan solo $25[kW]$ hasta quizás $250[kW]$, existiendo unidades de mayor tamaño, las cuales se encuentran $250[kW]$ y $500[kW]$; al igual que las turbinas de mayor tamaño, estas pueden quemar diferentes combustibles: gasolina, diésel, alcohol y gas natural.

La mayoría de las microturbinas incorporan un generador (eléctrico) buscando compactar la estructura general del equipo. Ahora bien, las velocidades de operación de estas máquinas impiden que se puedan conectar directamente a la red, por lo que se equipan con interfaces adecuadas para convertir las salidas de alta frecuencia a frecuencia de red a $50[Hz]$ o $60[Hz]$ [Breeze(2014), p. 123]. La generación de electricidad tiene una eficiencia entre 15 % al 30 %; lo anterior no es un problema, ya que las microturbinas suelen diseñarse para aplicaciones de CHP con sistemas de recuperación de calor residual capaces de proporcionar agua caliente o, en algunos casos, vapor de baja presión [Breeze(2014), p. 123].

Ahora bien, las microturbinas se suelen proveer de forma compacta y con sólo tres conexiones requeridas: suministro de gas, una conexión eléctrica y una conexión proveer agua caliente. Considerando el tamaño y la baja generación de contaminación acústica, este tipo de máquinas ha podido ser instalada en diversos lugares, los cuales comprenden desde escuelas y hospitales y hasta pequeñas industrias. Actualmente el desarrollo de microturbinas tiene una orientación para el consumidor doméstico, de esta forma, los "paquetes" cuentan con una salida eléctrica de solo $3[kW]$, junto con salidas para suministrar agua caliente para calefacción entre otros usos. Un ejemplo de este tipo de equipos se puede ver en la Figura 3.8.

Figura 3.8: Microturbina para generación con CHP

3.1.4. Turbinas de Vapor

Las turbinas de vapor se dividen principalmente en:

- Turbina de contrapresión
- Turbina de Vapor por extracción

El Ciclo Rankine determina el funcionamiento de las turbinas de vapor. Este ciclo se puede reducir a cuatro procesos y está esquemáticamente represetando en la Figura 3.9

1. El agua de alimentación de la caldera (condensado) se presuriza hasta la presión de operación de la caldera para luego inyectarse en ella. La temperatura del agua aumenta un poco durante este proceso de compresión isentrópica debido a una ligera disminución en el volumen específico del agua.

2. El agua ingresa como líquido comprimido, se calienta y se evapora en la caldera, la caldera funciona quemando algún combustible (fósil, biomasa, etc). El vapor resultante puede supercalentarse para aumentar su entalpía y reducir la humedad (estado 3). La caldera, junto con la sección donde el vapor se sobrecalienta (sobrecalentador), recibe el nombre de generador de vapor.

3. El vapor se expande en la turbina a una presión más baja. Una pequeña parte de la energía térmica de vapor se convierte en energía cinética que se utiliza para impulsar una carga giratoria, vale decir, se pro duce trabajo al hacer girar el eje conectado a un generador eléctrico.

4. El vapor se condensa por medio de enfriamiento en el condensador, el cual actúa como un gran intercambiador de calor, rechazando el calor hacia un medio de enfriamiento como un lago, un río o la atmósfera. El vapor sale hacia la bomba, completando de esta forma el ciclo.

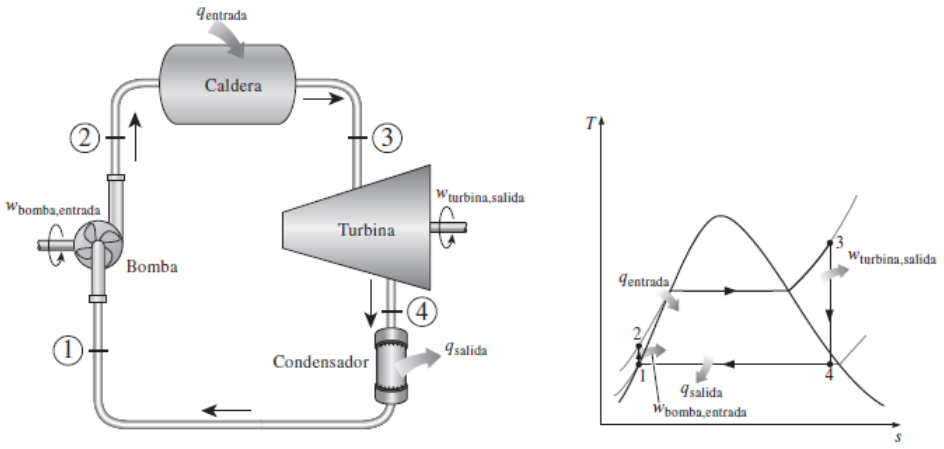

Figura 3.9: Esquema de ciclo Rankine ideal simple

La turbina de vapor es flexible ya que genera potencia y vapor de manera independientes. Normalmente se utilizan turbinas de vapor en un sistema de cogeneración cuando exista demanda de vapor de alta presión y alta calidad para algunos procesos industriales [Breeze(2014)].

Las grandes plantas de vapor diseñadas exclusivamente para la generación de energía tienen eficiencias de hasta el 45 %, pero las unidades más pequeñas empleadas para las aplicaciones de CHP generalmente proporcionan eficiencias de 30-42 %; estas turbinas son generalmente más simples en diseño también. Las turbinas de vapor están disponibles en prácticamente cualquier tamaño desde $50[kW]$ hasta $1{,}300[MW]$ [Breeze(2014)].

Existen factores claves que permiten analizar rápidamente si las turbinas de vapor son la tecnología adecuada para alguna aplicación en específico. La Figura 3.10 muestra un resumen de los aspectos más relevantes a tener en cuenta para este tipo de equipos.

Factores Clave: Turbinas de Vapor	
Rango de Capacidad	45 kWe a 500 MWe
Capacidad típica para cogeneración	300 kWe – 50 MWe
Eficiencia Eléctrica	20-30%
Nivel de temperatura requerido (vapor)	Mayor a 400 °C
Campo de Aplicación	Industria, plantas de generación

Figura 3.10: Factores clave para las turbinas de vapor

Generalmente, los sistemas de cogeneración por turbina de vapor se caracterizan por una baja proporción entre potencia y calor generado (entre 0,05 a 0,2), esto se debe a que las turbinas de vapor usualmente generan electricidad como un co-producto de la generación de vapor, a diferencia de las turbinas a gas o motores de combustión interna. Debido a su diseño, las turbinas de vapor son eficientes para sistemas de alta capacidad (por sobre $10[MW]$); de esta forma, las aplicaciones de cogeneración maximizan la eficiencia global mediante la utilización de vapor en procesos.

Hay una variedad de formas de configurar un sistema de caldera / turbina de vapor para proporcionar tanto energía eléctrica como calor. Algunos de estas opciones se enuncian continuación:

1. Un método es tomar calor directamente de la caldera para suministrar calor a cualquier proceso que lo necesite con cualquier excedente que se dirija a una turbina de vapor para generar electricidad. Tal disposición normalmente será económicamente efectiva si el proceso industrial usa la mayor parte del vapor; la adición de una pequeña unidad de turbina de vapor permite una generación de energía limitada cuando hay exceso de vapor disponible.

2. Una configuración más común utiliza lo que se conoce como turbina de vapor de contrapresión (ver Figura 3.11). En esta configuración, el vapor de la caldera va directamente a la turbina de vapor, que extrae una parte de la energía que contiene. El vapor que sale de la turbina, aún a una temperatura y presión elevadas, se dirige luego al proceso donde se requiere calor. Normalmente, esto se usará cuando se requiera vapor a baja presión y baja temperatura, pero al equilibrar el tamaño de la turbina y la caldera, la temperatura y presión del vapor se pueden adaptar al proceso en cuestión. Los sistemas de CHP de turbina de vapor de contrapresión son ampliamente utilizados en la industria.

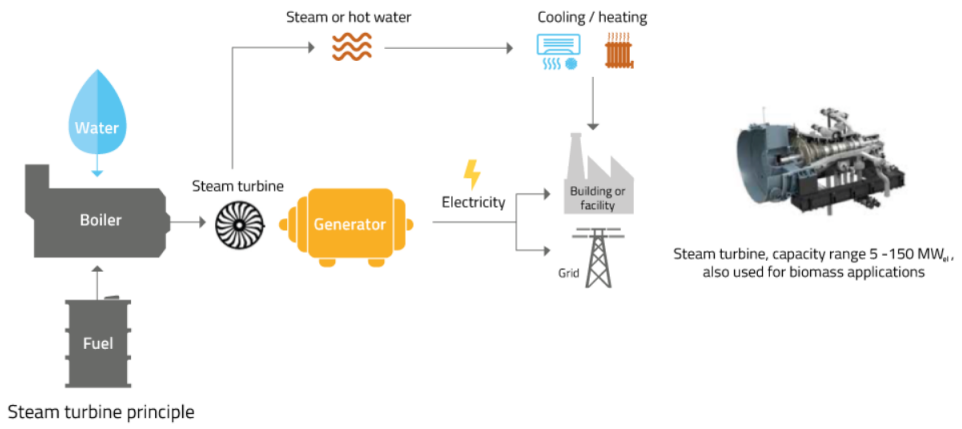

Figura 3.11: Cogeneración con turbinas de vapor

3.1.5. Celdas Combustibles

Las celdas combustibles (Fuel Cells) son una tecnología que ha sido utilizada por varios años, pero aún no ha alcanzado producción a gran escala debido a su elevado costo de inversión por kW de potencia. Es posible diferenciarlas en tres grandes áreas:

- Celdas combustibles Portátiles: entre $5[W_e]$ a $20[kW_e]$
- Celdas combustibles Estacionarias: Entre $0{,}5[kW_e]$ a $400[kW_e]$
- Celdas combustibles para el transporte: entre $1[kW_e]$ y $100[kW_e]$

Estas son operadas principalmente con hidrógeno como combustible, sin embargo también existen configuraciones en las que se utiliza biogás.

Las principales aplicaciones para esta tecnología son, por ejemplo, hospitales y aeropuertos, los cuales son dependientes de un suministro ininterrumpido de combustible.

Debido a su costo de inversión elevado, el fomento de esta aplicación está limitado y requeriría de programas de fomento específico para su despliegue en economías emergentes. En general, las celdas combustibles son utilizadas en aplicaciones especiales y no convencionales.

3.2. Configuraciones

La elección de la configuración específica depende directamente de la relación entre la demanda de calor y los requerimientos de potencia eléctrica. De esta forma, pueden existir las siguientes opciones:

- Superior: El equipo de cogeneración utiliza la energía del combustible inicialmente para producir electricidad. La energía residual se utiliza como calor útil.
- Inferior: El equipo de cogeneración utiliza la energía del combustible inicialmente para producir calor útil. La energía residual es utilizada para generar electricidad.

3.3. Comparación entre tipos de máquinas térmicas

Cada tecnología y configuración responde a ciertas características operacionales, de esta forma, el primer gran criterio de selección corresponderá al rango de capacidades donde deberá prestar servicios. La Figura 3.12 resume para las diferentes tecnologías revisadas en este capítulo, los rangos de trabajo, el tipo de combustible usado, las eficiencias que ofrecen cada uno de estos equipos, entre otras características.

	Steam turbines	Diesel engines	Spark ignition engines	Combustion turbines	Micro-turbines	Stirling engines	Fuel cells
Capacity range	50 kW–500 MW	5 kW–20 MW	3 kW–6 MW	250 kW –50 MW	15–300 kW	1 kW–1.5 MW	5 kW–2 MW
Fuel used	Any	Gas, propane, distillate oils, biogas	Gas, biogas, liquid fuels, propane	Gas, propane, distillate oils, biogas	Gas, propane, distillate oils, biogas	Any (gas, alcohol, butane, biogas)	Hydrogen and fuels containing hydrocarbons
Efficiency electrical (%)	7–20	35–45	25–43	25–42	15–30	~40	37–60
Efficiency overall (%)	60–80	65–90	70–92	65–87	60–85	65–85	85–90
Power to heat ratio	0.1–0.5	0.8–2.4	0.5–0.7	0.2–0.8	1.2–1.7	1.2–1.7	0.8–1.1
Output heat temperature (°C)	Up to 540	[a]	[a]	Up to 540	200–350[b]	60–200	260–370
Noise	Loud	Loud	Loud	Loud	Fair	Fair	Quiet
CO_2 emissions (kg/MWh)	[c]	650	500–620	580–680	720	672[d]	430–490
NO_x emissions (kg/MWh)	[c]	10	0.2–1.0	0.3–0.5	0.1	0.23[d]	0.005–0.01
Availability (%)	90–95	95	95	96–98	98	N/A	90–95
Part load performance	Poor	Good	Good	Fair	Fair	Good	Good
Life cycle (year)	25–35	20	20	20	10	10	10–20
Average cost investment ($/kW)	1000–2000	340–1000	800–1600	450–950	900–1500	1300–2000	2500–3500
Operating and maintenances costs ($/kWh)	0.004	0.0075–0.015	0.0075–0.015	0.0045–0.0105	0.01–0.02	N/A	0.007–0.05

Figura 3.12: Características y parámetros para equipos y sistemas de CHP

Complementariamente, la AChEE ha publicado dos esquemas que permiten realizar una selección rápida de la tecnología a usar, dichos esquemas se muestran en las Figuras 3.14 y 3.13 respectivamente.

En relación a la eficiencia, se puede indicar que a mayor potencia requerida, las turbinas de vapor tienen mejores rendimiento que un motor de vapor. No obstante esto, los motores de CHP pueden trabajar entre potencias de $10[kW]$ a $10[MW]$, teniendo en este rango eficiencias que se ubican entre el 30 % y 45 %; vale decir, las tecnologías de CHP pueden competir con otras tecnologías ofreciendo mejores desempeños eléctricos para una determinada exigencia. Una gráfica representativa de esto es la Figura 3.13 que se muestra a continuación.

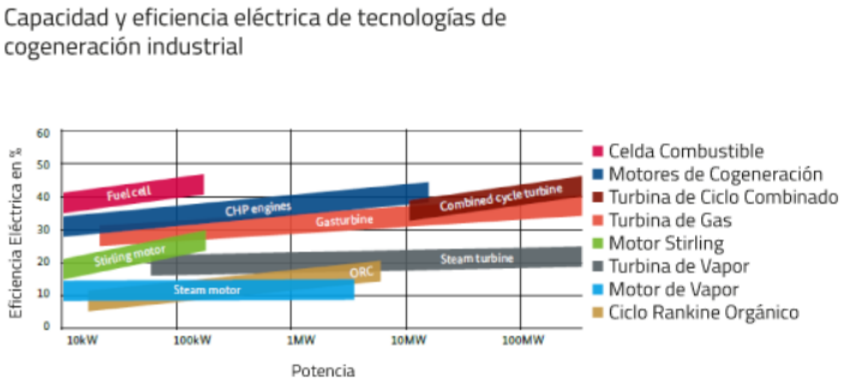

Figura 3.13: Capacidad y eficiencia eléctrica de tecnologías de CHP industrial

Finalmente, otro esquema representativo se muestra en la Figura 3.14; en el eje de las abscisas de dicho esquema, se pueden ver las potencias eléctricas y en el eje de las ordenadas, una relación de energía eléctrica producida (demandada) dividido por la energía calórica producida (demandado), vale decir, este eje corresponde a un índice o ratio.

