



consultoría energética . proyectos . software . I+D+i

19P005. Evaluación de Proyecto de Calefacción Distrital para las Ciudades
de Coyhaique y Puerto Williams

Informe de Avance nº2

Versión 1.0



Santiago, a 29 de julio de 2019





-



Contenido

1. NOMENCLATURA	11
2. PRESENTACIÓN	13
3. PROPUESTA DE MODELO DE NEGOCIO	14
3.1. COYHAIQUE	14
3.1.1. CONTEXTO	14
3.1.2. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	15
3.1.3. PROPUESTA DE TARIFAS	19
3.1.4. PROPUESTA DE SUBSIDIOS	21
3.1.5. PROPUESTA DE MODELO DE NEGOCIO	23
3.2. PUERTO WILLIAMS	24
3.2.1. CONTEXTO	24
3.2.2. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO	25
3.2.3. PROPUESTA DE TARIFAS	30
3.2.4. PROPUESTA DE SUBSIDIOS	33
3.2.5. PROPUESTA DE MODELO DE NEGOCIO	34
4. PROPUESTA DE BASES DE LICITACIÓN	37
4.1. GENERALIDADES	37
4.2. ASPECTOS COMUNES A INCORPORAR EN LA LICITACIÓN	38
4.2.1. PROYECTO DE REFERENCIA Y OFERTA VARIANTE	38
4.2.2. TARIFAS	39
4.3. ASPECTOS ESPECÍFICOS PARA COYHAIQUE	42
4.3.1. DERECHOS DE EMISIONES	42
4.3.2. PUNTUACIÓN PARA COYHAIQUE	42
4.3.2.1. Generalidades	42
4.3.2.2. Criterios Económicos	43
4.3.2.2.1. En relación a los precios de venta de energía:	43
4.3.2.2.2. En relación a la rentabilidad exigida del Proyecto	43



4.3.2.2.3. En relación a la Capacidad de influencia del estado en la administración a medio-largo plazo	44
4.3.2.3. Criterios Técnicos	44
4.3.2.3.1. Calidad Técnica	44
4.3.2.3.2. Integración con Sistema Eléctrico	44
4.3.2.4. Garantía de Servicio	45
4.3.2.4.1. Tiempo de respuesta:	45
4.3.2.4.2. Atención al USUARIO:	45
4.3.2.5. Generación de Ocupación Local	45
4.3.3. PUNTUACIÓN PARA PUERTO WILLIAMS	45
4.3.3.1. Generalidades	45
4.3.3.2. Criterios Económicos	46
4.3.3.3. CRITERIOS TÉCNICOS	46
4.3.3.3.1. Calidad Técnica	46
4.3.3.3.2. Integración con Sistema Eléctrico	47
4.3.3.4. Garantía de Servicio	47
4.3.3.4.1. Tiempo de respuesta:	47
4.3.3.4.2. Atención al USUARIO:	47
4.3.3.5. Generación de Ocupación Local	47
4.4. ESTRUCTURA DE LAS BASES ADMINISTRATIVAS DE LICITACIÓN ESCO	48
5. CONTRATOS TIPO	52
5.1. CONSIDERACIONES GENERALES	52
5.2. CLIENTES RESIDENCIALES INDIVIDUALES	53
5.3. CLIENTES NO RESIDENCIALES Y RESIDENCIALES COLECTIVOS	75
6. MARCO REGULATORIO DEL PROYECTO	98
6.1. REGULACIÓN GENERAL DE ÍNDOLE TÉCNICA	98
6.2. INSTRUMENTOS NORMATIVOS PARA LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS:	104
6.3. EXPLOTACIÓN DE BIENES PÚBLICOS DE USO NACIONAL	105
6.3.1. MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS- DIRECCIÓN DE VIALIDAD	105
6.3.2. MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS- DIRECCIÓN GENERAL DE CONCESIONES	105
6.3.3. MUNICIPALIDADES	106



6.4. MARCO ESPECÍFICO PARA COYHAIQUE	106
6.4.1. POLÍTICA ENERGÉTICA 2050 PARA CHILE. HOJA DE RUTA, 2050:	106
6.4.2. RUTA ENERGÉTICA 2018-2022	108
6.4.3. PLANES DE DESCONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA	108
6.4.4. PLAN REGULADOR COMUNAL	110
6.4.4.1. Descripción	110
6.4.4.2. Condicionantes para los Proyectos de Calefacción Distrital	111
6.5. MARCO ESPECÍFICO PARA PUERTO WILLIAMS	111
6.5.1. POLÍTICA ENERGÉTICA 2050 PARA CHILE. HOJA DE RUTA, 2050:	111
6.5.2. PLAN REGULADOR	112
6.6. OTRAS NORMATIVAS	112
<u>7. PROPUESTAS DE MODIFICACIONES NORMATIVAS</u>	<u>113</u>
7.1. PLANTEAMIENTO	113
7.2. UTILIZACIÓN DE LOS SUBSIDIOS DE RECAMBIO DE CALEFACTORES	113
7.3. LICITACIÓN DE CONCESIONES EXCLUSIVAS DE EXPLOTACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS TÉRMICAS	115
7.4. SOCIEDADES MIXTAS PÚBLICO PRIVADAS CON RUBRO ENERGÉTICO	115
7.5. AVALES PÚBLICOS PARA LOS PROYECTOS DE CALEFACCIÓN DISTRITAL	115
7.6. CESIÓN DE USO DE SUELOS PÚBLICOS	116
7.7. MODIFICACIÓN ORDENANZA DE URBANISMO	116
7.8. EXENCIONES MUNICIPALES	117
7.9. BONO DE LEÑA AYSÉN	117
7.10. EXENCIÓN DE ENERGÍA EN ENDEUDAMIENTO MUNICIPAL	118
<u>8. PROPUESTAS DE CONDICIONES HABILITANTES</u>	<u>119</u>
8.1. PLANTEAMIENTO	119
8.2. INTEGRACIÓN DE DEMANDAS TÉRMICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO	119
8.3. APOYO INSTITUCIONAL AL DESARROLLO DE LA ENERGÍA DISTRITAL	120
8.4. APLICATIVO PRE PAGO DE CALOR PARA USUARIOS DOMÉSTICOS	120
8.5. BANCO DE EMISIONES DE MATERIAL PARTICULADO	121
8.6. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE CO ₂	121
8.7. CONEXIÓN DE EDIFICIOS PÚBLICOS	122



9. METODOLOGÍA DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA **124**

9.1. PRESENTACIÓN	124
9.2. CONTEXTOS LOCALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS PROCESOS DE PARTICIPACIÓN	124
9.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA COMUNIDAD PRESENTE EN LOS CENTROS URBANOS	125
9.2.1.1. Coyhaique	125
9.2.1.2. Puerto Williams	125
9.2.2. CONFLICTOS AMBIENTALES IDENTIFICADOS EN MAPA DE CONFLICTOS DEL INDH	126
9.2.2.1. Coyhaique	126
9.2.2.2. Puerto Williams	128
9.2.3. PRESENCIA DE COMUNIDADES INDÍGENAS	128
9.2.3.1. Coyhaique	129
9.2.3.2. Puerto Williams	130
9.2.4. PRINCIPALES HALLAZGOS OBTENIDOS EN ENCUESTAS DE LAS COMUNAS DE COYHAIQUE Y PUERTO WILLIAMS	131
9.2.4.1. Coyhaique	131
9.2.4.2. Puerto Williams	137
9.3. CONTEXTO TEÓRICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA	142
9.4. CONDICIONES A CUBRIR POR LAS METODOLOGÍAS PRESENTADAS	146
9.4.1. COYHAIQUE	146
9.4.2. PUERTO WILLIAMS	147
9.5. PROPUESTA METODOLÓGICA	148

10. ANEXOS **152**

10.1. LISTADO DE MEDIOS DE COMUNICACIÓN PRESENTES EN COYHAIQUE Y PUERTO WILLIAMS	152
10.1.1. COYHAIQUE:	152
Medios de comunicación	152
10.1.2. PUERTO WILLIAMS:	153
Radioemisoras FM:	153
10.2. BIBLIOGRAFÍA	154



Índice de Tablas

Tabla 1. Sensibilización individual de la TIR a variables de entrada	16
Tabla 2. Combinaciones de variación de variables por escenarios con TIR=12%.....	17
Tabla 3. Combinaciones de variables por escenarios con TIR=12%.....	18
Tabla 4. Análisis de factura energética actual.....	20
Tabla 5. Distribución de responsabilidades de subestaciones por tipología de cliente	20
Tabla 6. Tarifas para casas	21
Tabla 7. Tarifas para industria y edificios.....	21
Tabla 8. Inversiones y subsidios anuales en valor real.....	22
Tabla 9. Inversiones y subsidios anuales en valor presente.....	23
Tabla 10. Sensibilización individual de la TIR a variables de entrada	27
Tabla 11. Combinaciones de variación de parámetros por escenarios con TIR=12%	28
Tabla 12. Combinaciones de variables por escenarios con TIR=12%.....	28
Tabla 13. Análisis de factura energética actual. Tipologías con Leña y GLP.....	30
Tabla 14. Análisis de factura energética actual. Tipologías con GLP.....	31
Tabla 15. Propuesta de tarifas para el análisis financiero	32
Tabla 16. Distribución de responsabilidades de subestaciones por tipología de cliente	32
Tabla 17. Tarifas para casas	33
Tabla 18. Tarifas para industria y edificios.....	33
Tabla 19. Inversiones y subsidios anuales en valor real.....	34
Tabla 20. Tarifas para casas en Coyhaique	39
Tabla 21. Tarifas para industria y edificios en Coyhaique	39
Tabla 22. Tarifas para casas en Puerto Williams.....	40
Tabla 23. Tarifas para industria y edificios en Puerto Williams.....	40
Tabla 24. Simulación de cálculo de facturas para familias tipo de Coyhaique y Puerto Williams	41
Tabla 25. Recuento de recambios de calefactores por programas, tecnologías y años	114



Índice de Ilustraciones

Ilustración 1. Sensibilización individual de la TIR a variables de entrada	16
Ilustración 2. Análisis cruzado de la TIR en función del porcentaje de penetración (absoluta) y la variación del valor base de la tarifa residencial.	19
Ilustración 3. Sensibilización individual de la TIR a variables de entrada	26
Ilustración 4. Evaluación de la TIR al variar el porcentaje de penetración y el valor de la tarifa de venta de calor a nivel doméstico	30
Ilustración 5: Ubicación Minera el Toqui	126
Ilustración 6: Recorte de prensa [2]	127
Ilustración 7: Noticia de ITV, en que la comunidad Yagán explica razones de la protesta por la instalación de salmonicultoras	128
Ilustración 8: Área de desarrollo Indígena de la comuna de Cabo de Hornos	130
Ilustración 9: Propensión al aumento del costo de la calefacción por sistema menos contaminante y más confortable	132
Ilustración 10: ¿Por qué se cambiaría de su actual sistema de calefacción?	132
Ilustración 11: Relación de hogares con viviendas de la ciudad de Coyhaique	133
Ilustración 12: Artefactos utilizados para cocinar en la comuna de Coyhaique	133
Ilustración 13: ¿Usted conoce o ha oído hablar del sistema de calefacción distrital?	134
Ilustración 14: ¿Cuán interesado estaría de cambiar su actual sistema de calefacción?	134
Ilustración 15: ¿Por qué NO se cambiaría de su actual sistema de calefacción?	135
Ilustración 16: ¿Cuán dispuesto estaría de incorporar un sistema de calefacción a través de cañerías y radiadores en su hogar?	135
Ilustración 17: Medios de calentamiento de agua caliente sanitaria de Puerto Williams	137
Ilustración 18: Tipo de Calefacción utilizados	137
Ilustración 19: En relación al aumento del costo Por un sistema de calefacción menos contaminante y que le haga sentir más confortable ¿Estaría dispuesto a pagar más dinero que lo que paga actualmente?	138
Ilustración 20: ¿Por qué se cambiaría de su actual sistema de calefacción?	139
Ilustración 21: Relación de hogares con viviendas en Puerto Williams	139
Ilustración 22: Instrumentos utilizados para cocinar	140
Ilustración 23: ¿Usted conoce o ha oído hablar del sistema de calefacción distrital?	140
Ilustración 24: ¿Cuán interesado estaría de cambiar su actual sistema de calefacción?	141
Ilustración 25: ¿Por qué NO se cambiaría de su actual sistema de calefacción?	141



Ilustración 26: ¿Cuán dispuesto estaría de incorporar un sistema de calefacción a través de cañerías y radiadores en su hogar?	142
Ilustración 27: Relación entre Administración y Ciudadanía	143
Ilustración 28: flujo de información en modelo de participación consultivo	144
Ilustración 29: Relación y flujos informativos en modelo de participación activa	144
Ilustración 30: Niveles de participación ciudadana y acciones genéricas por modelo	145
Ilustración 31: Proceso general de Participación	148
Ilustración 32: Variación de objetivos y posibilidad de comunicación con la comunidad local	149
Ilustración 33: Casa sustentable en feria de eficiencia energética en la Araucanía	150



1. NOMENCLATURA

ACS	Agua Caliente Sanitaria
BCG	Bombas de Calor Geotérmicas
CAPEX	Capital Expenditures (Inversión de Capital)
CDT	Corporación de Desarrollo Tecnológico
CIBA	Complejo Integral de Biomasa en Aysén
CLP	Peso Chileno
CNE	Comisión Nacional de Energía
CONAF	Corporación Nacional Forestal
COSOC	Consejo de la Sociedad Civil
DAAC	Derechos de Aprovechamiento de Aguas Consuntivos
DH	District Heating
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESCO	Energy Services Companies
ET	Clima de Tundra
FNDR	Fondo Nacional de Desarrollo Regional
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GLPL	Gas Natural Licuado
GORE	Gobierno Regional
GWh	Giga Watt hora
Ha	Hectáreas
HP	Heat Pump
INACH	Instituto Antártico Chileno
INDAP	Instituto de Desarrollo Agropecuario
INE	Instituto Nacional de Estadísticas
kW	Kilo Watt térmico
kWe	Kilo Watt eléctrico
LEC	Levelized Energy Cost (Costo Nivelado de Energía)
MAE	Modelo de Análisis Espacial
MW	Mega Watt térmico
MWe	Mega Watt eléctrico
MWh	Mega watt hora térmico
MWhe	Mega watt hora eléctrico
OGUC	Ordenanza General de Urbanismo y Construcción
OCCC	Organizaciones Comunitarias



OPEX	Operational Expenditures (Gastos Operativos)
PCI	Poder Calorífico Inferior
PDA	Plan de Descontaminación Atmosférica
PMGD	Pequeños Medios de Generación Distribuida
PPA	Power Purchase Agreement
PRC	Plan regulador
PRODESA	Programa de Desarrollo Social
PW	Puerto Williams
SECPLAN	Secretaría Comunal de Planificación
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEREMI	Secretaría Regional Municipal
SERVIU	Servicio de Vivienda y Urbanización
SSAA	Sistemas Aislados
SSMM	Sistemas Medianos
TIR	Tasa Interna de Retorno
TV	Turbina de Vapor Condensada
VAN	Valor Actual Neto
W	Watt



2. PRESENTACIÓN

El presente informe es el documento principal de la tercera entrega del proyecto: “Evaluación de proyecto de calefacción distrital para las ciudades de Coyhaique y Puerto Williams” a través del cual se busca diseñar, evaluar y planificar la implementación de un gran sistema de calefacción distrital en la ciudad de Coyhaique y en la localidad de Puerto Williams, que abastezca de calefacción y agua caliente sanitaria a la totalidad de la población de cada ciudad.

Los objetivos específicos del trabajo son:

1. Determinar la oferta y demanda de energía para abastecer de calefacción y agua caliente sanitaria a las edificaciones de la ciudad de Coyhaique y la localidad de Puerto Williams.
2. Evaluar la pre-factibilidad técnica, económica y social de un sistema de calefacción distrital en la ciudad de Coyhaique y un sistema de calefacción distrital en la localidad de Puerto Williams.
3. Proponer actividades para la implementación del sistema de calefacción distrital en Coyhaique y Puerto Williams.
4. Apoyar en la formulación del proyecto piloto en zona de Escuela Agrícola, Coyhaique.

Este informe da respuesta todas las Actividades solicitadas dentro del Objetivo 3, así como a la Actividad 2.8 del Objetivo 2. No se incluye la Actividad 2.9 dado que se considera resuelta en los informes anteriores. En cada apartado se detalla esta correspondencia.

Por otra parte, este informe va acompañado de los siguientes Anexos:

- ANEXO 1. Pliego de Condiciones Técnicas para Licitación de sistema de Calefacción Distrital de Coyhaique
- ANEXO 2. Pliego de Condiciones Técnicas para Licitación de sistema de Calefacción Distrital de Puerto Williams
- ANEXO 3. Ejemplo de Pliego de Condiciones Administrativas para Licitación de sistema de Calefacción Distrital



3. PROPUESTA DE MODELO DE NEGOCIO

Este apartado responde, principalmente, a lo solicitado en la Actividad 2.8 de las Bases Técnicas.

3.1. COYHAIQUE

3.1.1. CONTEXTO

Tal como se reseñó en el informe anterior, para que el proyecto de sistema de calefacción distrital para la ciudad de Coyhaique tenga la rentabilidad de proyecto del 12% solicitada por las ESCO para el nivel de riesgo observado en una operación de este tipo sin avales públicos, éste requiere unos ingresos por venta de calor un 21% superiores a los ingresos nominales asociados a una tarifa efectiva de venta de calor equivalente al costo actual del calor en la ciudad, calculada en base al consumo de leña y GLP referencial de las casas de Coyhaique¹, por un lado, y al precio del GLP para usos térmicos para edificios comerciales y administrativos.

Si se toma en cuenta que este 21% extra se aproxima mucho al IVA que debería comenzar a aplicarse sobre la leña con la entrada en vigor de la ley de biocombustibles sólidos, aunque ésta afectaría sólo a parte del consumo, se observa que la desviación de precio del calor del sistema distrital respecto al caso de referencia será menor que dicho 21%. Pero, en cualquier caso, se trata de un escenario futuro muy incierto, dependiente del ritmo y éxito de la implantación de la ley en el sector de la leña.

Por lo anterior, se considera que, si es voluntad del Estado la viabilización del sistema de calefacción distrital de Coyhaique, éste requiere de un apoyo por parte del propio Estado u otros organismos con interés en el desarrollo de esta infraestructura y el modelo de negocio que hay tras la misma.

Este apoyo podría tener algunos de los siguientes aspectos:

- a) Licitación de concesión exclusiva para la construcción y explotación de la infraestructura en un determinado ámbito de la ciudad
- b) Establecimiento de un aval del Estado para cubrir desviaciones en la rentabilidad del proyecto bajo supuestos de incumplimiento de demanda esperada, por razones ajenas al concesionario
- c) Cesión de uso de suelos públicos para la instalación de las infraestructuras de la red

¹ Contemplándose el uso de la leña para la calefacción y el del GLP para el ACS en el caso de casas.



- d) Exención de impuestos y tasas asociados a la construcción y explotación de los sistemas
- e) Desarrollo de mecanismos de apoyo y promoción de la energía distrital tales como:
 - a. Campañas institucionales
 - b. Desarrollo de sistema de pago web y app asociada de pre pago de calor para usuarios domésticos
 - c. Desarrollo de bancos de emisiones de material particulado intra o supra PDA
 - d. Establecimiento de mecanismos para la valorización de las emisiones de CO₂ ahorradas

Dado que algunas de estas medidas son difíciles de comprometer y su efecto difícil de cuantificar, se ha analizado el impacto de los Subsidios y los Avalos, en el marco de un análisis de sensibilidad financiero del proyecto que se presenta a continuación.

3.1.2. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

Tal como se ha mencionado, el proyecto sin apoyo alguno, con un nivel de demanda del 90% de la demanda del ámbito caracterizado, que contempla la totalidad de las zonas urbanas de la ciudad, presenta una rentabilidad de proyecto del 7,55%, con un VAN de -28.134MMCLP suponiendo una tasa de descuento privada del 12%.

La viabilización del proyecto pasa principalmente por dos opciones, no excluyentes, que pueden aplicarse de forma integrada y parcial, si elevar las tarifas como son:

- a) Establecer condiciones de confianza para el sector privado desde el sector público que permitan reducir la rentabilidad mínima de proyecto hasta ese 7,55%.
- b) Poner en marcha una política de subsidios que permitan obtener el 12% de rentabilidad de proyecto, lo que requeriría un subsidio distribuido en 5 años por un valor total (actual) de 33.413MMCLP, un 32% de la inversión total.

A modo de caso intermedio, observar que para una rentabilidad de proyecto de un 10%, bastaría con subir las tarifas un 11% o un subsidio del 20% (21.871MMCLP).

Pero para entender la sensibilidad y el impacto de cada una de las variables de entrada que se considera que pueden tener impacto en los resultados, se han sensibilizado estas de forma individual y posteriormente se han generado distintos escenarios viables financieramente, mediante el ajuste de las tarifas y el porcentaje de subsidio. Es importante destacar que, aunque la penetración nominal para el análisis es del 90%, en el análisis de sensibilidad, dicha demanda del 90% se considera como un 100%, para equipararlo al resto de variables, y se ve sensibilizada a través de la “Variación de la demanda” que puede incluir cualquier fenómeno que afecte a la demanda incluida la penetración.



Tabla 1. Sensibilización individual de la TIR a variables de entrada

Variación	Subsidio	Costo Biomasa	Costo de Gas	Variación de la demanda ²	Variación tarifas residencial
150%	20,27%	7,84%	9,68%	31,35%	24,07%
140%	17,88%	8,71%	10,17%	26,99%	21,64%
130%	15,98%	9,56%	10,64%	22,94%	19,24%
120%	14,43%	10,39%	11,11%	19,14%	16,85%
110%	13,12%	11,20%	11,56%	15,52%	14,46%
100%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%	12,00%
90%	11,03%	12,79%	12,44%	8,46%	9,43%
80%	10,17%	13,58%	12,87%	4,64%	6,61%
70%	9,41%	14,35%	13,29%	-	3,30%
60%	8,73%	15,13%	13,70%	-	-
50%	8,10%	15,90%	14,11%	-	-
40%	7,54%	16,67%	14,52%	-	-
30%	7,02%	17,44%	14,92%	-	-
20%	6,54%	18,21%	15,32%	-	-
10%	6,09%	18,98%	15,71%	-	-
0%	5,67%	19,75%	16,10%	-	-

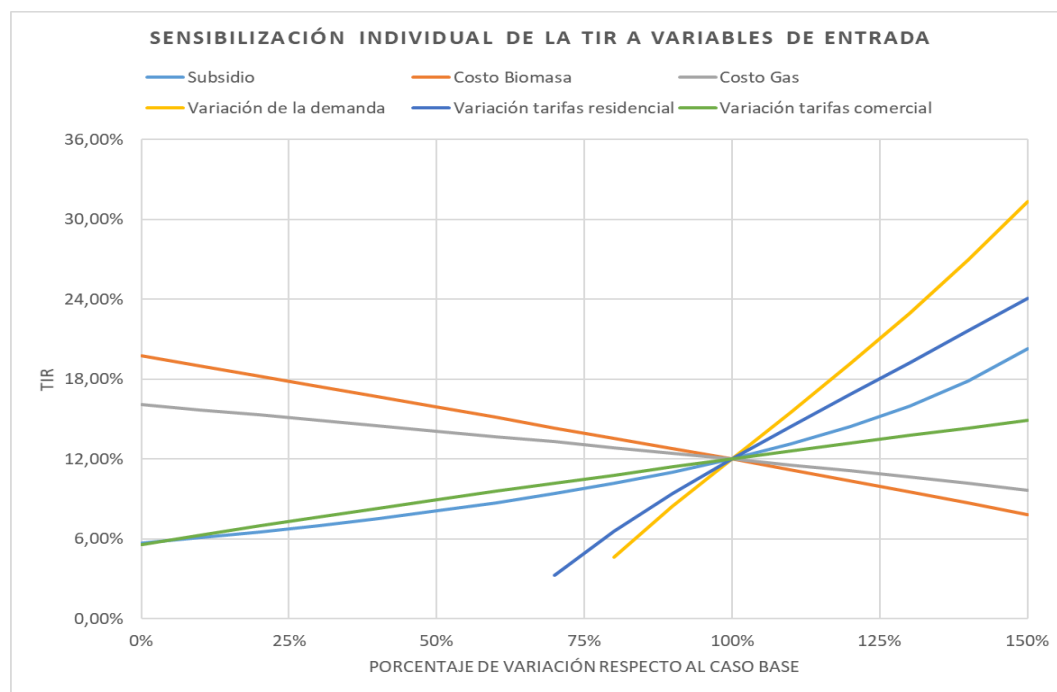


Ilustración 1. Sensibilización individual de la TIR a variables de entrada

² Esta variación efectiva de la demanda de calor, generada y comercializada, puede venir por una merma en la conexión de viviendas, por una reducción de la demanda de las mismas por aislación o cambio de costumbres o por una densificación de la demanda del ámbito asociado a un cambio de tipologías edificatorias que pasen de casas a edificios.



Como se puede observar de la Ilustración 1, todas las variables parten de un 100% de su valor coincidiendo con una TIR 12%, donde para el caso de la penetración el 100% corresponde a una penetración del 90%. Asimismo, se observa que este parámetro financiero presenta una sensibilidad positiva de orden creciente ante el aumento de las tarifas comerciales, subsidio, las tarifas residenciales y finalmente la variación de demanda, que corresponde a la variable que posee una mayor sensibilidad por sobre las demás. Por otra parte, se observa una sensibilidad negativa de la TIR en los casos en que se produce un aumento del costo de biomasa y gas respecto a los valores de diseño considerados, donde al comparar estos dos parámetros, se obtiene que el costo de la biomasa tiene una incidencia mucho mayor en el comportamiento de la TIR, lo cual se debe al alto porcentaje de participación de la biomasa para la planta de producción de calor del District Heating analizada.

En base a lo anterior se han generado distintos escenarios de variables de entrada, los que se han complementado con un ajuste de tarifas y el valor del subsidio para lograr mantener la viabilidad financiera. Estos escenarios se centran básicamente en reducir la penetración o la demanda interior e incrementar el precio de la energía, buscando la compensación a través de las tarifas y de los subsidios.

La primera tabla muestra los escenarios a través de los porcentajes de variación de las variables y la segunda su valor absoluto resultante.

Tabla 2. Combinaciones de variación de variables por escenarios con TIR=12%

Escenarios alternativos VAN 0	Subsidio	Costo Biomasa	Costo Gas	Variación de la demanda	Variación tarifa residencial	Variación tarifas terciaria
1-. Subsidio para compensar aumento de costos de biomasa	138%	150%	100%	100%	100%	100%
2-. Tarifas residenciales ajustadas para compensar aumento de costos de biomasa	100%	150%	100%	100%	116%	100%
3-. Tarifas terciarias ajustadas para compensar aumento de costos de biomasa	100%	150%	100%	100%	100%	165%
4-. Subsidio para compensar falta de penetración o baja demanda	164%	100%	100%	78%	100%	100%
5-. Tarifas residenciales ajustadas para compensar falta de penetración o baja demanda	100%	100%	100%	78%	136%	100%
6-. Tarifas terciarias ajustadas para compensar falta de penetración o baja demanda	100%	100%	100%	78%	100%	254%



Tabla 3. Combinaciones de variables por escenarios con TIR=12%

Escenarios alternativos VAN 0	Subsidio (MMCLP)	Costo Biomasa (CLP/MWh)	Costo Gas (CLP/MWh)	Porcentaje de Penetración (%)	Valor tarifas residencial (CLP/MWh)	Valor tarifas terciaria (CLP/MWh)
1-. Subsidio para compensar aumento de costos de biomasa	70.380	14.247	35.646	90%	44.979	60.000
2-. Tarifas residenciales ajustadas para compensar aumento de costos de biomasa	51.000	14.247	35.646	90%	52.175	60.000
3-. Tarifas terciarias ajustadas para compensar aumento de costos de biomasa	51.000	14.247	35.646	90%	44.979	99.000
4-. Subsidio para compensar falta de penetración o baja demanda	83.640	9.498	35.646	70%	44.979	60.000
5-. Tarifas residenciales ajustadas para compensar falta de penetración o baja demanda	51.000	9.498	35.646	70%	61.171	60.000
6-. Tarifas terciarias ajustadas para compensar falta de penetración o baja demanda	51.000	9.498	35.646	70%	44.979	152.400

A partir de ambas tablas, se puede apreciar que, para el caso del aumento de costos de la biomasa, el parámetro que requiere una menor variación de ajuste para mantener la viabilidad del proyecto corresponde a la tarifa residencial cuyo aumento debe ser del orden del 16% respecto al valor establecido originalmente, cuando el costo de la biomasa aumenta en un 50% respecto al valor inicial. Esto, en magnitudes se traduce en un aumento de la tarifa de venta de calor que va desde 44.979 a 52.175 CLP/MWh. El segundo parámetro que permite alcanzar el estado de viabilidad financiera con una variación no tan pronunciada corresponde al subsidio (aumento del 38% respecto al caso base) y posteriormente el costo de la tarifa comercial (65% mayor al caso base). De manera análoga, cuando la penetración de esta tecnología se reduce de un 90% a un 70%, se observa que el parámetro que requiere un menor ajuste sigue siendo la tarifa residencial, la cual debe aumentar de 44.979 a 61.171 CLP/MWh; el segundo parámetro con menor variación corresponde al subsidio con un aumento del 64% y finalmente la tarifa comercial que requiere un incremento del 154%.

Del análisis anterior se puede constatar que la ratio de penetración de la tecnología de DH representa la variable crítica, ante la cual los resultados financieros muestran la mayor sensibilidad.

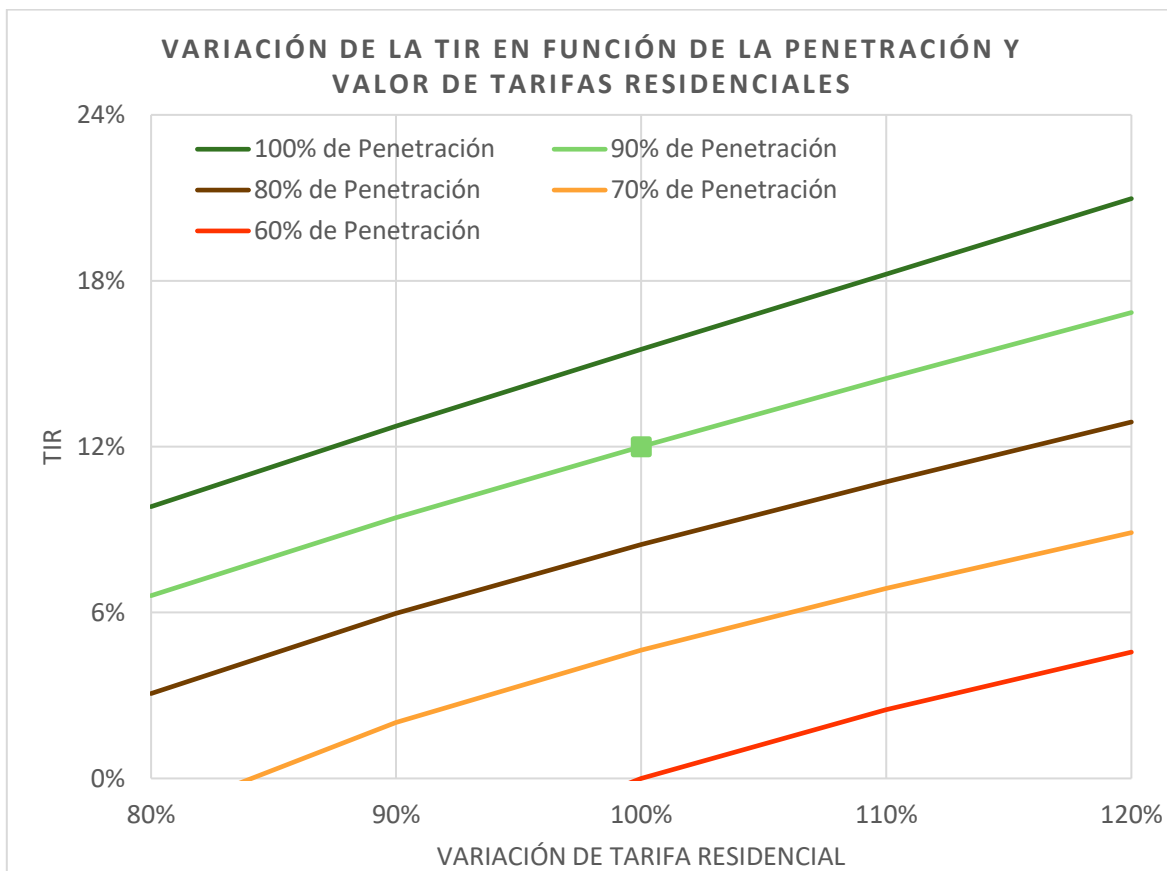


Ilustración 2. Análisis cruzado de la TIR en función del porcentaje de penetración (absoluta) y la variación del valor base de la tarifa residencial.