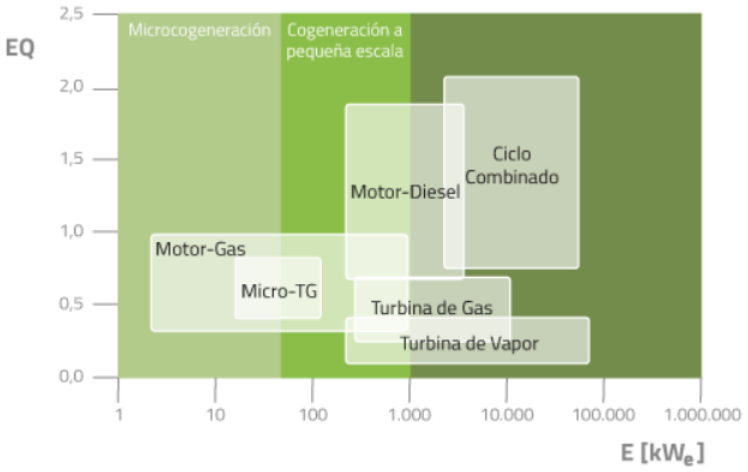

Figura 3.14: Tecnologías de cogeneración para diferentes relaciones entre producción de electricidad y calor.

Capítulo 4

Marco Normativo

En el contexto nacional, los proyectos relacionados a la generación eléctrica deben cumplir con una serie de normativas que regulan tanto su concepción como su posterior funcionamiento. La cogeneración es una tecnología que permite la generación simultánea tanto de energía eléctrica como de calor útil, de esta forma, se subentiende que cualquier proyecto que se base en este modelo debe someterse a la legislación nacional que gobierna su existencia.

4.1. Normativas

A modo general las normas, los reglamentos, los decretos y los instructivos, se puede consolidar en seis grupos:

- Reglamentos para el manejo de combustibles. Dentro de estas normas es posible encontrar decretos asociados al almacenamiento, transporte y abastecimiento de combustibles; instalaciones de gas e instalaciones de biogás.

- Normativas que establecen las características y los requerimientos para los equipos que serán usados en los proyectos. Dentro de las regulaciones existentes es posible encontrar reglamentos de calderas, equipos que usen vapor de agua, reglamentos para las certificaciones de productos eléctricos y de combustibles, entre otros.

- Normas para las instalaciones eléctricas, tanto para proyectos de baja tensión, como de media y alta tensión; regulaciones para las condiciones mínimas de

seguridad ya sea en la construcción, en los montajes, en la operación y en el mantenimiento de subestaciones de transformación, entre otras.

- Regulaciones ambientales y sanitarias.

- Normativas para la generación y venta de electricidad. Particularmente en estas regulaciones se encuentra la Ley 20.571, también conocida como Netbilling, además, se encuentran las Leyes Corta I y Corta II, las Ley de ERNC, entre otros reglamentos para pequeños medios de generación no convencionales.

- Reglamentos y normativas específicas para Cogeneración.

Ahora bien, como se verá en el siguiente Capítulo 5, la tecnología técnicamente factible para el éxito de este proyecto corresponde a micro-cogeneración. Lo anterior no sólo facilita en gran parte su desarrollo, sino que además, los aspectos legales a tener en cuenta se limitan bastante: no existe necesidad de transportar ni abastecer combustible, no será necesaria una instalación de media ni de alta tensión, entre otros aspectos.

4.2. Normativas particulares para el proyecto

A continuación, se realizará una breve revisión de las normativas más relevantes que afectan de forma directa al proyecto, tomando en cuentas los aspectos mencionados en el apartado anterior y los alcances de este análisis declarado en los objetivos secundarios de esta memoria.

4.2.1. Cogeneración

En el año 2006 el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción (actual Ministerio de Economía, Fomento y Turismo) a través de la Subsecretaria de Economía, Fomento y Reconstrucción (actual Subsecretaría de Economía y Empresas de Menor Tamaño de Chile), publicó un Decreto por Fuerza de Ley (DFL 4/2006) que definió dos aspectos inherentes e importantes para este proyecto: los medios de generación renovables no convencionales (artículo 225º letra aa) y lo que se entiende por una instalación de cogeneración eficiente (artículo 225º letra ac).

De acuerdo a este decreto, se entiende por medios de generación renovables no convencionales, cualquiera que presente algunas de las siguientes características: aquellos medios cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, la energía hidráulica, la energía geotérmica, la energía solar, la energía eólica o la energía mareomotriz, además de "otros medios determinados fundadamente por la CNE, 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".

En el mismo decreto se define una instalación de cogeneración eficiente como aquella en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso, de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento respectivo.

De ahí en más las leyes que han sido publicadas han estado en línea con fortalecer la generación de energía a través de fuentes renovables no convencionales, estimulando la diversificación de nuestra matriz energética, tanto primaria como secundaria, en línea con aspectos económicos y medioambientales definidos en nuestras políticas públicas.

Existe actualmente una instrucción técnica (RGR N° 05/2017) que regula el "Diseño y ejecución de las instalaciones de cogeneración eficientes conectadas a redes de distribución"; el alcance y campo de aplicación de este documento tiene directa relación con los proyectos acogidos a la ley 20.571 (Netbilling, la que será revisada en el siguiente numeral), vale decir, las instalaciones de cogeneración que permitan inyectar a la red los excedentes que sean producidos. En caso de que el presente proyecto cuente con las características mínimas necesarias para vender los excedentes según la ley antes indicada, esta instrucción técnica deberá ser la guía a través de la cual se ejecute.

4.2.2. Netbilling

En Chile, la Ley de Generación Distribuida (Ley 20.571) también se conoce también como "Ley de Netbilling" o como "Generación Ciudadana". Este es un sistema que permite a los clientes regulados[1] que cuenten con un sistema de autogeneración de

[1]Clientes cuya potencia conectada es inferior a 500 kW. Los precios de los clientes regulados se fijan mediante los decretos de precio de nudo que emite la CNE. A los clientes abastecidos por una empresa de distribución (p. ej. cliente residencial), la distribuidora les traspasa el precio de nudo (precio al que compró la energía) y adiciona el VAD (cargo que cubre los servicios de distribución). Los clientes cuya potencia conectada esté entre 500 y 2.000 kW pueden optar a ser clientes regulados. `http://www.centralenergia.cl/biblioteca/glosario-mercado-electrico/`

energía en base a Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y/o cogeneración eficiente, vender los excedentes a la distribuidora eléctrica, a un precio previamente establecido y de conocimiento público. El espíritu de esta ley busca estimular que los pequeños consumidores de energía instalen sistemas ERNC para su autoabastecimiento.

Todos los sistemas que deseen hacer uso de esta ley, deben en primer lugar ser declarados en la SEC, proceso que debe ser llevado a cabo por un instalador autorizado; esta declaración debe contener los detalles técnicos tanto de la instalación como de los productos a ser usados, esto último es importante ya que existe un listado específico de los elementos que pueden ser usados en los sistemas de generación. Una vez ha sido declarado el sistema, la SEC procede a fiscalizar la instalación, paso necesario para verificar el cumplimiento de los requerimientos técnicos; en caso de esta fiscalización sea exitosa, la superintendencia autoriza el funcionamiento, permitiendo así que el cliente notifique a la distribuidora eléctrica su conexión a la red.

La SEC pone a disposición de la ciudadanía un listado de los productos autorizados para ser utilizados en sistemas de generación ciudadana, así como la información de contacto de todos los instaladores que ya han declarado exitosamente algún sistema de este tipo. Es importante tener en cuenta el listado de productos autorizados, ya que si el proyecto presentado no se rige por estas regulaciones, el instalador deberá subsanar cualquier brecha o desadherencia al proceso con el fin de lograr la conexión exitosa.

Requisitos Generales:

- Clientes regulados: Clientes con tarifas reguladas.
- Generación basada en energías renovables o cogeneración eficiente.
- Capacidad de generación de hasta 300 kW.
- Medidor bidireccional.
- Inversores y módulos fotovoltaicos autorizados por SEC.
- Instalación ejecutada e inscrita por un electricista autorizado por SEC.

Existe un proceso abreviado para declarar proyectos en la SEC, el cual tiene tiempo total de tramitación de 30 días (entre que se presenta y se obtiene resolución); las instalaciones que pueden acogerse a esta tramitación son aquellos sistemas pequeños. Se entiende por un sistema pequeño, aquellos que:

1. Sistemas fotovoltaicos de hasta 10 kW conectados en baja tensión.

2. La potencia del sistema fotovoltaico, sumada a la de otros generadores conectados al mismo transformador, no supera el 10 % de la capacidad de este último.

4.2.3. Calefacción distribuida

La calefacción distrital (district heating o DH por sus siglas en inglés), calefacción distribuida, calefacción urbana o calefacción de barrio corresponde a un método centralizado de generación de calor para proveer de calefacción y agua caliente sanitaria a un sector geográfico determinado. Se trata de un sistema que transporta calor, generalmente a través de agua, mediante una red de tuberías con aislamiento que conecta la central generadora con los consumidores finales [LyD(2018)].

El sistema se puede resumir en tres grandes actores: una central generadora de calor, una red de distribución de calor a los consumidores y las instalaciones domésticas o central de viviendas, los que aprovechan el calor en forma de calefacción o de agua caliente sanitaria (ACS). Todo lo anterior, mediante un circuito cerrado para el fluido calo-portador, según se puede observar en la siguiente figura.

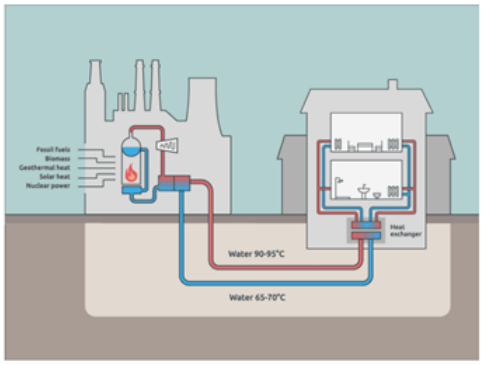

Figura 4.1: Esquema general de sistma de calefacción disribuida

A la fecha de redacción de la presente memoria no se han encontrado regulaciones o normativas específicas para esta tecnología, a nivel nacional; no obstante lo anterior, existe una amplia gama de información a nivel internacional, concentrados principalmente en los países donde esta tecnología se encuentra vigente. Estas regulaciones abarcan un amplio espectro de variables: requisitos para instalación, regulación de venta entre privados, normativas para venta a organismos públicos, regulaciones para la

contabilidad de las empresas, requerimientos técnicos para la implementación de proyectos, entre otros aspectos [MINSAL(2012)].

Si bien no ha sido posible encontrar regulaciones para la distribución distrital, si existen directrices asociadas al dimensionamiento, instalación y mantenimiento de calderas individuales, autoclaves y equipos que en general utilizan vapor de agua, ahora bien, este reglamento no aplica a las calderas instaladas en locomotoras o en embarcaciones y calderas de calefacción por agua caliente de uso domiciliario, cuando este sistema comprenda sólo calefacción para una casa habitación en forma individual [UDeC(2013)].

Hay dos aspectos críticos a nivel nacional que han puesto sobre la mesa la discusión sobre esta tecnología, la primera es la alta y descontrolada contaminación que existe en las regiones que basan su calefacción en la leña y, la Crisis del Gas que tuvo lugar en enero de 2011 en Punta Arenas. Respecto de la primera situación, en abril de 2017 se suscribió un acuerdo entre la Subsecretaría de Medio Ambiente y el alcalde de Temuco, para desarrollar la implementación de calefacción distrital, buscando mejorar la calidad del aire como principal objetivo, proceso que busca proveer de calefacción limpia a 10 hogares en 6 años [Austral(2017)] ; la segunda referencia llevó a la Universidad de Chile en conjunto con Gamma Ingenieros a desarrollar una “Evaluación Técnico-Económica de calefacción distrital en Punta Arenas”. Estos antecedentes, sumados a la política energética que actualmente declara nuestro país, estimulará la generación de leyes, normativas y reglamentos asociados a la calefacción distrital en el mediano plazo.

Capítulo 5

Desarrollo: Evaluación Técnica y Evaluación Económica

5.1. Metodología

La realización de la presente evaluación técnica, se realiza bajo una metodología que inicia con un diagnóstico energético, esta etapa es de suma importancia para la correcta evaluación de un equipo de cogeneración o CHP y de la consigna de operación, vale decir, si seguirá la demanda eléctrica (cogeneración de cabeza) o la demanda térmica (cogeneración de cola); durante el diagnóstico se recopila, analiza y construye el balance de energía, se estudian las diferentes cargas, tanto térmicas como eléctricas y se revisan los análisis de correlación con variables independientes. Antes de comenzar con la explicación detallada, en la Figura 5.1 se presenta un diagrama de flujo, que resume de forma conceptual la totalidad de las actividades a ser realizadas.