Ahora, para evaluar la relación entre la penetración y la tarifa residencial, se ha construido el gráfico que se muestra en la Ilustración 2. En esta, se puede apreciar que, para valores crecientes del porcentaje de penetración de la calefacción distrital en Coyhaique en conjunto con el aumento de la tarifa de venta de calor a nivel residencial, se produce un aumento de la TIR, lo cual hace al proyecto aún más rentable. Cabe destacar que el caso base corresponde a la intersección entre la curva de penetración del 90% representado por la curva de color verde claro, y la línea vertical que cruza en el 100% el eje de la abscisa, la cual representa la tarifa equivalente a 44.979 CLP/MWh.

3.1.3. PROPUESTA DE TARIFAS

Visto todo lo anterior y, a pesar que se pueden plantear opciones mixtas muy razonables pero que requieren del desarrollo de mecanismos y compromisos que superan la capacidad de incidencia de este trabajo, se desarrolla una propuesta basada en mantener la factura energética de las familias,



ser competitivos para entrar en el sector comercial y público, y establecer subsidios para lograr la rentabilidad objetivo del 12% para el proyecto.

A nivel de tarifas, se parte del análisis de los costos actuales de la energía en las casas de Coyhaique, que, según se desprende de la tabla siguiente, tiene un valor promedio ponderado de 53,52CLP/kWh, con IVA incluido o 44,98 CLP/kWh, sin IVA.

Tabla 4. Análisis de factura energética actual

Tipología	Demanda CC (kWh)	Demanda ACS (kWh)	Demanda Total (kWh)	Consumo Leña Simulado (m3 st/a)		Consumo GLP Simulado (CLP/a) (con IVA)	Limpieza caño (CLP/año)	SUMA TOTAL (CLP/año)	Costo Energía (CLP/kWh con IVA)
UNI-T-A0	23.612	2.132	25.744	29,98		291.750	50.000	1.480.883	57,52
UNI-T-AT	19.579	2.132	21.711	19,30		291.750	50.000	1.075.176	49,52
UNI-T-AMT	16.295	2.132	18.427	15,15		291.750	50.000	917.283	49,78
UNI-A-A0	22.893	2.132	25.025	21,28		291.750	50.000	1.150.307	45,97
UNI-A-AT	18.966	2.132	21.098	17,63		291.750	50.000	1.011.619	47,95
UNI-A-AMT	15.654	2.132	17.786	14,55		291.750	50.000	894.622	50,30
UNI-T-AL	19.719	2.132	21.851	18,33		291.750	50.000	1.038.194	47,51
UNI-A-AL	17.702	2.132	19.834	16,45		291.750	50.000	966.956	48,75
Tipología	Demanda CC (kWh)	Demanda ACS (kWh)	Demanda Total (kWh)			Consumo GLP Simulado (CLP/a) (con IVA)		SUMA TOTAL (CLP/año)	Costo Energía (CLP/kWh con IVA)
DEPTO	8.239	2.132	10.371	NA	494.684	739.853	NA	739.853	71,34

Cara a tener una política de tarifas consecuente a nivel financiero con las inversiones y sus requerimientos, se propone que un 25% de los ingresos provengan del termino de potencia, que es independiente del consumo, dado que este porcentaje es el que representan las amortizaciones de inversiones respecto al total de gastos.

Por otra parte, se propone que no se cobren derechos de conexión y que las subestaciones de conexión sean propiedad y responsabilidad del operador del sistema en el caso de las casas, aunque no así en el caso de las industrias y los edificios, incluyendo los de viviendas (departamentos), en los que la propiedad y la responsabilidad de ejecución de éstas si recaerá en el Cliente.

Las tablas siguientes recogen de forma resumida todas las características de la política tarifaria.

Tabla 5. Distribución de responsabilidades de subestaciones por tipología de cliente

CASAS



Circuito	Instalación	Operación	Mantenimiento
Instalaciones exteriores ³ (válvulas de corte primarias incluidas)	Suministrador	Suministrador	Suministrador
Subestaciones, desde las válvulas de corte primarias y hasta las válvulas de secundarias de los intercambiadores ⁴	Suministrador	Suministrador	Suministrador
Instalaciones Interiores ⁵	Cliente	Cliente	Cliente
EDIFICIOS E INDUSTRIAS			
Instalaciones exteriores (válvulas de corte primarias incluidas)	Suministrador	Suministrador	Suministrador
Subestaciones, desde las válvulas de corte primarias y hasta las válvulas de secundarias de los intercambiadores	Cliente	Suministrador	Cliente
Instalaciones Interiores	Cliente	Cliente	Cliente

Tabla 6. Tarifas para casas

Concepto	Variable	Valor
Derechos de conexión		NA
Término fijo (CLP/mes)	T1c	20.000
Término variable (CLP/MWh)	T2c	34.000

Tabla 7. Tarifas para industria y edificios

Concepto	Variable	Valor
Derechos de conexión		NA
Término fijo (CLP/kW/año)	T1c	12.000
Término variable (CLP/MWh)	T2c	45.000

Se propone que las tarifas se actualicen con el IPC o con un indicador de referencia de la biomasa, como el valor de exportación.

3.1.4. PROPUESTA DE SUBSIDIOS

Tal como se muestra en el análisis financiero, la construcción y explotación de este sistema a 30 años por parte de una empresa privada no es viable financieramente dentro de los parámetros de

³ Coste a cargo del Cliente.

⁴ Según detalle especificaciones del Suministrador.

⁵ Según recomendaciones del Suministrador.



rentabilidad que exigen las empresas para este tipo de operaciones y que se ha fijado en una TIR del 12% a 30 años.

Por lo anterior se ha cuantificado y propuesto un apoyo con fondos públicos que cubra el 32% de la inversión que se requiere para lograr dicha rentabilidad, distribuidos en 5 años, tal como se detalla a continuación.

Dado que el proyecto Escuela Agrícola, Fase 0 de esta propuesta, cuenta ya con un subsidio incluido en presupuestos de 1.900MMCLP, se ha contemplado que éste sea el valor del subsidio del primer año, lo que supone un apoyo público de un 51% (sobre dicha fase), seguido por un subsidio anual durante los 4 años siguientes correspondiente al 32% de la inversión ejecutada en cada fase, hasta sumar 33.662MMCLP en valor presente.

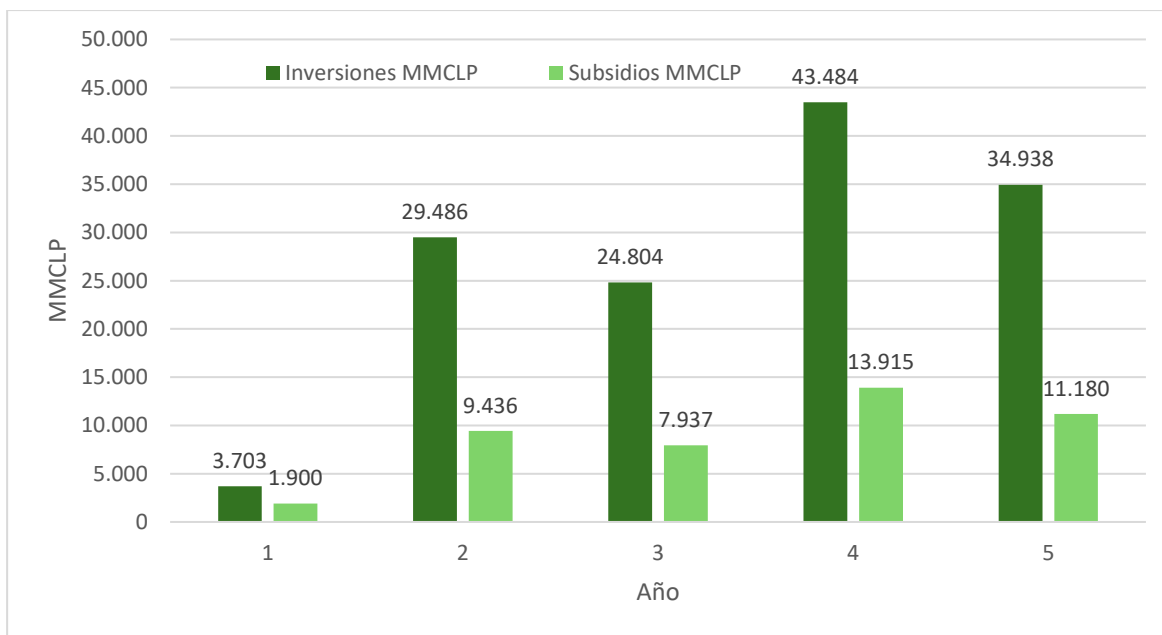


Tabla 8. Inversiones y subsidios anuales en valor real

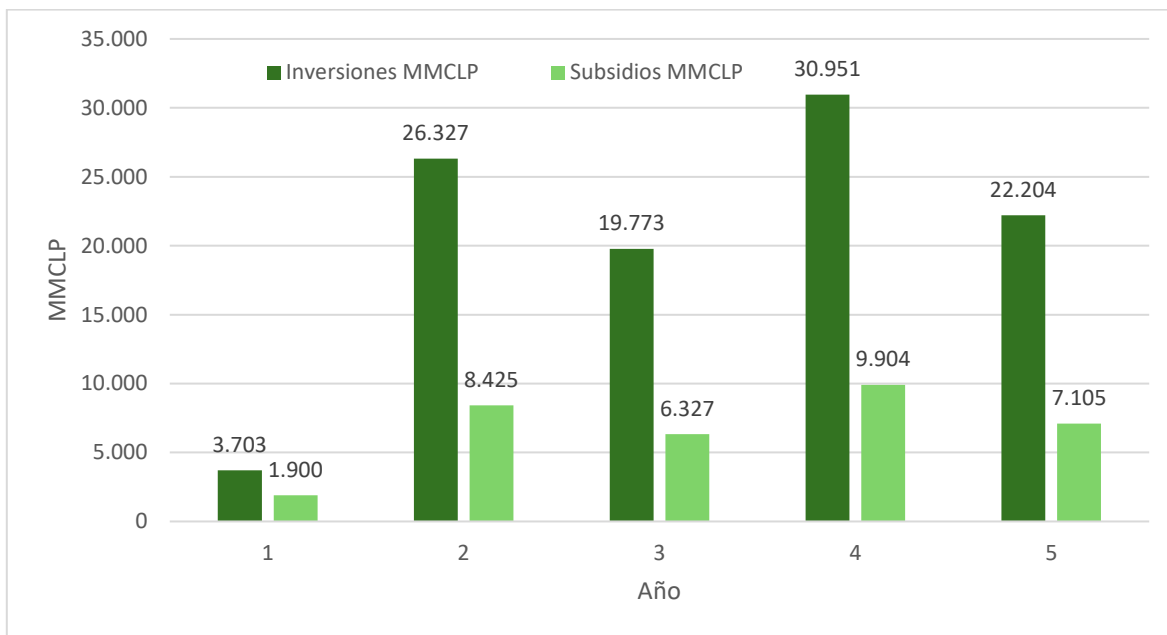


Tabla 9. Inversiones y subsidios anuales en valor presente

Más allá del valor total del subsidio, es importante definir su formato de aplicación. Si se evalúa el subsidio requerido y el número de casas, se puede observar que la intensidad por casa, sin contar el reto de edificios, es de 1,86MMCLP. Dado que hoy en día existe el subsidio para el recambio de calefactores por valor de 1,4MMCLP, parecería muy razonable que este subsidio pudiera ser solicitado para la conexión a la calefacción distrital siendo, incluso, tramitado por el operador del sistema, quién podría usar el subsidio para la instalación interior y el conexionado a la red. Esto será desarrollado más adelante en el capítulo de Propuestas de modificaciones normativas y otras condiciones habilitantes.

3.1.5. PROPUESTA DE MODELO DE NEGOCIO

Respecto al modelo de negocio y su encaje público privado, se propone que el sistema de energía distrital sea construido, financiado y operado por una empresa privada que aúne dichas capacidades, pero bajo el marco de un proyecto de promoción pública en el que algún organismo del Estado licite una concesión para llevar a cabo el proyecto bajo la premisa que la infraestructura pasará a ser de titularidad pública a los 30 años de su adjudicación, una vez vencida la concesión.

Queda pendiente resolver, desde el ámbito legal, quién es la administración contratante y qué se concesiona.



Sobre el quién, parece que el MOP, la Municipalidad o el GORE son los más adecuados, por capacidad experiencia el primero y por agilidad y proximidad el segundo. Como punto intermedio, el GORE podría ser la administración actuante en la construcción de la infraestructura del sistema distrital dado que realiza habitualmente este tipo de labores, como es el caso de construcción de alcantarillado o de redes de agua potable. Bajo este escenario, GORE podría construir la infraestructura, ser titular de ésta y luego concesionar su operación y mantenimiento. Alternativamente, GORE podría traspasar la infraestructura a la municipalidad para que ésta sea la propietaria y se ocupe de su concesión.

Sobre el qué, se puede plantear desde la prestación del servicio de red de calor hasta el uso del subsuelo.

Pero independientemente de lo anterior, se propone un acuerdo público privado basado en dicha concesión, que permita una explotación con libros abiertos, que permita seguir la rentabilidad de la operación y generar los mecanismos de compensación o compromisos de inversiones, de forma que, si se generan demasiadas utilidades, estas reviertan en el proyecto.

3.2. PUERTO WILLIAMS

3.2.1. CONTEXTO

Tal como se reseñó en el informe anterior, para que el proyecto de sistema de calefacción distrital para la ciudad de Puerto Williams tenga la rentabilidad de proyecto del 12% solicitada por las ESCO para el nivel de riesgo observado en una operación de este tipo sin avales públicos, éste requiere que las tarifas de venta de calor a las casas sea prácticamente 3 veces el costo actual del calor en la ciudad, calculada en base al consumo de leña y GLP referencial de las casas de Puerto Williams. Esto es, se requeriría un precio de energía de 83,81CLP/kWh respecto a los actuales 28CLP/kWh para las casas que usan leña para la calefacción y GLP para el ACS o los 76CLP/kWh para las casas que usan GLP para ambas demandas. Es importante mencionar que el costo del GLP en Isla Navarino está subsidiado en su transporte, por lo que el precio de referencia no es natural.

Esta importante diferencia, podría hacer pensar que el proyecto carezca de sentido, pero se debe incorporar dos consideraciones asociadas a la tarifa actual:

- El costo efectivo de la leña en Puerto Williams es comparativamente muy bajo, por lo que los costos energéticos son bajos, a pesar de la gran cantidad de energía consumida
- Según la encuesta aplicada en el marco de este proyecto, el 69% de la población de Puerto Williams está dispuesta a pagar más por un sistema menos contaminante y más confortable



Por lo anterior, se considera que, si es voluntad del Estado la viabilización del sistema de calefacción distrital de Puerto Williams, ésta debería llegar de forma compartida entre un incremento de tarifas efectivas de la energía y un apoyo por parte del propio Estado u otros organismos con interés en el desarrollo de esta infraestructura y el modelo de negocio que hay tras la misma.

Con respecto a los costos de la energía, se ha propuesto una tarifa de venta de calor a las casas un 30% superior a los costos de referencia actuales.

Con respecto al apoyo del Estado, éste podría tener algunos de los siguientes aspectos:

- a) Licitación de concesión exclusiva para la construcción y explotación de la infraestructura en el ámbito de la ciudad
- b) Establecimiento de un aval del Estado para cubrir desviaciones en la rentabilidad del proyecto bajo supuestos de incumplimiento de demanda esperada
- c) Dotación de subsidios a la inversión o a la explotación de los sistemas, a través de la operadora, de los clientes o de terceros
- d) Cesión de uso de suelos públicos para la instalación de las infraestructuras de la red
- e) Exención de impuestos y tasas asociados a la construcción y explotación de los sistemas
- f) Desarrollo de mecanismos de apoyo y promoción de la energía distrital tales como:
 - a. Campañas institucionales
 - b. Desarrollo de aplicativo y pasarela de pre pago de calor para usuarios domésticos
 - c. Establecimiento de mecanismos para la valorización de las emisiones de CO₂ ahorradas

Dado que algunas de estas medidas son difíciles de comprometer y su efecto difícil de cuantificar, se ha analizado el impacto de los Subsidios y los Avaes, en el marco de un análisis de sensibilidad financiero del proyecto que se presenta a continuación.

3.2.2. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO

Tal como se ha indicado antes, las tarifas promedio de la energía térmica para casas en Puerto Williams son de 28CLP/kWh o 72CLP/kWh en función de si usan leña o GLP para la calefacción, asumiendo que ambos usan GLP para el ACS. La tarifa propuesta es un 30% más alta

Con las tarifas propuestas, un 30% superior a los costos actuales de las casas con leña, el proyecto sin apoyo alguno, con un nivel de penetración del 80% respecto a la demanda del ámbito, presenta una rentabilidad de proyecto del 3,89%, con un VAN de -3.722MMCLP suponiendo una tasa de descuento privada del 12%.



La viabilización del proyecto pasa principalmente por dos opciones, no excluyentes, que pueden aplicarse de forma integrada y parcial, si elevar las tarifas como son:

- a) Poner en marcha una política de subsidios que permitan obtener el 12% de rentabilidad de proyecto, lo que requeriría un subsidio distribuido en 3 años por un valor total (actual) de 4.595MMCLP, un 53% de la inversión total.
- b) Establecer condiciones de confianza para el sector privado desde el sector público per permitan reducir la rentabilidad mínima de proyecto a un 8%, lo que igualmente requeriría un subsidio, pero de 3.295MMCLP, un 38%.

Pero para entender la sensibilidad y el impacto de cada una de las variables de entrada que se considera que pueden tener impacto en los resultados, se han sensibilizado éstas de forma individual y posteriormente se han generado distintos escenarios viables financieramente, mediante el ajuste de las tarifas y el porcentaje de subsidio. Es importante destacar que, para este procedimiento, el valor relativo 100% de la variable “variación de demanda” corresponde a la penetración nominal del 80% establecida como hipótesis.

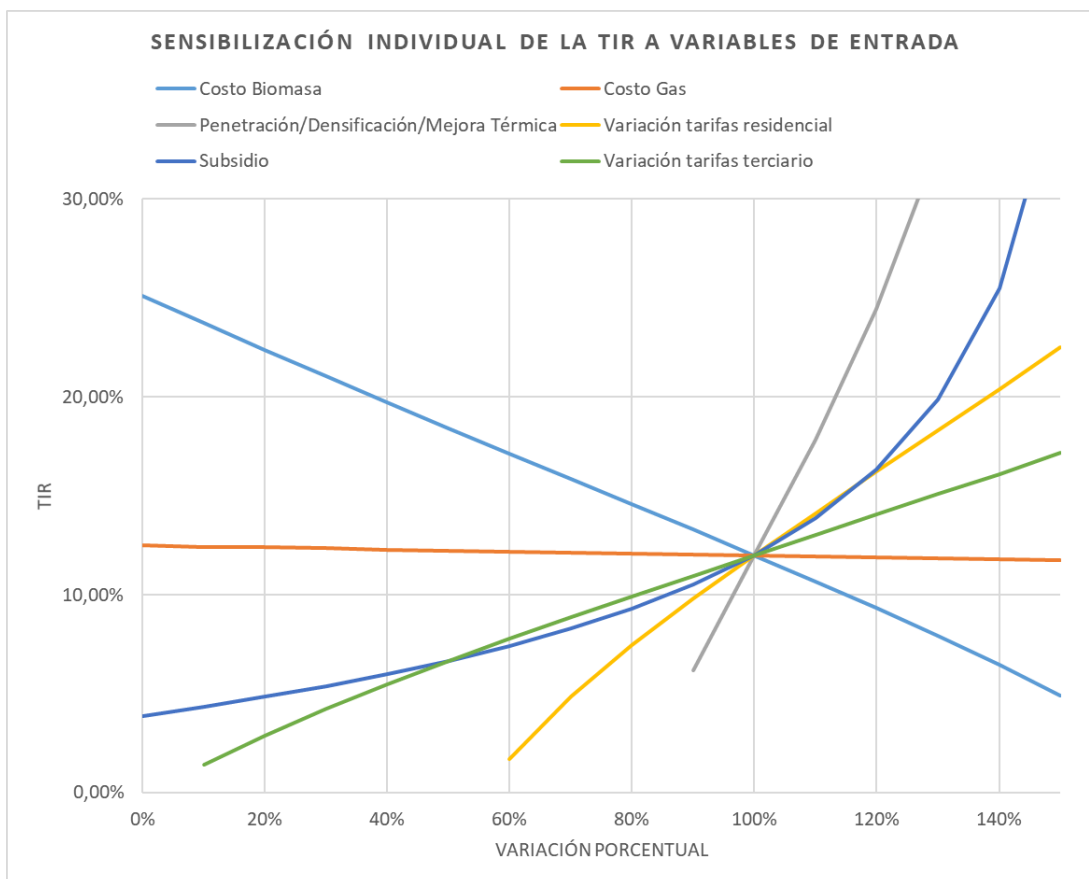


Ilustración 3. Sensibilización individual de la TIR a variables de entrada



Tabla 10. Sensibilización individual de la TIR a variables de entrada

Variación	Subsidio	Costo Biomasa	Costo GLP	Variación de demanda	Variación tarifas residencial	Variación tarifas terciario
150%	36,28%	4,90%	11,75%	56,89%	22,49%	17,17%
140%	25,47%	6,47%	11,80%	43,13%	20,37%	16,11%
130%	19,86%	7,93%	11,84%	32,67%	18,29%	15,08%
120%	16,33%	9,33%	11,89%	24,45%	16,21%	14,05%
110%	13,86%	10,68%	11,94%	17,83%	14,12%	13,02%
100%	11,99%	11,99%	11,99%	11,99%	11,99%	11,99%
90%	10,52%	13,29%	12,04%	6,20%	9,79%	10,96%
80%	9,31%	14,57%	12,09%	-	7,44%	9,92%
70%	8,29%	15,85%	12,14%	-	4,84%	8,86%
60%	7,42%	17,13%	12,19%	-	1,71%	7,78%
50%	6,66%	18,42%	12,24%	-	-	6,66%
40%	5,99%	19,72%	12,29%	-	-	5,49%
30%	5,38%	21,03%	12,34%	-	-	4,25%
20%	4,84%	22,36%	12,39%	-	-	2,90%
10%	4,34%	23,71%	12,43%	-	-	1,42%
0%	3,89%	25,08%	12,48%	-	-	-

Tal como se puede observar, todas las variables parten de un 100% de su valor coincidiendo con una TIR 12%, donde para el caso de la “variación de demanda” este 100% corresponde al 80% de penetración. Asimismo, se observa que este parámetro financiero presenta una sensibilidad positiva en las variables tales como subsidio, las tarifas residenciales y terciarias, y la variación de demanda, siendo esta última variable la que posee una mayor sensibilidad respecto a las demás. Por otra parte, se observa una sensibilidad negativa de la TIR en los casos en que se produce un aumento del costo de biomasa y gas respecto a los valores de diseño considerados, donde al comparar estos dos parámetros, se obtiene que el costo de la biomasa tiene una incidencia mucho más fuerte en el comportamiento de la TIR.

En base a lo anterior se han generado distintos escenarios de variables de entrada, los que se han complementado con un ajuste de tarifas o de los subsidios, para lograr mantener la viabilidad financiera. Estos escenarios se centran básicamente en reducir la penetración e incrementar el precio de la energía, buscando la compensación a través de las tarifas y de los subsidios.

La primera tabla muestra los escenarios a través de los porcentajes de variación de las variables y la segunda su valor absoluto resultante.



Tabla 11. Combinaciones de variación de parámetros por escenarios con TIR=12%

Escenarios alternativos VAN 0	Subsidio	Costo Biomasa	Costo Gas	Variación de demanda	Variación tarifa residencial	Variación tarifa terciaria
1-. Subsidio para compensar aumento de costos de biomasa	140%	150%	100%	100%	100%	100%
2-. Tarifas residenciales ajustadas para compensar aumento de costos de biomasa	100%	150%	100%	100%	130%	100%
3-. Tarifas terciarias ajustadas para compensar aumento de costos de biomasa	100%	150%	100%	100%	100%	163%
4-. Subsidio para compensar falta de penetración o baja demanda	163%	100%	100%	75%	100%	100%
5-. Tarifas residenciales ajustadas para compensar falta de penetración o baja demanda	100%	100%	100%	75%	182%	100%
6-. Tarifas terciarias ajustadas para compensar falta de penetración o baja demanda	100%	100%	100%	75%	100%	270%

Tabla 12. Combinaciones de variables por escenarios con TIR=12%

Escenarios alternativos VAN 0	Subsidio (MMLP)	Costo Biomasa (CLP/MWh)	Costo Gas (CLP/MWh)	Variación de demanda (%)	Valor tarifa residencial (CLP/MWh)	Valor tarifa terciaria (CLP/MWh)
1-. Subsidio para compensar aumento de costos de biomasa	5.834	13.9	40.399	100%	36.0	60.0



2-. Tarifas residenciales ajustadas para compensar aumento de costos de biomasa	4. 1 1 3. 6 9 7 0 4	40.399	100%	4 6 7. 0. 3 0 8 0 2 0
3-. Tarifas terciarias ajustadas para compensar aumento de costos de biomasa	4. 1 1 3. 6 9 7 0 4	40.399	100%	3 9 6. 7. 4 8 4 0 8 0
4-. Subsidio para compensar falta de penetración o baja demanda	6. 9. 7 2 9 6 2 9	40.399	75%	3 6 6. 0. 4 0 4 0 8 0
5-. Tarifas residenciales ajustadas para compensar falta de penetración o baja demanda	4. 9. 1 2 6 6 7 9	40.399	75%	6 6 6. 0. 3 0 3 0 5 0
6-. Tarifas terciarias ajustadas para compensar falta de penetración o baja demanda	4. 9. 1 2 6 6 7 9	40.399	75%	4 1 4 6 5. 2. 9 0 2 0 4 0

A partir de ambas tablas, se puede apreciar que, para el caso del aumento de costos de la biomasa, el parámetro que requiere una menor variación de ajuste para mantener la viabilidad del proyecto corresponde a la tarifa residencial cuyo aumento debe ser del orden del 30% respecto al valor establecido originalmente, cuando el costo de la biomasa aumenta en un 50% respecto al valor inicial. Esto, en magnitudes se traduce en un aumento de la tarifa de venta de calor que va desde 36.448 a 47.382 CLP/MWh. Por otro lado, cuando la demanda en Puerto Williams se reduce de un 100% a un 75% de la demanda nominal (de un 80% a un 60% de la demanda total del ámbito), se observa que el parámetro que requiere un menor ajuste corresponde al subsidio, el cual debe aumentar de 4.167 MMCLP a 6.792 MMCLP, incremento equivalente al 63%.

Asimismo, se ha realizado un análisis considerando distintas variaciones de la demanda y la tarifa de venta de calor a nivel residencial, lo cual se representa en la Ilustración 4. En esta última, se puede observar un crecimiento aproximadamente lineal de la TIR para distintos porcentajes de variación de demanda cuando aumenta el valor de la tarifa de venta de energía térmica. Este análisis se ha hecho con los variaciones de demanda relativas a la demanda total de ámbito, por lo que el caso base



corresponde a la intersección entre la curva del 80% representado y la línea vertical que cruza en el 100% el eje de la abscisa, la cual representa la tarifa equivalente a 36.448 CLP/MWh.

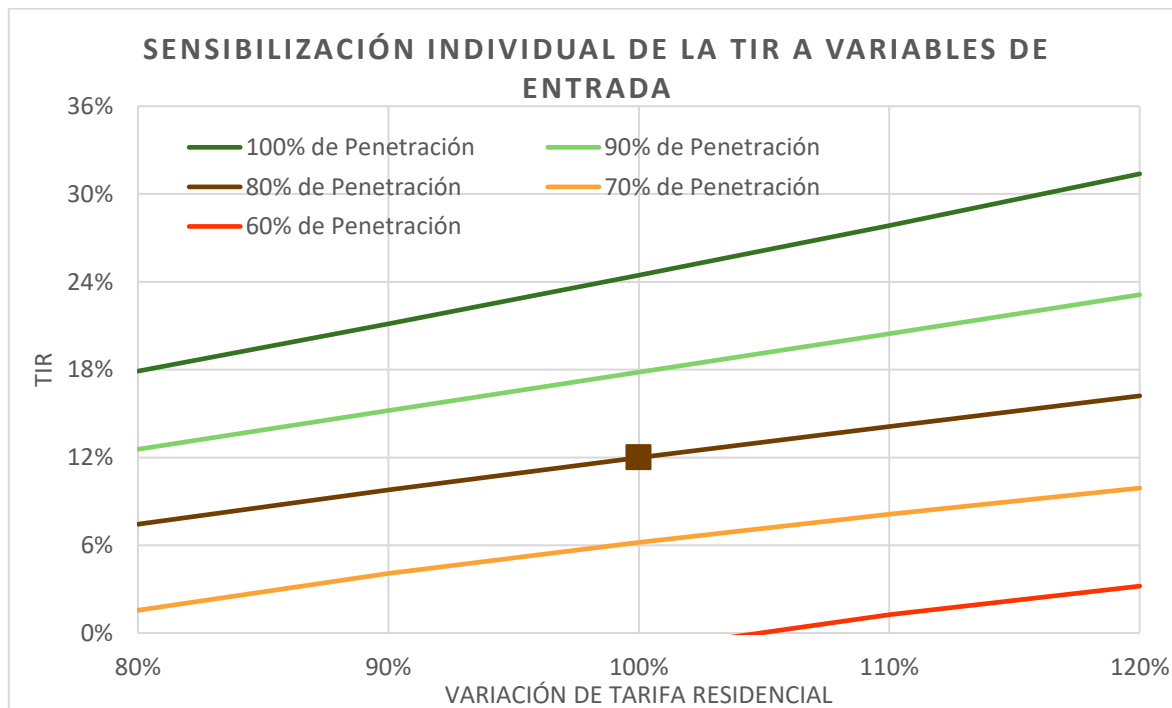


Ilustración 4. Evaluación de la TIR al variar el porcentaje de penetración y el valor de la tarifa de venta de calor a nivel doméstico

3.2.3. PROPUESTA DE TARIFAS

Visto todo lo anterior y, a pesar que se pueden plantear opciones mixtas muy razonables pero que requieren del desarrollo de mecanismos y compromisos que superan la capacidad de incidencia de este trabajo, se desarrolla una propuesta mixta entre el apoyo público y un incremento del costo de la energía para las familias que actualmente usan leña.

Para definir la tarifa, se ha evaluado el costo real actual de la energía que pagan los ciudadanos incluyendo la compra de leña, petróleo o GLP para calefacción y ACS, para cada una de las tipologías edificatorias, incorporando también un costo mínimo de limpieza de caños anual⁶. Con todo ello se ha calculado un precio promedio de la energía térmica para cada tipología y en conjunto para la ciudad. La Tabla 13 indica los parámetros utilizados para el cálculo de las tarifas.