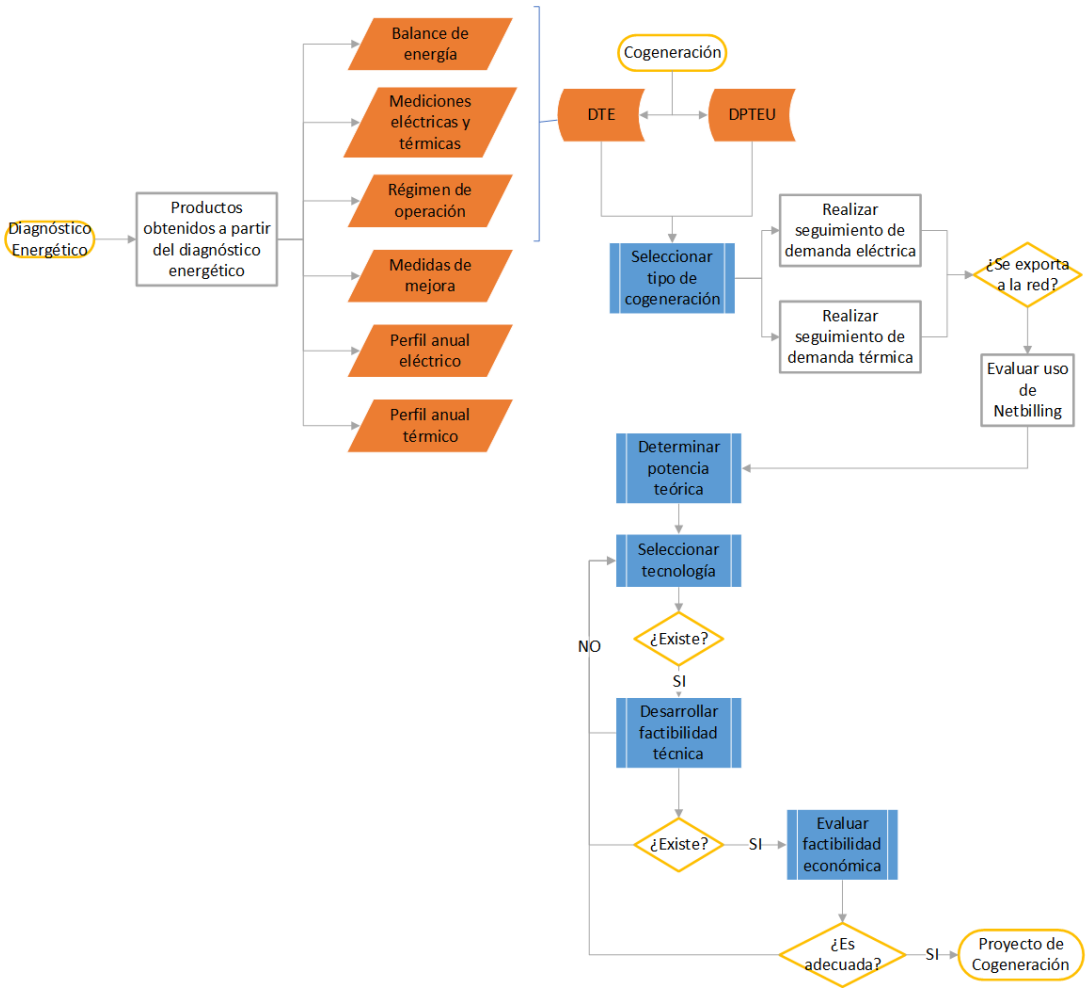

Figura 5.1: Flujograma de la metodología seguida para el desarrollo del proyecto

Los resultados obtenidos a partir del diagnóstico energético, nutren la evaluación propiamente tal de la cogeneración. Ahora bien, para ejecutar esta evaluación, la primera actividad que debe ser desarrollada es la determinación de las curvas de demanda de potencia eléctrica (DPE) y la demanda de potencia térmica útil (DPTEU). Esta determinación se realiza siguiendo estos pasos:

- A partir del balance de energía y los regímenes de operación, se construyen los perfiles diarios tanto térmicos como eléctricos.
- Luego, con las correlaciones de variables independientes y la facturación anual, se proyectan estos perfiles diarios a lo largo de un año.
- Posteriormente, se ordenan de manera decreciente, obteniéndose las DPTEU y

DPE.

Definidas las dos curvas antes mencionadas, se procede a seleccionar la tecnología de cogeneración adecuada para estos perfiles de consumo, además, se realiza un análisis de variables del lugar, entorno, entre otros, de manera de obtener una potencia teórica de la máquina propuesta, esto se muestra en la Figura 5.2, la que corresponde a una sección particular del flujograma general presentado en la Figura 5.1.

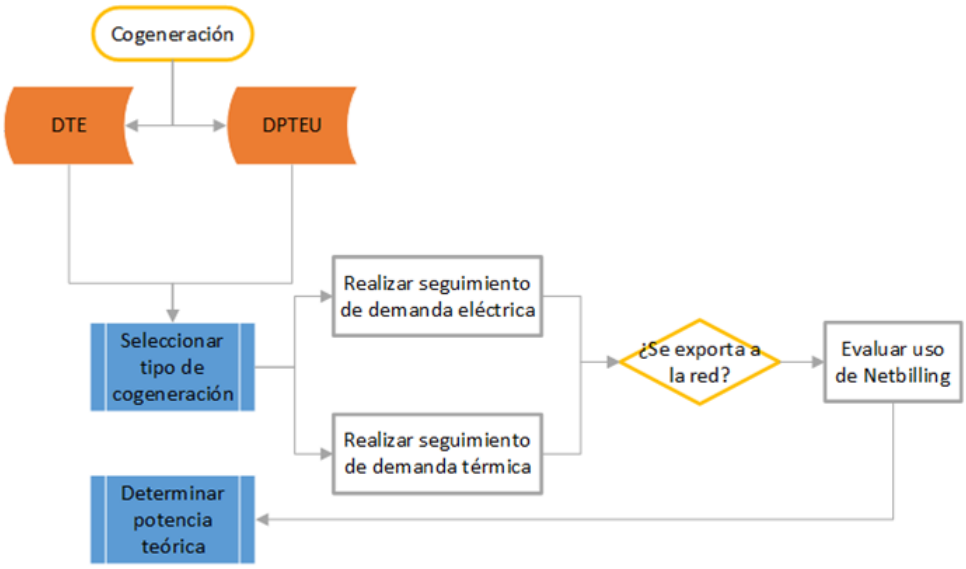

Figura 5.2: Pasos para selección de tecnología y definición de demanda teórico. Extracto de Figura 5.1

Tal como se mencionó previamente, son usuales dos tipos configuraciones de cogeneración: la que sigue la demanda eléctrica (cogeneración de cabeza) o la que sigue la demanda térmica (cogeneración de cola). Lo anterior es una definición importante, ya que se debe tener presente que por cada unidad de energía eléctrica generada, se obtienen al menos dos unidades de energía térmica, por lo tanto, la elección de la configuración (según demanda) debe tomar en consideración no sólo las curvas de DPTEU y DPE (pese a que son el punto de inicio de cualquier análisis), sino que también, y dados los avances en el marco normativo del país, el entorno, como por ejemplo, la opción de inyección de energía eléctrica a la red.

Además de las potencias, se deben tener en consideración los tiempos de funcionamiento de la máquina, tanto por el retorno de inversión, como también para optimizar la vida útil de esta. Es por lo anteriormente descrito que se cuenta con un algoritmo que determina la potencia óptima teórica, equilibrando los dos objetivos básicos, utilizando para esto, regresiones de valores promedios y genéricos asociados a la eficiencia eléctrica y térmica de equipos de diversas potencias, sus costos de inversión y costos de operación. De esta forma, una vez se ha seleccionado la tecnología, se procede a realizar la respectiva evaluación técnica para finalizar con la evaluación económica. Lo antes explicado se muestra como un flujo de proceso en la Figura 5.3.

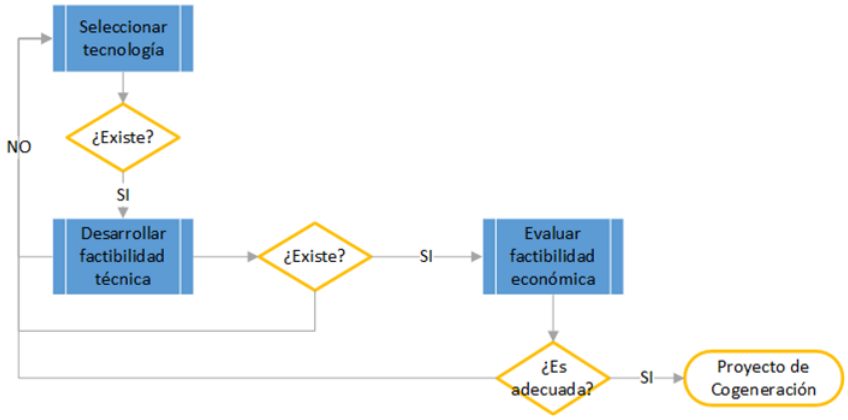

Figura 5.3: Subprocesos desarrollados una vez se ha seleccionado la tecnología adecuada para el proyecto

Para evaluar la rentabilidad del proyecto de cogeneración se suman todos los costos anualizados relacionados con la instalación y con la operación, se consideran además los ahorros e ingresos alcanzables en comparación a un caso de referencia sin cogeneración. Es necesario mencionar que para el condominio estudiado, la energía eléctrica es abastecida por la distribuidora local, mientras que la calefacción y el agua caliente sanitaria es generada de manera individual (casa a casa) a través de calderas de pequeño tamaño en base a gas natural, combustible que también es abastecido a través de un distribuidor local. En el caso de la cogeneración se considerarán las mismas calderas como respaldo en tiempos de demanda de punta y para el caso de falla en el equipo CHP. Para la evaluación económica del proyecto de cogeneración, por lo tanto, las inversiones relacionadas a las calderas no son relevantes y no serán consideradas, todos los precios y costos serán valores netos sin tener en cuenta el impuesto al valor agregado.

5.2. Consideraciones sociales y económicas

El sector precordillerano de la ciudad de Santiago, presenta en toda su extensión características sociales y económicas que determinan no sólo el comportamiento en lo que respecta al consumo de bienes y servicios, si no que también el estándar y calidad de vida, la sensibilidad respecto de los temas medioambientales y la capacidad de inversión para proyectos de eficiencia energética, entre otro sin número de cualidades que pueden ser consideradas. De esta forma, se recomienda tener presente las siguientes consideraciones al momento de evaluar este proyecto para el condominio en estudio, las que se pueden estimar como supuestos válidos:

- De acuerdo a las dimensiones definidas para la Encuesta Casen [Social(2015)], las viviendas y familias del micro barrio no presentan carencias en ninguna de ellas. Vale decir, las grupos humanos del condominio no tienen carencias en vivienda y entorno, redes y cohesión social, salud, trabajo y seguridad social y finalmente educación, por lo tanto, no sólo no se clasifican como familias pobres si no que además, sus viviendas no responden a las características de viviendas sociales.

- Los ingresos promedio de los habitantes del micro barrio se pueden clasificar en los grupos socioeconómicos ABC1 y C2 [FAU(2015)].

- El estándar de construcción de las viviendas cumple con todas las exigencias mínimas legales, satisface criterios arquitectónicos de eficiencia energética según las características climáticas de la zona central del país. Vale decir, las viviendas cumplen las exigencias térmicas de elementos envolventes, atienden las normativas climático habitacionales para la zona central (NCh1079-2008), entre otras [MINVU(2009)].

- El confort de las viviendas suele ser el adecuado para las personas que las habitan, no presentando molestias ya sea por frío, calor, ruido, iluminación, entre otros [MINVU(2009)].

- El consumo eléctrico promedio de las viviendas del sector en verano es de $180kWh$ al mes, presentando consumos promedios máximos en invierno de $220kWh$ al mes [Munoz(2013)].Estos consumos son mayores a los generados en comunas con menores ingresos [CNE(2015)].

Teniendo en consideración los puntos antes expuestos, es posible indicar sin alejarse de la realidad que, las medidas a ser tomadas para optimizar los consumos energéticos de este condominio no buscan atender necesidades básicas no resueltas, tampoco implicarán modificaciones o inversiones a nivel constructivo o arquitectónico. De esta forma, la implementación de un proyecto de cogeneración no busca mejorar necesariamente los estándares de vida, si no que pretende principalmente alinearse con las políticas públicas nacionales en lo que respecta a eficiencia energética según lo ampliamente explicado en el Capítulo 5.5.3.

5.3. Habitabilidad y confort

Se espera que una vivienda ofrezca a sus habitantes las condiciones medioambientales adecuadas para el desarrollo de sus actividades en situación de confort. El entorno exterior genera solicitaciones frente a las cuales el inmueble responderá según su arquitectura, los materiales utilizados en su construcción y el uso que le dan sus ocupantes.

La respuesta de la vivienda frente a estas demandas es variable en el tiempo, según las épocas del año, las horas del día, el régimen de uso e incluso según cómo se disponen los materiales en un cierto sistema constructivo. De este modo se observa entonces una permanente interacción entre el entorno, la vivienda y sus ocupantes.

Para realizar el diagnóstico energético y caracterización del grupo consumidor, se trabajó con una de las familias que conformán el grupo humano que habita el condominio. Al mismo núcleo familiar se le consultó por su sensación de satisfacción (confort) en la vivienda, desde el punto de vista de parámetros físicos, humanos y externos de influencia [MINVU(2009)] ya conocidos en las normas nacionales. El resultado de este levantamiento permitió determinar que:

- El grupo familiar declara completa satisfacción en lo que respecta a confort lumínico, pudiendo realizar todas sus actividades y visualizar los objetos dentro de su hogar, sin sentir cansancio o molestia y en un ambiente de colores agradables para la familia, independiente del horario y de la época del año.

- En relación a la calidad del aire, la familia se declara satisfecha, cuentan con tasas de renovación adecuados del mismo, tanto en invierno como en verano, disminuyendo de esta forma la presencia de partículas, gérmenes, gas carbónico, entre otros.

- La familia declara además que independiente de la hora del día y de la estación del año, presentan alto confort acústico, ya que el nivel de ruido existente tanto al interior de la vivienda como fuera de ella, no afecta el desarrollo normal de las actividades de las personas que habitan el inmueble, tampoco presentan alteraciones al descanso, ni a la comunicación.

- El confort higrotérmico se define como aquel estado en que las personas expresan satisfacción con el ambiente que lo rodea, respecto de esto, el grupo humano hace distinción de su nivel de contentamiento según la estación del año que se cuestione y analice:

  1. Presentan satisfacción respecto del confort higrotérmico durante la estación climática de verano. Vale decir, la familia siente complacencia con la temperatura lograda de forma natural al interior de la vivienda durante los meses de mayor temperatura, ya que la ubicación y orientación geográfica junto con las formas y materiales de construcción del inmueble, les facilita obtener una sensación adecuada de frescor.

  2. Presentan insatisfacción en el confort higrotérmico en los meses que conforman el invierno. La familia siente una comodidad acotada con las condiciones medioambientales logradas dentro de la vivienda en la estación antes mencionada: deben hacer uso de ropa adicional para lograr cierto grado de gozo; en el segundo piso sienten mayor dicha que en el primero; el esfuerzo[1] realizado para lograr la comodidad antes mencionada es mayor en el primer piso, sin lograr los resultados esperados. Lo anterior se puede explicar por:

     a) El primer piso del inmueble cuenta con amplios ventanales de cristal simple y delgado, sin uso de tecnología termopanel, por lo que sufren grandes pérdidas del calor generado (calefacción).

     b) Presencia de un vasto piso de material de alta conductividad térmica, es decir, el suelo raso ha sido revestido con palmetas de cerámica, el que cuenta con limitada cantidad de superficie revestida que permita mejorar el desempeño de la calefacción.

     c) Problemas generalizados de aislación térmica en el nivel ya mencionado, en los elementos que facilitan las perdidas de calor, vale decir,

[1] Inversión en combustible, tiempo de funcionamiento de la calefacción, entre otras consideraciones.

bordes de ventanales, holguras presentes entre las puertas y las restantes superficies, otros.

Hasta ahora, lo indicado con mayor o menor detalle en la presente sección, junto a lo mencionado en el numeral 5.2, permiten referenciar y tener presente los siguientes puntos:

- Por las condiciones socioeconómicas de las familias analizadas, los parámetros cualitativos de comparación respecto de la sensación de confort, cumplen mayores expectativas que los de familias que habitan viviendas con menor equipamiento, que cuentan con menores ingresos y/o que tienen menores niveles de escolaridad/educación.

- En términos generales, si bien la vivienda que la familia modelo actualmente habita, requiere leves modificaciones para mejorar el confort higrotérmico de sus habitantes, estos no son determinantes ni impiden la habitabilidad del inmueble, además responden a las exigencias normativas vigentes en el país. Esta merma en la sensación de confort se explica principalmente por las expectativas de la familia analizada.