Tabla 13. Análisis de factura energética actual. Tipologías con Leña y GLP

⁶ Se incorpora la limpieza de caños por su impacto económico y su requerimiento de Seguridad. No se hace lo propio con las calderas de GLP o biomasa por ser menos común, pero especialmente porque éstas no definen el valor de referencia para la tarifa



Tipología	Demanda CC (kWh)	Demanda ACS (kWh)	Demanda Total (kWh)	Consumo Leña Simulado (CLP/a)	Consumo GLP Simulado (CLP/a)	Limpieza caño (CLP/año)	SUMA TOTAL (CLP/a)	Unitario (CLP/kWh)
UNI-T-A0	26.492	2.266	28.758	494.610	205.647	50.000	750.257	26,1
UNI-T-AT	22.358	2.266	24.624	518.101	205.647	50.000	773.748	31,4
UNI-T-AMT	18.768	2.266	21.034	289.940	205.647	50.000	545.587	25,9
UNI-T-AL	22.488	2.266	24.754	419.855	205.647	50.000	675.502	27,3
UNI-A-A0	26.225	2.266	28.491	489.625	205.647	50.000	745.272	26,2
UNI-A-AT	22.553	2.266	24.819	522.620	205.647	50.000	778.267	31,4
UNI-A-AMT	18.159	2.266	20.425	280.532	205.647	50.000	536.179	26,3
UNI-A-AL	19.046	2.266	21.312	355.592	205.647	50.000	611.239	28,7

Tabla 14. Análisis de factura energética actual. Tipologías con GLP

Tipología	Demanda CC (kWh)	Demanda ACS (kWh)	Demanda Total (kWh)	Consumo GLP Simulado (CLP/a)	SUMA TOTAL (CLP/a)	Unitario (CLP/kWh)
UNI-T-A0	26.492	2.266	28.758	2.232.739	2.232.739	77,6
UNI-T-AT	22.358	2.266	24.624	1.880.202	1.880.202	76,4
UNI-T-AMT	18.768	2.266	21.034	1.586.420	1.586.420	75,4
UNI-T-AL	22.488	2.266	24.754	1.880.202	1.880.202	76,0
UNI-A-A0	26.225	2.266	28.491	2.203.361	2.203.361	77,3
UNI-A-AT	22.553	2.266	24.819	1.909.580	1.909.580	76,9
UNI-A-AMT	18.159	2.266	20.425	1.527.664	1.527.664	74,8
UNI-A-AL	19.046	2.266	21.312	1.615.798	1.615.798	75,8

Tal como se puede observar, los costos unitarios de energía de las casas que usan leña y GLP es mucho más bajo que el de aquellas que usan sólo GLP para ACS y calefacción. Esto genera un escenario cuanto menos divergente para el planteamiento de una política de tarifas. Así como en Coyhaique la referencia es clara y masiva, en Puerto Williams la tarifa va a tener llegadas muy distintas a los distintos usuarios. En el caso que se tome como referencia la leña, el ahorro para los actuales consumidores de GLP sería de cerca de un 70%, lo cual redundaría en una pérdida de ingresos potenciales para el sistema y por lo tanto para su rentabilidad y para las necesidades de aporte financiero del estado. Por otra parte, se conoce por las encuestas aplicadas en el marco de este proyecto que las casas que usan leña estarías dispuestas a pagar más por mejorar su confort y comodidad, por lo que parece razonable plantear una tarifa de venta de energía algo superior a la referencia de las casas que usan leña para calefacción.

Dado que no se ha cuantificado cuanto más estarían dispuestos a pagar los usuarios que actualmente usan leña, se ha propuesto un valor un 30% superior a la referencia de leña, que es un 80% de la tarifa propuesta en Coyhaique y supone una reducción de casi el 50% para los usuarios actuales de GLP, lo que se considera que aseguraría su conexión,



Por otro lado, para los edificios de cualquier tipo, se ha supuesto una tarifa de venta de calor que representa un 20% inferior al costo del calor con GLP, esto es 60CLP/kWh. Estos valores efectivos se han utilizado en los análisis financieros, considerado una estructura de facturación 100% variable sin término fijo ni costo de conexión lo que facilita el análisis de explotación.

Tabla 15. Propuesta de tarifas para el análisis financiero

Descripción	Costo Potencia (CLP/año)	Costo energía sin IVA (CLP/kWh)
Tarifa doméstica para casas	0	36
Tarifa gran consumidor	0	60

No obstante, hay que definir una propuesta estructurada de tarifas reales, que incluya los distintos términos para la construcción de la factura. Para tener una política de tarifas consecuente al nivel financiero con las inversiones y sus requerimientos, se propone que un 30% de los ingresos provengan del término de potencia dado que este porcentaje es el que representan las amortizaciones de inversiones respecto al total de gastos. Este término se paga por disponibilidad de servicio, independiente del consumo, de forma mensual o bimensual.

Por otra parte, se propone que no se cobren derechos de conexión y que las subestaciones de conexión sean propiedad y responsabilidad del operador del sistema también en el caso de las casas, aunque no así en el caso de las industrias y los edificios, incluyendo los de viviendas, en los que la propiedad y la responsabilidad de ejecución de éstas recaerá en el Cliente.

Las tablas siguientes recogen de forma resumida todas las características de la política tarifaria.

Tabla 16. Distribución de responsabilidades de subestaciones por tipología de cliente

CASAS			
Circuito	Instalación	Operación	Mantenimiento
Instalaciones exteriores ⁷ (válvulas de corte primarias incluidas)	Suministrador	Suministrador	Suministrador
Subestaciones, desde las válvulas de corte primarias y hasta las válvulas de secundarias de los intercambiadores ⁸	Suministrador	Suministrador	Suministrador
Instalaciones Interiores ⁹	Cliente	Cliente	Cliente
EDIFICIOS E INDUSTRIAS			

⁷ Coste a cargo del Cliente.

⁸ Según detalle especificaciones del Suministrador

⁹ Según recomendaciones del Suministrador.



Instalaciones exteriores (válvulas de corte primarias y secundarias)	Suministrador	Suministrador	Suministrador
Subestaciones, desde las válvulas de corte primarias y hasta las válvulas de secundarias de los intercambiadores	Cliente	Suministrador	Cliente
Instalaciones Interiores	Cliente	Cliente	Cliente

Tabla 17. Tarifas para casas

Concepto	Variable	Valor
Derechos de conexión		NA
Término fijo (CLP/mes)	T1c	30.000
Término variable (CLP/MWh)	T2c	22.000

Tabla 18. Tarifas para industria y edificios

Concepto	Variable	Valor
Derechos de conexión		NA
Término fijo (CLP/kW/año)	T1c	12.000
Término variable (CLP/MWh)	T2c	45.000

Se propone que las tarifas se actualicen con el IPC o con un indicador de referencia de la biomasa, como el valor de exportación.

3.2.4. PROPUESTA DE SUBSIDIOS

Se plantea el desarrollo del sistema por fases, siguiendo una lógica de evolución paulatina para poder gestionar el cambio social necesario para poder hacer la conversión del sistema de calefacción a nivel de toda la ciudad. Las dos primeras fases se centran a edificios de mayores demandas térmicas, que son básicamente los equipamientos públicos y edificios fiscales, así como conjuntos de casas de la Armada. Este enfoque limita el número de clientes en estas dos fases, siendo todos ellos institucionales. De esta forma, se limita el riesgo cliente, cosa que permite centrar el esfuerzo en otros aspectos críticos en los primeros años de operación del sistema. Aquí nos referimos a la gestión del recurso combustible y en la extensión de la red de suministro. En la tercera fase se suministra la energía a las casas privadas, hostales y otros usuarios hasta cubrir el 100% de la ciudad.

Si analizamos los indicadores de la operación en su conjunto, vemos que la TIR a 30 años sin subsidio se sitúa a un 3,89%. Tal como se comentaba anteriormente, aparte de los subsidios, se puede intentar



mejorar las condiciones de confianza en el proyecto. En este sentido se plantea realizar las dos primeras fases en clave de proyecto público. Esto significa construir el sistema inicial con una inversión puramente pública. Como el sistema serviría exclusivamente a clientes institucionales, esta manera de proceder estaría justificada. Una vez consolidado el núcleo del sistema de calefacción distrital, garantizada la capacidad del sector leña de proveer toda la capacidad necesaria con combustible de calidad, y madurado el entorno social, se puede licitar la entrada de una ESCO que se ocuparía de la futura expansión del sistema y su operación, asumiendo únicamente la inversión de la última fase, con un subsidio ya muy menor, dado que asumiría la gestión de todos los activos públicos.

A efectos financieros, no así legales, esta propuesta de licitar únicamente la tercera fase en régimen ESCO, se podría asimilar a un subsidio del 100% para las dos primeras, según se muestra a continuación.

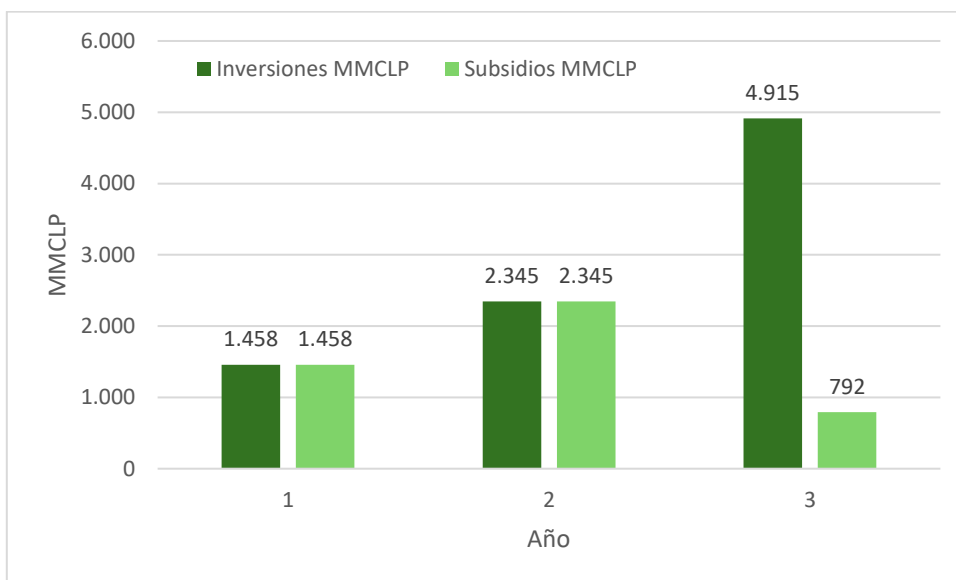


Tabla 19. Inversiones y subsidios anuales en valor real

En total, la inversión asociada a las fases 0 y 1 se estima en 3.803MMCLP y el subsidio a la Fase 2 en 792, pero este deberá ser redefinido, dado que las condiciones del proyecto variarán mucho en función de su estado de desarrollo en el momento de entrada de la ESCO como inversora.

3.2.5. PROPUESTA DE MODELO DE NEGOCIO

Respecto al modelo de negocio y su encaje público privado, se propone una primera fase, hasta una primera consolidación, en la que el sistema es de titularidad pública, es decir financiado y explotado por la administración pública, y una segunda fase donde el sistema construido previamente, así como a responsabilidad sobre su crecimiento, se traspasa a una empresa privada mediante una concesión.



De esta forma, inicialmente el sistema de energía distrital es de titularidad pública, que contrata su construcción a una empresa privada, mediante un contrato EPC¹⁰ al igual que la operación y mantenimiento del sistema, hasta su consolidación en la Fase 1. Las empresas privadas involucradas tienen que reunir capacidades necesarias para participar del proyecto, pero bajo el marco de un proyecto de titularidad pública.

Tal como se ha planteado ya anteriormente, más allá de esta fase de consolidación, se plantea que el crecimiento del sistema de energía distrital sea construido, financiado y operado por una empresa privada que aúne capacidades necesarias, pero bajo el marco de una concesión para llevar a cabo el proyecto bajo la premisa que la infraestructura pasará a ser de titularidad pública una vez acabado el período de concesión.

El modelo de negocio que se propone para las fases iniciales hasta la consolidación corresponden a la tipología Design Build Operate (DBO), que integra bajo un único contrato el diseño, la construcción y la operación del sistema por un tiempo limitado. Durante este periodo la titularidad de la instalación permanece en el sector público. El método de contratación de DBO es contrario al enfoque secuencial comúnmente utilizado por el sector público. El método secuencial implica un contrato de diseño de ingeniería, seguido de un contrato diferente con un constructor para la construcción del proyecto, seguido por el propietario que recibe el proyecto y lo opera o contrata a un operador ajeno. Un modelo intermedio entre el secuencial y el DBO sería juntar el diseño y la construcción en un único contrato, y puede acelerar la finalización del proyecto al facilitar la superposición de las fases de diseño y construcción del proyecto, dejando la operación para un contrato posterior. Esta opción sería interesante si la operación es llevada por el sector público. La combinación de las tres fases en un enfoque DBO mantiene la continuidad y la responsabilidad del actor privado que se mantiene en el proyecto en los primeros tiempos de operaciones y mantenimiento del sistema.

Los DBO están ganando popularidad porque, en comparación con los métodos tradicionales de entrega de proyectos, el proceso de integración de tres funciones en un solo proyecto permite lograr mejores resultados, al tiempo que crea la simplicidad ya que la administración trata con una misma entidad durante toda la vida del contrato, eliminando las complejidades de tratar con múltiples actores y sobre todo coordinar y controlar la calidad en cada traspaso del proyecto de un actor privado a otro: del diseñador al constructor, del constructor al operador.

¹⁰ EPC: Contrato integrado de Ingeniería, Adquisiciones y Construcción, por sus siglas en inglés Engineering, Procurement and Construction



Resumiendo, en el enfoque DBO típico, una empresa del sector privado compite por un contrato único integrado de una instalación de titularidad pública, donde se persiguen costos más bajos, cronogramas más rápidos y menores riesgos.

Una vez superada la fase de consolidación, y acabado el contrato DBO, la administración licita una concesión del sistema hasta el momento construido y su futura ampliación.

Queda pendiente resolver, desde el ámbito legal, quién y qué se concesiona.

Sobre el quién, parece que el MOP, la Municipalidad o el GORE son los más adecuados. MOP tiene la capacidad y experiencia necesaria para promoción de proyectos mediante el mecanismo de concesión. La Municipalidad cuenta con la proximidad al proyecto, aunque su capacidad técnica es limitada por lo que difícilmente podría llevar a cabo las primeras fases del proyecto sin apoyo de otra(s) administración(es). Como punto intermedio, el GORE podría ser la administración actuante en la construcción de la infraestructura del sistema distrital dado que realiza habitualmente este tipo de labores, como es el caso de construcción de alcantarillado o de redes de agua potable. Bajo este escenario, GORE podría construir la infraestructura, ser titular de esta y luego concesionar su operación y mantenimiento. Alternativamente, GORE podría traspasar la infraestructura a la municipalidad para que esta sea la propietaria y se ocupe de su concesión.

Al margen de estos actores que adquirirían un rol ejecutivo, hay que tener presente el Ministerio de Energía, mediante la SEREMI de Energía, como la administración con capacidad técnica de definir y velar por el cumplimiento de los criterios técnico-económicos del proyecto.

Sobre el qué, se puede plantear desde la prestación del servicio de red de calor hasta el uso del subsuelo.

Pero independientemente de lo anterior, se propone un acuerdo público privado basado en dicha concesión, que permita una explotación con libros abiertos, que permita seguir la rentabilidad de la operación y generar los mecanismos de compensación o compromisos de inversiones, de forma que, si se generan demasiadas utilidades, estas reviertan en el proyecto.



4. PROPUESTA DE BASES DE LICITACIÓN

4.1. GENERALIDADES

En este apartado se da respuesta a lo solicitado como Actividad 3.1.

Cabe destacar que el ámbito de este trabajo es técnico y estratégico, pero no legal, por lo que no tiene cabida el desarrollo de las bases administrativas, pero si el contenido más estratégico y táctico de éstas, para lograr el mejor desarrollo y el mayor impacto, así como los pliegos de condiciones técnicas, que describen y regulan todo lo referente a la construcción y explotación del sistema.

Por lo anterior, este apartado se concreta en lo siguiente:

- a) Descripción de los aspectos clave de las bases administrativas
- b) Pliego de Condiciones Técnicas de cada uno de los dos proyectos (Anexos 1 y 2)
- c) Ejemplo de bases administrativas para licitación ESCO (Anexo 3)

Por otra parte, según los planteamientos estratégicos hechos para Puerto Williams y Coyhaique, se propone proceder con licitaciones de muy distinta índole. Si para Coyhaique se propone una licitación de una concesión para el desarrollo de un negocio ESCO en la totalidad de la ciudad con apoyo estatal, para Puerto Williams se propone proceder con el desarrollo de las primeras fases del sistema como una infraestructura de titularidad pública.

Ambas casuísticas presentan aspectos comunes, especialmente en lo técnico, pero dinámicas esencialmente distintas en lo administrativo y en la proyección futura del desarrollo del sistema. En Puerto Williams se da un proceso de diseño y adquisición de una infraestructura, cuyo desarrollo futuro condicionará planteamientos y decisiones futuras. En ella es importante no generar hipotecas y adquirir la mejor tecnología y capacidad de gestión al mejor precio, pero se trata de un contrato a corto plazo y muy bien acotado. En Coyhaique, por el contrario, se plantea una licitación para que una empresa privada invierta y desarrolle el servicio en base a un negocio privado, en una concesión a 30 años vista, en los que el nivel de incidencia del Estado será limitado y en los que se tomarán decisiones que deben ser beneficiosas para la comunidad y no solo para los intereses de la empresa explotadora.

Dado lo anterior, el desarrollo de este apartado del documento se divide en una primera parte de aspectos clave comunes a ambos sistemas y una segunda parte con aspectos singulares para cada ciudad. Lo que aquí se presentan son los aspectos clave para el correcto desarrollo de unas bases



administrativas que lejos de hipotecar el futuro de los sistemas, que garanticen su máximo desarrollo y aporte a la comunidad, bajo cuatro ejes principales:

- a) Acceso al servicio de ACS y calefacción a un precio asequible
- b) Reducción de emisiones locales de material particulado
- c) Reducción de emisiones globales de CO₂
- d) Impacto económico local

4.2. ASPECTOS COMUNES A INCORPORAR EN LA LICITACIÓN

4.2.1. PROYECTO DE REFERENCIA Y OFERTA VARIANTE

Las licitaciones deben permitir que las empresas licitantes postulen por la Propuesta Base, por una Propuesta Variante o por ambas por separado.

La Oferta Base se refiere a presentar una oferta por la Propuesta Base, las recogidas en los Pliegos de Condiciones Técnicas, Anexos 1 y 2 en este proyecto. En este caso el Licitador presenta su mejor oferta para construir y operar lo propuesto en ellas, comprometiéndose a lograr los resultados objetivo indicados, a nivel de inversiones, tarifas y ahorro de emisiones.

Pero el Licitador debe poder presentar una Oferta Variante con una Propuesta Variante, siempre y cuando crea poder aportar una solución tecnológica diferenciada en las partes del proyecto que considere, para lo cual hay que definir unos indicadores a alcanzar y el Licitador deberá presentar la documentación técnica específica que lo justifique.

En lo referente a los indicadores, la Propuesta Variante deberá alcanzar o superar por cada fase de las especificadas en los Pliegos de Condiciones Técnicas:

- a) Capacidad energética del sistema a nivel de potencia instalada y a nivel de suministro
- b) Tarifas efectivas de venta de energía
- c) Reducción de emisiones locales de material particulado PM10 y PM2,5
- d) Reducción de emisiones globales de CO₂ en el ámbito del sistema mediano en cuestión

En lo referente a la justificación, es necesario que la Oferta Variante contenga, adicionalmente a los requerimientos para ofertar la Propuesta Base,

- Propuesta Técnica Variante a imagen y semejanza de la Propuesta Técnica Base
- Memoria justificativa del cumplimiento de los indicadores objetivo solicitados en la licitación



- En el caso que los proyectos incluyan generación eléctrica, los balances de emisiones de CO₂ deberán hacerse contra el mix de generación del sistema mediano en cuestión.
- Simulaciones detalladas del dimensionado, generación de energía, consumo y emisiones de la solución propuesta
- Respaldo de ejemplos de proyectos similares ejecutados con participación de la empresa licitante
- Respaldo de ofertas y garantías de equipos de los proveedores potenciales
- El presupuesto de cada partida y desglosado por fases del proyecto.
- El Plan de negocio
- Justificación del impacto económico regional, incluyendo generación de ocupación.

4.2.2. TARIFAS

La tarifa propuesta es de tipo binomio, con una parte variable y una parte fija que se pagan mensualmente, la parte variable según el consumo, la parte fija por estar conectado.

Los importes correspondientes se determinan como sigue, para cada período de facturación:

- Parte fija de calor: producto de la potencia contratada en kW para el término fijo de calor T1c en CLP / kW / año por la fracción del año correspondiente al periodo de facturación.
- Parte variable de calor: producto del consumo del período en MWh para el término variable de calor T2c en CLP / MWh.

A continuación, se presentan las tarifas propuestas para cada uno de los sistemas.

Tabla 20. Tarifas para casas en Coyhaique

Concepto	Variable	Valor
Derechos de conexión		NA
Término fijo (CLP/mes)	T1c	20.000
Término variable (CLP/MWh)	T2c	34.000

Tabla 21. Tarifas para industria y edificios en Coyhaique

Concepto	Variable	Valor
Derechos de conexión		NA
Término fijo (CLP/kW/año)	T1c	12.000
Término variable (CLP/MWh)	T2c	45.000



Tabla 22. Tarifas para casas en Puerto Williams

Concepto	Variable	Valor
Derechos de conexión		NA
Término fijo (CLP/mes)	T1c	30.000
Término variable (CLP/MWh)	T2c	22.000

Tabla 23. Tarifas para industria y edificios en Puerto Williams

Concepto	Variable	Valor
Derechos de conexión		NA
Término fijo (CLP/kW/año)	T1c	12.000
Término variable (CLP/MWh)	T2c	45.000

Se revisarán los términos fijos y variables cada 1 de enero en base al IPC, según se especifica a continuación:

Término fijo de calor:

El término fijo de calor se actualizará con el IPC, referenciando el IPC del año cerrado con el IPC base del año de puesta en marcha del sistema, en el que se aplican las tarifas base, recogidas en las tablas anteriores.

$$T1cn = T1co \times (IPC / IPCo)$$

Dónde:

- T1Cn: valor de costo del término fijo de calor a la fecha de la Puesta en Servicio del cliente que se está conectando y al que aplica la tarifa expresada en CLP/kW/mes

T1Co: valor de costo del término fijo de calor expresado en CLP/kW/mes indicado en las Condiciones Particulares del contrato

- IPC = valor del Índice de Precios al Consumo de enero del año de la Puesta en servicio del cliente que se está conectando
- IPCo = valor de este índice de la fecha de valor de T1Co indicada en las Condiciones Particulares del contrato

Término variable de calor:



El término variable de calor se actualizará con el IPC, referenciando el IPC del año cerrado con el IPC base del año de puesta en marcha del sistema, en el que se aplican las tarifas base, recogidas en las tablas anteriores.

$$T2cn = T2co \times (IPC / IPCo)$$

Dónde:

- T2cn: valor del término variable de calor a la fecha de la Puesta en Servicio del cliente que se está conectando y al que aplica la tarifa expresada CLP/MWh
- T2co: valor del término variable de calor expresado en CLP / MWh indicado en las Condiciones Particulares.
- IPC = valor del Índice de Precios al Consumo de enero del año de la Puesta en servicio del cliente que se está conectando
- IPCo = valor de este índice de la fecha de valor de T2Co indicada en las Condiciones Particulares.

La fuente IPC es el Instituto Nacional de Estadística.

Se presenta la siguiente tabla a modo de ejemplo del cálculo de la factura de una familia tipo en Coyhaique y en Puerto Williams.

Tabla 24. Simulación de cálculo de facturas para familias tipo de Coyhaique y Puerto Williams

		Coyhaique	Puerto Williams
Demanda energética anual	MWh/año	21,43	24,28
Demanda energética mes invierno	MWh/mes	2,68	2,43
Demanda energética mes verano	MWh/mes	0,18	0,16
Término fijo	CLP/mes	20.000,00	30.000,00
Término variable	CLP/MWh	34.000,00	22.000,00
Factura mensual invierno	CLP/mes	111.096,06	83.410,56
Factura mensual verano	CLP/mes	26.073,07	33.560,70
Costo anual	CLP/año	968.768,51	894.105,55



4.3. ASPECTOS ESPECÍFICOS PARA COYHAIQUE

4.3.1. DERECHOS DE EMISIONES

Las bases deben especificar que el operador se compromete a ceder todos los derechos asociados a las emisiones evitadas tanto en material particulado como en CO₂, al organismo público o privado que el licitante indique en cualquier momento de la concesión, sin reclamar compensación alguna a cambio.

4.3.2. PUNTUACIÓN PARA COYHAIQUE

4.3.2.1. GENERALIDADES

Se propone establecer un criterio de asignación de puntuaciones de las ofertas presentadas y admitidas, que serán estudiadas y valoradas, tanto por su vertiente técnica como económica, de acuerdo a los criterios que a continuación se relacionan:

a) Criterios económicos: hasta 40 puntos

- a. Costo equivalente del servicio de energía a las casas 10 puntos
- b. Costo equivalente del servicio de energía a otro tipo de edificios 5 puntos
- c. Rentabilidad de proyecto exigida 15 puntos
- d. Capacidad de influencia del estado en la administración a medio-largo plazo 10 puntos

b) Criterios técnicos: hasta 40 puntos

- a. Calidad técnica 30 puntos
- b. Integración con sistema eléctrico 10 puntos

c) Garantía de servicio: hasta 6 puntos

- a. Tiempo de respuesta 2 puntos
- b. Atención al usuario 4 puntos

d) Generación de ocupación local: hasta 14 puntos

Puntuación total: hasta 100 puntos



4.3.2.2. CRITERIOS ECONÓMICOS

4.3.2.2.1. EN RELACIÓN A LOS PRECIOS DE VENTA DE ENERGÍA:

Las Bases deben establecer los importes máximos de los precios de venta de energía, explicitadas en el punto anterior. Para evaluar la puntuación se usará como referencia la tarifa equivalente anual, que incluye parte fija y variable, para una casa y un edificio con una potencia y un consumo, que se definirá en las bases, igual para todos los Licitadores.

Se propone asignar 10 puntos a la mejora de tarifas de las casas y 5 a la de las tarifas del resto de edificios.

Así, el oferente que haga la propuesta de menor valor de tarifa para casas, obtendrá 10 puntos y el resto obtendrán la puntuación correspondiente a la interpolación lineal entre los 10 puntos para el valor de la tarifa de la mejor oferta y los 0 puntos para la tarifa máxima de referencia.

Por otro lado, el oferente que haga la propuesta de menor valor de tarifa para el resto de edificios, obtendrá 5 puntos y el resto obtendrán la puntuación correspondiente a la interpolación lineal entre los 5 puntos para el valor de la tarifa de la mejor oferta y los 0 puntos para la tarifa máxima de referencia.

Las ofertas que propongan rebajas de más del 20% recibirán 0 puntos en este ítem.

4.3.2.2.2. EN RELACIÓN A LA RENTABILIDAD EXIGIDA DEL PROYECTO

Se valorará con 15 puntos la mejor oferta en cuanto a reducción de la rentabilidad nominal de proyecto.

El Proyecto Base está diseñado para lograr una rentabilidad de proyecto del 12%, pero la operativa del contrato entre el operador y la Administración Licitante será de libros abiertos, limitando la rentabilidad a este valor nominal, lo que obligará al operador a reinvertir o ampliar red en mutuo acuerdo con la Administración, mejorando el servicio o bajando las tarifas del mismo, además de reducir el aporte del estado necesario para el proyecto. No se aceptarán las reducciones que provengan de incrementar los costos de operación, administración, financieros o similares, que se considere que vayan en contra del espíritu de la medida.

Se valora en este punto que el Operador pueda reducir la rentabilidad del proyecto, y por lo tanto la de su inversión, por debajo de dicho valor. Se asignarán 15 puntos extras a todas aquellas ofertas que reduzcan dicha rentabilidad a un 8% y para valores intermedios entre este 8% y el 12% se interpolará entre 15 y 0 puntos.



4.3.2.2.3. EN RELACIÓN A LA CAPACIDAD DE INFLUENCIA DEL ESTADO EN LA ADMINISTRACIÓN A MEDIO-LARGO PLAZO

A menudo los intereses de la ESCO que explota el sistema pueden no ser los mismos que los intereses de la sociedad y del Estado como ente garante del desarrollo social, lo que puede llevar a que la ESCO tome decisiones de tipo estratégico que pueden no ser las más deseables para el Estado.

Una forma de evitar que se concreten estas acciones no deseadas por parte de la ESCO, siendo que es explotadora de una infraestructura de interés público y que seguramente ha usado recursos públicos para su financiación, es dar cierta capacidad de influencia al Estado en los organismos de toma de decisión de la sociedad que opere el sistema.

En este sentido, se valorará con máxima puntuación (6 puntos) aquella propuesta que presente un mayor compromiso para que el Estado intervenga en la toma de decisiones dentro de la SOCIEDAD explotadora, en lo que se refiere a la política de desarrollo, gestión, suministro de energía, etc, a lo largo de la explotación del proyecto .

4.3.2.3. CRITERIOS TÉCNICOS

4.3.2.3.1. CALIDAD TÉCNICA

Se otorgará la máxima puntuación (30 puntos) a aquella propuesta que, de acuerdo a las exigencias mínimas de eficiencia energética, emisiones, plazos de cobertura de la demanda, etc., muestre una mayor coherencia en el desarrollo temporal de la demanda que el LICITADOR prevea.

Asimismo, se evaluará también la coherencia técnica del PROYECTO en su conjunto y el detalle técnico de la propuesta aportada con el fin de valorar el nivel de análisis que el LICITADOR ha realizado para llevar a cabo su PROYECTO. En este sentido deberá aportarse detalle de trazados de red que el LICITADOR haya proyectado, disposición de espacios para ubicar equipos, suministro de materiales, etc. También se evaluará la coherencia y realismo en el desarrollo temporal de la demanda, etc.

Por último, es importante aportar detalle del estudio de viabilidad y esquema de negocio de la SOCIEDAD.

4.3.2.3.2. INTEGRACIÓN CON SISTEMA ELÉCTRICO

A pesar que el sistema diseñado y recogido en el Pliego de Condiciones Técnicas es un sistema 100% térmico basado en biomasa y GLP, se busca que a futuro el sistema se integre con la red eléctrica, sin perder la preponderancia de la biomasa como energía primaria.

Por lo anterior se valorarán opciones de integración de cogeneración con biomasa o uso de bombas de calor con electricidad de fuentes renovables y/o focos térmicos de calor residual.



La integración en la propuesta técnica de cualquiera de estos sistemas, con un aporte anual a la energía bruta inyectada a la red de distribución distrital de más del 10% en el año 5 y más del 30% en el año 10 comportará la asignación de los 10 puntos de este apartado.

4.3.2.4. GARANTÍA DE SERVICIO

4.3.2.4.1. TIEMPO DE RESPUESTA:

Se valorarán con la máxima puntuación (2 puntos) las propuestas que se comprometan a haber informado a todos los USUARIOS de la red en un máximo de 2 horas o menos desde el momento de producirse el corte del servicio.

4.3.2.4.2. ATENCIÓN AL USUARIO:

Se valorarán con 4 puntos las propuestas que contengan el compromiso de disponer de un teléfono de atención al USUARIO 24 horas que garantice el seguimiento de la avería en caso de corte de suministro.

4.3.2.5. GENERACIÓN DE OCUPACIÓN LOCAL

Se valorará con hasta 14 puntos la propuesta que mayor nivel de ocupación local asociada a la generación energética comporte. El resto de propuestas obtendrán la puntuación interpolada entre 14 y 0, según su nivel de generación de ocupación.

Deberá presentarse una memoria descriptiva de los procesos asociados que demuestren el nivel de ocupación de personal generado, su nivel de retribución y su zona de influencia, que no podrá ser más allá de 40km de Coyhaique. Los contratos de trabajo deberán tener una duración mínima de 8 meses al año.

También se evaluará la coherencia y realismo en el desarrollo temporal del plan de ocupación. El cumplimiento del compromiso de la adjudicataria será auditado de forma continua. En el caso de incumplimiento se aplicarán penalizaciones equivalentes a la masa salarial del personal no contratado.

4.3.3. PUNTUACIÓN PARA PUERTO WILLIAMS

4.3.3.1. GENERALIDADES

Se propone establecer un criterio de asignación de puntuaciones de las ofertas presentadas y admitidas, que serán estudiadas y valoradas, tanto por su vertiente técnica como económica, de acuerdo a los criterios que a continuación se relacionan:



a) Criterios económicos: hasta 30 puntos

- a. Costo de inversión de Fase 0 y Fase 1 30 puntos

b) Criterios técnicos: hasta 54 puntos

- a. Calidad técnica 30 puntos
- b. Integración con sistema eléctrico 24 puntos

c) Garantía de servicio: hasta 10 puntos

- a. Tiempo de respuesta 3 puntos
- b. Atención al usuario 7 puntos

d) Generación de ocupación local: hasta 6 puntos

Puntuación total: hasta 100 puntos

4.3.3.2. CRITERIOS ECONÓMICOS

Dado que en este caso se están licitando la Fase 0 y la Fase 1 para su adquisición por parte del Estado y su gestión directa por parte del operador, se valorará con 30 puntos la oferta más baja que incluya el diseño, construcción y operación del sistema por un período máximo de 4 años, 2 años para diseño y construcción y 2 años para su operación.