5.4. Diagnóstico Energético

Tal como se indicó previamente, el trabajo se inicia con el desarrollo de un diagnóstico energético, este último corresponde al estudio y análisis del uso de la energía en un edificio, proceso o sistema cuyo objetivo principal es la identificación de oportunidades de ahorro de energía en las instalaciones [AChEE(2014)]. Un diagnóstico energético se realiza en tres fases:

1. Levantamiento de datos.
2. Contabilidad energética.
3. Identificación y cálculo de medidas de mejora.

En la Figura 5.1 se muestran los productos esperados a partir del diagnóstico energético realizado. Estos serán mostrados a lo largo del desarrollo de este apartado.

5.4.1. Fuentes de energía y principales usos

Las fuentes de energía utilizadas por las viviendas ubicadas en la Región Metropolitana en el sector pre cordillerano son fundamentalmente tres: electricidad, gas natural y gas licuado. Sin embargo, y a pesar de las restricciones legales existentes, se han detectado consumos de dendroenergía en forma de leña o pellet.

La vivienda en estudio donde se proyecta este análisis, cuentan con acceso a las mismas fuentes ya mencionadas: electricidad, gas natural y gas licuado. No obstante lo anterior, existen algunos puntos a tener en consideración:

- La vivienda actual cuenta con electricidad y gas natural, donde este último energético abastece una caldera (boillers individuales habilitados en cada casa) y la cocina.
- La caldera permite tener ACS y calefacción central, esto último se realiza a través de radiadores murales (puntos terminales).
- Debido a los costos de climatización, la familia ha decidido no hacer uso de esta red; de esta forma, la calefacción se realiza haciendo uso de gas licuado a través de cilindros, los cuales son instalados en estufas radiantes.

5.4.2. Recopilación de datos y Contabilidad energética

El recopilación de datos y la contabilidad energética estuvo constituida por varias fases y tal como se indicó anteriormente, se desarrolló con una de las familias que habita el condominio en estudio. En los numerales que siguen se explican brevemente las cuatro etapas desarrolladas, siendo los pasos 1 y 2 los que mayor información aportaron al presente proyecto:

1. Se instalaron medidores de consumo eléctrico (analizador de redes); esto permitió modelar el comportamiento diario de la demanda del grupo familiar, encontrando patrones característicos para los días hábiles y no hábiles de una semana. Dichos patrones son coherentes con los conocidos para un grupo habitacional y que se contrapone a los patrones de consumo de los grupos comerciales.

2. Se levantaron y registraron boletas de consumos eléctricos, de gua, de gas natural y de gas licuado, de los últimos 3 años. Esta exploración permitió establecer cánones de consumo estacionales según las condiciones climáticas imperantes en determinados períodos de tiempo; junto con mostrar claras alzas y caídas de en los consumos de acuerdo a los periodos escolares.

3. Se levantaron y registraron las características de la envolvente térmica de la vivienda, permitiendo esto la detección de los puntos o zonas de mayores pérdida energéticas. Esto fue realizado con cámaras termográficas.

4. Se utilizaron otros elementos de medición, para corroborar indicadores generales:

    - Luxómetro: Se usó para cuantificar el nivel de iluminación del recinto, esto facilitó validar la conformidad de los habitantes con los niveles de iluminación recomendados y/o necesarios.
    - Termoflujómetro: Fue utilizado para determinar el flujo de calor a través de los muros de la vivienda, pudiendo caracterizar las pérdidas de calor ocurridas.

5.4.3. Perfil anual térmico y eléctrico

La energía eléctrica demandada por la familia estudiada, corresponde a la adición de todos sus consumidores eléctricos, los cuales tienen perfiles estacionales, vale decir, la forma en la cual la familia consume electricidad es distinta en verano al ser comparada con la manera en la cual se distribuye el consumo en invierno. Es importante mencionar que los patrones de uso son similares a los de la sociedad chilena que habita en la zona central del país.

El consumo anualizado de electricidad se muestra en la Figura 5.4, se pueden ver máximos hacia el segundo semestre del año. Los meses de mayor demanda de la vivienda, corresponden a aquellos en los cuales la temperatura fue menor, lo anterior se ve levemente desplazado en el gráfico, siendo esto explicado por las fechas de facturación de la empresa distribuidora que suministra actualmente electricidad a la vivienda estudiada.

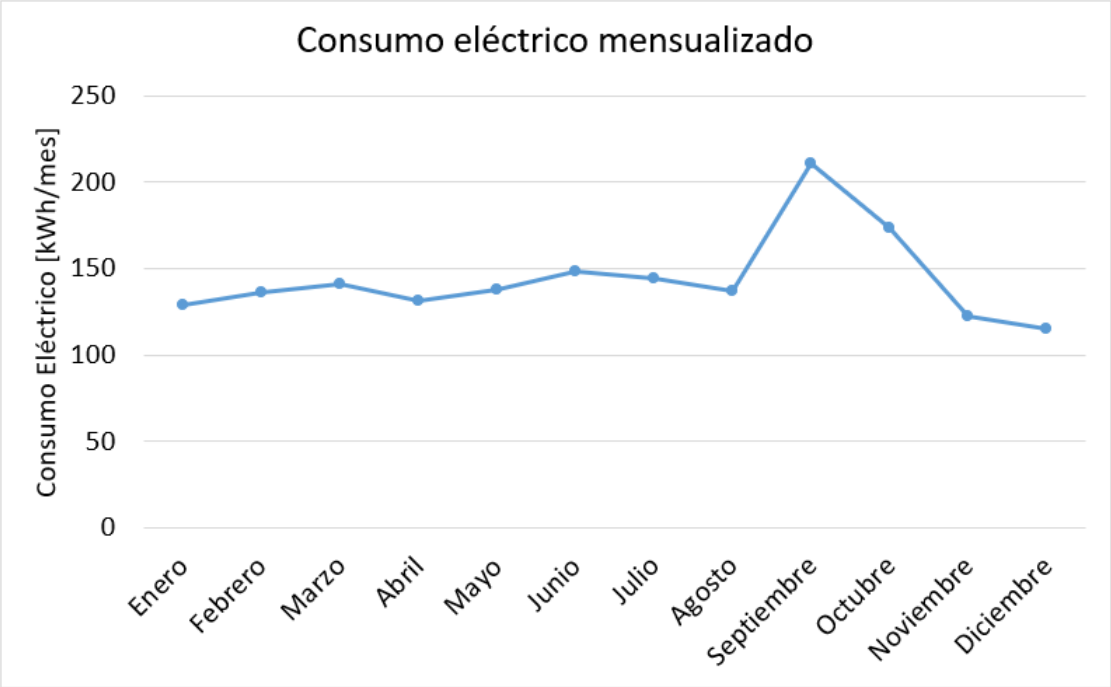

Figura 5.4: Consumo eléctrico anualizado

El consumo estandarizado y anualizado de gas se muestra en la Figura 5.5, se pueden ver máximos hacia el segundo semestre del año, con un claro aumento hacia la época estival. La estandarización mencionada se realizó convirtiendo a una misma unidad tanto el consumo de gas licuado como el de gas natural: el primero se compra en kilogramos y el segundo se vende en metros cúbicos; de esta forma, la comparación se puede hacer de forma adecuada bajo un indicador común: el kilowatt hora [kWh]. La explicación de este perfil de consumo se da principalmente por los siguientes aspectos:

- La caída en el consumo que se visualiza los primeros meses del año se debe a las vacaciones de verano de la menor que habita el lugar y por ende, a una reducción de un 50 % en la ocupación de la vivienda.
- Luego, se ve un aumento los meses de inicio de año escolar por el retorno de la totalidad de ocupantes.
- Se ve una tendencia hacia término del año, esto se debe principalmente a cambios en los hábitos de la familia: mayor uso de los espacios interiores, mayor cantidad de eventos familiares que demandan mayor carga eléctrica (cumpleaños, Fiestas Patrias, Navidad), entre otros.

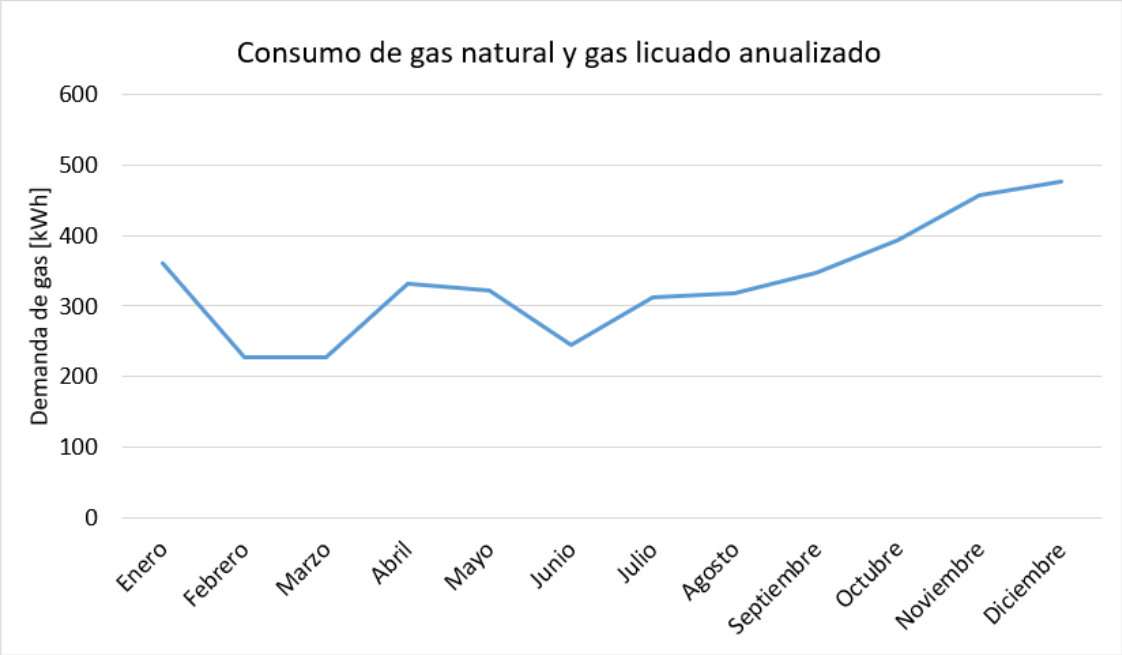

Figura 5.5: Consumo de gas estandarizado y anualizado

5.4.4. Balance energético

La distribución de los consumos eléctricos varía según la temporada climática. El consumo de este energético aumenta durante los meses de invierno, período en el cual presenta leves cambios en sus patrones. La información recopilada para la época invernal se puede ver en la Figura 5.6, esta gráfica fue construida en base al levantamiento realizado directamente en la vivienda que el grupo familiar actualmente habita.

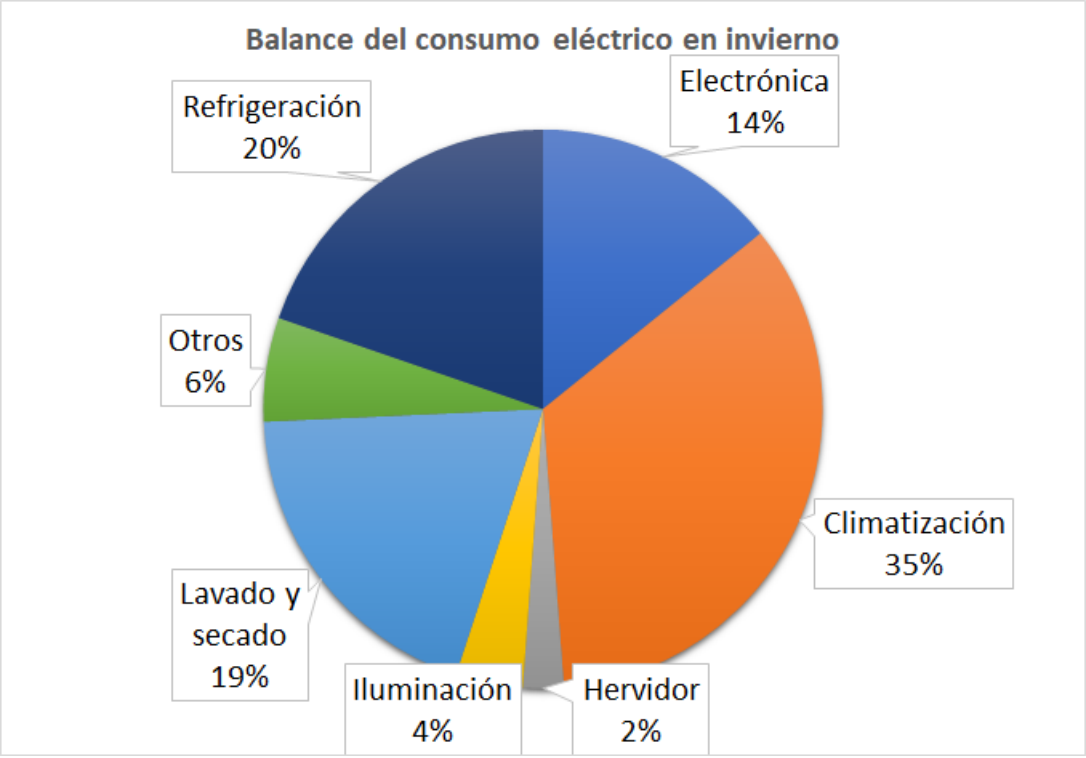

Figura 5.6: Balance eléctrico de la vivienda en estudio en invierno

El ítem “climatización”mostrado en la Figura 5.7 corresponde principalmente al uso de mantas calentadoras de cama. Existen otros consumidores que si bien generan demanda, lo hacen en menor grado debido a su potencia nominal. En verano, el ítem climatización desaparece al realizar el análisis de consumo eléctrico para este hogar; en general, los otros indicadores presentan disminuciones ya que la ocupación de la vivienda se reduce.

La distribución del uso del gas en invierno, tanto licuado como natural, se puede ver en la Figura 5.7, esta gráfica fue construida en base al levantamiento realizado directamente en la vivienda que el grupo familiar actualmente habita.