Las ofertas que no logren la baja máxima, obtendrán el porcentaje interpolado entre los 30 puntos de la máxima y los cero que corresponden al presupuesto referencial.

Añadir que, para llevar a cabo esta licitación, sería indicado el desarrollo de una ingeniería de detalle del proyecto.

4.3.3.3. CRITERIOS TÉCNICOS

4.3.3.3.1. CALIDAD TÉCNICA

Se otorgará la máxima puntuación (30 puntos) a aquella propuesta que, de acuerdo a las exigencias mínimas de eficiencia energética, emisiones, plazos de cobertura de la demanda, etc., muestre una mayor coherencia en el desarrollo temporal de la demanda que el LICITADOR prevea.



Asimismo, se evaluará también la coherencia técnica del PROYECTO en su conjunto y el detalle técnico de la propuesta aportada con el fin de valorar el nivel de análisis que el LICITADOR ha realizado para llevar a cabo su PROYECTO. En este sentido deberá aportarse detalle de trazados de red que el LICITADOR haya proyectado, disposición de espacios para ubicar equipos, suministro de materiales, etc. También se evaluará la coherencia y realismo en el desarrollo temporal de la demanda, etc.

Por último, es importante aportar detalle del estudio de viabilidad y esquema de negocio de la SOCIEDAD.

4.3.3.3.2. INTEGRACIÓN CON SISTEMA ELÉCTRICO

A pesar que el sistema diseñado y recogido en el Pliego de Condiciones Técnicas es un sistema 100% térmico basado en biomasa y GLP, se busca que a futuro el sistema se integre con la red eléctrica, sin perder la preponderancia de la biomasa como energía primaria.

Por lo anterior se valorarán opciones de integración de cogeneración con biomasa o uso de bombas de calor con electricidad de fuentes renovables y/o focos térmicos de calor residual.

La integración en la propuesta técnica de cualquiera de estos sistemas, con un aporte anual a la energía bruta inyectada a la red de distribución distrital de más del 10% en el año 5 y más del 30% en el año 10 comportará la asignación de los 10 puntos de este apartado.

4.3.3.4. GARANTÍA DE SERVICIO

4.3.3.4.1. TIEMPO DE RESPUESTA:

Se valorarán con la máxima puntuación (3 puntos) las propuestas que se comprometan a haber informado a todos los USUARIOS de la red en un máximo de 2 horas o menos desde el momento de producirse el corte del servicio.

4.3.3.4.2. ATENCIÓN AL USUARIO:

Se valorarán con 7 puntos las propuestas que contengan el compromiso de disponer de un teléfono de atención al USUARIO 24 horas que garantice el seguimiento de la avería en caso de corte de suministro.

4.3.3.5. GENERACIÓN DE OCUPACIÓN LOCAL

Se valorará con hasta 6 puntos la propuesta que mayor nivel de ocupación local asociada a la generación energética comporte. El resto de propuestas obtendrán la puntuación interpolada entre 6 y 0, según su nivel de generación de ocupación.



Deberá presentarse una memoria descriptiva de los procesos asociados que demuestren el nivel de ocupación de personal generado y su nivel de retribución. Los puestos de trabajo deberán ser dentro de Isla Navarino, con una duración mínima de 8 meses al año.

También se evaluará la coherencia y realismo en el desarrollo temporal del plan de ocupación. El cumplimiento del compromiso de la adjudicataria será auditado de forma continua. En el caso de incumplimiento se aplicarán penalizaciones equivalentes a la masa salarial del personal no contratado.

4.4. ESTRUCTURA DE LAS BASES ADMINISTRATIVAS DE LICITACIÓN ESCO

Adjunto a este informe (ANEXO 3) se presenta una traducción semi-adaptada de unas bases administrativas de un proyecto de calefacción distrital en Navarra (España) promovido por NASUVINSA para varias redes de calor. Se considera que es uno de los documentos más completos y útiles en este sentido de los que se ha logrado encontrar y consultar en el proceso de desarrollo de este trabajo y que puede ser de utilidad para los futuros trabajos de desarrollo de la licitación por parte del equipo legal, junto con lo que en este documento se propone.

A continuación, se listan los títulos del articulado.

Capítulo I: Disposiciones generales

Artículo 1.- Antecedentes

Artículo 2.- Definiciones

Artículo 3.- Objeción de la licitación

Artículo 4.- Oferta variante

Artículo 5.- Régimen jurídico de la licitación

Artículo 6.- Presupuesto estimado del contrato

Artículo 7.- Contraprestación del contrato

Artículo 8.- Existencia de crédito presupuestario

Artículo 9.- Duración del contrato

Artículo 10.- Procedimiento y forma de adjudicación

Artículo 11.- Publicidad de licitación



Capítulo II: Tramitación de la licitación

Artículo 12.- Documentación disponible para los licitadores

Artículo 13.- Condiciones de capacidad de los licitadores

Artículo 14.- Garantía provisional

Artículo 15.- Presentación de las proposiciones

Artículo 16.- Contenido de las proposiciones

Capítulo III: Adjudicación y formalización del contrato

Artículo 17.- Órgano de contratación

Artículo 18.- Criterios de adjudicación

Artículo 19.- Mesa de contratación

Artículo 20.- Unidad Técnica

Artículo 21.- Calificación de la documentación administrativa

Artículo 22.- Apertura, examen de las ofertas y propuesta de adjudicación

Artículo 23.- Adjudicación provisional del contrato

Artículo 24.- Adjudicación definitiva del contrato

Artículo 25.- Gastos exigibles al adjudicatario para formalizar el documento de adjudicación

Artículo 26.- Cancelación de garantías

Artículo 27.- Titular del contrato

Artículo 28.- Constitución de la sociedad

Artículo 29.- Pólizas de seguros

Artículo 30.- Formalización del contrato

Capítulo IV: Ejecución del contrato

Artículo 31.- Ejecución de las obras del proyecto

Artículo 32.- Explotación del proyecto

Artículo 33.- Contrapresión a la sociedad

Capítulo V: Obligaciones y derechos de las partes



Artículo 34.- Obligaciones y derechos del adjudicatario

Artículo 35.- Obligaciones y derechos de la sociedad

Artículo 36.- Prerrogativas de la entidad contratante

Artículo 37.- Facultad del director de la obra

Artículo 38.- Facultades del delegado de la obra

Capítulo VI: Régimen de incumplimientos y penalizaciones

Artículo 39.- Régimen de incumplimientos

Artículo 40.- Régimen de penalizaciones

Capítulo VII: Cesión, subcontratación y modificación del contrato

Artículo 41.- Cesión del contrato

Artículo 42.- Subcontratación

Artículo 43.- Modificación del contrato

Capítulo VIII: Reversión de las obras, rescate y equilibrio del contrato

Artículo 44.- Revisión de las obras y restitución del entorno

Artículo 45.- Rescate

Artículo 46.- Equilibrio económico del contrato

Capítulo IX: Extinción

Artículo 47.- Causas de resolución del contrato

Capítulo X: Otros aspectos

Artículo 48.- Propiedad intelectual e industrial

Artículo 49.- Protección de datos

Artículo 50.- Confidencialidad

Artículo 51.- Régimen de recursos

Anexo 1: Pliego de Prescripciones Técnicas

Anexo 2: Convenios de colaboración firmados entre las administraciones y las entidades implicadas

Anexo 3: Convenios de colaboración y acuerdos firmados entre la municipalidad y los usuarios públicos



Anexo 4: Declaración del responsable

Anexo 5: Aval tipo de garantía provisional

Anexo 6: Seguro de caución

Anexo 7: Declaración de aceptación de condiciones

Anexo 8: Criterios de adjudicación

1.- Criterios económicos

2.- Criterios técnicos

3.- Garantía del servicio

Anexo 10: Modelo de estatutos de la sociedad

Título I.- Denominación, objeto, domicilio y duración

Título II.- Capital - Acciones

Título III.- Régimen

Título IV.- Ejercicio social – balance – beneficios

Título V.- Amortización del capital

Título VI.- Disolución y liquidación

Anexo 11: Contratos de seguros. Requisitos fundamentales a cumplir por parte de la sociedad

- A) Requisitos generales
- B) Requisitos del seguro de responsabilidad civil profesional
- C) Requisitos del seguro de responsabilidad civil
- D) Seguros de bienes para la construcción
- E) Seguro de bienes para la explotación



5. CONTRATOS TIPO

5.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Este apartado corresponde a lo solicitado como Actividad 3.2.

En el mismo se presentan dos modelos de contrato, correspondientes a:

- a) Clientes residenciales individuales (casas)
- b) Clientes no residenciales (comercial, industrial y público) y residenciales colectivos (edificios de viviendas)

Los contratos regulan todos los aspectos relativos a la relación comercial entre la ESCO operadora de la red y el cliente consumidor de calor. Hay que destacar que, en el caso de los edificios de viviendas, el operador trata al edificio como un solo cliente al que vende calor al mayor, haciéndose internamente el prorrateo como considere adecuado cada comunidad.

Los contratos constan de dos partes:

- a) Condiciones Contractuales Generales
- b) Condiciones Contractuales Particulares

Tal como indica el título, en la segunda se concretan aspectos de cada cliente, así como por ejemplo el cálculo efectivo de las tarifas en función de los parámetros definidos en las primeras y las condiciones concretas del cliente.



5.2. CLIENTES RESIDENCIALES INDIVIDUALES

Establecido en XXX el 29 de Julio del 2019.

REUNIDOS:

Por un lado, XXX, con domicilio en XXX, y RUT número XXXXXXXX, representada por XXX, mayor de edad, de nacionalidad XXX, con domicilio profesional en XXX, y RUT XXXXXXXXX, en su condición de apoderado en virtud de los poderes otorgados en fecha XXX. **De ahora en adelante “El Cliente”.**

Por otra parte, YYY con domicilio en XXX, y RUT número XXXXXXXX, representada por XXX, mayor de edad, de nacionalidad XXX, con domicilio profesional en XXX, y RUT XXXXXXXXX, en su condición de apoderado en virtud de los poderes otorgados en fecha XXX. **De ahora en adelante “El Operador”.**

EXPONEN:

I.- Que el Operador es adjudicataria del Contrato para la elaboración del proyecto, ejecución y financiación de la obra de primera implantación y posterior explotación y mantenimiento de las instalaciones de generación y distribución de la red de calor distrital de XXX, concesión otorgada por XXX (*Nombre de la administración contratante*)

II. Que el Cliente es propietario o gestor del edificio y que tiene interés en comprar energía térmica dentro del ámbito de la mencionada red para su uso propio, así como la capacidad de contratar.

Si el Cliente no es el propietario del edificio o instalación a suministrar, el Cliente debe obtener el consentimiento por escrito del propietario para conectar el edificio a la red de calor distrital. En tal caso, el consentimiento se adjuntará a este contrato de suministro de energía térmica.

III. Que todas las partes están de acuerdo en la contratación del suministro de calefacción y ACS y según las Condiciones Generales y Condiciones Particulares que se establecen a continuación.



CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES

1. OBJETO DEL CONTRATO DE SUMINISTRO:

El Operador está obligado a suministrar al Cliente las energías caloríficas necesarias para la alimentación de las instalaciones definidas en las Condiciones Contractuales Particulares.

2. CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO DE LA ENERGÍA TÉRMICA:

La energía calorífica se distribuye por medio de agua caliente a una temperatura de suministro de un mínimo de 65 ° C y un máximo de 90 ° C en el punto de llegada al intercambiador en el circuito primario. La temperatura de retorno será como mínimo de 20 ° C inferior a la temperatura del suministro en cada momento.

Las Condiciones Particulares detallan las características de prestación de los servicios.

3. OBLIGACIONES DEL OPERADOR Y CONDICIONES GENERALES DE SERVICIO:

El Operador tendrá las siguientes obligaciones:

- A. Prestar el servicio en la vivienda del Cliente en los términos establecidos en el presente Contrato y demás disposiciones legales aplicables, siempre que lo permitan las posibilidades técnicas y económicas del sistema.
- B. Mantener la disponibilidad y regularidad del suministro de la energía calorífica a lo largo de todo el periodo del año definido en las Condiciones Particulares. El Suministrador está autorizado a practicar interrupciones de servicio por una duración máxima acumulada de 16 horas por mes, con un intervalo mínimo entre cortes de 48 horas.
- C. Mantener y conservar la red y las instalaciones necesarias para mantener el servicio, así como las acometidas hasta el límite de la subestación definido en el artículo 6, sin perjuicio de la repercusión del coste al propietario o a quien corresponda según el motivo de la avería.
- D. Efectuar la facturación, basándose en las lecturas periódicas del contador.
- E. Cuando, por motivos de orden técnico, la distribución de la energía tenga que interrumpir, la fecha y la hora de la interrupción deberá ser notificada por el Operador, siempre que sea posible, con un preaviso de 24 horas, con la finalidad de evitar al máximo las molestias que puedan originar a sus Clientes.
- F. Contestar todas las consultas formuladas por el Cliente por escrito en un plazo máximo de dos semanas.



4. DERECHOS DEL CLIENTE:

- A. Solicitar la información al Operador y asesoramiento necesario para ajustar su contratación a las necesidades reales.
- B. Consultar todas las cantidades derivadas de la prestación del servicio y del funcionamiento del suministro. Solicitar presupuestos previos de instalaciones referentes a la contratación.
- C. Disponer mediante el sistema de Calefacción Distrital (CD), de la potencia contratada para satisfacer sus necesidades de calefacción y agua caliente sanitaria.
- D. Que le sean facturados los consumos y otros conceptos de acuerdo con los precios acordados.
- E. Formular las reclamaciones que crease pertinentes por el procedimiento establecido en el presente Contrato.
- F. En caso de suministro deficiente, el Cliente tendrá derecho a una indemnización según lo estipulado en el artículo 12.

5. POTENCIAS CONTRATADAS:

5.1. Definición de las potencias contratadas.

Las potencias contratadas caloríficas indicadas en las Condiciones Particulares son las potencias máximas que el Operador debe poner a disposición del Cliente en el punto de medida (contadores). Estas se evalúan en función de las necesidades del Cliente.

En caso de reducción y/o interrupción del consumo (durante fines de semanas, días festivos, ...), las instalaciones interiores deberán ser reguladas de manera que la reactivación del sistema sea progresiva en el tiempo, a fin de evitar la concurrencia de puntas de potencia superiores a las contratadas.

5.2. Verificación

El Cliente tiene el derecho, en cualquier momento, a solicitar a una entidad tercera la verificación de que el sistema tiene la capacidad de suministrar la potencia contratada.

El Operador tiene el derecho, en cualquier momento, a verificar que la demanda efectiva del Cliente no supera la contratada.

En todos casos, el costo de la verificación será a cargo de la parte que incumple las condiciones pactadas, sin perjuicio de las penalizaciones o indemnizaciones que correspondan a cada parte en virtud del artículo 12.

Si después de efectuar las verificaciones se constata que no existe ninguna anomalía o desviación de las condiciones pactadas, el coste de las pruebas será asumido por quien las ha solicitado.



6. INSTALACIONES DE SUMINISTRO Y LIMITES DE PROPIEDAD:

A efectos de ejecución, propiedad y mantenimiento, el límite de propiedad entre el Operador y el Cliente se sitúa en las válvulas de seccionamiento dispuestas a la salida del armario de conexión, del lado cliente.

El límite de batería del cliente incluye la (s) subestación (es) con sus diferentes componentes, tal como se define en el apartado anterior, así como las tuberías y accesorios necesarios para la conexión de dichas subestaciones con las válvulas de seccionamiento de entrada al edificio (las válvulas inmediatamente adyacentes a la subestación) y con la instalación propia del edificio (secundario).

El límite de batería por el Operador será hasta las válvulas de seccionamiento de entrada al Edificio, ambas incluidas.

El siguiente cuadro muestra la distribución de responsabilidades y garantías de cada circuito:

OBLIGACIONES			
Circuito	Instalación	Operación	Mantenimiento
Instalaciones exteriores ¹¹ (válvulas de corte primarias incluidas)	Operador	Operador	Operador
Subestaciones, desde las válvulas de corte primarias y hasta las válvulas de secundarias de los intercambiadores ¹²	Operador	Operador	Operador
Instalaciones Interiores ¹³	Cliente	Cliente	Cliente

6.1. Instalaciones exteriores

6.1.1. Ejecución

La instalación de los ramales de acometida exterior y de las válvulas de seccionamiento de entrada en la casa del Cliente será efectuada por el Operador, a su cargo

Todos los ramales serán propiedad del Operador que se encargará de su mantenimiento.

¹¹ Coste a cargo del Cliente.

¹² Según detalle especificaciones del Operador

¹³ Según recomendaciones del Operador



6.1.2. Puesta en servicio

La puesta en servicio de la acometida consiste en la disponibilidad de los fluidos primarios una vez instalados los ramales de acometida exterior.

Se realizará en la fecha indicada en las Condiciones Particulares, levantando acta según los modelos de los anexos.

El Operador pondrá en carga los ramales de conexión hasta las claves de registro del primario que no se podrán manipular hasta el momento del inicio de explotación, cuando las instalaciones interiores reúnan las condiciones necesarias.

El cliente no podrá manipular las variables de altura, excepto en el caso de emergencia.

La información de las partes de los arreglos está indicada en el artículo 8 y en los datos que se incluyen en los consumos y en los próximos 10 días a la fecha de la publicación, independiente del funcionamiento de las subestaciones y de las instalaciones interiores.

En caso de que el Cliente no abonará los derechos de conexión y la provisión de fondos para la realización de la acometida exterior en la fecha prevista, el Operador tendrá el derecho de posponer la puesta en servicio en un plazo equivalente al retraso en dicho abono.

6.1.3. Mantenimiento

Las reparaciones de los ramales de acometida exterior siempre las efectuará el Operador, sin perjuicio de la repercusión del coste al Cliente o a quién corresponda, dependiendo de la causa de la avería. Las modificaciones, y desviaciones del trazado de los ramales de acometida exterior serán a cargo de quien las promueva, pero su ejecución la realizará el Operador.

6.1.4. Ajustes de potencia

Los ajustes de potencia de las acometidas, en forma de ampliación o reducción, las realizará el Operador, que repercutirá al solicitante el correspondiente cargo en concepto de ajuste de potencia.

6.2. Subestaciones

6.2.1. Objeto

La subestación es el punto de transferencia de la energía entre la red de distribución (circuito primario) y la instalación interior del Cliente (circuito secundario).

Incluye, principalmente, los elementos siguientes:

- Uno o varios intercambiadores de calor
- Válvulas de regulación y control
- Contadores de energía
- Sondeas de temperatura, de presencia de agua, manómetros y termómetros
- Válvulas de by pass, válvulas de seccionamiento, filtros
- Tuberías y accesorios
- Cuadro eléctrico y de regulación



Los equipos de la subestación serán propiedad del Operador, así como su mantenimiento y efectuará la monitorización de los mismos. El Operador tendrá acceso a las válvulas de corte primarias y a la subestación de forma permanente.

6.2.2. Ejecución

El Operador instalará la subestación, a su cargo, de acuerdo con las especificaciones de la Guía Técnica, siendo el propietario de la subestación. A continuación realizará la revisión de la ejecución levantando el acta correspondiente en la que se apuntarán las lecturas de contadores por inicio de la facturación de las partes variables.

6.2.3. Inicio de explotación

Una vez comprobada la conformidad de la instalación por parte del Operador, éste realizará la operación de “puesta en explotación” de la subestación.

El Operador se compromete a realizar la puesta en explotación dentro de un plazo de 10 días hábiles, desde el aviso del Cliente confirmando la disponibilidad de las instalaciones interiores.

6.2.4. Supervisión

El Operador realizará en su cargo la supervisión de la subestación.

El Cliente se abstendrá de cualquier manipulación, reglaje o ajuste en los equipos de la subestación, excepto emergencia. En este caso informará al Operador.

6.2.5. Mantenimiento

Los equipos y elementos de la subestación deberán ser conservados en buen estado de uso, a cargo del Cliente, y, si llega el caso, respetando las especificaciones del Operador.

El Cliente avisará previamente al Operador de cualquier trabajo de mantenimiento que se vaya a realizar en la subestación.

El Operador tendrá la facultad de realizar todas las verificaciones que considere necesarias y efectuar todas las modificaciones que sean reglamentarias a cargo del Cliente.

6.2.6. Contadores de energía

Los contadores serán de un modelo homologado oficialmente y verificado. Deberán ser precintados por el organismo de la administración responsable de dicha verificación.

La selección del tipo de contador y su ubicación (que será en la subestación) será determinada por el Operador, de acuerdo con las normas vigentes en el momento de la contratación, las características del suministro definidas en las Condiciones Particulares y las especificaciones del Operador.

Se instalarán los contadores en la parte primaria de las subestaciones.

En el caso de contrato de abono general con repartición general o de contrato de abono individual se instalarán contadores individuales y accesibles de forma permanente.

El suministro y la instalación de los contadores serán a cargo del Operador.

6.2.7. Verificación de los contadores



El Cliente y el Operador tienen derecho, en cualquier momento, a solicitar de la SEC u organismo competente de la administración, la verificación de los aparatos de medida instalados cualquiera que sea su propietario.

Si el Cliente solicita el Operador dicha verificación oficial, el Cliente tendrá que asumir sus gastos correspondientes.

Si el Operador solicita la verificación, este asumirá los gastos correspondientes.

Se considera no conforme un contador que presenta errores de medida superiores a $\pm 5\%$ en el rango de caudales de 20% a 100%.

6.2.8. Sustitución de contadores

En el caso de que el consumo real no corresponda con el previsto en las Condiciones Particulares y que eso no permita la correcta medida de las energías, se sustituirá el contador por uno de medida adecuada, a cargo del Cliente, en un plazo máximo de 2 meses.

6.3. Instalaciones interiores

6.3.1. Instalaciones del Cliente

Las instalaciones interiores (después de las válvulas de corte secundarias de la subestación) deberán ser construidas según las reglas del arte aplicables, las recomendaciones del Operador y cumplir permanentemente con las condiciones reglamentarias de seguridad, con el fin de evitar toda perturbación y/o peligro en el funcionamiento de las instalaciones primarias. En caso de incumplimiento de lo estipulado en este párrafo, el Operador podrá rechazar la puesta en explotación de la subestación.

El Operador podrá llevar a cabo las comprobaciones necesarias de las instalaciones interiores antes de la puesta en marcha o durante el funcionamiento de dichas instalaciones, y requerir la instalación de equipos correctores en caso de que se produzcan perturbaciones en la red.

En caso de constatación del incumplimiento de lo estipulado en el primer párrafo de la presente cláusula, el Operador comunicará al Cliente los defectos constatados. El Cliente tendrá la obligación de poner su instalación conforme en un plazo máximo de un mes, excepto en casos de emergencia que deberá ser inmediato. En defecto, el Operador tendrá la facultad de interrumpir el suministro.

6.3.2. Conducción y mantenimiento

La conducción y el mantenimiento de las instalaciones interiores son a cargo del Cliente.

Las reparaciones serán efectuadas por instaladores autorizados.

6.3.3. Materiales

No se impone al Cliente ninguna obligación respecto a la adquisición de los equipos y materiales de las instalaciones interiores. Solo se exige que el material respete la normativa vigente en instalaciones de agua e instalaciones térmicas.

6.4. Obligaciones y responsabilidades del Cliente en relación con todas sus instalaciones.

El Cliente debe:



- A. Utilizar la energía térmica suministrada, en la forma y por los usos establecidos en el presente Contrato.
- B. Abstenerse de manipular las instalaciones del proveedor, la subestación y los instrumentos de medición, así como respetar los sellos colocados por el Operador o por las autoridades competentes de la administración.
- C. Abstenerse de establecer las derivaciones de permitir en su instalación por suministros de calor a otros locales, viviendas diferentes de las contenidas en este contrato.
- D. Adoptar las medidas necesarias para mantener sus instalaciones interiores en un estado de conservación adecuado a la normativa vigente.
- E. Permitir el acceso a las instalaciones primarias y subestaciones 24/24 horas y 365 días/año al personal debidamente autorizado por el Operador y presentar acreditación pertinente para revisar y comprobar las instalaciones y realizar Intervenciones en instalaciones primarias.
- F. Corregir las anomalías notificadas por el Operador, siempre y cuando tengan un impacto en la red.
- G. Notificar al proveedor de cualquier cambio en la instalación interior, especialmente nuevos puntos o elementos de consumo que sean significativos para su consumo.
- H. Disponer los medios apropiados para que, en caso de fuga de las instalaciones ubicadas en el interior del edificio del Cliente, agua en el exterior para evitar cualquier daño al edificio y al equipo ubicado en su interior.

En caso de fuga de agua, el Operador será exonerado de toda responsabilidad con respecto al cliente y a terceros.
- I. Asumir la responsabilidad por cualquier daño causado a las instalaciones del Operador, por defecto - mal uso de las instalaciones del Cliente, ya sean estos daños causados por el Cliente o por un tercero a su cargo.

7. LECTURA DE LOS CONTADORES y CONSUMOS.

7.1. Lecturas de los contadores.

El Operador deberá establecer un sistema de lecturas periódicas de los contadores de tal manera que el periodo de lectura contenga, en lo posible, el mismo número de días.

El Operador efectuará una lectura mensual.

Las lecturas podrán ser directos o efectuadas a distancia.

Si la lectura es directa, ésta se efectuará en horario laboral y por el personal autorizado por el Operador. El Cliente no podrá imponer obligación de efectuar las lecturas fuera de este horario.



No se podrá exigir al Cliente que realice la lectura por su cuenta.

Si no se puede realizar la lectura, por defecto o avería del sistema de contar y / o del sistema de transmisión de datos y / o por imposibilidad de acceder a la subestación, se efectuará una lectura estimada según lo previsto en la cláusula 7.2 .2 del presente Contrato.

7.2. Consumos.

7.2.1. Determinación de los consumos

La determinación de los consumos se efectuará por diferencia entre las lecturas de dos períodos consecutivos de facturación.

7.2.2. Consumos estimados

Cuando no sea posible conocer el consumo real, como consecuencia de un defecto o una avería del sistema de contar y / o del sistema de transmisión de datos y / o por imposibilidad de acceder a la subestación, se tendrá en cuenta un consumo estimado igual al consumo del mismo período en la misma época del año anterior.

Si no se dispone de los datos del año anterior el consumo estimado se determinará en base a los consumos de edificios similares durante el mismo periodo.

8. TARIFAS.

8.1. Derechos de conexión.

El Operador no cobrará derechos de conexión.

8.2. Precio de las energías.

En contraprestación del suministro de las energías por parte del Operador, el Cliente se obliga a satisfacer con puntualidad el importe del suministro de las energías consumidas de conformidad con lo estipulado en el presente contrato, y los precios pactados.

La tarifa es de tipo binomio, con una parte variable y una parte fija.

Los importes correspondientes se determinan como sigue, para cada período de facturación:

- Parte fija de calor: producto de la potencia contratada en kW para el término fijo de calor Tfd en CLP / kW / año por la fracción del año correspondiente al periodo de facturación.
- Parte variable de calor: producto del consumo del período en MWh para el término variable de calor Tvd en CLP / MWh.



Los valores de Tfd y Tvd para el primer año del servicio constan en las condiciones partículas y se revisan según lo indicado en el siguiente apartado

8.3. Revisión de los precios

Se revisarán los precios de los derechos de conexión y los términos fijos cada 1 de enero según:

Término fijo doméstico:

$$Tfd = Tfdo \times (IPC / IPCo)$$

Dónde:

- Tfd: valor revisado del término fijo doméstico expresado en CLP/kW/año
- Tfdo: valor del término fijo doméstico a la fecha de la Puesta en Servicio expresado en CLP/kW/año indicado en las Condiciones Particulares.

IPC = valor del Índice de Precios al Consumo actualizado.

IPCo = valor de este índice de la fecha de valor de T1Co del año de la Puesta en servicio indicada en las Condiciones Particulares.

La fuente IPC es el Instituto Nacional de Estadística de Chile.

Término variable doméstico:

$$Tvd = Tvdo \times (IPC / IPCo)$$

Dónde:

- Tvdo: valor revisado del término variable doméstico a la fecha de la Puesta en Servicio expresado CLP/MWh
- Tvdo: valor del término variable doméstico a la fecha de la Puesta en Servicio expresado en CLP / MWh indicado en las Condiciones Particulares.

IPC = valor del Índice de Precios al Consumo actualizado.

IPCo = valor de este índice de la fecha de valor de T2Co del año de la Puesta en servicio indicada en las Condiciones Particulares.

La fuente IPC es el Instituto Nacional de Estadística de Chile.



8.4. Impuestos y tasas.

Los precios indicados en las Condiciones Particulares incluyen todos los impuestos y tasas vigentes excepto el correspondiente al Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Cualquier creación o modificación de los impuestos y / o tasas correspondientes comportará la repercusión que corresponda en las tarifas a aplicar.

9. PAGO DEL SERVICIO.

9.1. Facturación periódica del servicio

Tras el cierre de cada período indicado en las Condiciones Particulares se emitirá una factura por las energías suministradas.

En las facturas constará, como mínimo:

- el domicilio del punto de suministro
- el domicilio de notificaciones
- los precios vigentes
- la marca, el modelo y el número de identificación del contador
- las potencias contratadas
- las lecturas de los contadores que determinan los consumos facturados y las fechas de las mismas
- la indicación desglosada de los conceptos que se facturan
- el importe de los tributos que se repercuten si procede
- el importe total de los servicios prestados
- el número de teléfono y el domicilio social del Operador al que puede dirigirse el Cliente para solicitar informaciones o efectuar reclamaciones.
- el RUT del Cliente

9.2. Término de pago.



El importe de las facturas será abonado dentro de los 30 días naturales siguientes a la fecha de emisión de la factura.

En caso de existencia de errores materiales o de cálculo en las facturas, a solicitud de cualquiera de las Partes se procederá por el Operador a confeccionar la correspondiente factura de abono o cargo; las cantidades que hayan sido pagadas u omitidas consecuencia de estos errores aritméticos no devengarán intereses de ningún tipo. Pasados seis meses desde la fecha de presentación de una factura, ninguna de las Partes podrá hacer reclamación alguna sobre su importe.

9.3. Modalidades de pago.

Existen dos posibles modalidades de pago a elegir por el cliente:

-post-pago

- pre-pago

La opción elegida por el cliente se indica en los términos de las Condiciones Particulares

9.3.1 POST-PAGO.

En el caso de post-pago se girarán facturas al cliente. El importe de las facturas se abonará preferentemente mediante domiciliación bancaria en la entidad designada por el Cliente. Alternativamente se podrá abonar en las oficinas del Operador o en otra entidad bancaria u oficina de cobros delegada.

9.3.2 Domiciliación bancaria.

El orden de cobro de las facturas mediante domiciliación bancaria podrá quedar suspendida por los siguientes motivos:

- A petición del Cliente sin que ello pueda afectar al recibo que se encuentre aún en periodo voluntario de cobro.
- Por resolución del Operador, si en los últimos dos trimestres facturados, anteriores a la fecha de la misma, los recibos han sido devueltos por la entidad bancaria y todavía no se ha hecho efectivo el cobro de la deuda pendiente.

El importe de los recibos domiciliados, que sean objeto de reclamación razonada por parte del Cliente, será devuelto después de resolver la reclamación en caso de que ésta sea estimada.

9.3.3 PRE-PAGO.

En el caso de pre-pago el cliente adquirirá, mediante una plataforma de pago, determinada cantidad de energía térmica que estará registrada en su cuenta y a disposición para su uso durante un periodo indefinido, o en su caso hasta la terminación del contrato. Una vez agotada la energía adquirida, el cliente tendrá que recargar su cuenta. De lo contrario no podrá disponer del servicio de calefacción y ACS.



9.3.4 Plataforma de pago.

El Operador habilitará una plataforma de pago y gestión de cuenta del cliente. El acceso a la plataforma se realiza mediante un aplicativo informático disponible para ordenadores personales y terminales de telefonía móvil. Esta plataforma permite al Cliente hacer adquisición de la energía térmica mediante diferentes modalidades de pago: transferencia bancaria o tarjeta bancaria de crédito o débito. Mediante la misma, el Cliente podrá conocer en todo momento el estado de su cuenta, esto es: el historial de ingresos, historial de consumos, estado actual de la cuenta en CLP y en kWh disponibles.

10. ENTRADA EN VIGOR Y DURACIÓN DEL CONTRATO DE SUMINISTRO

10.1. Entrada en vigor

El presente contrato entrará en vigor en la fecha de su firma.

10.2. Duración.

La duración del Contrato es la descrita en las Condiciones Particulares.

Tras la fecha de fin así definida, el Contrato se prorrogará tácitamente por períodos anuales, si ninguna de las Partes manifiesta a la otra su intención de darlo por resuelto con, como mínimo, SEIS (6) MESES de antelación a la fecha de extinción inicialmente pactada o de cualquiera de sus prórrogas.

11. INDEMNIZACIONES POR PRESTACIÓN DEFICIENTE DEL SERVICIO

En caso de suministro deficiente durante más de 16 horas acumuladas en un mes (los periodos de servicio correcto de duración inferior a 48h. Que estén entre dos periodos deficientes, computándose como deficientes) el Cliente tendrá derecho a una indemnización calculada en base a la fórmula siguiente:

$$I = 2,5 \times F \times P \times (H-16)/720$$

F = Término fijo mensual de la tarifa (CLP/kW contratado)

P = Potencia contratada (kW contratados)

H = Horas de falta de suministro

I = Indemnización del periodo mensual en CLP.

A efectos del cálculo de este capítulo se consideran meses de 720 horas.

No se contabilizarán como suministro deficiente:



- a) los provocados por un corte del suministro eléctrico de la central
- b) las deficiencias con una duración inferior a 30 minutos.
- c) la realización de trabajos de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones de transporte o distribución.

Se considera suministro deficiente, el corte de suministro o una reducción de la temperatura de 5 ° C o más del agua caliente en el primario del intercambiador. Asimismo, se considera un suministro deficiente de incumplimiento de la potencia contratada en los momentos que ésta sea requerida, de acuerdo con lo regulado en el artículo 5.2.

Estas desviaciones son respecto a las especificaciones de suministro del artículo 2 y de las Condiciones Particulares e incorporan los efectos de márgenes de errores de lecturas de aparatos correctamente calibrados.

La indemnización se deducirá de la próxima factura.

12. SUSPENSIÓN DEL SUMINISTRO.

12.1 Causas de suspensión.

El suministro de energías se podrá suspender por los siguientes casos:

- a) falta de pago por el Cliente de las cantidades debidas en los plazos previstos.
- b) fuerza mayor o razones de seguridad
- c) riesgo para las personas o los bienes.
- d) fraude por uso del suministro de forma o por usos diferentes del contratados o cuando el usuario lo venda o ceda a terceros.
- e) cuando no se permita la entrada en el edificio de que se trate y afecte el suministro para revisar las instalaciones o hacer la lectura del consumo.
- f) cuando se infrinjan de forma relevante los términos y condiciones del Contrato de Suministro.
- g) por manipulación de las instalaciones y / o equipos de medida o control o se evite su correcto funcionamiento.
- h) por deficiente conservación de las instalaciones del cliente, cuando suponga peligro para las personas o por bienes.



12.2 Procedimiento de suspensión del suministro.

El Operador podrá suspender el suministro de energías al Cliente por las anteriores causas, previa notificación con una antelación mínima de 15 días, salvo en supuestos de emergencia.

El restablecimiento del servicio se realizará el mismo día, o máximo, el siguiente día hábil en que hayan solucionado las causas que originaron el corte de suministro.

La notificación de corte de suministro incluirá, como mínimo, los siguientes:

- Nombre y dirección del Cliente.
- Detalle de la razón que origina la suspensión del suministro.
- Fecha a partir de la cual se efectuará la suspensión del suministro.
- Nombre, dirección, teléfono y horario de las oficinas comerciales del Operador en que pueden corregirse las causas que originen el corte.

Si el Operador comprueba la existencia de cualquier tipo de fraude, podrá suspender de forma inmediata el suministro.

12.3 Renovación del suministro.

Los gastos que origine la suspensión del suministro, así como su reconexión serán al cargo del Cliente previamente al reinicio del suministro, siempre y cuando el Cliente resulte ser el responsable de la suspensión y, además, se haya seguido el procedimiento establecido a tal efecto en el artículo anterior.

13. LIQUIDACIÓN POR FRAUDE.

El Operador formulará la liquidación por fraude, en los siguientes supuestos:

- 1) Cuando no exista contrato de suministro o cuando se hayan realizado derivaciones de caudal, permanente o circunstancial antes de los equipos de medida.
- 2) Cuando, por cualquier procedimiento, se haya manipulado o alterado el registro del contador o aparato de medida.
- 3) cuando se utilizó el servicio para usos diferentes a los contratados y afecten a la facturación de los consumos.



El Operador practicará la correspondiente liquidación, de la siguiente manera:

- La liquidación incluirá el consumo equivalente a la potencia contratada de la instalación correspondiente a las instalaciones utilizadas para la acción fraudulenta, con un tiempo de seis horas diarias de utilización ininterrumpidas y durante el plazo que va desde la adquisición de la titularidad o derechos de uso de las instalaciones y el momento en que se ha solucionado la existencia del fraude, sin que pueda ser superior a un año.

El importe del fraude está sujeto a los impuestos y tributos que le sean impuestos y se incluirán en la liquidación.

Con independencia de la liquidación por fraude y siempre que se den las condiciones del artículo 14 el Operador podrá resolver anticipadamente el Contrato.

14. Resolución anticipada.

El presente contrato se podrá resolver anticipadamente en los siguientes supuestos:

- Por incumplimiento grave o reiterado de cualquiera de las obligaciones derivadas del presente contrato.
- Cuando hayan transcurrido 2 meses desde la suspensión del suministro sin que el Cliente haya eliminado ninguna de las causas que originaron dicha suspensión.
- Por utilización del suministro para un tercero no autorizado.
- Cuando el Cliente manipule los precintados durante la suspensión del suministro.
- En el caso de disolución o extinción del cliente, o declaración de quiebra o suspensión de pagos de cualquiera de las partes.

En los casos de resolución indicados, las partes abonarán todas las cantidades pendientes de pago que sean consecuencia del presente contrato sin perjuicio de la indemnización que les corresponda por daños y perjuicios. En todo caso, las partes renuncian a exigirse daños y perjuicios por daños indirectos o consecuenciales si estos no se derivan de un incumplimiento doloso. A los efectos de este apartado, se entiende por daños indirectos o consecuenciales, el lucro cesante y todos los daños sufridos por las partes que no surjan directa y naturalmente de incumplimiento.

No obstante, las partes pactarán en las Condiciones Particulares la indemnización que corresponda por resolución anticipada por causa imputable al Cliente en función de las inversiones adicionales que el Operador haya tenido que realizar a fin de poder efectuar este suministro.

15. Fuerza Mayor.



Las partes no serán responsables del incumplimiento de cualquiera de sus obligaciones cuando se demuestre la existencia de fuerza mayor o que incumplimiento tuvo como causa un impedimento ajeno a su voluntad.

Las partes se obligan a informarse recíprocamente, en el plazo de dos días hábiles, de las dificultades encontradas en casos de fuerza mayor que imposibiliten o pongan en riesgo el cumplimiento de las obligaciones previstas en el presente contrato.

Estos casos de fuerza mayor producirán automáticamente los siguientes efectos jurídicos:

- Las obligaciones de ambas partes serán suspendidas hasta que la situación sea restablecida.
- La parte afectada por el efecto de la fuerza mayor tiene la obligación de facultar a la otra para la comprobación de la situación manifestada.
- La parte afectada por el efecto de la fuerza mayor tiene la obligación, por su cuenta y riesgo, de tomar las medidas razonablemente exigibles con el fin de restablecer la situación normal lo antes posible.

16. Modificación del contrato

El presente Contrato será revisable con pleno derecho en el caso de que se modifiquen las disposiciones legales o reglamentarias vigentes en la fecha de firma del Contrato o que se modifique la explotación de la red de calor.

17. Cesión del contrato.

Como norma general, se considerará que el abono del suministro de energías es personal, y el Cliente no podrá ceder sus derechos a terceros ni podrá, por tanto, exonerarse de sus responsabilidades en relación con el servicio. Sin embargo, el Cliente que esté al corriente del pago del suministro podrá traspasar su contrato a otro cliente que vaya a ocupar la misma dependencia en las mismas condiciones existentes. En este caso, el cliente lo pondrá en conocimiento del Operador mediante comunicación escrita con acuse de recibo, o entregada personalmente en su domicilio, el cual deberá acusar recibo de la comunicación.

El Cliente inicial permanecerá vinculado al presente contrato hasta la entrada en vigor del nuevo contrato y que los abonos de las facturas de los suministros sean abonados por el nuevo cliente.

18. ACCIONES LEGALES Y JURISDICCIÓN

18.1 Acciones legales.



El Operador, a pesar de la suspensión del suministro y la resolución anticipada del Contrato, podrá interponer todas las acciones que considere oportunas en defensa de sus intereses y derechos en especial, la acción penal por fraude.

Así mismo y en el caso en que la suspensión del suministro o la resolución anticipada resulta improcedente, el Cliente podrá exigir la debida indemnización sin perjuicio de poder interponer las acciones que considere oportunas en la salvaguarda de sus intereses.

18.2 Jurisdicción y Ley aplicable

Para cualquier duda o divergencia derivada de la interpretación y / o ejecución de este contrato, las partes se someten expresamente a los juzgados y tribunales de XXX.

Este contrato está regido por la Ley Chilena.

En prueba de conformidad las Partes firman el presente Contrato, por duplicado, ambos de idéntica fuerza, en el lugar y fecha indicados arriba.

El Cliente

El Operador



CONDICIONES CONTRACTUALES PARTICULARES

1. DATOS DEL CLIENTE Y EL PUNTO DE SUMINISTRO

- Cliente: XXX
- Domicilio del Cliente: XXX
- Domicilio del punto de suministro: XXX
- RUT: XXX
- Domiciliación bancaria: _____

2. POTENCIAS CONTRATADAS

La potencia contratada corresponde a la potencia nominal de la subestación. El valor de dicha potencia es XX kW

3. CONSUMOS ANUALES PREVISTOS A TÍTULO ORIENTATIVO

El consumo anual previsto es de XXMWh

4. RÉGIMEN DE TEMPERATURA

El Operador se compromete a mantener la temperatura del agua caliente de suministro en un rango de un mínimo de 65 ° C y un máximo de 90 ° C a la entrada primaria en la subestación.

El Cliente diseñará y realizará la subestación y las instalaciones interiores en base a los siguientes valores de temperaturas:

- Entrada primaria: 65 ° - 90 ° C
- Salida primaria: _____
- Salida secundaria: _____
- Entrada secundaria: _____

Las temperaturas son las medidas por las sondas primarias de la subestación seleccionada e instalada según lo previsto en las Especificaciones Técnicas de la subestación.

Los compromisos de temperaturas no son de aplicación para una demanda inferior al 10% de la potencia contratada.

5. INSTALACIONES DEL CLIENTE



5.1 Subestaciones

El Operador realizará las subestaciones respetando las especificaciones de la Guía Técnica¹⁴ así como sus conexiones con las válvulas de corte primarias y las instalaciones interiores.

Características particulares de la subestación de calor:

- Número de intercambiadores: _____
- Potencia unitaria de los intercambiadores: _____
- Medidor de energía:
 - N°: _____
 - Marca y tipo: _____
 - Diámetro nominal: _____
 - Rango de medición de los caudales: _____

6. FECHAS DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS ACOMETIDAS

La fecha de puesta en servicio de las acometidas será el X de XX de 20XX, acondicionado en el apartado 13.3 de las presentes Condiciones Contractuales Particulares.

7. COSTOS DE ACOMETIDAS

7.1 Importes

- Realización de acometidas:

El importe de la realización de acometidas es de XX CLP + IVA

Estos importes se revisarán en función del IPC.

7.2 Fecha de pago de la acometida

100% antes de la fecha de puesta en servicio, según la cláusula 6.

8. PRECIO DE LAS ENERGÍAS

Los precios de las energías a fecha XX/XX/20XX, sin IVA, son los siguientes:

¹⁴ Documento de regulación técnica de la red a desarrollar por el operador



Término fijo	Tfd	XX CLP/kW/año
Término variable	Tvd	YY CLP/MWh

Estos precios se obtienen de la revisión según la cláusula 8.3 de las condiciones generales con unos valores de IPC de XX y los valores de referencia indicados a continuación.

Los precios de referencia, definidos en la cláusula 8 de las Condiciones Generales son las siguientes:

Término fijo	Tfd	XX CLP/kW/año
Término variable	Tvd	YY CLP/MWh

Por cada energía, la parte fija es el producto de la potencia indicada en la cláusula 2 de las presentes Condiciones Particulares por el término fijo, la parte variable es el producto del consumo por el término variable correspondiente.

9. MODALIDAD DE PAGO

La modalidad de pago escogida por el cliente es (*eliminar una de las dos*):

A. Post-Pago

Periodicidad de facturación:

Las facturas de energías se emitirán cada mes.

B. Pre-Pago

Mediante la plataforma de pre-pago XXX

10. DURACIÓN DEL CONTRATO

El presente contrato entrará en vigor el día de su firma. La duración del Contrato será de 10 años, prorrogables.

11. LISTA DE LOS ANEXOS

- 1.-Acta de puesta en servicio de la acometida. (A adjuntar como adenda al presente contrato).
- 2.- Acta de Puesta en explotación de la subestación (A adjuntar como adenda al presente contrato).
- 3.- Especificaciones técnicas.
- 4.- Guía Técnica



12. OTRAS CONDICIONES

12.1 Órdenes de las tuberías

En la fase de construcción de la subestación, el Cliente solicitará por escrito al Operador la orden de las 2 tuberías que conforman la acometida. El Operador contestará por escrito en plazo no superior a 15 días.

12.2 Condición suspensiva de la fecha de puesta en servicio

Por otra parte, para el caso de retraso en la fecha de puesta en servicio de las acometidas más allá de 6 meses desde la fecha indicada en el apartado 6 anterior, el Operador se reserva el derecho de resolver el presente Contrato, sin perjuicio de cualquier otra posible responsabilidad que se pueda derivar.



5.3. CLIENTES NO RESIDENCIALES Y RESIDENCIALES COLECTIVOS

Establecido en XXX el 29 de Julio del 2019.

REUNIDOS:

Por un lado, XXX, con domicilio en XXX, y RUT número XXXXXXXX, representada por XXX, mayor de edad, de nacionalidad XXX, con domicilio profesional en XXX, y RUT XXXXXXXXXX, en su condición de apoderado en virtud de los poderes otorgados en fecha XXX. **De ahora en adelante “El Cliente”.**

Por otra parte, YYY con domicilio en XXX, y RUT número XXXXXXXX, representada por XXX, mayor de edad, de nacionalidad XXX, con domicilio profesional en XXX, y RUT XXXXXXXXXX, en su condición de apoderado en virtud de los poderes otorgados en fecha XXX. **De ahora en adelante “El Operador”.**

EXPONEN:

I.- Que el Operador es adjudicataria del Contrato para la elaboración del proyecto, ejecución y financiación de la obra de primera implantación y posterior explotación y mantenimiento de las instalaciones de generación y distribución de la red de calor distrital de XXX, concesión otorgada por XXX (*Nombre de la administración contratante*)

II. Que el Cliente es propietario o gestor del edificio y que tiene interés en comprar energía térmica dentro del ámbito de la mencionada red para su uso propio, así como la capacidad de contratar.

III. Que todas las partes están de acuerdo en la contratación del suministro de calefacción y ACS y según las Condiciones Generales y Condiciones Particulares que se establecen a continuación.



CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES

1. OBJETO DEL CONTRATO DE SUMINISTRO:

El Operador está obligado a suministrar al Cliente las energías caloríficas necesarias para la alimentación de las instalaciones definidas en las Condiciones Contractuales Particulares.

2. CARACTERISTICAS DEL SUMINISTRO DE LA ENERGÍA TÉRMICA:

La energía calorífica se distribuye por medio de agua caliente a una temperatura de suministro de un mínimo de 65 ° C y un máximo de 90 ° C en el punto de llegada al intercambiador en el circuito primario. La temperatura de retorno será como mínimo de 20 ° C inferior a la temperatura del suministro en cada momento.

Las Condiciones Particulares detallan las características de prestación de los servicios.

3. OBLIGACIONES DEL OPERADOR Y CONDICIONES GENERALES DE SERVICIO:

El Operador tendrá las siguientes obligaciones:

- G. Prestar el servicio en el Edificio del Cliente en los términos establecidos en el presente Contrato y demás disposiciones legales aplicables, siempre que lo permitan las posibilidades técnicas y económicas del sistema.
- H. Mantener la disponibilidad y regularidad del suministro de la energía calorífica a lo largo de todo el periodo del año. El Operador está autorizado a practicar interrupciones de servicio por una duración máxima acumulada de 16 horas por mes, con un intervalo mínimo entre cortes de 48 horas.
- I. Mantener y conservar la red y las instalaciones necesarias para mantener el servicio, así como las acometidas hasta el límite de batería definido en el artículo 6, sin perjuicio de la repercusión del coste al propietario o a quien corresponda según el motivo de la avería.
- J. Efectuar la facturación, basándose en las lecturas periódicas del contador.
- K. Cuando, por motivos de orden técnico, la distribución de la energía tenga que interrumpir, la fecha y la hora de la interrupción deberá ser notificada por el Operador, siempre que sea posible, con un preaviso de 24 horas, con la finalidad de evitar al máximo las molestias que puedan originar a sus Clientes.
- L. Contestar todas las consultas formuladas por el Cliente por escrito en un plazo máximo de un mes.



4. DERECHOS DEL CLIENTE:

- G. Solicitar la información al Operador y asesoramiento necesario para ajustar su contratación a las necesidades reales.
- H. Consultar todas las cantidades derivadas de la prestación del servicio y del funcionamiento del suministro. Solicitar presupuestos previos de instalaciones referentes a la contratación.
- I. Disponer mediante el sistema de Calefacción Distrital (CD), de la potencia contratada para satisfacer sus necesidades de calefacción y agua caliente sanitaria.
- J. Que le sean facturados los consumos y otros conceptos de acuerdo con los precios acordados.
- K. Formular las reclamaciones que creas pertinentes por el procedimiento establecido en el presente Contrato.
- L. En caso de suministro deficiente, el Cliente tendrá derecho a una indemnización según lo estipulado en el artículo 12.

5. POTENCIAS CONTRATADAS:

5.1. Definición de las potencias contratadas.

Las potencias contratadas caloríficas indicadas en las Condiciones Particulares son las potencias máximas que el Operador debe poner a disposición del Cliente en el punto de medida (contadores).

Se evalúan en función de las necesidades del Cliente. Para clientes no residenciales deben incluir un coeficiente de sobre potencia necesario para poner el sistema en régimen después de una bajada o una parada del consumo de energía, que en cualquier caso no será inferior al 20 %.

En caso de reducción y/o interrupción del consumo (durante fines de semanas, días festivos, ...), las instalaciones interiores deberán ser reguladas de manera que la reactivación del sistema sea progresiva en el tiempo, a fin de evitar la concurrencia de puntas de potencia superiores a las contratadas.

5.2. Verificación

El Cliente tiene el derecho, en cualquier momento, a solicitar a una entidad tercera la verificación de que el sistema tiene la capacidad de suministrar la potencia contratada.

El Operador tiene el derecho, en cualquier momento, a verificar que la demanda efectiva del Cliente no supera la contratada.

En todos casos, el costo de la verificación será a cargo de la parte que incumple las condiciones pactadas, sin perjuicio de las penalizaciones o indemnizaciones que correspondan a cada parte en virtud del artículo 12.



Si después de efectuar las verificaciones se constata que no existe ninguna anomalía o desviación de las condiciones pactadas, el coste de las pruebas será asumido por quien las ha solicitado.

6. INSTALACIONES DE SUMINISTRO Y LIMITES DE PROPIEDAD:

A efectos de ejecución, propiedad y mantenimiento, el límite de propiedad entre el Operador y el Cliente se sitúa en las válvulas de seccionamiento de entrada en el edificio del Cliente.

El límite de batería del cliente incluye la (s) subestación (es) con sus diferentes componentes, tal como se define en el apartado anterior, así como las tuberías y accesorios necesarios para la conexión de dichas subestaciones con las válvulas de seccionamiento de entrada al edificio (las válvulas inmediatamente adyacentes a la subestación) y con la instalación propia del edificio (secundario).

El límite de batería por el Operador será hasta las válvulas de seccionamiento de entrada al Edificio, ambas incluidas.

El siguiente cuadro muestra la distribución de responsabilidades y garantías de cada circuito:

OBLIGACIONES			
Circuito	Instalación	Operación	Mantenimiento
Instalaciones exteriores ¹⁵ (válvulas de corte primarias incluidas)	Operador	Operador	Operador
Subestaciones, desde las válvulas de corte primarias y hasta las válvulas de secundarias de los intercambiadores ¹⁶	Cliente	Operador	Cliente
Instalaciones Interiores ¹⁷	Cliente	Cliente	Cliente

6.1. Instalaciones exteriores

6.1.1. Ejecución

La instalación de los ramales de acometida exterior y de las válvulas de seccionamiento de entrada en el edificio del Cliente será efectuada por el Operador, con todos los costes a cargo del Cliente.

¹⁵ Coste a cargo del Cliente.

¹⁶ Según detalle especificaciones del Suministrador

¹⁷ Según recomendaciones del Suministrador.



A tal efecto, se consignará en el apartado 7 de las Condiciones Particulares el coste de la acometida a pagar por el Cliente.

Estos ramales serán cedidos en propiedad al Operador que se encargará de su mantenimiento.

6.1.2. Puesta en servicio

La puesta en servicio de la acometida consiste en la disponibilidad de los fluidos primarios una vez instalados los ramales de acometida exterior.

Se realizará en la fecha indicada en las Condiciones Particulares, levantando acta según los modelos de los anexos.

El Operador pondrá en carga los ramales de conexión hasta las claves de registro del primario que no se podrán manipular hasta el momento del inicio de explotación, cuando las instalaciones interiores reúnan las condiciones necesarias.

El cliente no podrá manipular las variables de altura, excepto en el caso de emergencia.

La información de las partes de los arreglos está indicada en el artículo 8 y en los datos que se incluyen en los consumos y en los próximos 10 días a la fecha de la publicación, independiente del funcionamiento de las subestaciones y de las instalaciones interiores.

En caso de que el Cliente no abonará los derechos de conexión y la provisión de fondos para la realización de la acometida exterior en la fecha prevista, el Operador tendrá el derecho de posponer la puesta en servicio en un plazo equivalente al retraso en dicho abono.

6.1.3. Mantenimiento

Las reparaciones de los ramales de acometida exterior siempre las efectuará el Operador, sin perjuicio de la repercusión del coste al Cliente o a quién corresponda, dependiendo de la causa de la avería. Las modificaciones, y desviaciones del trazado de los ramales de acometida exterior serán a cargo de quien las promueva, pero su ejecución la realizará el Operador.

6.1.4. Ajustes de potencia

Los ajustes de potencia de las acometidas, en forma de ampliación o reducción, las realizará el Operador, que repercutirá al solicitante el correspondiente cargo en concepto de ajuste de potencia.

6.2. Subestaciones

6.2.1. Objeto

La subestación es el punto de transferencia de la energía entre la red de distribución (circuito primario) y la instalación interior del Cliente (circuito secundario).

Incluye, principalmente, los elementos siguientes:



- Uno o varios intercambiadores de calor
- Válvulas de regulación y control
- Contadores de energía
- Sondas de temperatura, de presencia de agua, manómetros y termómetros
- Válvulas de by pass, válvulas de seccionamiento, filtros
- Tuberías y accesorios
- Cuadro eléctrico y de regulación

En ningún caso se podrán utilizar directamente los fluidos primarios en las instalaciones interiores.

Los equipos de la subestación serán propiedad del Cliente, así como su mantenimiento. El Operador asesorará técnicamente en las especificaciones de los equipos, así como de su instalación y efectuará la monitorización de los mismos. El Operador tendrá acceso a las válvulas de corte primarias y a la subestación de forma permanente.

6.2.2. Ejecución

El Cliente realizará la subestación, a su cargo, de acuerdo con las especificaciones del Operador adjuntadas en anexo. El Cliente es el propietario de la subestación.

Antes de iniciar los trabajos de instalación, el Cliente presentará una copia del proyecto con la selección de equipos y materiales para la verificación por parte del Operador.

El Operador se compromete a realizar dicha verificación dentro de un plazo de 10 días hábiles.

6.2.3 Revisión de la ejecución

Una vez finalizados los trabajos, el Cliente solicitará al Operador una visita de inspección final antes de la autorización de puesta en explotación, levantando el acta correspondiente en la que se apuntarán las lecturas de contadores por inicio de la facturación de las partes variables.

El Operador se compromete a realizar la revisión de la ejecución dentro de un plazo de 10 días hábiles desde el aviso del Cliente.

6.2.4. Inicio de explotación

Una vez comprobada la conformidad de la instalación por parte del Operador, éste realizará la operación de “puesta en explotación” de la subestación.

El Operador se compromete a realizar la puesta en explotación dentro de un plazo de 10 días hábiles, desde el aviso del Cliente confirmando la disponibilidad de las instalaciones interiores.

Previamente al inicio de explotación el Cliente deberá facilitar al Operador: Si es una vivienda, la licencia de primera ocupación.

En caso de que el Cliente no facilitara esta documentación y, en consecuencia, se produjera un retraso en el inicio de la explotación, el Cliente continuará pagando las partes fijas. En caso de imposibilidad de obtención de la documentación relacionada, será de aplicación el artículo 15.

6.2.5. Supervisión

El Operador realizará en su cargo la supervisión de la subestación.

El Cliente se abstendrá de cualquier manipulación, reglaje o ajuste en los equipos de la subestación, excepto emergencia. En este caso informará al Operador.



6.2.6. Mantenimiento

Los equipos y elementos de la subestación deberán ser conservados en buen estado de uso, a cargo del Cliente, y, si llega el caso, respetando las especificaciones del Operador.

El Cliente avisará previamente al Operador de cualquier trabajo de mantenimiento que se vaya a realizar en la subestación.

El Operador tendrá la facultad de realizar todas las verificaciones que considere necesarias y efectuar todas las modificaciones que sean reglamentarias a cargo del Cliente.

6.2.7. Contadores de energía

Los contadores serán de un modelo homologado oficialmente y verificado. Deberán ser precintados por el organismo de la administración responsable de dicha verificación.

La selección del tipo de contador y su ubicación (que será en la subestación) será determinada por el Operador, de acuerdo con las normas vigentes en el momento de la contratación, las características del suministro definidas en las Condiciones Particulares y las especificaciones del Operador.

Se instalarán los contadores en la parte primaria de las subestaciones.

En el caso de contrato de abono general con repartición general o de contrato de abono individual se instalarán contadores individuales y accesibles de forma permanente.

El suministro y la instalación de los contadores serán a cargo del Cliente.

6.2.8. Verificación de los contadores

El Cliente y el Operador tienen derecho, en cualquier momento, a solicitar de la SEC u organismo competente de la administración, la verificación de los aparatos de medida instalados cualquiera que sea su propietario.

Si el Cliente solicita el Operador dicha verificación oficial, el Cliente tendrá que asumir sus gastos correspondientes.

Si el Operador solicita la verificación, este asumirá los gastos correspondientes.

Se considera no conforme un contador que presenta errores de medida superiores a +/- 3% en el rango de caudales de 20% a 100%.

6.2.9. Sustitución de contadores

En el caso de que el consumo real no corresponda con el previsto en las Condiciones Particulares y que eso no permita la correcta medida de las energías, se sustituirá el contador por uno de medida adecuada, a cargo del Cliente, en un plazo máximo de 2 meses.

6.3. Instalaciones interiores

6.3.1. Instalaciones del Cliente

Las instalaciones interiores (después de las válvulas de corte secundarias de la subestación) deberán ser construidas según las reglas del arte aplicables, las recomendaciones del Operador y cumplir permanentemente con las condiciones reglamentarias de seguridad, con el fin de evitar toda perturbación y/o peligro en el funcionamiento de las instalaciones primarias. En caso de



incumplimiento de lo estipulado en este párrafo, el Operador podrá rechazar la puesta en explotación de la subestación.

El Operador podrá llevar a cabo las comprobaciones necesarias de las instalaciones interiores antes de la puesta en marcha o durante el funcionamiento de dichas instalaciones, y requerir la instalación de equipos correctores en caso de que se produzcan perturbaciones en la red.

En caso de constatación del incumplimiento de lo estipulado en el primer párrafo de la presente cláusula, el Operador comunicará al Cliente los defectos constatados. El Cliente tendrá la obligación de poner su instalación conforme en un plazo máximo de un mes, excepto en casos de emergencia que deberá ser inmediato. En defecto, el Operador tendrá la facultad de interrumpir el suministro.

6.3.2. Conducción y mantenimiento

La conducción y el mantenimiento de las instalaciones interiores son a cargo del Cliente.

Las reparaciones serán efectuadas por instaladores autorizados.

6.3.3. Materiales

No se impone al Cliente ninguna obligación respecto a la adquisición de los equipos y materiales de las instalaciones interiores. Solo se exige que el material respete la normativa vigente en instalaciones de agua e instalaciones térmicas.

6.4. Obligaciones y responsabilidades del Cliente en relación con todas sus instalaciones.

El Cliente debe:

- A. Utilizar la energía térmica suministrada, en la forma y por los usos establecidos en el presente Contrato.
- B. Abstenerse de manipular las instalaciones del proveedor, la subestación y los instrumentos de medición, así como respetar los sellos colocados por el Operador o por las autoridades competentes de la administración.
- C. Abstenerse de establecer las derivaciones de permitir en su instalación por suministros de calor a otros locales, viviendas diferentes de las contenidas en este contrato.
- D. Adoptar las medidas necesarias para mantener sus instalaciones interiores en un estado de conservación adecuado a la normativa vigente.
- E. Permitir el acceso a las instalaciones primarias y subestaciones 24/24 horas y 365 días/año al personal debidamente autorizado por el Operador y presentar acreditación pertinente para revisar y comprobar las instalaciones y realizar Intervenciones en instalaciones primarias.
- F. Corregir las anomalías notificadas por el Operador, siempre y cuando tengan un impacto en la red.
- G. Notificar al proveedor de cualquier cambio en la instalación interior, especialmente nuevos puntos o elementos de consumo que sean significativos para su consumo.



- H. Disponer los medios apropiados para que, en caso de fuga de las instalaciones ubicadas en el interior del edificio del Cliente, agua en el exterior para evitar cualquier daño al edificio y al equipo ubicado en su interior.

En caso de fuga de agua, el Operador será exonerado de toda responsabilidad con respecto al cliente y a terceros.

- I. Asumir la responsabilidad por cualquier daño causado a las instalaciones del Operador, por defecto - mal uso de las instalaciones del Cliente, ya sean estos daños causados por el Cliente o por un tercero a su cargo.

7. LECTURA DE LOS CONTADORES y CONSUMOS.

7.1. Lecturas de los contadores.

El Operador deberá establecer un sistema de lecturas periódicas de los contadores de tal manera que el periodo de lectura contenga, en lo posible, el mismo número de días.

El Operador efectuará al menos una lectura por trimestre. La periodicidad de lecturas prevista figura en las Condiciones Particulares.

Las lecturas podrán ser directos o efectuadas a distancia.

Si la lectura es directa, ésta se efectuará en horario laboral y por el personal autorizado por el Operador. El Cliente no podrá imponer obligación de efectuar las lecturas fuera de este horario.

No se podrá exigir al Cliente que realice la lectura por su cuenta.

Si no se puede realizar la lectura, por defecto o avería del sistema de contar y / o del sistema de transmisión de datos y / o por imposibilidad de acceder a la subestación, se efectuará una lectura estimada según lo previsto en la cláusula 7.2 .2 del presente Contrato.

7.2. Consumos.

7.2.1. Determinación de los consumos

La determinación de los consumos se efectuará por diferencia entre las lecturas de dos períodos consecutivos de facturación.

7.2.2. Consumos estimados

Cuando no sea posible conocer el consumo real, como consecuencia de un defecto o una avería del sistema de contar y / o del sistema de transmisión de datos y / o por imposibilidad de acceder a la subestación, se tendrá en cuenta un consumo estimado igual al consumo del mismo período en la misma época del año anterior.



Si no se dispone de los datos del año anterior el consumo estimado se determinará en base a los consumos de edificios similares durante el mismo periodo.

8. TARIFAS.

8.1. Derechos de conexión.

El Operador cobrará los derechos de conexión indicados en las Condiciones Particulares para las potencias contratadas indicadas en las mismas, que serán de aplicación a todos los clientes excepto los edificios de viviendas.