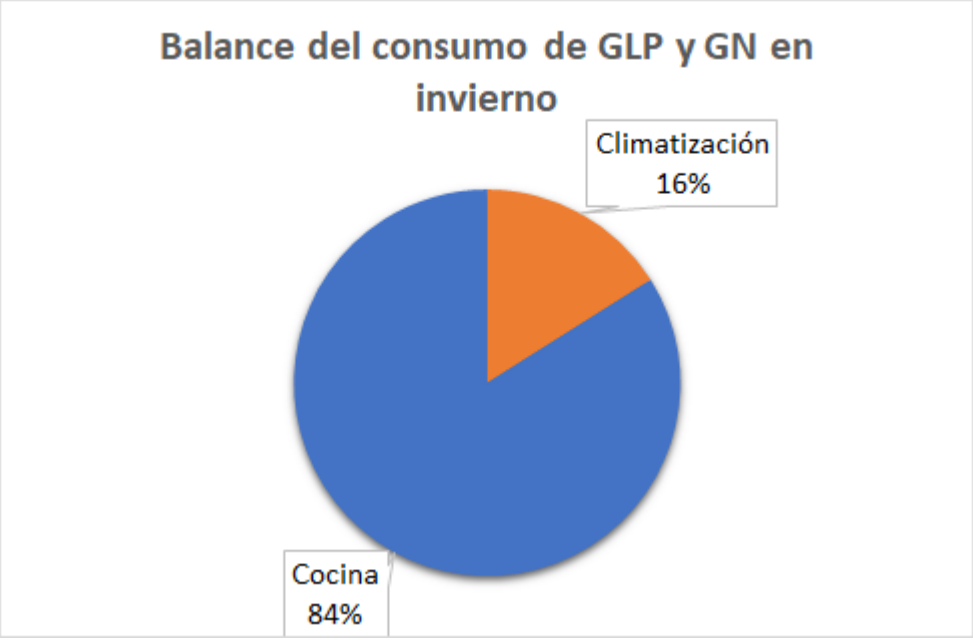

Figura 5.7: Balance eléctrico de la vivienda en estudio en invierno

En el apartado 5.3 se registra una declaración generalizada de insatisfacción respecto del confort higrotérmico que la familia tiene en los meses de invierno. Hasta ahora, teniendo en cuenta los resultados del diagnóstico energético, se puede encontrar correlación con los comentarios realizados previamente, vale decir, se pueden mejorar condiciones arquitectónicas, pero que además, esta percepción esta fuertemente motivada por las expectativas de la familia en estudio. Se puede mejorar la climatización haciendo uso efectivo de los radiadores instalados en la vivienda.

5.4.5. Establecimiento de la línea base

A partir de la información obtenida en el balance energético se establece una línea base energética, considerando el período ya mencionado para la recolección de datos. Esta línea base permite hacer una estimación lineal del consumo de energía en función de los datos climáticos, razón por la cual la data usada para estos cálculos corresponde a los meses en los cuales se hizo uso de calefacción.

Existen diferentes metodologías para el cálculo de la línea de base, algunas de ellas reconocidas dentro de la medición y la verificación de proyectos ESCO como protocolo internacional IPMVP (EVO) o la Guía ASHRAE 14. El profesor correferente de esta memoria de titulación cuenta con certificación IPMVP, razón por la cual para este estudio se hace uso de este protocolo; en relación a la obtención de los grados días para el período en estudio, estos fueron obtenidos del repositorio internacional Degree Days [Underground(2018)].

El repositorio indicado cuenta con cuatro estaciones para recopilación de datos en Santiago, las cuales se muestran en la Figura 5.8 y corresponden a: Pudahuel (morado), Quinta Normal (azul), Eulogio Sánchez (amarillo) y Planta de Pellets (rojo); los datos usados en este trabajo corresponden a los obtenidos en Eulogio Sánchez, los cuales permiten una mayor representatividad de las condiciones climáticas del lugar donde se encuentra emplazado el condominio.

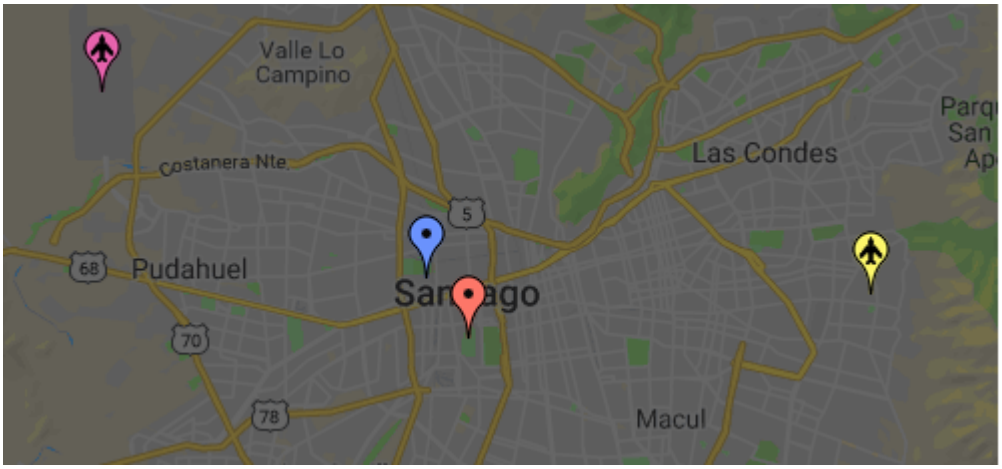

Figura 5.8: Estaciones de recopilación de datos para Degree Days

En términos simples, se busca una correlación entre las condiciones climáticas (grados días como variable independiente) con el consumo energético para climatización; lo anterior se efectúa a través de una regresión lineal entre ambas variables. El resultado

de este procedimiento se refleja en la Figura 5.9. Tal como era de esperar, se encuentra un coeficiente de correlación tal que permite aseverar que existe una dependencia lineal y directa entre los datos climáticos y el consumo de energía.

Esta gráfica muestra que a mayor temperatura medioambiental, el consumo de energía asociado a climatización disminuye, según la correación lineal encontrada, más aún, se proyecta que cerca de los $11[^{o}C]$ en el medio ambiente la familia deja de hacer uso de cualquier elemento que permita calefaccionar la vivienda.

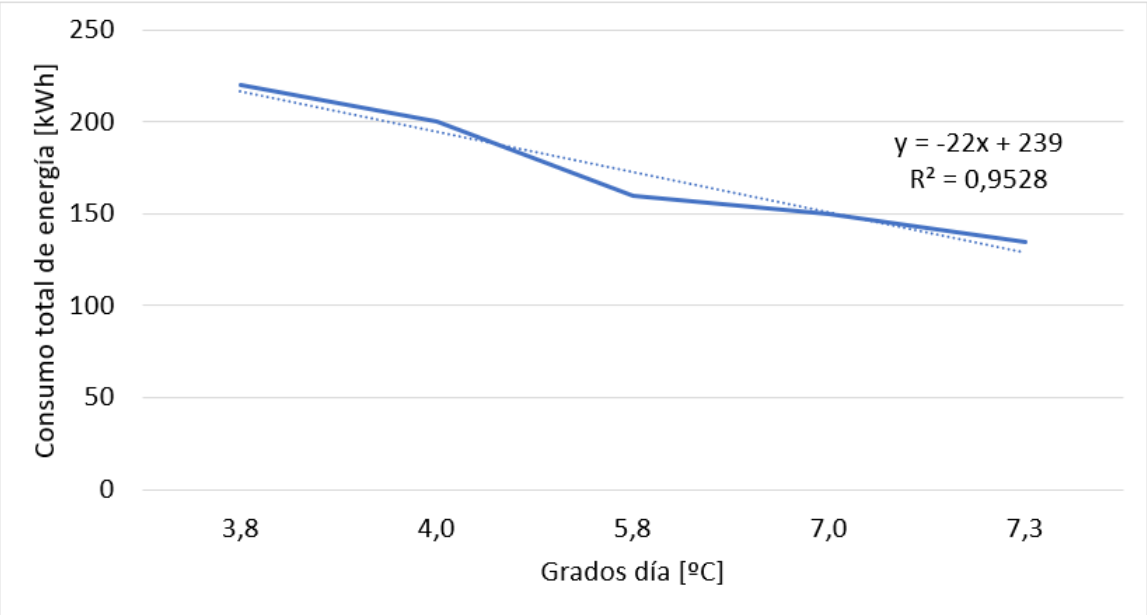

Figura 5.9: Estimación lineal del consumo de energía en función de los datos climáticos

5.4.6. Estimación DPE y DPTEU

Con toda esta información y a partir de la metodología descrita en el numeral 5.1, se construyeron los perfiles anuales horarios de Demanda de Potencia Eléctrica (DPE) y Demanda de Potencia Térmica a nivel de Energía Útil (DPTEU) de la familia antes mencionada, el resultado de este proceso se encuentra representado en la Figura 5.10. La carga base, la demanda máxima diaria y la demanda anual se resumen en la Figura 5.11.

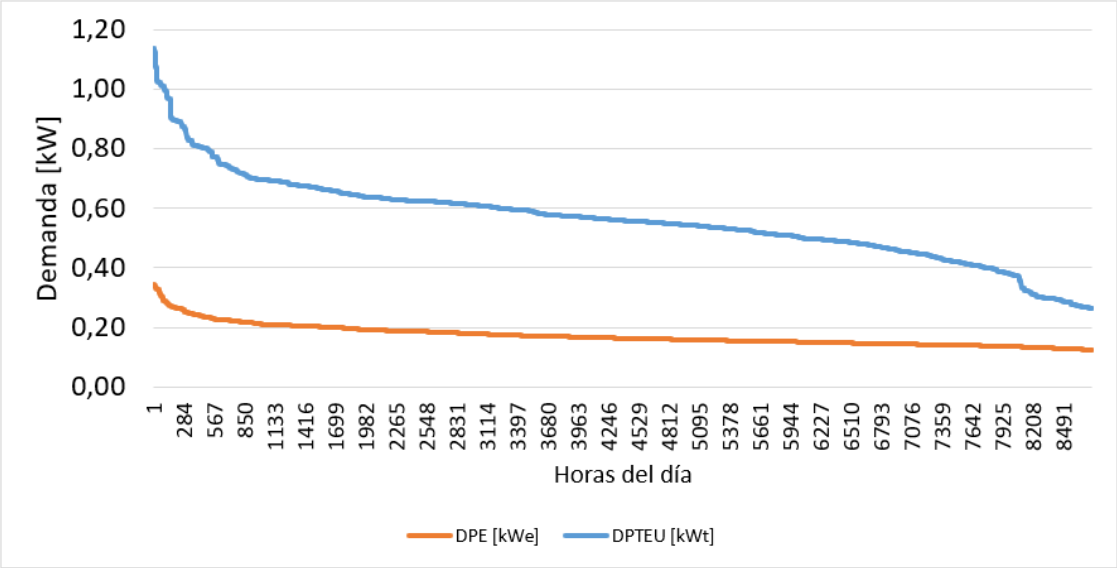

Figura 5.10: DPE y DPTEU construidos a partir del diagnóstico energético realizado a la familia en estudio

Indicador	DPE	DPTEU	Ratio DPE/DPTEU
Carga Base [kW]	0,12	0,26	0,47
Demanda máxima [kW]	0,34	1,13	0,30
Demanda anual [MWh]	1,51	4,91	0,31

Figura 5.11: Resumen de variables obtenidas para el DPE y DPTEU: carga base, demanda máxima y demanda anual

A partir de las gráficas anteriores se desprende lo siguiente:

- La demanda energética del núcleo familiar representado es similar a los consumos promedios de los habitantes del sector, tanto en la Carga Base como en la Demanda Máxima [Munoz(2013)].
- La relación entre DPE y DPTEU se ubica entre el doble y el triple, por lo que se podría decir, que por cada unidad eléctrica demandada se requiere producir entre 2 y 3 unidades térmicas.
- El equipamiento para cogeneración actualmente ofertado en el mercado presenta una demanda mínima a satisfacer mucho mayor que la demanda máxima energética del grupo familiar analizado, los rangos mínimos de operación para potencia eléctrica se encuentran entre los $5,5[kW]$ y los $21,0[kW]$(Ver Anexo A).

5.4.7. Extrapolación al condominio

El condominio en estudio tiene 42 moradas individuales, con características de construcción idénticas unas con otras, donde las envolventes térmicas serán replicables en el análisis, lo mismo que la conductividad térmicas de los materiales usados para su construcción y revestimiento. Además, como ya se mencionó previamente, las viviendas cuentan con calderas individuales y una red independiente de ACS que puede ser conectada para formar un gran consumidor.

Se puede establecer una relación lineal entre los consumos eléctricos de una vivienda y la cantidad de habitantes que en ella residen, esto es extrapolable a un grupo de viviendas, vale decir, un conjunto habitacional tendrá mayor consumo a mayor cantidad de casas. Teniendo esto presente, a través de proporcionalidad se puede obtener un valor mínimo de demanda energética para el conglomerado de casas según los consumos de la familia modelo y un valor promedio, según las estadísticas nacionales [Munoz(2013)]. Lo anterior se muestra en la Figura 5.12.

Promedios	DPE	DPTEU	Ratio DPE/DPTEU
Carga Base [kW]	5,15	10,99	0,47
Demanda máxima [kW]	14,37	47,39	0,30
Demanda anual [MWh]	63,16	205,16	0,31

Figura 5.12: Estimación de DPE y DPTEU promedios para conjunto habitacional

5.4.8. Selección de Tecnología y Tipo de Cogeneración

En base a la información recopilada en la literatura y presentada en las Figuras 3.14 y 3.13, en conjunto con las características del sector donde el conjunto habitacional estará instalado, la micro cogeneración vendría a ser la tecnología adecuada a ser usada para atender las demandas de este complejo de viviendas, con una disposición que siguiera demanda de cabeza, implementando en particular motores de combustión que usen gas natural como combustible.

Dentro de las opciones presentadas en el Anexo A, existen 3 modelos que se podrán analizar de forma individual en la respectiva evaluación económica. Estas opciones se presentan en la Figura 5.13, donde todas ellas permiten a su vez considerar una inyección de excedentes a la red eléctrica bajo la Ley de Net Billing.

Modelos	Combustible	Potencia eléctrica [kW]	Potencia térmica [kW]	Consumo combustible [kW]	Eficiencia total	Precio CLP
Mod_1	GN	5,5	14,7	20,3	100%	21.900.669
Mod_4	GN	15,0	34,0	48,0	102%	29.596.000
Mod_6	GN	21,0	46,0	64,0	105%	31.196.000

Figura 5.13: Oferta existente en el mercado que coincide con la selección de la evaluación técnica

5.5. Evaluación Técnica

En general, se pueden resumir los objetivos del análisis técnico de un proyecto en dos:

1. Verificar la posibilidad técnica de la fabricación del producto que se pretende.

2. Analizar y determinar el tamaño, la localización, los equipos, las instalaciones y la organización óptimos requeridos para realizar la producción.

En términos sencillos, con un análisis técnico se pretenden resolver las preguntas referentes a dónde, cuánto, cuándo, cómo y con qué producir lo que se desea, por lo que el aspecto técnico-operativo de un proyecto comprende todo aquello que tenga relación con el funcionamiento y la operatividad del propio proyecto.

Las partes que conforman el estudio técnico se muestran en la Figura 5.14 [Baca(2010)].