8.2. Precio de las energías.

En contraprestación del suministro de las energías por parte del Operador, el Cliente se obliga a satisfacer con puntualidad el importe del suministro de las energías consumidas de conformidad con lo estipulado en el presente contrato, y los precios pactados.

La tarifa es de tipo binomio, con una parte variable y una parte fija.

Los importes correspondientes se determinan como sigue, para cada período de facturación:

- Parte fija comercial: producto de la potencia contratada en kW para el término fijo de calor Tfc en CLP / kW / año por la fracción del año correspondiente al periodo de facturación.
- Parte variable comercial: producto del consumo del período en MWh para el término variable de calor Tvc en CLP / MWh.

Los valores de Tfc y Tvc para el primer año del servicio constan en las condiciones partículas y se revisan según lo indicado en el siguiente apartado

8.3. Revisión de los precios

Se revisarán los precios de los derechos de conexión y los términos fijo y variable cada 1 de enero según:

Derechos de conexión:

$$D = D_o \times (IPC / IPCo)$$

Dónde:

D = valor revisado del derecho de conexión en CLP.



Do = valor del derecho de conexión en CLP a la fecha de la Puesta en Servicio indicado en las Condiciones Particulares.

IPC = valor actualizado del Índice de Precios al Consumo.

IPCo = valor de este índice de la fecha de valor de Do a la fecha de la Puesta en Servicio indicada en las Condiciones Particulares.

La fuente IPC es el Instituto Nacional de Estadística de Chile.

Término fijo de calor:

$$T_{fcn} = T_{fco} \times (IPC / IPCo)$$

Dónde:

- T_{fcn}: valor revisado del término fijo comercial en CLP/kW/año
- T_{fco}: valor del término fijo comercial expresado en CLP/kW/año a la fecha de la Puesta en Servicio indicado en las Condiciones Particulares.

IPC = valor actualizado del Índice de Precios al Consumo.

IPCo = valor de este índice de la fecha de valor de T_{1Co} de enero del año de la Puesta en servicio indicada en las Condiciones Particulares.

La fuente IPC es el Instituto Nacional de Estadística de Chile

Término variable de calor:

$$T_{vcn} = T_{vco} \times (IPC / IPCo)$$

Dónde:

- T_{vcn}: valor revisado del término variable comercial expresado CLP/MWh
- T_{vco}: valor del término variable comercial a la fecha de la Puesta en Servicio expresado en CLP / MWh indicado en las Condiciones Particulares.

IPC = valor actualizado del Índice de Precios al Consumo.

IPCo = valor de este índice de la fecha de valor de T_{2Co} de enero del año de la Puesta en servicio indicada en las Condiciones Particulares.



La fuente IPC es el Instituto Nacional de Estadística de Chile.

8.4. Impuestos y tasas.

Los precios indicados en las Condiciones Particulares incluyen todos los impuestos y tasas vigentes excepto el correspondiente al Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Cualquier creación o modificación de los impuestos y / o tasas correspondientes comportará la repercusión que corresponda en las tarifas a aplicar.

9. PAGO DEL SERVICIO

9.1. Pago de los derechos de conexión.

La factura y el pago de importe de los derechos de conexión se registrará por lo estipulado en las Condiciones Particulares y siempre en todo caso antes de la puesta en servicio de la acometida.

9.2. Facturación de las energías.

Tras el cierre de cada período indicado en las Condiciones Particulares se emitirá una factura por las energías suministradas.

- En las facturas constará, como mínimo:
- el domicilio del punto de suministro
- el domicilio de notificaciones
- los precios vigentes
- la marca, el modelo y el número de identificación del contador
- las potencias contratadas
- las lecturas de los contadores que determinan los consumos facturados y las fechas de las mismas
- la indicación desglosada de los conceptos que se facturan
- el importe de los tributos que se repercuten si procede
- el importe total de los servicios prestados
- el número de teléfono y el domicilio social del Operador al que puede dirigirse el Cliente para solicitar informaciones o efectuar reclamaciones.



- el NIF o CIF del Cliente

9.3. Término de pago.

El importe de las facturas será abonado dentro de los 30 días naturales siguientes a la fecha de emisión de la factura.

En caso de existencia de errores materiales o de cálculo en las facturas, a solicitud de cualquiera de las Partes se procederá por el Operador a confeccionar la correspondiente factura de abono o cargo; las cantidades que hayan sido pagadas u omitidas consecuencia de estos errores aritméticos no devengarán intereses de ningún tipo. Pasados seis meses desde la fecha de presentación de una factura, ninguna de las Partes podrá hacer reclamación alguna sobre su importe.

En relación a de incumplimiento del término de pago, será de aplicación la Ley 3/2004, de 29 de diciembre, de medidas contra la morosidad.

9.4. Modalidades de pago.

El importe de las facturas se abonará preferentemente mediante domiciliación bancaria en la entidad designada por el Cliente. Alternativamente se podrá abonar en las oficinas del Operador o en otra entidad bancaria delegada.

9.5. Domiciliación bancaria.

El orden de cobro de las facturas mediante domiciliación bancaria podrá quedar suspendida por los siguientes motivos:

- A petición del Cliente sin que ello pueda afectar al recibo que se encuentre aún en periodo voluntario de cobro.
- Por resolución del Operador, si en los últimos dos trimestres facturados, anteriores a la fecha de la misma, los recibos han sido devueltos por la entidad bancaria y todavía no se ha hecho efectivo el cobro de la deuda pendiente.

El importe de los recibos domiciliados, que sean objeto de reclamación razonada por parte del Cliente, será devuelto después de resolver la reclamación en caso de que ésta sea estimada.

10. ENTRADA EN VIGOR Y DURACIÓN DEL CONTRATO DE SUMINISTRO

11.1. Entrada en vigor

El presente contrato entrará en vigor en la fecha de su firma.



11.2. Duración.

La duración del Contrato es la descrita en las Condiciones Particulares.

Tras la fecha de fin así definida, el Contrato se prorrogará tácitamente por períodos anuales, si ninguna de las Partes manifiesta a la otra su intención de darlo por resuelto con, como mínimo, SEIS (6) MESES de antelación a la fecha de extinción inicialmente pactada o de cualquiera de sus prórrogas.

11. INDEMNIZACIONES POR PRESTACIÓN DEFICIENTE DEL SERVICIO

En caso de suministro deficiente durante más de 16 horas acumuladas en un mes (los periodos de servicio correcto de duración inferior a 48h. Que estén entre dos períodos deficientes, computándose como deficientes) el Cliente tendrá derecho a una indemnización calculada en base a la formula siguiente:

$$I = 2,5 \times F \times P \times (H-16)/720$$

F = Término fijo mensual de la tarifa (CLP/kW contratado)

P = Potencia contratada (kW contratados)

H = Horas de falta de suministro

I = Indemnización del periodo mensual en CLP.

A efectos del cálculo de este capítulo se consideran meses de 720 horas.

No se contabilizarán como suministro deficiente:

- a) los provocados por un corte del suministro eléctrico de la central
- b) las deficiencias con una duración inferior a una hora

Se considera suministro deficiente, el corte de suministro o una reducción de la temperatura de 5 ° C o más del agua caliente en el primario del intercambiador. Asimismo, se considera un suministro deficiente de incumplimiento de la potencia contratada en los momentos que ésta sea requerida, de acuerdo con lo regulado en el artículo 5.2.

Estas desviaciones son respecto a las especificaciones de suministro del artículo 2 y de las Condiciones Particulares e incorporan los efectos de márgenes de errores de lecturas de aparatos correctamente calibrados.

La indemnización se deducirá de la próxima factura.

12. SUSPENSIÓN DEL SUMINISTRO.



13.1 Causas de suspensión.

El suministro de energías se podrá suspender por los siguientes casos:

- a) falta de pago por el Cliente de las cantidades debidas en los plazos previstos.
- b) fuerza mayor o razones de seguridad o realización de trabajos de mantenimiento, reparación, sustitución o ampliación de las instalaciones de transporte o distribución.
- c) riesgo para las personas o los bienes.
- d) fraude por uso del suministro de forma o por usos diferentes del contratados o cuando el usuario lo venda o ceda a terceros.
- e) cuando no se permita la entrada en el edificio de que se trate y afecte el suministro para revisar las instalaciones o hacer la lectura del consumo.
- f) cuando se infrinjan de forma relevante los términos y condiciones del Contrato de Suministro.
- g) por manipulación de las instalaciones y / o equipos de medida o control o se evite su correcto funcionamiento.
- h) por deficiente conservación de las instalaciones del cliente, cuando suponga peligro para las personas o por bienes.

13.2 Procedimiento de suspensión del suministro.

El Operador podrá suspender el suministro de energías al Cliente por las anteriores causas, previa notificación con una antelación mínima de 15 días, salvo en supuestos de emergencia.

El restablecimiento del servicio se realizará el mismo día, o máximo, el siguiente día hábil en que hayan solucionado las causas que originaron el corte de suministro.

La notificación de corte de suministro incluirá, como mínimo, los siguientes:

- Nombre y dirección del Cliente.
- Detalle de la razón que origina la suspensión del suministro.
- Fecha a partir de la cual se efectuará la suspensión del suministro.
- Nombre, dirección, teléfono y horario de las oficinas comerciales del Operador en que pueden corregirse las causas que originen el corte.



Si el Operador comprueba la existencia de cualquier tipo de fraude, podrá suspender de forma inmediata el suministro.

13.3 Renovación del suministro.

Los gastos que origine la suspensión del suministro, así como su reconexión serán a cargo del Cliente previamente al reinicio del suministro, siempre y cuando el Cliente resulte ser el responsable de la suspensión y, además, se haya seguido el procedimiento establecido a tal efecto en el artículo anterior.

13. LIQUIDACIÓN POR FRAUDE.

El Operador formulará la liquidación por fraude, en los siguientes supuestos:

- 1) Cuando no exista contrato de suministro o cuando se hayan realizado derivaciones de caudal, permanente o circunstancial antes de los equipos de medida.
- 2) Cuando, por cualquier procedimiento, se haya manipulado o alterado el registro del contador o aparato de medida.
- 3) cuando se utilizó el servicio para usos diferentes a los contratados y afecten a la facturación de los consumos.

El Operador practicará la correspondiente liquidación, según los casos, de la siguiente manera:

- La liquidación incluirá el consumo equivalente a la potencia contratada de la instalación correspondiente a las instalaciones utilizadas para la acción fraudulenta, con un tiempo de seis horas diarias de utilización ininterrumpidas y durante el plazo que va desde la adquisición de la titularidad o derechos de uso de las instalaciones y el momento en que se ha solucionado la existencia del fraude, sin que pueda ser superior a un año.

El importe del fraude está sujeto a los impuestos y tributos que le sean impuestos y se incluirán en la liquidación.

Con independencia de la liquidación por fraude y siempre que se den las condiciones del artículo 15 el Operador podrá resolver anticipadamente el Contrato.

15. Resolución anticipada.

El presente contrato se podrá resolver anticipadamente en los siguientes supuestos:



- Por incumplimiento grave o reiterado de cualquiera de las obligaciones derivadas del presente contrato.
- Cuando hayan transcurrido 2 meses desde la suspensión del suministro sin que el Cliente haya eliminado ninguna de las causas que originaron dicha suspensión.
- Por utilización del suministro para un tercero no autorizado.
- Cuando el Cliente manipule los precintados durante la suspensión del suministro. el En caso de disolución o extinción del cliente, o declaración de quiebra o suspensión de pagos de cualquiera de las partes.

En los casos de resolución indicados, las partes abonarán todas las cantidades pendientes de pago que sean consecuencia del presente contrato sin perjuicio de la indemnización que les corresponda por daños y perjuicios. En todo caso, las partes renuncian a exigirse daños y perjuicios por daños indirectos o consecuenciales si estos no se derivan de un incumplimiento doloso. A los efectos de este apartado, se entiende por daños indirectos o consecuenciales, el lucro cesante y todos los daños sufridos por las partes que no surjan directa y naturalmente de incumplimiento.

No obstante, las partes pactarán en las Condiciones Particulares la indemnización que corresponda por resolución anticipada por causa imputable al Cliente en función de las inversiones adicionales que el Operador haya tenido que realizar a fin de poder efectuar este suministro.

16. Fuerza Mayor.

Las partes no serán responsables del incumplimiento de cualquiera de sus obligaciones cuando se demuestre la existencia de fuerza mayor o que incumplimiento tuvo como causa un impedimento ajeno a su voluntad.

Las partes se obligan a informarse recíprocamente, en el plazo de dos días hábiles, de las dificultades encontradas en casos de fuerza mayor que imposibiliten o pongan en riesgo el cumplimiento de las obligaciones previstas en el presente contrato.

Estos casos de fuerza mayor producirán automáticamente los siguientes efectos jurídicos:

- Las obligaciones de ambas partes serán suspendidas hasta que la situación sea restablecida.
- La parte afectada por el efecto de la fuerza mayor tiene la obligación de facultar a la otra para la comprobación de la situación manifestada.
- La parte afectada por el efecto de la fuerza mayor tiene la obligación, por su cuenta y riesgo, de tomar las medidas razonablemente exigibles con el fin de restablecer la situación normal lo antes posible.

17. Modificación del contrato



El presente Contrato será revisable con pleno derecho en el caso de que se modifiquen las disposiciones legales o reglamentarias vigentes en la fecha de firma del Contrato o que se modifique la explotación de la red de calor.

18. Cesión del contrato.

Como norma general, se considerará que el abono del suministro de energías es personal, y el Cliente no podrá ceder sus derechos a terceros ni podrá, por tanto, exonerarse de sus responsabilidades en relación con el servicio. Sin embargo, el Cliente que esté al corriente del pago del suministro podrá traspasar su contrato a otro cliente que vaya a ocupar la misma dependencia en las mismas condiciones existentes. En este caso, el cliente lo pondrá en conocimiento del Operador mediante comunicación escrita con acuse de recibo, o entregada personalmente en su domicilio, el cual deberá acusar recibo de la comunicación.

El Cliente inicial permanecerá vinculado al presente contrato hasta la entrada en vigor del nuevo contrato y que los abonos de las facturas de los suministros sean abonados por el nuevo cliente.

Al nuevo cliente no le serán cobrados nuevos derechos de conexión, en caso de que no modifique al alza la potencia contratada.

19. ACCIONES LEGALES Y JURISDICCIÓN

19.1 Acciones legales.

El Operador, a pesar de la suspensión del suministro y la resolución anticipada del Contrato, podrá interponer todas las acciones que considere oportunas en defensa de sus intereses y derechos en especial, la acción penal por fraude.

Así mismo y en el caso en que la suspensión del suministro o la resolución anticipada resulta improcedente, el Cliente podrá exigir la debida indemnización sin perjuicio de poder interponer las acciones que considere oportunas en la salvaguarda de sus intereses.

19.2 Jurisdicción y Ley aplicable

Para cualquier duda o divergencia derivada de la interpretación y / o ejecución de este contrato, las partes se someten expresamente a los juzgados y tribunales de XXX.

Este contrato está regido por la Ley Chilena.

En prueba de conformidad las Partes firman el presente Contrato, por duplicado, ambos de idéntica fuerza, en el lugar y fecha indicados arriba.



El Cliente

El Operador

CONDICIONES CONTRACTUALES PARTICULARES

1. DATOS DEL CLIENTE Y EL PUNTO DE SUMINISTRO

- Cliente: XXX
- Domicilio del Cliente: XXX
- Domicilio del punto de suministro: XXX
- RUT: XXX
- Domiciliación bancaria: _____

2. POTENCIAS CONTRATADAS

La potencia contratada corresponde a la potencia nominal de la subestación. El valor de dicha potencia es XX kW

3. CONSUMOS ANUALES PREVISTOS A TITULO ORIENTATIVO

El consumo anual previsto es de XXMWh



4. RÉGIMEN DE TEMPERATURA

El Operador se compromete a mantener la temperatura del agua caliente de suministro en un rango de un mínimo de 65 ° C y un máximo de 90 ° C a la entrada primaria en la subestación.

El Cliente se compromete a mantener la temperatura del agua caliente a la salida primaria de la subestación un mínimo de 20 ° C inferior a la temperatura del suministro en cada momento.

El Cliente diseñará y realizará la subestación y las instalaciones interiores en base a los siguientes valores de temperaturas:

- Entrada primaria (EP): 65 ° - 90 ° C
- Salida primaria (SP): EP-20 ° C
- Salida secundaria: _____
- Entrada secundaria: _____

El Cliente garantizará que los usuarios individuales tomen las medidas necesarias para que la temperatura de entrada secundaria en la subestación no supere el valor indicado arriba.

Las temperaturas son las medidas por las sondas primarias de la subestación seleccionada e instalada según lo previsto en las Especificaciones Técnicas de la subestación.

Los compromisos de temperaturas no son de aplicación para una demanda inferior al 10% de la potencia contratada.

5. INSTALACIONES DEL CLIENTE

5.2 Subestaciones

El Cliente realizará las subestaciones respetando las especificaciones de la Guía Técnica¹⁸ así como sus conexiones con las válvulas de corte primarias y las instalaciones interiores.

Características particulares de la subestación de calor:

- Número de intercambiadores: _____
- Potencia unitaria de los intercambiadores: _____
- Medidor de energía:
 - N°: _____
 - Marca y tipo: _____
 - Diámetro nominal: _____
 - Rango de medición de los caudales: _____

¹⁸ Documento de regulación técnica de la red a desarrollar por el operador



6. FECHAS DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS ACOMETIDAS

La fecha de puesta en servicio de las acometidas será el X de XX de 20XX, acondicionado en el apartado 13.3 de las presentes Condiciones Contractuales Particulares.

7. DERECHOS DE CONEXIÓN Y COSTES DE ACOMETIDAS

a. Importes

- Derechos de conexión a pagar por el Cliente:

$XX \text{ kW} \times yy \text{ CLP/kW} = zz \text{ CLP}$ (Valor año base)

El importe total de los derechos de conexión es $zz \text{ CLP} + \text{IVA}$ (Valor años base).

- Realización de acometidas:

El importe de la realización de acometidas es de $XX \text{ CLP} + \text{IVA}$

Estos importes se revisarán en función del IPC.

b. Fecha de pago de los derechos de conexión

- 50% 6 meses antes de la puesta en servicio, según la cláusula 6.
- 50% antes de la fecha de puesta en servicio, según la cláusula 6.

c. Fecha de pago de la acometida

100% antes de la fecha de puesta en servicio, según la cláusula 6.

8. PRECIO DE LAS ENERGÍAS

Los precios de las energías a fecha XX/XX/20XX, sin IVA, son los siguientes:

Término fijo	Tfc	XX CLP/kW/año
Término variable	Tvc	YY CLP/MWh



Estos precios se obtienen de la revisión según la cláusula 8.3 de las condiciones generales con unos valores de IPC de XX y los valores de referencia indicados a continuación.

Los precios de referencia, definidos en la cláusula 8 de las Condiciones Generales son las siguientes:

Término fijo	Tfc	ZZ CLP/kW/año
Término variable	Tvc	AA CLP/MWh

Por cada energía, la parte fija es el producto de la potencia indicada en la cláusula 2 de las presentes Condiciones Particulares por el término fijo, la parte variable es el producto del consumo por el término variable correspondiente.

9. PERIODICIDAD DE FACTURACION

Las facturas de energías se emitirán cada mes.

10. FIANZA

El importe de la fianza es: XX CLP

11. DURACIÓN DEL CONTRATO

El presente contrato entrará en vigor el día de su firma. La duración del Contrato será de 10 años, prorrogables.

12. LISTA DE LOS ANEXOS

- 1.-Acta de puesta en servicio de la acometida. (A adjuntar como adenda al presente contrato).
- 2.- Acta de Puesta en explotación de la subestación (A adjuntar como adenda al presente contrato).
- 3.- Especificaciones técnicas.
- 4-. Guía Técnica

13. OTRAS CONDICIONES

13. Ejecución de la subestación



En caso de que existan defectos críticos en la subestación el Operador se reserva el derecho a no realizar la puesta en explotación de esta hasta que estos sean subsanados con objeto de garantizar la mayor eficiencia energética del cliente y la correcta operación de la red.

14. Órdenes de las tuberías

En la fase de construcción de la subestación, el Cliente solicitará por escrito al Operador la orden de las 2 tuberías que conforman la acometida. El Operador contestará por escrito en plazo no superior a 15 días.

15. Condición suspensiva de la fecha de puesta en servicio

Por otra parte, para el caso de retraso en la fecha de puesta en servicio de las acometidas más allá de 6 meses desde la fecha indicada en el apartado 6 anterior, el Operador se reserva el derecho de resolver el presente Contrato, sin perjuicio de cualquier otra posible responsabilidad que se pueda derivar.



6. MARCO REGULATORIO DEL PROYECTO

Este apartado integra lo especificado como Actividad 3.3 de las Bases Técnicas y parte de lo especificado como Actividad 2.8, excepto en lo referente a modificaciones normativas, para lo que se ha dispuesto un apartado específico.

6.1. REGULACIÓN GENERAL DE ÍNDOLE TÉCNICA

Para el desarrollo de un proyecto de Central Térmica (CT) de Biomasa, complementado por el uso de calderas de GLP o gas natural de más de 3MW y del orden de la decena de MW, se debe considerar como base las normas que son aceptadas y utilizadas normalmente en nuestro país, bajo las cuales deberá regirse la empresa que desarrolle el proyecto térmico para asegurar la correcta ejecución de las obras de construcción de la CT:

- DS 66 - Reglamento de instalaciones Interiores y Medidores de Gas.
- Decreto N°20 – Modifica reglamento de instalaciones Interiores y Medidores de Gas.
- RE 1128 – Procedimientos y plazos de tramitación para la presentación de declaraciones de la SEC.
- NCH Elec. 4/2003 – Instalaciones de consumo en baja tensión.
- D.S 38/2012 – Norma de emisión de ruidos generados por fuentes fijas.
- Ley General de Urbanismo y Construcción.
- Ordenanzas de Construcción y Urbanismo, ya sean Generales, Especiales o Locales.
- Leyes, Decretos, Reglamentos y Resoluciones relativas a Permisos, Aprobaciones, Derechos, Impuestos e Inspecciones Fiscales y Municipales.
- Ministerio de Agricultura: DFL 3516, de 1980, que establece normas sobre división de predios rústicos. Ley N°19.283, de 1994 (Art. 46) ley orgánica del Servicio Agrícola y Ganadero.
- Normas Técnicas INN: Se considerarán las normas técnicas INN pertinentes en cuanto materias y procedimientos de ejecución y en cuanto a calidad y tipos de todos los materiales a usar en la obra, análisis y ensayos de los mismos y prescripciones de seguridad personal.
- Ordenanzas especiales y locales del edificio y de la administración.
- Reglamentos para instalaciones de Seguridad contra Incendio, Red Húmeda y Seca normas Nacionales y americanas.



Por otro lado, dada la potencia de generación, el proyecto de biomasa debe considerar la legislación correspondiente al cuidado del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación de patrimonio ambiental. En este sentido se deben considerar las siguientes normativas:

- Ley 19.300 - Bases Generales Del Medio Ambiente.
- Ley 20.473 - Modifica Ley 19.300 sobre bases generales del medio ambiente.
- Ley 21.162 – Modifica Ley 19.300 sobre bases generales del medio ambiente.
- Decreto 40/2012 – Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Decreto 95/2001 – Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental.
- D.S 148/2003 – Reglamento sanitario sobre manejo de residuos peligrosos.
- D.S 38/2012 – Norma de emisión de ruidos generados por fuentes fijas.
- D.S 38/2013 – Reglamento para la dictación de normas de calidad ambiental y de emisión.

A través de éstas, se deberá determinar la necesidad de ingresar el proyecto al SEIA, ya sea por medio de una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o un Estudio de Impacto Ambiental (EIA). Esto es necesario para proyectos de producción, principalmente eléctricos que sean mayores a los 3MW de potencia.

Al ser este un proyecto de generación térmica podría no ser necesario realizar este procedimiento, pero dada la envergadura y de si en cualquier caso el proyecto o actividad:

- Presenta riesgos para la salud de la población.
- Presenta efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables.
- Genera reasentamiento de comunidades humanas o alteración de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos.
- Se localiza próximo a la población, recursos y áreas protegidas.
- Genera alteración significativa, en términos de magnitud y duración, del valor paisajístico o turístico de la zona.
- Genera o presenta alteración de monumentos, sitios de valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural.



Se sugiere entonces, y en función principalmente de la ubicación elegida para la construcción de la CT, el ingresar en forma voluntaria (o ya sea por exigencia) al menos la DIA respectiva. Se sugiere por ello revisar la “Guía para Evaluación Ambiental Energías Renovables No Convencionales”-Proyectos de Biomasa.

Finalmente, si el proyecto considera un sistema de cogeneración por medio de la biomasa, corresponde entonces contemplar la normativa vigente entorno a los sistemas de generación eléctrica y sus requisitos y protocolos para la conexión a la red, dentro de los cuales se encuentran:

- Del Almacenamiento de transporte y abastecimiento de combustibles
 - Decreto N°160 del 2009 Ministerio de Economía “Reglamento de Seguridad para las Instalaciones y Operaciones de Producción, Refinación, Transporte, Almacenamiento, Distribución y Abastecimiento de Combustibles Líquidos”. Establece los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las instalaciones de combustibles líquidos derivados del petróleo y biocombustibles.
 - Decreto N°108 del 2014 Ministerio de Energía “Reglamento de Seguridad para las instalaciones de almacenamiento transporte y distribución de gas licuado de petróleo y operaciones asociadas”. Establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones de de gas licuado de petróleo en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de las operaciones.
 - Decreto N°67 de 2012, “Aprueba Reglamento de Seguridad de Plantas de Gas Natural Licuado” Establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las Plantas de Gas Natural Licuado, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones.
- De las Instalaciones de Gas
 - Decreto N° 66 del 2007 Ministerio de Economía, “Reglamento de Instalaciones interiores y medidores de gas”. Establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones interiores de gas, sean individuales o colectivas, abastecidas a través de una red - gas de red- o de envases a presión -cilindros- como asimismo sus medidores de gas, que sean parte integrante de edificios colectivos o casas, de uso residencial, comercial, industrial y público.
- De las instalaciones de biogás
 - Decreto Supremo N° 119 del 2016 Ministerio de Energía, “Reglamento de seguridad de las plantas de biogás e introduce modificaciones al reglamento de instaladores de gas”. Establece los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las plantas



de biogás, en las etapas de diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y término definitivo de operaciones.

- De los sistemas de combustión
 - Decreto 10 de 2013. “Reglamento de Calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua.” Aplicable a calderas de vapor de agua, calderas de calefacción y calderas de fluidos térmicos, sean éstas fijas o móviles, autoclaves y equipos que trabajan con vapor de agua, a presión manométrica igual o superior a 0,5 kg/ cm² y la red de distribución de vapor, desde la fuente de generación de vapor, a los puntos de consumo de todo proceso, sus componentes y accesorios.
 - Decreto 298 del 2006. Reglamento para la certificación de productos eléctricos y combustibles. Establece los procedimientos para la certificación de seguridad y calidad de los productos eléctricos y de combustibles previo a su comercialización en el país.
- De las instalaciones eléctricas
 - NCH ELEC. 4/2003 para Instalaciones de consumo en baja tensión. Fija las condiciones mínimas de seguridad que deben cumplir las instalaciones eléctricas de consumo en baja tensión, con el fin de salvaguardar a las personas que las operan o hacen uso de ellas.
 - NCH ELEC. 2/84. Electricidad. Elaboración y presentación de proyectos. Esta norma tiene por objetivo establecer las disposiciones técnicas que deben cumplirse en la elaboración y presentación de proyectos u otros documentos relacionados con instalaciones eléctricas, que deberán ser entregados al Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.
 - N Seg 16.E.n.78. Establece las condiciones mínimas de seguridad que se deben cumplir durante la construcción, montaje, operación y mantenimiento de las subestaciones de transformación.
 - NSEG 5. E.n.71. Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Corrientes Fuertes. Esta norma tiene por objeto fijar las disposiciones para la ejecución de instalaciones eléctricas de corrientes fuertes y para el mejoramiento o modificaciones de las existentes.
 - Instrucciones y Resoluciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), contenidas en sus normas técnicas y otros documentos oficiales.
- De la normativa ambiental y sanitaria
 - Ley 19.300 (Ley sobre bases generales del Medio Ambiente). Requiere que los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualesquiera



de sus fases, solo podrán ejecutarse o modificarse previa evaluación de su impacto ambiental, de acuerdo a lo establecido en la ley. Se incluyen entre otros proyectos las centrales generadoras de energía mayores a 3 MW; proyectos industriales o inmobiliarios que se ejecuten en zonas declaradas latentes o saturadas; Proyectos de desarrollo o explotación forestal en suelos frágiles, en terrenos cubiertos de bosque nativo, industrias de celulosa, pasta de papel y papel, plantas astilladoras, elaboradoras de madera y aserraderos, todos de dimensiones industriales; producción, almacenamiento, transporte, disposición o reutilización habituales de sustancias tóxicas, explosivas, radioactivas, inflamables, corrosivas o reactivas.

- Respecto a aspectos sanitarios y emisiones
 - Artículo 83 del DFL 725, relacionado con la realización de un informe sanitario.
 - Artículo 25 del DFL 1, relacionado con la autorización sanitaria para tratamiento y/o disposición final de RISES no peligrosos.
 - Artículo 4.14.2 del DS 47, relacionado con la calificación de los establecimientos industriales o de bodegaje (PAS 94).
 - Artículo 71 b) del DFL 725, relacionado con la construcción o modificación de cualquier obra pública o particular destinada al tratamiento o disposición final de residuos industriales o mineros (PAS 90) y con la construcción o modificación de cualquier obra pública o particular destinada al tratamiento o disposición final de desagües y aguas servidas de cualquier naturaleza (PAS 91).
 - Artículo 79 y 80 del DFL 725, relacionado con la construcción, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase; o para la instalación de todo lugar destinado a la acumulación, selección, industrialización, comercio, basuras y desperdicios (PAS 93).
 - Artículo 71 a) del DFL 725, relacionado con la autorización de sistemas de abastecimiento de agua potable.
 - Artículo 1 del DTO 66, relacionado con la compensación de emisiones de fuentes fijas.
 - Artículo 22 del DS 185, relacionado con la Compensación de emisiones MP Y SO₂ de establecimientos regulados.
 - Artículo 1 del DS 138, relacionado con la declaración de emisiones de fuentes fijas



- Artículo 29 del DS 148, relacionado con la autorización de almacenamiento temporal de RESPEL
- Decreto N° 38, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia del 2011, “Norma de emisión de ruidos generados por fuentes fijas”
- De la generación y venta de electricidad
 - Decreto con Fuerza de Ley 4 – Ley General de Servicios Eléctricos. “Regula las concesiones y permisos, el transporte de energía eléctrica, la explotación de los servicios eléctricos y el suministro y las tarifas”. Este decreto está apoyado por una serie de reglamentos y normas técnicas que definen los detalles de los elementos ahí definidos.
 - Ley 19.940 (Ley Corta I): Regula la toma de decisiones y el desarrollo de la expansión de la transmisión de electricidad. Establece incentivos para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación.
 - Ley 20.018 (Ley Corta II): Estimula el desarrollo de inversiones en el segmento de generación a través de licitaciones de suministro realizadas por las empresas de distribución.
 - Ley 20.257 (Ley ERNC): Establece, la obligatoriedad para las empresas de generación eléctrica de acreditar un mínimo de 5% de sus inyecciones de ERNC.
 - Ley 20.220: Resguardo de la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos.
 - Ley 20.571 (Net Billing): Habilita inyección de excedentes de energía a sistemas de distribución.
 - Ley 20.698: Propicia la ampliación de la matriz energética mediante fuentes renovables no convencionales.
 - Decreto 244 – Reglamento para medio de generación no convencionales y pequeños medios de generación.
 - Decreto Supremo No 327, del Ministerio de Minería, de 1997: Reglamento de la ley General de Servicios eléctricos y sus modificaciones posteriores.
 - Decreto 122 – Modifica Decreto Supremo N°327, de 1997 del Ministerio de Minería, que fija reglamento de la ley general de servicios eléctricos.
 - Instrucción técnica RGR N°05/2017, acota los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantención de las instalaciones eléctricas de cogeneración eficiente que se comunican a la SEC para ser conectadas a la red de distribución.
- Reglamentos y artículos que definen la Cogeneración



- Según DFL4/2006
 - Artículo 225 letra aa) Medios de generación renovables no convencionales.
 - Artículo 225 letra ac) Instalación de cogeneración eficiente: 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 20MW y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.
- Decreto Supremo N° 6 de 2015 Ministerio de Energía “Reglamento que establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de cogeneración eficiente”, establece los requisitos correspondientes en que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético, cuya potencia máxima suministrada a un sistema eléctrico sea inferior a 20.000 kilowatts.
- De aspectos generales
 - NTSyCS_2013 - Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

6.2. INSTRUMENTOS NORMATIVOS PARA LA EJECUCIÓN DE PROYECTOS:

- Ley orgánica constitucional de municipalidades Ley 18.965: Establece las atribuciones que poseen los municipios sobre la administración de los bienes nacionales o municipales de uso público, los cuales podrían ser utilizados para la instalación de los sistemas de distribución.
- Ley de concesiones y Reglamento DFL MOP N°164 de 1991: Establece las condiciones y los mecanismos para poder proponer y/o participar de un proyecto concesionado. Establece que otros servicios de gobierno que no tengan la capacidad de desarrollar un proyecto en particular, pueden transferir la responsabilidad al sistema de concesiones del Ministerio de Obras Públicas¹⁹.
- Ley 19865 - Sobre Financiamiento Urbano Compartido. Esta ley establece y regula el sistema de financiamiento urbano compartido, en adelante el Sistema, mediante el cual los Servicios de Vivienda y Urbanización y las Municipalidades podrán celebrar con terceros contratos de participación, destinados a la adquisición de bienes o a la ejecución, operación y mantención de obras urbanas, a cambio de una contraprestación, que podrá consistir en otorgar a aquéllos derechos sobre bienes muebles o inmuebles, la explotación de uno o más inmuebles u obras. Para estos efectos, los Servicios de Vivienda y Urbanización, en adelante los Serviu, deberán ceñirse a las políticas, planes y programas del Ministerio de Vivienda y Urbanismo,

¹⁹Manual de Desarrollo de proyectos Energía Distrital- 5. Marco legal y rol del sector público.



y las Municipalidades deberán actuar de conformidad a lo establecido en los respectivos planes de desarrollo comunal. Las facultades que esta ley otorga a los Serviu y a las Municipalidades se entenderán sin perjuicio de las atribuciones que correspondan a otros entes públicos en virtud de la legislación vigente.²⁰

6.3. EXPLOTACIÓN DE BIENES PÚBLICOS DE USO NACIONAL

En el caso de los proyectos que utilizan bienes de uso público, para un correcto desarrollo, se requiere conocer bien cuáles son los requerimientos y procedimientos para poder intervenir las calles por las cuales el sistema de distribución hará su recorrido.