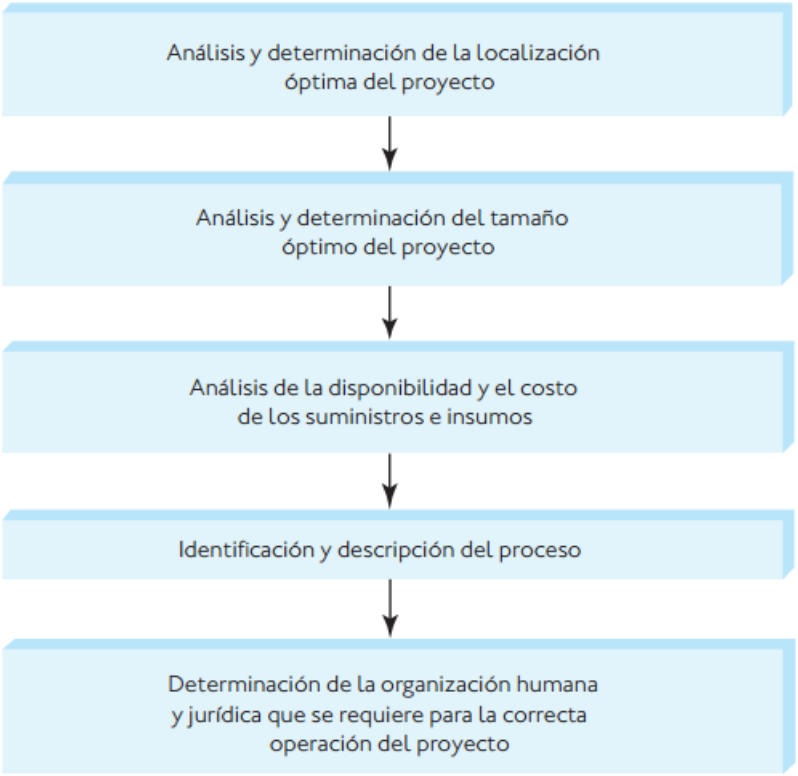

Figura 5.14: Partes que conforman un estudio técnico

Ahora bien, para cada una de las partes que constituyen un estudio técnico, se procede a revisar punto por punto el cumplimiento de la presente evaluación según estas variables ajustando el modelo presentado como referencia en la Figura 5.14.

5.5.1. Localización óptima del proyecto

La localización del proyecto está dada por la ubicación geográfica ya establecida para el condominio residencial en estudio. Es importante tener en cuenta que el proyecto analizado corresponde a un modelo de autoabastecimiento de energía, más que a un plan de negocios de venta de energía propiamente tal.

Entendiendo lo dicho anteriormente, la ubicación del condominio o la arquitectura de construcción podrán ser o no las óptimas, pero en este caso particular, a nivel macro, no se encuentra en discusión la localización en sí misma del micro cogenerador.

Con un punto de vista micro, vale decir, orientado al detalle del proyecto, y entendiendo que el motor deberá abastecer a toda la comunidad, se considera como punto de instalación ideal aquel donde reciba el suministro de los distribuidores locales y permita a su vez, repartir adecuadamente a todo el conjunto habitacional.

En este caso, bastaría con la instalación a la altura del empalme general del condominio, en particular, después del empalme general y antes de la distribución interna del condominio. Esta ubicación permitirá atender de buena forma los siguientes factores relevantes:

- Tiene alta disponibilidad para abastecimiento y mantención.
- No requiere modificaciones adicionales (desde el punto de vista de obras civiles) a lo que actualmente se encuentra desarrollado.
- Funcionaría como nodo principal a partir del cual repartir el producto generado a todas las viviendas del complejo habitacional.
- No requiere modificaciones a las viviendas construidas y terminadas.

5.5.2. Tamaño óptimo del proyecto e Identificación del proceso

En particular para esta exploración, el tamaño del proyecto es una consecuencia de las estimaciones de DPE y DPTEU, siendo estas dos últimas un resultado del Diagnóstico Energético efectuado.

De esta forma, en el apartado 5.4.7 se determina el tamaño general del proyecto, entendiendo el abastecimiento que deberá ser capaz de atender la tecnología que sea seleccionada. En el apartado 5.4.8 se concluye la consigna de operación y el tipo de tecnología a implementar para realizar cogeneración.

Los factores que determinaron el tamaño de la planta fueron:

- El tamaño de la demanda.
- El acceso a los insumos.
- La tecnología existente en el mercado para satisfacer la demanda proyectada.

El equipo corresponde a un motor que se vende con protecciones adecuadas para el clima capitalino, siendo el espacio requerido el suficiente para conectar el componente a los empalmes principales del condominio y a la red interna del mismo.

Finalmente, respecto de la mantenibilidad, se puede mencionar que a la fecha de realización de este estudio, no se encontraron empresas o personal calificado que atendiera este tipo de instalaciones; esto no es necesariamente un factor de restricción, ya que abre una oportunidad de desarrollo técnico no explorado en Chile.

5.5.3. Disponibilidad y costo de suministros

Electricidad

Este proyecto atiende a clientes domiciliarios que cuentan con una potencia eléctrica conectada inferior a $500kW$, por lo tanto son considerados consumidores bajo un mercado de monopolio natural, ante lo cual la ley ha establecido que se encuentran afectos a regulación de precios.

Existe un distribuidor único local encargado de abastecer electricidad según sea la demanda; la disponibilidad se revisó con detalles en el apartado , no obstante esto, se puede mencionar nuevamente sin ser redundante, que la disponibilidad en el sector donde el condominio se encontrará ubicada está asegurada siempre y cuando no existan situaciones de fuerza mayor (principalmente causas naturales), que atenten contra el suministro. Hoy por hoy el estado se encuentra trabajando en mejorar la calidad y la estabilidad de la línea, ya que la disponibilidad se ha logrado asegurar con diferentes políticas públicas a lo largo de los años.

Gas Natural

En el caso del Gas Natural, este energético no cuenta con una regulación tarifaria, sin embargo, sus empresas cuentan con una limitación legal respecto de las utilidades que pueden obtener. No se ahondará en el impacto o las implicancias de esto en un mercado con una economía neoliberalista como lo es Chile.

No obstante lo anterior, se puede destacar que el suministro cuenta con una alta disponibilidad, ya sea a través de las redes con las que cuenta la comuna o con algún sustituto que pueda ser utilizado en el futuro, como por ejemplo, la instalación de cilindros de gran tamaño para abastecer a la comunidad.

La empresa que abastecerá de GN será Metrogas, la tarifa contratada corresponderá a la denominada "BCR01". En la Figura 5.15 [Metrogas(2018)], se presenta un extracto del listado de precios para esta tarifa, la empresa antes mencionada tiene publicados los precios de todos sus servicios para revisión y conocimiento de la opinión pública.

1.1.1.- Servicio de Gas General GN Región Metropolitana

Servicios de gas prestado a clientes o consumidores que tienen un consumo promedio mensual menor a 100 Gigajoule o su equivalente en m3S de Gas Natural en todas las zonas de servicio de la concesión.

a) Tarifas para Gas Natural Residencial BCR01

Tarifa para el segmento de Servicio de Gas General bajo consumo residencial.

Tarifas por tramos		
Tramos en M3/(30 días) (1)		Tarifas [$/M3](2)
Mayor que	Hasta	C/IVA
0	5	1.430
5	10	1.130
10	25	1.130
25	40	766
40	60	365
60	130	784
130	170	787
170	700	784
700	900	656
900	y más	756
Cargo fijo [$ / Mes] (3)		0
Grado de interrupción		1

Notas

Vigencia tarifa: a partir del 14 de septiembre 2018.

(1): M3 = Unidad de medida que corresponde a metros cúbicos estándar (medidos a 15ºC y a una presión de 101,325 kPa), considerando un poder calorífico nominal de 9.300 kcal y un periodo de 30 días.

(2): Valores indicados incluyen IVA.

(3): Se considera como mes a un periodo de 30 días.

Figura 5.15: Tarifas para Gas Natural Residencial BCR01

5.5.4. Aspectos legales y normativos

Tal como se revisó en el apartado 4, la normativa aplicable a este proyecto es limitada, más aún, una de las variables en análisis ni siquiera se encuentra contemplada en la legislación nacional. De esta forma, de los seis grupos de normativas aplicables, se tiene:

- Reglamentos para el manejo de combustibles. Este proyecto no cuenta con manejo directo de combustibles, ya que el microcogenerador se conectará directamente a la red de gas natural, a través de la cual se abastecerá sin mediar acumuladores.

- Normativas que establecen las características y los requerimientos para los equipos que serán usados en los proyectos. Basta con asegurar que equipo usado cumpla con las normas establecidas por la SEC. Dentro de las tres opciones presentadas en la Figura 5.13, todas cuentan con las certificaciones y homologaciones correspondientes.

- Normas para instalaciones eléctricas. El proceso de instalación se puede y se deberá llevar a cabo con personal certificado y calificado; de esta forma, no sólo se asegurará condiciones de operación, si no que además, cumplimiento con la ley.

- Normativas para la generación y venta de electricidad. Al momento de hacer la evaluación económica, se tomará en cuenta la posibilidad real de conectar a la red los excedentes producidos (electricidad).

- Reglamentos y normativas específicas para Cogeneración. A lo largo de este proyecto, se ha hecho uso de estos reglamentos con el fin de orientar adecuadamente el proyecto y asegurar su correcta implementación.

5.5.5. Comentarios finales

A modo general, el proyecto cumple con los criterios mínimos necesarios para asegurar su viabilidad técnica. De esta forma, teniendo en cuenta que es un proyecto pequeño de carácter domiciliario, se deberá tener presente siempre que si bien el suministro y acceso a las materias primas se encuentra asegurado, se tiene cierta inestabilidad real cuando las inclemencias del tiempo han sido de gran envergadura.

5.6. Evaluación Económica

Para realizar el análisis económico del proyecto, en primer lugar, se estima el flujo de caja del proyecto puro, cuyos componentes y consideraciones serán presentados a continuación:

5.6.1. Consideraciones

Para la construcción del flujo de caja del proyecto y su posterior evaluación, se consideran los siguientes valores de tasa de descuento, impuesto, financiamiento y horizonte de evaluación:

- La tasa de descuento es un porcentaje que permite estimar el valor presente de los flujos de caja futuros y es usado para medir cuan rentable es un negocio. Este valor depende del riesgo de la actividad desarrollada entre otros factores, alcanzando un valor entre el 10 % y 12 %. En esta evaluación se usará el valor de 10 %.

- El impuesto que se considera en el flujo de caja del proyecto, corresponde a aquel impuesto de primera categoría que se aplica sobre las utilidades de los capitales de las empresas, cuyo valor en nuestro país entregado por el S.I.I, corresponde al 24 % desde la reforma tributaria del año 2017.

- El proyecto en desarrollo considera un horizonte de evaluación de 10 años, establecido por la estimación de vida útil dada por el SII para este tipo de equipos.

- El proyecto es evaluado como proyecto puro, sin financiamiento.

- El precio de Gas Natural corresponde a las tarifas residenciales para este energético mostradas en la Figura 5.15. Los ingresos son equivalentes a los ahorros de combustible que se producen.

- En el análisis no se considera los gastos asociados a tramitación de permisos para la realización del proyecto.

- Se consideran los costos de operación y mantenimiento, se considera un 7.5 % del costo del equipo como valor anual. Sin embargo, se realizan iteraciones con valores mayores, atendiendo la realidad de ausencia de mantenedores especializados en este tipo de equipos.

- El costo de inversión principal del equipamiento lo constituyen la compra del motor de micro cogeneración, junto con su respectiva instalación.

- Se considera una depreciación lineal para el activo físico.

5.6.2. Inversión Inicial

La inversión inicial corresponde al capital que es necesario invertir para poner en marcha un proyecto, el cual contempla el gasto en terrenos, infraestructura y maquinarias y equipos, muebles, enseres y otros.

En este caso particular, la inversión inicial estará dada por la adquisición del equipo y los costos de instalación, los cuales se muestran en la Figura 5.16. La columna Precio CLP indica el costo final en pesos chilenos, para la compra e instalación de cada uno de los modelos posibles.

Modelos	Combustible	Potencia eléctrica [kW]	Potencia térmica [kW]	Consumo combustible [kW]	Eficiencia total	Precio CLP
Mod_1	GN	5,5	14,7	20,3	100%	21.900.669
Mod_4	GN	15,0	34,0	48,0	102%	29.596.000
Mod_6	GN	21,0	46,0	64,0	105%	31.196.000

Figura 5.16: Costos de los equipos a ser evaluados

$$I.I[CLP] = Equipo + Montaje \tag{5.1}$$

Donde:

- $I.I$: Inversión inicial

5.6.3. Depreciación

La depreciación es la reducción periódica del valor de un bien, a causa del desgaste, el paso tiempo y la obsolescencia. Los principales bienes del proyecto que están afectos a este proceso son las maquinarías y equipos, los vehículos y las estructuras. Sin embargo, los terrenos no están afectos a la depreciación debido a que contrariamente a lo expuesto, aumentan su valor con el paso del tiempo.

La depreciación de un bien se calcula según la fórmula 5.2

$$D\left[\frac{CLP}{anos}\right] = \frac{C}{V.U}\left[\frac{CLP}{anos}\right] \tag{5.2}$$

Donde:

- D: Depreciación
- C: Costo
- $V.U$: Vida útil

En nuestro país, el Servicio de Impuestos Internos (SII) es quien establece la vida útil de los bienes, en particular para un motor como el que se requiere para este proyecto, la vida útil es de 10 años [SII(2017)].

Por otro lado, el valor residual de un activo es una estimación del valor que tendrá en el momento en que ya no se utilice. Este valor sólo se hace válido en el momento de la venta del activo o cuando se acabe el horizonte del proyecto. Su valoración se obtiene de la siguiente ecuación:

$$V.R[CLP] = C[CLP] - D\left[\frac{CLP}{anos}\right] \cdot H[anos] \tag{5.3}$$

Donde:

- $V.R$: Valor residual
- C: Costo
- D: Depreciación
- H: Horizonte

5.6.4. Resultados obtenidos

Haciendo uso de las consideraciones listadas en el numeral 5.6.1 y los diferentes valores para inversión inicial y características técnicas mostrados en la Figura 5.16, se obtuvieron diferentes resultados para Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) para este proyecto. Los diferenttes resultados obtenidos se muestran en la Figura 5.17.

Item	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4	Opción 5	Opción 6
Inversión inicial	21.000.000	21.000.000	30.000.000	30.000.000	32.000.000	32.000.000
Vida útil años	10	10	10	10	10	10
Costos fijos (mtto y op)	7,5%	10%	7,5%	10%	7,5%	10%
Costos Variables	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%
Tasa descuento	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Impuesto SII	24%	24%	24%	24%	24%	24%
VAN	20.503.943	20.258.775	27.868.315	27.518.075	30.783.519	30.409.930
TIR	-37%	-34%	-27%	-26%	-33%	-31%

Figura 5.17: Resultados consolidados para diferentes opciones económicas

Un aspecto relevante a tener en consideración tiene que ver directamente con los actuales estímulos existentes en el sistema para conectar los excedentes a él. La actual reglamentación asociada a Netbilling si bien permite una mayor potencia conectada en cada microproyecto, en comparación con la anterior versión del reglamento, no existe retribución económica alguna por entregar los excedentes a la red nacional. Esta es una de las barreras concretas que el proyecto enfrenta, en conjunto con sus altos costos de inversión y su nulo retorno.

A partir la información antes expuesta, se determina que no existe escenario posible donde este proyecto resulte ser rentable, bajo los parámetros clásicos de análisis económicos. Es importante destacar que no ha se incorporado al análisis los aspectos sociales que pueden ser palanca para este tipo de proyectos, ejemplo de esto puede ser: el impacto en la descontaminación, potencial generación de puestos de trabajos, entre otros.

Los flujos de cajas para cada modelo se muestran en el anexo XD

Capítulo 6

Conclusiones

El espíritu de esta memoria tiene directa relación con los cuestionamientos modernos asociados a la generación de energía con un carácter sustentable. Teniendo eso en mente, la primera gran conexión realizada para la elaboración de este documento fue una revisión acabada de la actual Política Energética Chilena, política pública denominada Energía2050.

Se establecieron ciertas directrices para la ejecución exitosa de este trabajo de título, los cuales están resumidos en los objetivos principales y secundario presentados en el Capítulo 1. Respecto del cumplimiento de estas metas, se puede indicar:

En el Capítulo 3 se revisaron y describieron con detalle las tecnologías de cogeneración actualmente existentes en el mercado, dentro de esta revisión se consideraron equipos con ciclos de potencia a gas (motores de combustión interna, turbinas de gas y micro-turbinas), ciclos de potencia de vapor (turbinas de vapor) y celdas de combustible. Además de lo anterior, se presentaron dos herramientas de selección de tecnologías según diversos criterios, siendo finalmente usada la relación energía eléctrica versus energía calórica producida en función de la potencia del equipo que deberá prestar servicios.

Se realizó un breve análisis del marco normativo existente en Chile con limitadas referencias a modelos internacional, lo que fue respectivamente presentado en el Capítulo 4. La revisión se inició con buscar clarificar la reglamentación mínima a cumplir para la implementación de proyectos de cogeneración, las cualidades y exigencias que estos deben cumplir junto a los pasos burocráticos que se deben ejecutar para su potencial conexionado a la red eléctrica nacional a través del uso de la Ley de Netbilling. En línea con los desafíos de hacer este tipo de proyectos rentables económicamente, se buscó la

forma de hacer uso de los excedentes térmicos producidos a través de la distribución de calefacción a nivel distrital, sin embargo, la actual legislación está lejos de solucionar esta interrogante ya que como nación, aún estamos en fases tempranas de desarrollo de este tipo de soluciones energéticas y medioambientales.

El capítulo 5 corresponde al desarrollo propiamente tal del trabajo de título, en él se presentaron los pasos seguidos para desarrollar el análisis técnico y posterior análisis económico. Se determinaron en primer lugar las demandas de potencia tanto térmica como eléctrica para una familia tipo, representativa tanto social-educacional-cultural y económicamente de los grupos humanos que habitan el sector cordillerano de la comuna de La Florida; el resultado obtenido permitió definir que una familia por sí sola no cuenta con la demanda mínima requerida por la actual tecnología presente en el mercado.

Gracias al punto anterior, se decidió extrapolar los indicadores al conjunto habitacional por complejo; se determinó una relación existente entre el DPE y DPTEU de estos consumidores. Una vez obtenidos estos indicadores, se encontró una relación entre la energía eléctrica y la energía térmica producida, valores con los cuales se seleccionó la tecnología adecuada para este conjunto habitacional: la micro cogeneración vendría a ser la tecnología adecuada, dentro de esta opción se cuenta con motores a gas y turbinas de gas, con una disposición que siguiera demanda de cabeza; se implementa en el estudio la opción de motores de combustión que usen gas natural como combustible, lo anterior se debe principalmente por el acceso a los productos ofertados en el mercado.

De esta forma, finalmente se evaluó la factibilidad económica para el desarrollo de este proyecto, el resultado de este proceso permitió determinar que no hay escenario alguno, bajo las actuales condiciones legales y de mercado, que siquiera permitan el retorno de la inversión realizada. En términos sencillos, este no es un proyecto rentable desde el punto de vista económico.

Es importante mencionar que si bien un proyecto de estas características puede o no ser rentable económicamente, las motivaciones para ejecutarlos son más complejos y responden a una realidad cultural en viva mutación, la licencia social o el impacto en la reducción de emisiones contaminantes son factores que deben ser considerados al momento de decidir la inversión, teniendo en cuenta que Chile está avanzando y centrando sus esfuerzos no sólo en mejorar la calidad de oferta energética que actualmente se tiene, si no que migrar a una matriz sustentable, con amplia participación de energías producidas a través de medios renovables.

Este trabajo de título busca ser un agente activo de cambio, acorde a los tiempos modernos que la nación vive. Se ha buscado dar una respuesta real y ciudadana al proceso de autoabastecimiento de energía, teniendo en consideración que por más pequeños que sean los aportes de un grupo acotado de ciudadanos, se juega un rol fundamental en cimentar los primeros pasos para un futuro cercano más respectuoso con el medio ambiente.

Bibliografía

[CHP(a)] Chp market to reach. https://www.environmentalleader.com/2012/08/commercial-chp-market-to-reach-11-2bn-by-2022-pike-says, accedido en junio de 2018, a.

[CHP(b)] Chp for industrial revitalization. http://ccap.org/assets/White-Paper_Combined-Heat-and-Power-for-Industrial-Revitali CCAP_July-20131.pdf, accedido en junio de 2018, b.

[ECN(2004)] Rivm / ecn, 2004.

[4e Chile(2018)] 4e Chile. Las perspectivas de la cogeneración en chile. http://www.emol.com/noticias/economia/2013/06/07/602621/consumo-de-energia.html, accedido en junio de 2018, 2018.

[AChEE(2014)] AChEE. Desarrollo de Diagnósticos Energéticos para IES. AChEE, primera edition, 2014.

[AChEE(2016)] AChEE. Cogeneración. https://www.acee.cl/eficiencia-energetica/que-es-ee/, accedido en marzo de 2018, 2016.

[AChEE(2017)] AChEE. Eficiencia energétoca. https://www.acee.cl/eficiencia-energetica/que-es-ee/, accedido en marzo de 2018, 2017.

[Austral(2017)] El Austral. Temuco será ciudad pionera en la incorporación de calefacción distrital. http://www.revistaei.cl/2017/04/21/temuco-sera-ciudad-pionera-la-incorporacion-calefaccion-distrit accedido en junio de 2018, 2017.

[Baca(2010)] Gabriel Baca. Evaluación de Proyectos. Mc Graw Hill, 6ª edición edition, 2010.

[Breeze(2014)] Paul Breeze. Power Generation Technologies. Elsevier, second edition, 2014.

[Cengel(2012)] Yunes Cengel. Termodinámica. Mc Graw Hill, septima edition, 2012.

[CNE(2015)] CNE. Consumo eléctrico anual por comuna y tipo de cliente. http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/241686/consumo-electrico-anual-por-comuna-y-tipo-de-cliente/, accedido en junio de 2018, 2015. Comisión Nacional de Energía.

[de Energía(2014)] Ministerio de Energía. Energía 2050, política energética de chile. Technical report, Ministerio de Energía, 2014.

[EducarChile(2017)] EducarChile. Aprende con energía. http://www.aprendeconenergia.cl/que-es-una-matriz-energetica/, accedido en mayo de 2018, 2017.

[Enel(2017)] Enel. Eficiencia energética. https://www.eneldistribucion.cl/eficiencia-energetica, accedido en marzo de 2018, 2017.

[Europeo(2011)] Parlamento Europeo. Política energética. Technical report, S/I, 2011. http://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/68/la-politica-energetica-principios-generales, accedido en junio de 2018.

[EyN(2016)] EyN. Averiguar en el link. http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=96424, accedido en julio de 2018, 2016. Economía y Negocios de El Mercurio.

[FAU(2015)] FAU. Sistema de información en vivienda. Technical report, Universidad de Chile, 2015. Facultad de Arquitectura y Urbanismo.

[Flores(2007)] Carla Flores. Rescate y análisis de datos históricos de la precipitación de chile central a partir de anuarios meteorológicos. Master's thesis, Universidad Austral, 2007. http://cybertesis.uach.cl/tesis/uach/2012/fiff634r/doc/fiff634r.pdf.

[Gore(2007)] Al Gore. Cambio climático. https://www.retoricas.com/2009/08/discurso-al-gore-premio-nobel.html, accedido en marzo de 2018, 2007. Discurso pronunciado en la entrega del Premio Nobel.

[Hedman(2007)] Hedman. CHP. Elsevier, first edition, 2007.

[IEA(2008)] IEA. Combined heat and power. Technical report, International Energy Agency, 2008.

[Livermore(2011a)] Laboratorio Nacional Lawrence Livermore. Chile energy flow. Technical report, Laboratorio Nacional Lawrence Livermore, 2011a. https://flowcharts.llnl.gov/commodities/energy, accedido en junio de 2018.

[Livermore(2011b)] Laboratorio Nacional Lawrence Livermore. World energy flow. Technical report, Laboratorio Nacional Lawrence Livermore, 2011b. https://flowcharts.llnl.gov/commodities/energy, accedido en junio de 2018.

[LyD(2018)] LyD. Calefaccion distrital. https://lyd.org/wp-content/uploads/2017/07/TP-1307-CALEFACCI\%C3\%93N-DISTRITAL.pdf, accedido en junio de 2018, 2018. Instituto Libertad y Desarrollo.

[McKinsey(2007)] McKinsey. CHP. Elsevier, second edition, 2007.

[Metrogas(2018)] Metrogas. Listado de tipos de gas y servicios afines prestados por metrogas s.a. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=8&ved=2ahUKEwjiiJLV-dPdAhVEh5AKHbjMBngQFjAHegQIChAC&url=http%3A%2F%2Fwww.metrogas.cl%2Findustria%2Ftarifas.php%3Ftipo%3DGEN&usg=AOvVaw1sG3mAUSILLgGgYUNhMFQN, accedido en septiembre de 2018, 2018.

[MINSAL(2012)] MINSAL. Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua, 2012.

[MINVU(2009)] MINVU. Guía de diseño para la eficiencia energética en la vivienda social. Technical report, Ministerio de Vivienda y Urbanismo, 2009.

[Munoz(2013)] Marisel Munoz. Consumo de energía. https://www.4echile.cl/las-perspectivas-la-cogeneracion-chile/16, accedido en junio de 2018, 2013.

[ONU(1987)] Informe Brundtland, 1987. ONU. Originalmente llamado .ºur Common Future",http://www.chiledesarrollosustentable.cl/desarrollo-sustentable/desarrollo-sustentable/, accedido en marzo de 2018.

[SII(2017)] SII. Vida útil sector energético. http://www.sii.cl/pagina/valores/bienes/tabla_vida_enero.htm, accedido en junio de 2018, 2017.

[Social(2015)] Ministerio Desarrollo Social. Pobreza y distribuciÓn del ingreso en la regiÓn metropolitana de santiago. Technical report, Seremi de de Desarrollo Social Metropolitana, 2015.

[UDeC(2013)] UDeC. Calefacción distrital con biomasa en chile. http://portal.mma.gob.cl/wp-content/uploads/2014/08/6.-Reduccio%CC%81n-de-emisiones-Rancagua.pdf, accedido en junio de 2018, 2013. Unidad de Desarrollo Tecnológico.

[Underground(2018)] Weather Underground. Degree days. weather data for energy professionals. https://www.degreedays.net/#generate, accedido en junio de 2018, 2018.

Anexo A

Oferta de micro cogeneradores

La empresa Rodaenergía Ltda. facilitó un extracto de un levantamiento realizado de la oferta actual para microcogeneradores. Solicitó reserva respecto de algunas de las características recopiladas, las cuales han sido omitidas en el resumen mostrado en la Figura A.1. El valor de conversión de las monedas originales a pesos chilenos se encuentra levemente sobredimensionado:

- 1 Euro = 800 CLP
- 1 Dólar = 700 CLP

		kW					
Nomenclatura	Combustible	Potencia eléctrica	Potencia térmica	Consumo combustible	Eficiencia total	Precio Moneda	Precio CLP
Mod_1	GN	5,5	14,7	20,3	99,5%	$ 31.286,67	$21.900.669
Mod_2	GLP	5,5	14,3	20,0	99,0%	$ 31.533,67	$22.073.569
Mod_3	GLP	5,5	12,5	20,5	87,8%	$ 24.850,00	$17.395.000
Mod_4	GN	15,0	34,0	48,0	102,1%	€ 36.995,00	$29.596.000
Mod_5	GLP	15,0	34,0	48,0	102,1%	€ 36.995,00	$29.596.000
Mod_6	GN	21,0	46,0	64,0	104,7%	€ 38.995,00	$31.196.000
Mod_7	GLP	21,0	46,0	64,0	104,7%	€ 38.995,00	$31.196.000

Figura A.1: Micro cogeneradores disponibles en el mercado

Anexo B

Correlación entre calefacción y clima

En el numeral 5.4.5 se establece una línea base energética, la que permite hacer una estimación lineal del consumo de energía en función de los datos climáticos. Se presenta un extracto de los datos usados para ejecutar la regresión lineal que determinó la correlación entre consumos energéticos relacionados a calefacción y las condiciones climáticas existentes en el entorno (grados días).

Mes	Electricidad	Total	Degree days
Septiembre	210,6	220	3,8
Mayo	137,7	200	4,0
Agosto	136,8	160	5,8
Julio	144,0	150	7,0
Junio	148,5	135	7,3

Figura B.1: Datos para ejecutar regresión lineal

El resultado obtenido y presentado en esta memoria se ve en la Figura B.2.

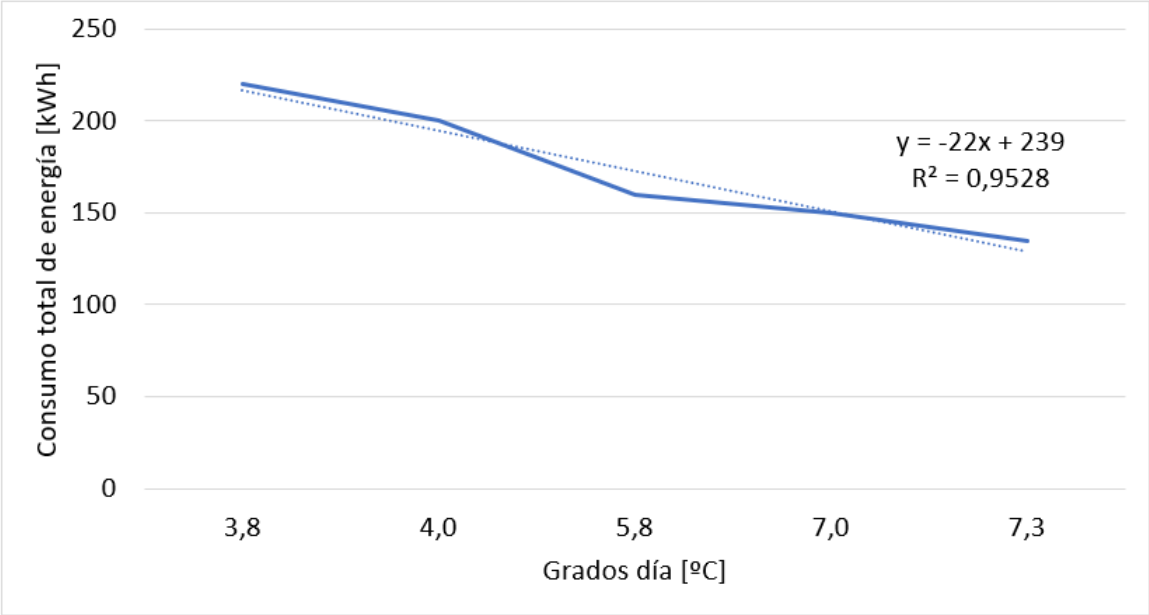

Figura B.2: Estimación lineal del consumo de energía en función de los datos climáticos

Anexo C

Herramientas para la evaluación de proyectos

La evaluación de proyectos corresponde a un instrumento de gestión que permite cuantificar objetivamente, las ventajas y desventajas que implica la asignación de recursos a una determinada iniciativa, entregando información valiosa para la toma de decisiones de inversión.