6.3.1. MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS- DIRECCIÓN DE VIALIDAD

- La Dirección de Vialidad está a cargo de la administración de los denominados “Caminos Públicos”, que se definen de acuerdo con el artículo 24 del DFL N°850 de 1997 como “las vías de comunicación terrestres destinadas al libre tránsito, situadas fuera de los límites urbanos de una población y cuyas fajas son Bienes Nacionales de Uso Público. Se considerarán también caminos públicos, para los efectos de esta ley, las calles o avenidas que unan caminos públicos, declaradas como tales por decreto supremo”. Las vías que son administradas por la Dirección de Vialidad corresponden únicamente al 1% del total de la longitud de la vialidad nacional.
- A diferencia de los bienes públicos administrados por las municipalidades, que deben otorgarse a través de concesiones, en el caso de aquellos administrados por la Dirección de Vialidad, la Ley de Caminos, en su artículo 41º establece que:

“la Dirección de Vialidad podrá autorizar, en la forma y condiciones que ella determine, con cargo a sus respectivos propietarios, y previo pago de los derechos correspondientes, la colocación de las tuberías o ductos para la conducción de líquidos y, en general, cualquier instalación que ocupe los caminos públicos y sus respectivas fajas de dominio público u otras obras viales regidas por esta ley”.

6.3.2. MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS- DIRECCIÓN GENERAL DE CONCESIONES

- El MOP tiene jurisdicción sobre los caminos públicos a través de la Dirección de Vialidad, también existe el mecanismo de concesiones, regulada por la Ley de Concesiones.

²⁰ <https://legislacion-oficial.vlex.cl/vid/ley-financiamiento-urbano-compartido-242321506>



- La Ley de Concesiones establece que la adjudicación de las concesiones se efectúe vía licitación pública, nacional o internacional, mientras que los contratos se rigen por las normas del Reglamento de Concesiones (D.S MOP N° 956 de 1997), que garantiza un adecuado equilibrio entre el sector público y privado en cuanto a los derechos y obligaciones de las partes, incorporando mecanismos de resolución de controversias, de mediación, arbitraje y herramientas que facilitan el financiamiento de los proyectos²¹.

6.3.3. MUNICIPALIDADES

- Ley Orgánica Constitucional de las Municipalidades (LOCM), en su artículo 5º otorga a las municipalidades la atribución de “Administrar los bienes municipales y nacionales de uso público, incluido su subsuelo, existentes en la comuna, salvo que, en atención a su naturaleza o fines y de conformidad a la ley, la administración de estos últimos corresponda a otros órganos de la Administración del Estado.”
- Artículo 36 de la LOCM se establece que “los bienes municipales o nacionales de uso público, incluido su subsuelo, que administre la municipalidad, podrán ser objeto de concesiones y permisos.”

La modalidad de concesiones representa claras ventajas para la explotación de un bien de uso público en un proyecto de Energía Distrital, ya que entrega mayores garantías para el potencial desarrollador de proyecto y el inversionista, mientras que exige al Municipio la realización de una licitación pública²².

6.4. MARCO ESPECÍFICO PARA COYHAIQUE

6.4.1. POLÍTICA ENERGÉTICA 2050 PARA CHILE. HOJA DE RUTA, 2050:

En la Hoja de Ruta 2050, se establece: “...el desarrollo de pilotos de calefacción distrital, donde sean económicamente viables”.

Además, establece dentro del pilar 3 (Energía compatible con el medio ambiente) la siguiente acción al año 2020:

“Iniciar pilotos de calefacción colectiva en zonas que poseen Planes de Descontaminación y definir modelos de negocio que viabilicen su factibilidad económica a fin de transitar desde la calefacción individual hacia lo colectivo en zonas urbanas, donde sea costo-efectivo”.

²¹ Manual de Desarrollo de proyectos Energía Distrital- 5. Marco legal y rol del sector público.

²² Manual de Desarrollo de proyectos Energía Distrital- 5. Marco legal y rol del sector público.



Así se establece que el desarrollo de sistemas de Energía Distrital es prioritario para el desarrollo de energía compatible con el medio ambiente, y se propone como meta la implementación de un piloto al año 2020. Estas políticas sirven como referente del potencial de uso de Energía Distrital para la descontaminación de las ciudades del sur de Chile²³.

Dentro de la política energética 2050 se encuentra la Estrategia Regional de Desarrollo de la Región de Aysén (ERD):

“la Política Energética para Aysén tiene como marco la Política Energética Nacional (PEN), y la Estrategia Regional de Desarrollo (ERD); y, al igual que todas las políticas de Estado, se enmarca en las obligaciones internacionales que ha adquirido Chile en materia de derechos humanos. La PEN, vigente desde diciembre de 2015, es la primera política energética de Estado con visión de futuro. La Política Energética Nacional propone un sector energético que sea confiable, sostenible, inclusivo y competitivo, con el fin de avanzar hacia una energía sustentable en todas sus dimensiones. La riqueza de esa visión es que se co-construyó en un proceso que duró un año y medio, entre representantes del sector público, privado, académicos y la ciudadanía en su conjunto”.

“La Ruta Energética de la región de Aysén planteó medidas de corto, mediano y largo plazo, orientadas a contar con un desarrollo energético compatible con el resguardo del medio natural e identidad local, que asegure una disposición de energía para todos de manera equitativa, con eficiencia energética y con el máximo aprovechamiento de recursos limpios y locales –incluyendo la autogeneración con ERNC, y que contribuyan a contar con aire limpio en la región. El trabajo participativo continuó con una fase de participación ciudadana en etapa de diseño del Anteproyecto de Política, y luego con una consulta pública una vez desarrollado el anteproyecto. Esto, en el marco del procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) al que se sometió voluntariamente el instrumento. El proceso de EAE comenzó en septiembre de 2016, cuando se encontraba en pleno desarrollo el trabajo de los grupos temáticos de trabajo. Esta es la primera política sectorial de aplicación regional a la que formalmente se le aplica EAE”²⁴.

Esta ruta establece 4 ejes importantes de trabajo, los cuales se muestran a continuación:

- Energía Sustentable.
- Eficiencia y educación energética.
- Acceso equitativo y universal, seguridad y calidad.
- Fortalecimiento energético Regional.

²³ Manual de Desarrollo de proyectos Energía Distrital- 5. Marco legal y rol del sector público.

²⁴ Política Energética Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo.



6.4.2. RUTA ENERGÉTICA 2018-2022

La Ruta Energética 2018-2022 contempla la Calefacción Distrital como una de las opciones para la mejora de la eficiencia de la calefacción.

“Para iniciar su desarrollo, trabajaremos en un marco normativo de carácter técnico para dar claridad y acelerar la implementación de proyectos de calor distrital. Al mismo tiempo, generaremos proyectos demostrativos de calor distrital en colaboración con organismos internacionales que entregarán el soporte técnico para su ejecución. Finalmente, desarrollaremos herramientas de información para la generación de proyectos de calefacción distrital, entre ellas, la identificación de zonas con alta demanda energética posibles de intervenir, vinculación con los instrumentos de desarrollo comunal para la facilitación de nuevos proyectos, desarrollo de capacidades locales a través de capacitaciones para el diseño y ejecución de proyectos, difusión de ventajas y beneficios de la calefacción distrital para sensibilizar a la ciudadanía y difusión de tecnologías disponibles para el desarrollo de estos proyectos.”²⁵

6.4.3. PLANES DE DESCONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA

Además de las normativas de alcance nacional con respecto a las normas de emisión de fuentes fijas y/o calderas, en los Planes de Descontaminación Atmosférica (PDA) se establecen condiciones especiales, exigiendo menores niveles de emisiones para las fuentes.

En el caso de la ciudad de Coyhaique, se han publicado dos PDA, el más reciente, publicado en el diario oficial el 17 de julio del 2019 busca dar cumplimiento a las normas primarias de calidad ambiental para material particulado respirable MP10 y MP 2,5 en un plazo de 10 años, para esto se busca diversificar la matriz energética de calefacción domiciliaria, comercial y pública, para evitar el excesivo consumo de leña, surgiendo como una solución, la implementación de sistemas de calefacción distrital.

Tanto el PDA publicado en el año 2016 como el publicado en el presente año involucran indicaciones respecto a la implementación de sistemas de calefacción distrital. En el caso del PDA del año 2016 se indica que, durante la vigencia del Plan, la Seremi de Medio Ambiente diseñará y ejecutará un proyecto piloto de calefacción distrital dentro del radio urbano de la zona saturada, mientras que, el PDA publicado en 2019 presenta dos indicaciones respecto a la solución expuesta. La primera, en el artículo 15 que da continuidad a la indicación presentada en el PDA del año 2016, señalando que la Seremi del Medio Ambiente dará continuidad al proyecto de calefacción distrital en el radio urbano

²⁵ <http://www.energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf>



de Coyhaique, el cual iniciará su etapa de construcción dentro de los 2 años desde la entrada en vigencia del presente decreto y el financiamiento de este proyecto será solicitado al Gobierno Regional, por otra parte en el artículo 31 presentado en el capítulo IV “*Compensación de Emisiones en el Marco del SEAI*”, se expone un incentivo a las empresas inmobiliarias, donde se indica que, se eximen de compensar emisiones aquellos proyectos inmobiliarios que cuenten con sistemas de calefacción distrital.

Dentro del PDA se define la calefacción distrital como: “Sistema de generación y distribución centralizada de calor, mediante el cual se proporciona un servicio de calefacción y agua caliente sanitaria a un conjunto de edificaciones conectadas a la red”²⁶.

Por otra parte, resulta necesario señalar que el PDA actual considera específicamente cuatro medidas estructurales, las cuales se listan a continuación:

1. Reacondicionamiento térmico de las viviendas, el cual tiene por objetivo disminuir el requerimiento energético de la población.
2. Sustitución de sistemas de calefacción contaminante por sistemas eficientes y con menos emisiones, el cual tiene por objetivo reducir las emisiones a la atmósfera, pero también las de tipo intradomiciliaria
3. Mejorar la calidad de la leña utilizada y la diversificación del uso de combustibles para calefacción.
4. Educar y realizar difusión a la comunidad.

A partir de la medidas señaladas en el párrafo anterior, se debe notar que la calefacción distrital representa una oportunidad para cumplir con la meta de sustitución de sistemas de calefacción contaminante por sistemas eficientes y con bajas emisiones, y la mejora de la calidad de leña utilizada y la diversificación del uso de combustibles para calefacción, dado que existe una sola central de generación y distribución de calor, donde se regula el tipo de combustible a utilizar, las emisiones emitidas y la eficiencia con la que trabaja el sistema. A su vez se debe considerar que la permanente expansión urbana de la ciudad establece que el consumo de leña siga en aumento, por tanto, el control y las medidas que se deban aplicar a través del PDA, deben ir más allá de las viviendas existentes, sino que deben contemplar medidas más estrictas respecto al nuevo parque de viviendas que se vaya construyendo, para reducir al máximo su aporte particulado, donde no sólo se considere como incentivo a las inmobiliarias responsables del parque de viviendas que se vaya construyendo,

²⁶ Plan de Descontaminación Atmosférica para la Ciudad de Coyhaique y su zona Circundante: Santiago 17 de julio 2019.



eximirse de la compensación de emisiones, sino que incorporar estas nuevas alternativas como parte inicial de sus proyectos contemplando sistemas de calefacción más eficientes.

6.4.4. PLAN REGULADOR COMUNAL

6.4.4.1. DESCRIPCIÓN²⁷

Según recoge la Ley General de Urbanismo y Construcciones en su artículo 41, el Plan Regulador Comunal (en adelante PRC) es un instrumento constituido por un conjunto de normas sobre adecuadas condiciones de higiene y seguridad en los edificios y espacios urbanos, y de comodidad en la relación funcional entre las zonas habitacionales, de trabajo, equipamiento y esparcimiento. Sus disposiciones se refieren al uso del suelo o zonificación, localización del equipamiento comunitario, estacionamiento, jerarquización de la estructura vial, fijación de límites urbanos, densidades y determinación de prioridades en la urbanización de terrenos para la expansión de la ciudad, en función de la factibilidad de ampliar o dotar de redes sanitarias y energéticas, y demás aspectos urbanísticos.

El Plan Regulador Comunal estará compuesto de:

- a) Una Memoria explicativa, que contendrá los antecedentes socio-económicos; los relativos a crecimiento demográfico, desarrollo industrial y demás antecedentes técnicos que sirvieron de base a las proposiciones, y los objetivos, metas y prioridades de las obras básicas proyectadas;
- b) Un estudio de factibilidad para ampliar o dotar de agua potable y alcantarillado, en relación con el crecimiento urbano proyectado, estudio que requerirá consulta previa al Servicio Sanitario correspondiente de la Región;
- c) Una Ordenanza Local que contendrá las disposiciones reglamentarias pertinentes, y los planos, que expresan gráficamente las disposiciones sobre uso de suelo, zonificación, equipamiento, relaciones viales, límite urbano, áreas prioritarias de desarrollo urbano, etc.

Para los efectos de su aprobación, modificación y aplicación, estos documentos constituyen un solo cuerpo legal.

²⁷ <https://scsarquitecto.cl/plan-regulador-comunal-que-es/#>



6.4.4.2. CONDICIONANTES PARA LOS PROYECTOS DE CALEFACCIÓN DISTRITAL

Dado que el PRC regula específicamente los usos del suelo, condiciona el desarrollo de los sistemas de calefacción distrital en tanto que los predios en los que se quiera instalar las centrales de generación de energía térmica deben permitir o, según el caso, no prohibir, la instalación de “infraestructuras energéticas”.

En los casos de Coyhaique y Puerto Williams, los PRC no contemplan este uso, lo que en principio impide formalmente la instalación de dichas centrales en zona urbana.

No obstante, dado que la modificación de un PRC demora varios años hasta su aprobación definitiva, se ha identificado la posibilidad de introducir modificaciones puntuales al PRC vigente a través de una resolución justificada de la municipalidad, por lo que este instrumento sería una opción para viabilizar la instalación de las centrales, si hay voluntad municipal.

6.5. MARCO ESPECÍFICO PARA PUERTO WILLIAMS

6.5.1. POLÍTICA ENERGÉTICA 2050 PARA CHILE. HOJA DE RUTA, 2050:

En la Hoja de Ruta 2050, se establece: “...el desarrollo de pilotos de calefacción distrital, donde sean económicamente viables”.

Específicamente el plan para Magallanes y la Antártica Chilena tiene una visión que muestra claramente el enfoque hacia la Política Energética 2050:

“En el año 2050, en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena somos conscientes y activos en el uso eficiente de la energía. Nuestra matriz energética es segura, diversificada y de bajo impacto ambiental, siendo una región autosustentable y exportadora de productos energéticos, priorizando el uso de energías renovables y tecnologías limpias. A su vez, se ha alcanzado un acceso inclusivo a la energía, y el sector energético es un promotor de competencia y de desarrollo económico y social, favoreciendo el crecimiento de nuestras comunas en forma compatible con otras actividades”.

Desde la visión definida por la región, se desprenden las temáticas relevantes que deben abordarse, dando lugar a los cuatro pilares estratégicos sobre los que se estructura la Política Energética:

- Uso eficiente de su energía.
- Desarrollo diversificado del recurso energético.
- Acceso a la energía de forma segura y de calidad.
- Fortalecimiento Regional.



“Actualmente, la comunidad exige especial atención a las condiciones térmicas de las viviendas, puesto que es una necesidad esencial para la calidad de vida de la población magallánica. El buen uso de la energía en Magallanes es aún materia pendiente, y si bien se han realizado esfuerzos entre organismos públicos y privados, éstos aún son insuficientes. En relación con esto, el aporte compensatorio al gas natural emerge como un desafío para el desarrollo de la eficiencia energética, ya que, según los diagnósticos realizados, este aporte no fomentaría el ahorro al no verse reflejado el verdadero costo del energético”²⁸.

6.5.2. PLAN REGULADOR

El Plan Regulador de Puerto Williams establece las proyecciones de habitantes y el uso del suelo, logrando diferenciar las zonas residenciales, las de actividad industrial y pública. También las alturas de los diferentes sectores habitados y del crecimiento de estas²⁹.

6.6. OTRAS NORMATIVAS

- Materiales a utilizar para construcción de estructuras de soporte, en general normas del Instituto Nacional de Normalización (INN).
- Ley N°16.774, sobre accidentes de trabajo y enfermedades profesionales.
- DS. N°18, sobre certificación de calidad de EPP contra riesgos ocupacionales.
- Ley N°20.001, sobre la regulación de peso máximo de carga humana.
- DS. N°594, sobre condiciones sanitarias y ambientales básicas en lugares de trabajo.
- NCh. N°2458, sobre sistemas de protección para trabajos en altura.

²⁸ Política Energética Magallanes y Antártica Chilena.

²⁹ Actualización Plan Regulador Puerto Williams.



7. PROPUESTAS DE MODIFICACIONES NORMATIVAS

7.1. PLANTEAMIENTO

Este apartado contiene lo referente a modificaciones normativas de aquello especificado como Actividad 3.3 de las Bases Técnicas.

A lo largo de los trabajos del presente proyecto, se han identificado una serie de barreras asociadas a aspectos normativos, sea por su explícita oposición a medidas requeridas por los sistemas distritales, sea por la falta de instrumentos para su promoción o facilitación para su desarrollo.

Se presentan a continuación, con una descripción de las mismas.

7.2. UTILIZACIÓN DE LOS SUBSIDIOS DE RECAMBIO DE CALEFACTORES

El programa de recambio de calefactores implementado por el Ministerio de Medio Ambiente, tiene como objetivo reducir las emisiones de contaminantes generadas por la combustión residencial a leña. Por medio de este programa, los beneficiarios pueden acceder a un nuevo calefactor siempre y cuando hagan entrega de su antiguo calefactor y/o cocina, el cual debe estar instalado y en uso en la vivienda

Los últimos años, en el marco de los PDA, se han desarrollado e implementado con cierto éxito los programas de recambio de calefactores con subsidio público.

Este subsidio, con un monto total, entre adquisición e instalación de 1,4MMCLP, es un mecanismo que funciona, que la gente conoce y que permite para abandonar la leña, mayormente, para pasar a pellet, a un uso más eficiente de la leña o a otra fuente distinta de la leña.

Presenta pues como activo todo su recorrido, estructura, conocimiento público, aunque no así la dotación de fondos, que a pesar de existir es muy menor de lo que se requiere para el desarrollo de los proyectos de calefacción distrital, que buscan abarcar una parte substancial de la ciudad.

Se propone la incorporación de la adecuación interior de la vivienda (incorporación de radiadores) y la conexión al sistema de calefacción distrital como ítem financiable por este fondo, dado que también elimina el calefactor de leña.

Cabe destacar que dicha adecuación y conexión presenta un costo superior a los actuales 1,4MMCLP, estimado en cerca de los 2,5MMCLP, lo que no permite una adaptación idéntica de la dinámica, pues



se requiere cofinanciación, que podría venir por parte del cliente/usuario o por parte de la empresa explotadora del sistema.

A tal efecto habría que definir pues un mecanismo de postulación que resuelva este aspecto, que posiblemente pase por permitir al explotador postular el fondo de forma agregada y única para grupos de clientes, ejecutándose el pago del mismo sólo cuando las casas estén ya conectadas.

xx

Tabla 25. Recuento de recambios de calefactores por programas, tecnologías y años

	PROGRAMA	ELÉCTRICO	LEÑA	PARAFINA	PELLET	GAS	TOTAL POR AÑO
	PREVIO A PDA		2.062	122			2.184
INSTALADOS	2016 PRC (I Semestre) / FNDR		500	390	35		1.535
	2016 PRC Municipalidad MMA				60		
	2016 Vivienda en altura / FNDR			50			
	2016-2017 PRC (II Semestre) / FNDR			500			
	2017 FNDR			500	606		1.345
	2017 MMA			100	111	28	
	2018 Locales comerciales MMA	3		31	34	41	1.349
	2018 FNDR			479	761		
	2019 OSFL			39			39
	Total Actual PDA	3	500	2.089	1.607	69	4.268
POR INSTALAR	2019 FNDR			503	1759		2.262
	2019 Líneas nuevas	100				100	200
	2019 Casa Sustentable			45	48		93
Total		103	500	2.637	3.414	169	6.823



7.3. LICITACIÓN DE CONCESIONES EXCLUSIVAS DE EXPLOTACIÓN DE INFRAESTRUCTURAS TÉRMICAS

Otro aspecto que supone una barrera al desarrollo de los sistemas distritales es la poca claridad respecto a la posibilidad de licitar una concesión de explotación de un sistema en una zona de la ciudad, de forma que el explotador esté cubierto contra posible competencia y la administración pública tenga un marco claro en el que colaborar con dicho explotador y aportarle fondos públicos.

Es especialmente interesante comparar esta situación con los sistemas eléctricos medianos, en los que existe una concesión en régimen de monopolio para generación, transmisión y distribución, en un régimen de colaboración y planificación integrado con un ente supervisor del estado, que es exactamente lo que precisa un operador de un sistema distrital.

7.4. SOCIEDADES MIXTAS PÚBLICO PRIVADAS CON RUBRO ENERGÉTICO

Por otra parte, se identifica como un impedimento de gran calado la imposibilidad de explotar los sistemas distritales a través de sociedades de derecho privado participadas por la administración pública e inversores privados. Este vehículo permite valorizar activos y aportes de las dos partes, pero, sobre todo, permite al Estado participar políticamente en la gestión y planificación de desarrollo y operación de los sistemas distritales, garantizando su desarrollo acorde a las necesidades de la sociedad y no sólo de la empresa privada. Este aspecto es de capital importancia si se visualiza la calefacción distrital como una infraestructura pública para el bien común de la población y especialmente si se aporta a ella fondos públicos, se generan concesiones exclusivas de explotación o se opta políticamente por comprar la energía del sistema distrital para los edificios públicos.

Se propone una reflexión integrada de estos aspectos y el desarrollo de una institucionalidad y legalidad adecuada a la voluntad política de desarrollo de la energía distrital.

7.5. AVALES PÚBLICOS PARA LOS PROYECTOS DE CALEFACCIÓN DISTRITAL

Un aspecto clave en los proyectos de calefacción distrital, como en otras infraestructuras públicas de gestión privada como autopistas o hospitales, es la incertidumbre del modelo de negocio, asociado no a aspectos técnicos de costos de implantación o rendimientos de generación de los sistemas, sino a la incertidumbre asociada al volumen del negocio y a su velocidad de crecimiento, esto es, a desconocer cómo va a reaccionar la población y el mercado en general a esta nueva oferta en las condiciones planteadas.



Esta incertidumbre, acrecentada actualmente por el hecho no existir ningún antecedente en Chile, hace que los potenciales operadores requieran rentabilidades de proyecto del orden del 12% a 30 años, lo que comporta mucha exigencia sobre el modelo de negocio, por lo tanto, altas tarifas energéticas y, nominalmente, rentabilidades de capital, una vez apalancada la operación, muy elevadas. Como es de suponer, ninguna de las dos cosas se condice con el espíritu de proyecto social que tienen inherente los sistemas de energía distrital para zonas de alta polución del aire en el sur de Chile.

Por lo anterior, y partiendo de la idea que estos proyectos son proyectos de Estado que buscan mejorar la calidad de vida de las personas, se plantea la posibilidad de establecer un mecanismo de avales o fondos de garantía del Estado que cubran los riesgos objetivos de estas operaciones asociados al crecimiento de la demanda, de forma que si la demanda no se comporta como se espera o existen problemas asociado al cobro de la energía, estos fondos puedan ayudar a financiar o incluso compensar las pérdidas del operador, tal como se hace en el caso de las autopistas. De esta forma se lograría reducir el nivel de riesgo de la operación y por lo tanto la tasa de descuento aplicada y la rentabilidad objetivo, que podrían acercarse al 8%, cerca del 6% que el Estado utiliza para proyectos de índoles social, lo que permitiría utilizar subsidios del Estado sin generar conflictos de interés.

7.6. CESIÓN DE USO DE SUELOS PÚBLICOS

Dada la dificultad de tener acceso a suelo para la construcción de infraestructuras de generación dentro de la ciudad, tanto por la falta de espacios libres como por la calificación urbanística y, dado el alto costo de compra o arriendo de los mismos, se considera que una de las medidas más importantes que deben tomar las administraciones públicas es la dotación de suelos públicos para su uso en el desarrollo de estos proyectos, buscando el encaje social, espacial y legal, con las modificaciones pertinentes en los planes reguladores o con tramitaciones de uso singulares ad-hoc.

Cabe señalar que se ha identificado como una oportunidad especialmente atractiva el uso del subsuelo de las zonas verdes.

7.7. MODIFICACIÓN ORDENANZA DE URBANISMO

La actual ordenanza de urbanismo, regula las reservas de terrenos en los loteos para la instalación de equipamientos y algunas infraestructuras, pero al no haberse dado la necesidad, no regula ningún tipo de reserva para infraestructuras energéticas, lo cual es un impedimento para el crecimiento orgánico de los sistemas de energía distrital en el crecimiento urbano, dado que, a menudo la opción más adecuada es instalar centrales de puntas dentro de los mismos nuevos desarrollos.



Por lo anterior se propone modificar la Ordenanza de Urbanismo para que incorpore una reserva para infraestructura energética en nuevos loteos, para la que será exigible 0,15m² de edificabilidad neta en un solo nivel por cada casa que incorpore el lote, con viales de acceso aptos para camiones medianos.

7.8. EXENCIONES MUNICIPALES

Otra herramienta útil para promover el desarrollo de los sistemas de energía distrital son los impuestos municipales, que pueden generar dos mecanismos distintos.

Por una parte, una exención de impuestos y tasas asociados a la construcción y explotación de los sistemas, supone para el explotador un ahorro no menor que puede valorar positivamente, tanto en lo económico como en la percepción de apoyo por parte de la municipalidad, mientras que ésta no percibe una reducción de ingresos, dado que si el proyecto de energía distrital no llega a existir, nunca ingresará dichas tasas ni ningunas substitutivas de las mismas, a menos que se decida, alternativamente, instalar canalizaciones de gas natural.

Por otra parte, se puede plantear una exención de impuestos a los usuarios que se conecten al sistema, a modo de promoción del mismo, con algún tipo de argumentación ambiental, que podría afectar a la tasa de recogida de basura que pagan las familias, por ejemplo. Dado que esto sí que supondría una merma para las arcas públicas, bajo el supuesto que ésta no tuviera retorno indirecto alguno (salud, calidad de vida, más turismo, etc.) se podría plantear que el operador de la red compensara a la Municipalidad dicha merma de ingresos, bajo un capítulo de promoción comercial del servicio, dado que dicha exención debería reportarle clientes.

7.9. BONO DE LEÑA AYSÉN

Se propone adaptar o reestructurar el bono de leña vigente en Aysén para que éste pueda ser deducible por parte de las familias directamente de su factura de energía distrital.

A día de hoy el bono de leña se entrega en mano y no se puede asegurar que éste se use para comprar leña realmente, es simplemente un bono a las familias. El disponer de un sistema estructurado de venta de energía térmica, permitiría que, simplemente, cada familia recibiera en su “saldo” de energía del DH la cantidad estipulada para ahorro económico familiar en el invierno.



7.10. EXENCIÓN DE ENERGÍA EN ENDEUDAMIENTO MUNICIPAL

Finalmente, se propone modificar la ley que regula los límites de endeudamiento de los entes municipales, para que la promoción de proyectos en temas de transición energética, incluyendo proyectos de eficiencia energética y/o energías renovables, realizados mediante ESCOS no compute a efectos de deuda contraída por la municipalidad, de forma que no sea ésta un limitante al desarrollo de estas políticas. Un mecanismo de este tipo está vigente en la UE desde hace varios años.

El Tratado de Maastricht establece unas reglas respecto a los máximos del déficit presupuestario y de la deuda pública. Este arreglo en España se traslada mediante la Ley Orgánica de Estabilidad Presupuestaria y Sostenibilidad Financiera cuyos objetivos son garantizar la sostenibilidad financiera de las administraciones públicas. A su vez, esta ley afecta la normativa básica en materia de Administración local para la adecuada aplicación de los principios de estabilidad presupuestaria, sostenibilidad financiera o eficiencia en el uso de los recursos públicos locales.

Por otro lado, los sectores públicos están cada vez más presionado para contribuir a la transición energética, reducir su consumo de energía buscando formas de mejorar la eficiencia energética de los bienes que administra: edificios, infraestructuras, etc. Sin embargo, las decisiones de emprender las inversiones necesarias para lograr mejoras en la eficiencia energética a menudo están influenciadas por su afectación a las cuentas públicas.

Delante de este escollo, con tal de fomentar la inversión relacionada a la transición energética, el Banco Europeo de Inversiones junto a Eurostat emitieron una guía revisada sobre cómo una forma particular de inversión en eficiencia energética, comúnmente conocida como "contratación de rendimiento energético" (energy performance contracting), impacta en las cifras de déficit y deuda de la administración. La guía reconoce que, en determinadas circunstancias, los proyectos bajo arreglo de EPC/ESCO pueden registrarse "fuera del balance" de la administración pública.

El principio clave para evaluar el tratamiento de las EPC dentro de la contabilidad se basa en la evaluación de riesgos y beneficios. La deuda contraída recae sobre el propietario económico del proyecto. El propietario económico es la parte que asume la mayoría de los riesgos y tiene derecho a la mayoría de los beneficios asociadas con esos activos.

Básicamente, si la evaluación de riesgos y beneficios, como se explica en la Guía, indica que la administración pública es la propietaria económica de los activos de EPC, entonces el EPC debe registrarse en el balance general de la administración. Por otro lado, si la evaluación de riesgos y beneficios indica que la administración no es el propietaria económica de los activos de EPC, entonces el EPC puede registrarse fuera del balance de la administración.



8. PROPUESTAS DE CONDICIONES HABILITANTES

8.1. PLANTEAMIENTO

Este apartado supone una ampliación a sobre aquello especificado como Actividad 3.3 de las Bases Técnicas con otras medidas de mejora de condiciones habilitantes para el desarrollo de la Calefacción Distrital en Chile.