Este análisis es realizado a partir de la utilización de indicadores, cuyos resultados permiten tomar la decisión de aceptar o rechazar un proyecto, elegir una alternativa óptima de inversión entre una cartera de proyectos o postergar la ejecución del proyecto cunado existen limitaciones de capital para su ejecución.

Los indicadores más utilizados son el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación de Capital (PRC), los cuales son definidos a continuación:

C.1. Valor Actual Neto (VAN)

El valor actual neto es un indicador que mide el aporte económico de un proyecto a los inversionistas luego de recuperada la inversión. La rentabilidad es mostrada en valores monetarios equivalentes en el momento donde se realiza la inversión, puesto que para obtenerlo, se calcula el valor actual de todos los flujos de caja futuros proyectados a partir del primer período de operación y se le resta la inversión inicial.

$$VAN = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+r)^t} \tag{C.1}$$

Donde: FC_t: Representa los flujos de caja para cada periodo. I_0: Es el valor de la inversión inicial. n: Es el número de periodos considerados. r: Es la tasa de descuento elegida para el proyecto.

Los criterios de decisión a partir del VAN se presentan en la Figura C.1

Valor	Significado	Decisión
VAN>0	La inversión produce ganancias. Su valor muestra cuánto se gana con el proyecto por sobre la tasa de retorno esperada.	Realizar el proyecto
VAN=0	El proyecto reporta exactamente la tasa de retorno que se quería obtener después de recuperar el capital invertido. No se generan ganancias ni pérdidas de capital.	Indiferente. La decisión depende de factores no económicos
VAN<0	El proyecto produce ganancias menores a las deseadas después de recuperada la inversión. El valor del VAN en este caso muestra el monto que falta para ganar la tasa de retorno exigida al proyecto.	Rechazar el proyecto

Figura C.1: Criterios de decisión a partir del VAN.

C.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es un indicador de rentabilidad, correspondiente a la tasa de descuento máxima exigible al proyecto con la cual el VAN asociado alcanza el valor nulo. Por otro lado la Ecuación B.2 indica la estimación de la función TIR.

$$TIR = \frac{\sum_{t=0}^{n} FC_t}{\sum_{t=1}^{n} t \cdot FC_t} \tag{C.2}$$

Donde: FC_t: Representa los flujos de caja para cada periodo. I_0: Es el valor de la inversión inicial. n: Es el número de periodos considerados.

La regla de decisión consiste en aceptar proyectos cuya TIR sea mayor que el costo de capital para activos del mismo nivel de riego: $TIR > r$

C.3. Periodo de recuperación de capital (PCR)

El período de recuperación de capital es un indicador secundario que tiene por objetivo medir el tiempo requerido para recuperar el capital invertido en un proyecto, y por ende el riesgo asociado a esa inversión. Se obtiene contando el número de períodos que toma igualar los flujos de caja acumulados con la inversión inicial, tal como lo indica la siguiente ecuación:

$$I_0 \leq \sum_{t=1}^{n} FC_t \tag{C.3}$$

Donde: FC_t: Representa los flujos de caja para cada periodo. I_0: Es el valor de la inversión inicial. n: Es el número de periodos considerados.

El criterio consiste en comparar el periodo de recuperación de capital con el plazo determinado por la empresa para el rescate de su inversión. Si el valor obtenido es menor que el máximo período definido por la institución, el proyecto es aceptado, teniendo en cuenta que a menor payback, menor riesgo de la inversión.

Anexo D

Flujos de caja

	0	1	2	3	4	5
Ahorro Costo Actual		766.933	766.933	766.933	766.933	766.933
Costo Fijo		-157.500	-157.500	-157.500	-157.500	-157.500
Costo Variable		-52.500	-52.500	-52.500	-52.500	-52.500
Depreciación		2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
Valor Libro Terreno						
Utilidad antes impuesto		2.656.933	2.656.933	2.656.933	2.656.933	2.656.933
Impuestos		-637.664	-637.664	-637.664	-637.664	-637.664
Utilidad después impuesto		2.019.269	2.019.269	2.019.269	2.019.269	2.019.269
Depreciación		-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000
Inversión	21.000.000					
Valor de Desecho						
Flujo de caja	21.000.000	-80.731	-80.731	-80.731	-80.731	-80.731
Flujo acumulado	-21.000.000	-21.080.731	-21.161.462	-21.242.193	-21.322.924	-21.403.655

Figura D.1: Modelo de 21 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 1

	6	7	8	9	10
Ahorro Costo Actual	766.933	766.933	766.933	766.933	766.933
Costo Fijo	-157.500	-157.500	-157.500	-157.500	-157.500
Costo Variable	-52.500	-52.500	-52.500	-52.500	-52.500
Depreciación	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
Valor Libro Terreno					
Utilidad antes impuesto	2.656.933	2.656.933	2.656.933	2.656.933	2.656.933
Impuestos	-637.664	-637.664	-637.664	-637.664	-637.664
Utilidad después impuesto	2.019.269	2.019.269	2.019.269	2.019.269	2.019.269
Depreciación	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000
Inversión					
Valor de Desecho					0
Flujo de caja	-80.731	-80.731	-80.731	-80.731	-80.731
Flujo acumulado	-21.484.386	-21.565.117	-21.645.848	-21.726.579	-21.807.310

Figura D.2: Modelo de 21 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 2

	0	1	2	3	4	5
Ahorro Costo Actual		766.933	766.933	766.933	766.933	766.933
Costo Fijo		-210.000	-210.000	-210.000	-210.000	-210.000
Costo Variable		-52.500	-52.500	-52.500	-52.500	-52.500
Depreciación		2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
Valor Libro Terreno						
Utilidad antes impuesto		2.604.433	2.604.433	2.604.433	2.604.433	2.604.433
Impuestos		-625.064	-625.064	-625.064	-625.064	-625.064
Utilidad después impuesto		1.979.369	1.979.369	1.979.369	1.979.369	1.979.369
Depreciación		-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000
Inversión	21.000.000					
Valor de Desecho						
Flujo de caja	21.000.000	-120.631	-120.631	-120.631	-120.631	-120.631
Flujo acumulado	-21.000.000	-21.120.631	-21.241.262	-21.361.893	-21.482.524	-21.603.155

Figura D.3: Modelo de 21 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 1

	6	7	8	9	10
Ahorro Costo Actual	766.933	766.933	766.933	766.933	766.933
Costo Fijo	-210.000	-210.000	-210.000	-210.000	-210.000
Costo Variable	-52.500	-52.500	-52.500	-52.500	-52.500
Depreciación	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000	2.100.000
Valor Libro Terreno					
Utilidad antes impuesto	2.604.433	2.604.433	2.604.433	2.604.433	2.604.433
Impuestos	-625.064	-625.064	-625.064	-625.064	-625.064
Utilidad después impuesto	1.979.369	1.979.369	1.979.369	1.979.369	1.979.369
Depreciación	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000	-2.100.000
Inversión					
Valor de Desecho					0
Flujo de caja	-120.631	-120.631	-120.631	-120.631	-120.631
Flujo acumulado	-21.723.786	-21.844.417	-21.965.048	-22.085.679	-22.206.310

Figura D.4: Modelo de 21 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 2

	0	1	2	3	4	5
Ahorro Costo Actual		790.892	790.892	790.892	790.892	790.892
Costo Fijo		-225.000	-225.000	-225.000	-225.000	-225.000
Costo Variable		-75.000	-75.000	-75.000	-75.000	-75.000
Depreciación		3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Valor Libro Terreno						
Utilidad antes impuesto		3.490.892	3.490.892	3.490.892	3.490.892	3.490.892
Impuestos		-837.814	-837.814	-837.814	-837.814	-837.814
Utilidad después impuesto		2.653.078	2.653.078	2.653.078	2.653.078	2.653.078
Depreciación		-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000
Inversión	30.000.000					
Valor de Desecho						
Flujo de caja	30.000.000	-346.922	-346.922	-346.922	-346.922	-346.922
Flujo acumulado	-30.000.000	-30.346.922	-30.693.844	-31.040.766	-31.387.687	-31.734.609

Figura D.5: Modelo de 30 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 1

	6	7	8	9	10
Ahorro Costo Actual	790.892	790.892	790.892	790.892	790.892
Costo Fijo	-225.000	-225.000	-225.000	-225.000	-225.000
Costo Variable	-75.000	-75.000	-75.000	-75.000	-75.000
Depreciación	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Valor Libro Terreno					
Utilidad antes impuesto	3.490.892	3.490.892	3.490.892	3.490.892	3.490.892
Impuestos	-837.814	-837.814	-837.814	-837.814	-837.814
Utilidad después impuesto	2.653.078	2.653.078	2.653.078	2.653.078	2.653.078
Depreciación	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000
Inversión					
Valor de Desecho					0
Flujo de caja	-346.922	-346.922	-346.922	-346.922	-346.922
Flujo acumulado	-32.081.531	-32.428.453	-32.775.375	-33.122.297	-33.469.218

Figura D.6: Modelo de 30 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 2

	0	1	2	3	4	5
Ahorro Costo Actual		790.892	790.892	790.892	790.892	790.892
Costo Fijo		-300.000	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000
Costo Variable		-75.000	-75.000	-75.000	-75.000	-75.000
Depreciación		3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Valor Libro Terreno						
Utilidad antes impuesto		3.415.892	3.415.892	3.415.892	3.415.892	3.415.892
Impuestos		-819.814	-819.814	-819.814	-819.814	-819.814
Utilidad después impuesto		2.596.078	2.596.078	2.596.078	2.596.078	2.596.078
Depreciación		-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000
Inversión	30.000.000					
Valor de Desecho						
Flujo de caja	30.000.000	-403.922	-403.922	-403.922	-403.922	-403.922
Flujo acumulado	-30.000.000	-30.403.922	-30.807.844	-31.211.766	-31.615.687	-32.019.609

Figura D.7: Modelo de 30 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 1

	6	7	8	9	10
Ahorro Costo Actual	790.892	790.892	790.892	790.892	790.892
Costo Fijo	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000	-300.000
Costo Variable	-75.000	-75.000	-75.000	-75.000	-75.000
Depreciación	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Valor Libro Terreno					
Utilidad antes impuesto	3.415.892	3.415.892	3.415.892	3.415.892	3.415.892
Impuestos	-819.814	-819.814	-819.814	-819.814	-819.814
Utilidad después impuesto	2.596.078	2.596.078	2.596.078	2.596.078	2.596.078
Depreciación	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000	-3.000.000
Inversión					
Valor de Desecho					0
Flujo de caja	-403.922	-403.922	-403.922	-403.922	-403.922
Flujo acumulado	-32.423.531	-32.827.453	-33.231.375	-33.635.297	-34.039.218

Figura D.8: Modelo de 30 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 2

	0	1	2	3	4	5
Ahorro Costo Actual		1.070.031	1.070.031	1.070.031	1.070.031	1.070.031
Costo Fijo		-240.000	-240.000	-240.000	-240.000	-240.000
Costo Variable		-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000
Depreciación		3.200.000	3.200.000	3.200.000	3.200.000	3.200.000
Valor Libro Terreno						
Utilidad antes impuesto		3.950.031	3.950.031	3.950.031	3.950.031	3.950.031
Impuestos		-948.007	-948.007	-948.007	-948.007	-948.007
Utilidad después impuesto		3.002.023	3.002.023	3.002.023	3.002.023	3.002.023
Depreciación		-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000
Inversión	32.000.000					
Valor de Desecho						
Flujo de caja	32.000.000	-197.977	-197.977	-197.977	-197.977	-197.977
Flujo acumulado	-32.000.000	-32.197.977	-32.395.953	-32.593.930	-32.791.906	-32.989.883

Figura D.9: Modelo de 32 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 1

	6	7	8	9	10
Ahorro Costo Actual	1.070.031	1.070.031	1.070.031	1.070.031	1.070.031
Costo Fijo	-240.000	-240.000	-240.000	-240.000	-240.000
Costo Variable	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000
Depreciación	3.200.000	3.200.000	3.200.000	3.200.000	3.200.000
Valor Libro Terreno					
Utilidad antes impuesto	3.950.031	3.950.031	3.950.031	3.950.031	3.950.031
Impuestos	-948.007	-948.007	-948.007	-948.007	-948.007
Utilidad después impuesto	3.002.023	3.002.023	3.002.023	3.002.023	3.002.023
Depreciación	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000
Inversión					
Valor de Desecho					0
Flujo de caja	-197.977	-197.977	-197.977	-197.977	-197.977
Flujo acumulado	-33.187.860	-33.385.836	-33.583.813	-33.781.790	-33.979.766

Figura D.10: Modelo de 32 millones de inversión, con Costos Fijos de un 7.5 %, parte 2

	0	1	2	3	4	5
Ahorro Costo Actual		1.070.031	1.070.031	1.070.031	1.070.031	1.070.031
Costo Fijo		-320.000	-320.000	-320.000	-320.000	-320.000
Costo Variable		-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000
Depreciación		3.200.000	3.200.000	3.200.000	3.200.000	3.200.000
Valor Libro Terreno						
Utilidad antes impuesto		3.870.031	3.870.031	3.870.031	3.870.031	3.870.031
Impuestos		-928.807	-928.807	-928.807	-928.807	-928.807
Utilidad después impuesto		2.941.223	2.941.223	2.941.223	2.941.223	2.941.223
Depreciación		-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000
Inversión	32.000.000					
Valor de Desecho						
Flujo de caja	32.000.000	-258.777	-258.777	-258.777	-258.777	-258.777
Flujo acumulado	-32.000.000	-32.258.777	-32.517.553	-32.776.330	-33.035.106	-33.293.883

Figura D.11: Modelo de 32 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 1

	6	7	8	9	10
Ahorro Costo Actual	1.070.031	1.070.031	1.070.031	1.070.031	1.070.031
Costo Fijo	-320.000	-320.000	-320.000	-320.000	-320.000
Costo Variable	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000	-80.000
Depreciación	3.200.000	3.200.000	3.200.000	3.200.000	3.200.000
Valor Libro Terreno					
Utilidad antes impuesto	3.870.031	3.870.031	3.870.031	3.870.031	3.870.031
Impuestos	-928.807	-928.807	-928.807	-928.807	-928.807
Utilidad después impuesto	2.941.223	2.941.223	2.941.223	2.941.223	2.941.223
Depreciación	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000	-3.200.000
Inversión					
Valor de Desecho					0
Flujo de caja	-258.777	-258.777	-258.777	-258.777	-258.777
Flujo acumulado	-33.552.660	-33.811.436	-34.070.213	-34.328.990	-34.587.766

Figura D.12: Modelo de 32 millones de inversión, con Costos Fijos de un 10 %, parte 2