A lo largo de los trabajos del presente proyecto, se han identificado una serie de barreras así como medidas que pueden facilitar el desarrollo de los sistemas distritales

Todas ellas se presentan a continuación, con una descripción de las mismas.

8.2. INTEGRACIÓN DE DEMANDAS TÉRMICAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO

Un aspecto importante detectado en los análisis de sistemas de generación, asociado en general al sistema eléctrico, pero especialmente a los sistemas eléctricos medianos, por su dinámica monopolista en generación y comercialización, es la falta de mecanismos para integrar los potenciales de generación y demanda térmica con el sistema eléctrico.

La demanda térmica de los sistemas distritales en el sur de Chile es relativamente mucho mayor que la demanda eléctrica, cerca de un orden de magnitud. Y esta demanda, dada su naturaleza térmica, es muy “gestionable” de forma económica, mediante acumulación térmica de corto, medio y largo plazo, característica muy atractiva para dotar de elasticidad el sistema eléctrico y, por lo tanto, permitir la integración de ERNC en el mismo. Para ello se podrían utilizar bombas de calor o calderas eléctricas, según las horas de operación y los costos disponibles de la electricidad.

Por otro lado, la continuidad de la demanda, incrementada por la posibilidad de acumular, es también una gran oportunidad para la implementación de sistemas de cogeneración, que podrían substituir a los actuales sistemas termoeléctricos que cubren gran parte de la demanda eléctrica de estos sistemas sin ningún tipo de recuperación térmica de calor.

Pero el actual funcionamiento de los sistemas medianos y sus altos costos repercutidos al sistema, hace que ningunas de las dos opciones anteriores sea viable en los mismos, dado los bajos precios percibidos por la generación eléctrica sin entrar al proceso de subasta del sistema y dados los altos costos de la electricidad y la imposibilidad de comprar electricidad en horas valle a bajos costos.



Por ello se propone estudiar la posibilidad de modificar dichos regímenes de funcionamiento a futuro para facilitar estas dinámicas que, no sólo ayudarían a disponer de calor más económico para los sistemas distritales, sino que permitirían optimizar el funcionamiento de los sistemas medianos, reduciendo sus costos de explotación, bajando las tarifas de usuario y aumentando substancialmente su participación de ERNC.

8.3. APOYO INSTITUCIONAL AL DESARROLLO DE LA ENERGÍA DISTRITAL

Tal como muestran las encuestas hechas en el marco de este trabajo, la Energía Distrital no es una solución extensamente conocida por la población, hecho que no ayuda a su potencial desarrollo ni a la confianza de los inversores en su correcto desarrollo. Además, dada la competencia por el mercado con infraestructuras existentes, como la electricidad o el gas, es muy probable que se den campañas de desprestigio para generar dudas sobre este sistema, lo que se podría ver sólo compensado por una campaña de corte institucional sobre esta infraestructura de carácter público.

8.4. APLICATIVO PRE PAGO DE CALOR PARA USUARIOS DOMÉSTICOS

Uno de los principales riesgos para la consolidación de los clientes, una vez conectados al sistema, es su adaptación al mismo. Hay una serie de aspectos culturales que requieren una transición más o menos fácil, pero el hecho de no estar acostumbrados al uso de un termostato y al pago a posteriori por la energía consumida, es muy probable que lleve a muchas familias a aumentar mucho su consumo y a toparse con cuentas de energía muy altas en los primeros meses de uso hibernal.

Para ello se identifica como solución el uso de sistemas prepago recargables, en los que el usuario carga fondos, idealmente a través de una App móvil, y puede observar y recibir notificaciones de cómo evoluciona su consumo asociado a su saldo. Este sistema, integrado además con el termostato de la casa, podrá “ayudar” a la familia a aprender del uso de la calefacción, evitando sobreconsumos no deseados en el proceso de adaptación.

Se propone que se lidere o tutele desde el Estado el desarrollo de esta aplicación, idealmente asociada a una pasarela de pago por internet, y que se obligue por contrato a todos los operadores de redes a utilizarla, en versión corporativa, pero con mención a su naturaleza pública en su relación con sus clientes individuales. Por otra parte, este sistema debería tener una versión no telemática que permitiera a los usuarios in acceso a internet, hacer pagos tipo “cuenta controlada” alimentando su saldo manualmente y pudiendo consultarlo presencialmente o por teléfono.



El uso de la aplicación por todos los operadores permite generar economía de escala, mejorar la percepción del usuario sobre el sistema e incrementar la cantidad de datos de uso disponibles para la mejora de la aplicación y el desarrollo de algoritmos inteligentes.

8.5. BANCO DE EMISIONES DE MATERIAL PARTICULADO

Se ha detectado también una oportunidad derivada de los PDA para el desarrollo de la Calefacción Distrital en lo que al comercio de emisiones se refiere. Los PDA permiten, en general, compensar emisiones de material particulado con intervenciones sobre focos distintos al afectado, lo que a la práctica se traduce en la posibilidad de generar un mercado de emisiones de material particulado dentro de las cuencas atmosféricas. Esta dinámica, que sería muy beneficiosa para todos los actores, no se está dando de forma natural, por lo que se propone crear una institucionalidad asociada a ella, que case oferta y demanda de forma global a través de un fondo general de emisiones.

Este “Banco de Emisiones” debería tener una institucionalidad pública, pero podría gestionarse de forma privada por concesión y los operadores de los sistemas distritales de promoción pública o aquellos que cuenten con fondos públicos, deberían estar obligados a ceder sus derechos de emisión al mismo, con que éste podría ingresar importantes sumas que podría usar para políticas ambientales o apoyo a proyectos con costos de abatimiento bajos que realimentaran el banco.

Como segunda derivada, dado que las emisiones no son compensables entre cuencas, entre PDA, la existencia de un mecanismo de este tipo a nivel estatal permitiría mover los recursos económicos generados entre las mismas, logrando generar sinergias, moviendo los fondos allá dónde no llegan los ahorros de emisiones.

8.6. MECANISMO DE COMPENSACIÓN DE CO₂

Igualmente, pero ya en lo relativo a emisiones de CO₂, se podría establecer un mecanismo automático de acreditación de ahorros de emisiones de CO₂ para su valorización económica hacia el sector público, pudiéndose integrar su gestión con el Banco de Emisiones de MP y/o con el sistema de avales o el sistema prepago. El año 2015, el país se comprometía a lograr una reducción de un 30% en la emisión de gases de efecto invernadero al año 2030, incluyendo un compromiso en la reducción de emisiones de CO₂ de hasta un 45%. De esta forma, se hace necesaria una gestión eficaz de las emisiones en el país, tanto de gases invernadero como de material particulado, las cuales se encuentran dentro del Programa de Compensación de Emisiones.

En lo relativo a los mercados de emisión en el mundo, éstos principalmente se enfocan en las emisiones de CO₂, donde destacan los siguientes:



Unión Europea

Después de más de dos años de negociaciones, el Parlamento Europeo aprobó un acuerdo histórico de reforma al EU ETS, donde la mayoría de los cambios entrarán en vigor en 2021. El paquete de reformas incluye un conjunto de medidas que fortalecerá el EU ETS (EU Emissions Trading System) y permitirá que éste retome su lugar como el principal motor de la descarbonización de Europa. Las reformas acordadas tienen como objetivo fortalecer la señal de precios, proteger a la industria contra fugas de carbono y establecer mecanismos de apoyo para los Estados miembros menos desarrollados. Las reformas introducen una disminución más ambiciosa del tope máximo permitido para las emisiones, por lo que el factor de reducción lineal aumentará de 1.74% a 2.2% para el 2021. Ello, con el fin de cumplir con la meta de reducir las emisiones de los sectores regulados por el EU ETS en un 43% para el 2030 con respecto al 2005. La asignación gratuita estará mejor orientada, con valores de referencia y factores de producción actualizados. [17]

Nueva Zelanda

El Sistema de Comercio de Emisiones de Nueva Zelanda, originalmente basado en las disposiciones del Protocolo de Kioto, es uno de los sistemas pioneros e integra de forma excepcional al sector forestal como fuente de emisiones y absorciones. Durante el periodo 2015–2017, el NZ ETS (NZ Emissions Trading System) fue sometido a una revisión exhaustiva que resultó en la implementación de ciertas reformas a fin de alinear el SCE con los compromisos de Nueva Zelanda en virtud del Acuerdo de París y eliminar posibles barreras para una futura vinculación. [17]

8.7. CONEXIÓN DE EDIFICIOS PÚBLICOS

Un aspecto clave en la reducción de la incertidumbre de la operación para los operadores es la posibilidad de conectar edificios públicos y, especialmente si estos comprometen su conexión y consumo antes de la licitación de explotación del sistema.

Se propone promulgar una orden interna para que todos los edificios públicos que estén dentro del ámbito de una red de calefacción distrital, se conecten a la misma en cuanto sus contratos vigentes venzan y sean libres para ello.

Por otra parte, se propone establecer un mecanismo para que los operadores de sistemas distritales estén dentro de un contrato marco de proveedor en Mercado Público, de forma que los edificios



públicos puedan adquirir ese bien de forma directa, sin licitación, para facilitar así el trámite de adjudicación y conexión.



9. METODOLOGÍA DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Este apartado hace referencia a lo especificado como Actividad 3.4 en las Bases Técnicas.

9.1. PRESENTACIÓN

El presente documento corresponde al desarrollo de una propuesta metodológica para procesos de participación ciudadana para los proyectos de implementación de Calefacción distrital en las ciudades de Coyhaique y Puerto Williams.

Este se estructura en siete apartados; comenzando por el resumen ejecutivo (I), La descripción del contexto local de los procesos de participación (II), el contexto teórico de los procesos de participación ciudadana en general (III), las condiciones a cubrir por la metodología presentada (IV), y finalmente, la propuesta metodológica propiamente tal (V).

9.2. CONTEXTOS LOCALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS PROCESOS DE PARTICIPACIÓN

Para poder desarrollar un abordaje contextualizado de los proyectos de participación ciudadana propuestos, resulta fundamental tener un acercamiento que no solo se enfoque en los aspectos generales de las localidades de Puerto Williams y de Coyhaique, si no, que además apunte a generar una visión de las características generales que pudieran hacer o no el proceso de acercamiento a esta tecnología más o menos exitoso de tal manera de concientizar a la comunidad de los impactos de los sistemas de calefacción para sus modos de vida, y de cómo se podrían integrar culturalmente de manera exitosa.

Así es que, de la mano del proceso de elaboración de este estudio se ha desarrollado una caracterización que aborda las características generales de las localidades (1), los conflictos socio ambientales existentes ya sean cerrados, latentes o presentes que hayan sido identificados por el Instituto Nacional de Derechos Humanos (2); la presencia de comunidades indígenas, dadas las condicionantes relacionadas con procesos de consulta indígena que supondría su existencia (3), y finalmente, la identificación de los principales hallazgos obtenidos por el proceso de levantamiento de información primaria en la modalidad de la encuesta de caracterización energética de los centros urbanos de Coyhaique y Puerto Williams (4).



9.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA COMUNIDAD PRESENTE EN LOS CENTROS URBANOS

9.2.1.1. COYHAIQUE

De acuerdo a los datos del CENSO del año 2017 [1], la comuna de Coyhaique, en la que se encuentra el centro urbano de Coyhaique en el que se sitúa este estudio, contaba en ese entonces con un total de población de 57.818 personas, una densidad poblacional de 7,94 habitantes por kilómetro cuadrado, y con una edad promedio de casi 34 años. También se identificó un total de 23.999 viviendas, de las cuales un 9% de ellas se encontraba desocupada, un 8% en condiciones de hacinamiento, un 89% de las viviendas se encontraba conectada a la red pública de agua, y un 83% de dichas viviendas contaban con un índice de materialidad aceptable. Los años de escolaridad promedio de las y los jefes de hogar era de casi 11 años, y un 67% de las personas declaraban trabajar. La población es mayoritariamente urbana con un 86,4% de sus habitantes viviendo en sectores urbanos.

En general, aquellos primeros habitantes corresponden a chilenos originarios del Archipiélago de Chiloé, de la Araucanía y de Los Lagos, que ingresaron luego de larga permanencia en Argentina lo que tuvo como resultado una asimilación de costumbres y de acento rioplatense. Igualmente, se asentaron inmigrantes alemanes y de Medio Oriente.

La población actual se compone de descendientes de esos primeros pobladores, de gente que llegó posteriormente (en gran parte empleados públicos) y que se quedaron en forma definitiva, y una población flotante de empleados públicos (fuerzas armadas, Carabineros y profesionales de diversos servicios públicos) que normalmente regresa a su tierra al cabo de un tiempo.

Ahora bien, el universo específico de la ciudad de Coyhaique cuenta con un total de 18.469 viviendas.

9.2.1.2. PUERTO WILLIAMS

De acuerdo a los datos del CENSO del año 2017 [1], la comuna de Cabo de Hornos, en la que se encuentra situada la ciudad de Puerto Williams, contaba en ese entonces con un total de población de 2.063 personas, una densidad poblacional de 0,13 habitantes por kilómetro cuadrado, y con una edad promedio de 30,3 años. También se identificó un total de 762 viviendas, de las cuales un 14% de ellas se encontraba desocupada, un 5% en condiciones de hacinamiento, un 90% de las viviendas se encontraba conectada a la red pública de agua, y un 95% de dichas viviendas contaban con un índice de materialidad aceptable. Los años de escolaridad promedio de las y los jefes de hogar era de 12,5 años, y un 82% de las personas declaraban trabajar. La población es ampliamente urbana, con un 90,8% de los habitantes situados en sectores urbanos.



Particularmente en la ciudad de Puerto Williams las viviendas son 623 posicionándose como el principal centro urbano presente en la comuna.

9.2.2. CONFLICTOS AMBIENTALES IDENTIFICADOS EN MAPA DE CONFLICTOS DEL INDH

Como buena manera de identificar posibles áreas de conflictividad el revisar latente de conflictos socio-ambientales presentes en la comuna es una buena referencia para enmarcarlas sensibilidades de la comunidad que se encuentran presentes en el territorio y que pudiesen ser relacionadas con los proyectos. Así, se describen a continuación los principales conflictos que circundan ambos proyectos:

9.2.2.1. COYHAIQUE

En la comuna se aprecia un conflicto identificado por el INDH, sin embargo, en la región se han identificado tres conflictos socio-ambientales, dos de ellos en etapa de cierre y uno en estado activo. El conflicto activo tiene que ver con la Contaminación en Alto Mañihuales, conflicto situado en la misma comuna de Coyhaique en el sector norte de la comuna.

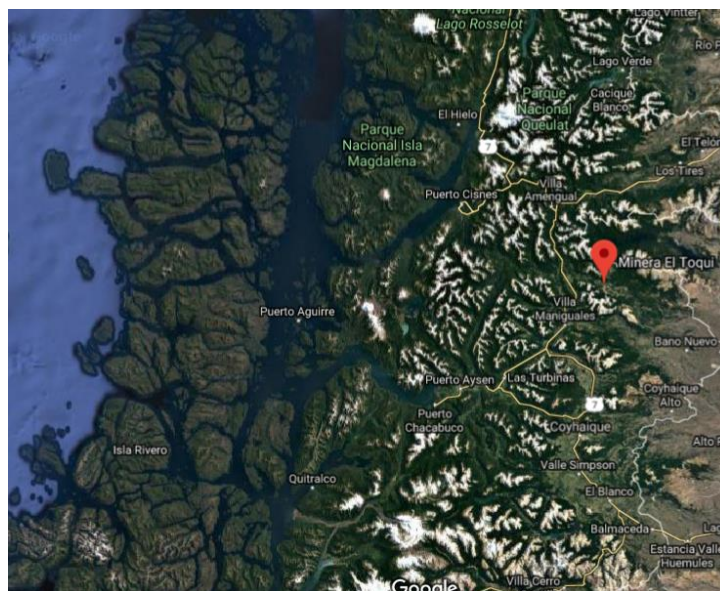


Ilustración 5: Ubicación Minera el Toqui

Fuente: Ubicación proporcionada por Google Maps.

En este conflicto, los principales derechos que están en juego tienen que ver con el “Derecho a un medio ambiente Libre de contaminación”, el “Derecho a la prevención y al tratamiento de enfermedades, Derecho a disfrutar la salud física y mental” y el “Derecho al agua potable y



saneamiento”, y se originó con la muerte de ganado durante el año 2014, por intoxicación, además de los elevados niveles de arsénico. Se creó una mesa de trabajo que convocó a autoridades de gobierno, a la comunidad y a la empresa Minera; y en ese espacio se fue generando un plan para el cierre paulatino de la minera y los tranques de relaves. Recientemente, la mina se planteó en quiebra y se liquidaron sus bienes dando con eso un paso al cierre del conflicto.

A continuación, un recorte de prensa que da cuenta de la parte más álgida del conflicto:

Siete pobladores arrojaron positivo por presencia de arsénico y aseguran que autoridades no han informado de riesgos futuros

Detrás, diversos personeros de Gobiernos, entre ellos el Gobernador de Coyhaique Cristián López y la Seremi de Salud Ana María Navarrete, destacaban la toma de exámenes para 33 pobladores del sector de Alto Mañihuales, en las cercanías de la Minera Nystar El Toquí, pero sin dar a conocer el resultado de éstos. En total son siete las personas que presentaron niveles, sobre la norma, de arsénico en su organismo y, en menor medida, de plomo, sustancias peligrosas para la salud humana y que podrían conllevar a diversas enfermedades, entre ellas cáncer.

Recordemos que en agosto del año pasado se encendió la alerta tras el hallazgo, por parte del Servicio Agrícola y Ganadero (SAG) de carne contaminada por metales pesados en el sector antes mencionado, esto tras una necropsia a una vaquilla muerta, luego que el lugareño Humberto Ramírez, alertara que seis de sus vacunos se encontraban enfermos, y en el caso del animal analizado, se encontró presencia de plomo y arsénico.

En la jornada de ayer, tras contactarnos con Gladys Vera, quien ha ejercido como vocera por parte de los pobladores del lugar, expresó que tras análisis toxicológicos de orina y de sangre practicados a la comunidad aledaña a la mina, se determinó que “son siete los pobladores afectados con la presencia de arsénico”.

Recordemos que el 12 de noviembre pasado, en un comunicado emitido desde la Gobernación de Coyhaique, se destacó una reunión que sostuvieron el propio gobernador López, con la Seremi de Salud, además del gerente general, de recursos humanos y el superintendente de medio ambiente de la empresa Nyrstar Minera El Toquí, representantes de las seremías de Minería y Medio Ambiente, además, concejal de la comuna de Aysén, Manuel Curinno, los presidentes de la junta de vecinos de Villa Mañihuales, del comité campesino y pobladores Alto Mañihuales, donde se destacó la toma de exámenes, no así el resultado de los mismos, quedando la duda de a quién se quiere proteger en definitiva.

Gladys Vera aseguró que “recibimos los resultados y lamentablemente para el grupo de pobladores hay que aceptar que salieron siete personas con resultados positivos con presencia de metales pesados en sus exámenes de polimetales, esa es nuestra

preocupación, ya que son muy elevados los niveles”.

Según explicó la vocera de los pobladores, están a la espera de acciones por parte de la Seremi de Salud Aysén que permitan determinar con exactitud las fuentes a las cuales están expuestas las personas que arrojaron positivo en los exámenes.

Añadió que “lo que nos comenta la Seremi de Salud es que todos tenemos niveles de plomo y arsénico en el cuerpo, a través de los alimentos, pero lo alarmante de esto es encontrar la fuente de exposición, acabarla y esos resultados los tendremos a fin de año según nos informaron”.

Autoridades no les informan de riesgos futuros

Uno de los aspectos “llamativos” es que, según expresa esta pobladora, de parte de las autoridades “se ha tomado la noticia de forma muy silenciosa, como un tabú, que no se puede hablar por el tema de la confidencialidad”.

Aseguró además que la autoridad sanitaria no ha expuesto sobre los perjuicios que podría acarrear para la salud, no así el Colegio Médico, quienes “nos han estado apoyando en toda esta situación, es muy importante recordar que si no fuera por ellos, por el Doctor Andrei Tchermitchin, ya que vinieron en enero a realizar un muestreo, nos explicaron los riesgos que trae la exposición a metales pesados”.

Las autoridades de salud, expresa la pobladora “aseguran que hoy en día estas siete personas están enfermas, pero nosotros sabemos los riesgos y no sabemos qué problemas puedan tener a futuro, porque hoy en día no presentan ningún síntoma, el problema va a estar en cinco o en 10 años más, es lo que queremos abordar pero al hablar con ellos no se profundiza”.

Medidas que no llegan

Es un tema que en el corto o mediano plazo está lejos de solucionarse, ya que según anunció Guillermo Olivares, gerente general de minera Nyrstar El Toquí, en comunicado enviado desde la Gobernación de Coyhaique, el plan definitivo de encapsulamiento de la corona del tranque está financiado para el año 2016, se compromete para el mes de Enero comenzar el cierre

definitivo, y evitar la polución. Esta tendría una inversión de 2 millones de dólares, aproximadamente, cumpliendo con esto el compromiso con la mesa. Estimando el término de faena en el mes de diciembre de 2016.

Ha pasado un año y tres meses desde que el poblador Humberto Ramírez alertara sobre la muerte y la enfermedad de sus animales. Comprobada la presencia de metales pesados como plomo, en músculos e hígado, además de arsénico, las autoridades han demorado todo este año en tomar medidas para la comunidad. Se anuncian campañas de educación pero sin que esto se concrete. Se anunció la venida del doctor Orlando Negrón Hékima, profesional de la Subsecretaría de Salud Pública del Ministerio de Salud y miembro de Comité de Expertos en Polimetales de la Red de Toxicología de Latinoamérica y el Caribe, para que entregue información y eduque a los participantes de la mesa tripartita que componen Gobierno, la empresa minera y los vecinos.

Respuesta de Seremi de Salud

La tarde de ayer, tras conocerse estos resultados, la Autoridad Sanitaria, encabezada por la matrona Ana María Navarrete, confirmó que tras los exámenes practicados “siete tuvieron resultados sobre la norma en arsénico, pero sin riesgos inminentes para su salud, ya que los análisis también arrojaron un comportamiento normal de sus sistemas, tanto renales, como hepáticos, sin alteraciones patológicas”.

“Es importante destacar que hemos podido llevar adelante este estudio en todos los vecinos y vecinas de Alto Mañihuales. El Instituto de Salud Pública nos acaba de entregar los resultados y se los hemos dado a conocer a los afectados. Quiero subrayar el trabajo sectorial realizado con el ministerio, el Instituto de Salud Pública, y las gestiones permanentes ante el nivel central. También destacar a los habitantes, con quienes hemos estado permanentemente comunicados a través de los profesionales de la Seremi, que se han desplegado en muchas ocasiones al sector”, expresó, sin referirse a los riesgos futuros que pudiera llevar la presencia de arsénico.

Finalmente, se indicó que se está a la espera de los resultados de la segunda muestra de control de arsénico inorgánico en orina.

Ilustración 6: Recorte de prensa [2]



9.2.2.2. PUERTO WILLIAMS

En el caso del ambiente de Puerto Williams, no se han identificado conflictos en la comuna, pero sí dos conflictos en la región: Uno de ellos latente y el otro activo. El conflicto activo está relacionado con la implementación de la Minería en Isla Riesco. Proyecto Mina Invierno (Isla Riesco).

Por otro lado, pero no sondeado aun por el mapa de conflictos socio ambientales del INDH, igualmente en la comunidad se ha identificado el conflicto naciente con las salmoneras noruegas, por las que en enero y marzo de este año la comunidad se ha manifestado. Este conflicto, de agudizarse, contemplaría el derecho de los pueblos indígenas a su autodeterminación, problemas de sanidad pública y el derecho a un medio ambiente libre de contaminación; poniendo en tensión el desarrollo de las áreas de Desarrollo Indígena, como en la que se sitúa la comunidad de Puerto Williams, y la comuna completa de Cabo de Hornos; razón por la cual recientemente se ha presentado un proyecto de ley que busca excluir las actividades salmonícolas en Reservas Nacionales, Forestales, de la Biósfera y en Áreas de Desarrollo Indígena.



Comparte: [Tweet](#)

COMUNIDAD YAGÁN Y VECINOS DE PUERTO WILLIAMS QUE PROTESTAN POR INSTALACIÓN DE SALMONERAS, ESPERAN LA VISITA DE LA INTENDENTA REGIONAL

Ilustración 7: Noticia de ITV, en que la comunidad Yagán explica razones de la protesta por la instalación de salmonicultoras
Fuente: [3]

9.2.3. PRESENCIA DE COMUNIDADES INDÍGENAS

La contextualización respecto de las comunidades indígenas resulta relevante en este caso, debido al artículo 6 del convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, sobre Pueblos Indígenas y Tribales en Países Independientes. Este tratado aborda los Derechos Humanos de los pueblos



indígenas y que ratificado por Chile durante el año 2008. Busca el respeto de las culturas y formas de vida de los pueblos originarios, y reconoce sus derechos sobre las tierras territorios, y recursos naturales, y prioridades en tanto procesos de desarrollo.

Particularmente, el antes mencionado artículo 6 de este convenio dice relación con la consulta indígena cuyo contenido es el siguiente:

Artículo 6, Convenio 169 de la OIT:

1. Al aplicar las disposiciones del presente Convenio, los gobiernos deberán:

a) consultar a los pueblos interesados, mediante procedimientos apropiados y en particular a través de sus instituciones representativas, cada vez que se prevean medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectarles directamente;

b) establecer los medios a través de los cuales los pueblos interesados puedan participar libremente, por lo menos en la misma medida que otros sectores de la población, y a todos los niveles en la adopción de decisiones en instituciones electivas y organismos administrativos y de otra índole responsables de políticas y programas que les conciernan;

c) establecer los medios para el pleno desarrollo de las instituciones e iniciativas de esos pueblos, y en los casos apropiados proporcionar los recursos necesarios para este fin. 2. Las consultas llevadas a cabo en aplicación de este Convenio deberán efectuarse de buena fe y de una manera apropiada a las circunstancias, con la finalidad de llegar a un acuerdo o lograr el consentimiento acerca de las medidas propuestas [4]

En este sentido y dependiendo del trazado de la implementación del proyecto de Calefacción Distrital, resultará pertinente el efectuar dicho proceso de consulta y para ello, resulta importante situar las comunidades indígenas presentes en cada localidad:

9.2.3.1. COYHAIQUE

De acuerdo a datos presentados en el Plan de Desarrollo comunal (PLADECO) en la comuna existen 4 asociaciones indígenas y 2 comunidades indígenas, tal como se puede apreciar en el siguiente cuadro que las describe:

Nombre agrupación	Personalidad jurídica	Tipo de agrupación	Sector
RAIDUANTUM	31	Asociación Indígena	Monreal
Asociación regional indígena XI Región	43	Asociación Indígena	Calle Portales S/N
Huilliche	225	Asociación Indígena	Serrano 515
Marimán	272	Asociación Indígena	Barrio seco



Mari ñir	743	Comunidad	Coyhaique
Llaipén Mariman	811	Comunidad	Barrio Seco

Fuente: [5]

Vale decir que estos datos fueron obtenidos del PLADECO de la Municipalidad, que a su vez fueron solicitados al Registro de Comunidades y Asociaciones Indígenas de CONADI, en septiembre 2013. El municipio comprende la relevancia de estos temas, por lo que además cuenta con un Consejo de organizaciones Sociales (COSOC) con un capítulo indígena.

9.2.3.2. PUERTO WILLIAMS

Particularmente la situación de Puerto Williams está estrechamente vinculada a la presencia indígena, ya que la comuna completa de Cabo de Hornos, en donde se ubica la Isla Navarino y la localidad de Puerto Williams, es un Área de Desarrollo Indígena (ADI), lo que constituye un Territorio habitado ancestralmente y de manera continua por el pueblo Yagán, desde hace más de 7.000 años. Así mismo, la Comunidad Indígena Yagán de Bahía Mejillones es propietaria de tres predios y que entre sus miembros se encuentran propietarios de terrenos ubicados dentro de los límites de la ADI, cuya superficie total aproximada es de 4.000 hectáreas.



Ilustración 8: Área de desarrollo Indígena de la comuna de Cabo de Hornos

Fuente: [16]

Las principales comunidades que circundan el proyecto son el asentamiento Yámana de Navarino, ubicado en el borde de Puerto Williams, en el sector de “Valle Ukika”, cuya antigüedad data de los años sesenta, por otro lado la comunidad de Bahía Mejillones, y la asociación Mapuche-Huilliche de Puerto Williams.



Es por lo anterior, que se considera que el proceso de Participación Ciudadana va a conllevar necesariamente un proceso de consulta indígena.

9.2.4. PRINCIPALES HALLAZGOS OBTENIDOS EN ENCUESTAS DE LAS COMUNAS DE COYHAIQUE Y PUERTO WILLIAMS

De acuerdo al proceso de levantamiento y análisis de información primaria, es decir, la encuesta efectuada con miras a estrechar el conocimiento de las localidades involucradas, es que se ha conseguido un acercamiento mayor con las opiniones de la comunidad respecto a las consideraciones generales del proyecto de Calefacción distrital.

9.2.4.1. COYHAIQUE

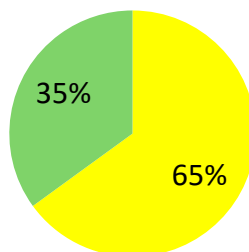
Según la encuesta llevada a cabo en el marco del presente proyecto, un 35% de las casas usan leña para cocinar, manteniendo prendidos estos equipos que no pueden ser substituidos *ni técnica ni culturalmente* por el sistema de calefacción distrital.

En todo proyecto de calefacción distrital se debe analizar la existencia de brechas para el desarrollo del mismo. En los proyectos de este tipo, la posibilidad de que los clientes presenten dificultades para conectarse al sistema de calefacción distrital.

A priori se identifican las siguientes barreras de tipo socio económico para la penetración de los sistemas distritales en Coyhaique:

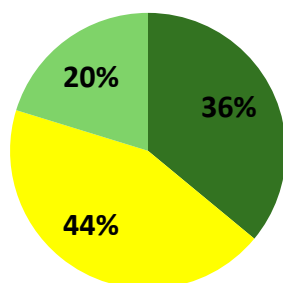
- 1) La estructura de la propiedad
- 2) El apego a la cocina de leña
- 3) El desconocimiento de esta solución
- 4) El desinterés en cambiar de sistema

En contrapartida, sí que existe una alta consciencia del problema de contaminación ambiental y la disposición a pagar más por la calefacción si esta es más limpia y confortable, tal como se observa en los dos gráficos siguientes:



■ Sí ■ No

Ilustración 9: Propensión al aumento del costo de la calefacción por sistema menos contaminante y más comfortable

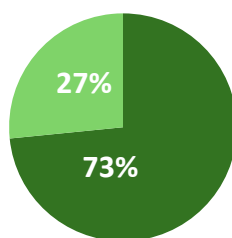


- Por comodidad/limpieza
- Para reducir la contaminación y cuidar el medioambiente
- Por el alto costo económico del actual

Ilustración 10: ¿Por qué se cambiaría de su actual sistema de calefacción?

A quienes se declararon “Muy interesados” o “Interesados”, se les preguntó por qué se cambiaría de su actual sistema de calefacción. Dentro de las razones más frecuentes, “para reducir la contaminación y cuidar el medioambiente” (44%) encabezó las respuestas, seguido de “por comodidad/limpieza” (36%) y el resto señaló “por el alto costo económico del actual” (20%).

Respecto a la estructura de la propiedad, Coyhaique presenta un alto porcentaje de hogares (73%) en los que los habitantes no son propietarios. Esto dificulta la toma de decisión de conectarse al sistema distrital, dado que se serializa la decisión en dos pasos, lo que requiere que ambos actores, propietario y usuario quieran conectar, la casa el primero, y su consumo, el segundo.



■ Arrendatario ■ Propietario

Ilustración 11: Relación de hogares con viviendas de la ciudad de Coyhaique

Respecto al uso de cocinas de leña, el gran apego cultural a las mismas, representa una barrera, especialmente si se pretende su eliminación mediante el sistema de calefacción distrital. Si la gente asocia la calefacción distrital con la retirada de las cocinas a leña, se generará una oposición importante a la primera. Por otra parte, el hecho de mantener la cocina a leña, obliga a mantener la compra y acopio de leña, lo que neutraliza una de las ventajas de la calefacción distrital, que es la eliminación de la leña y la suciedad asociada de la casa.

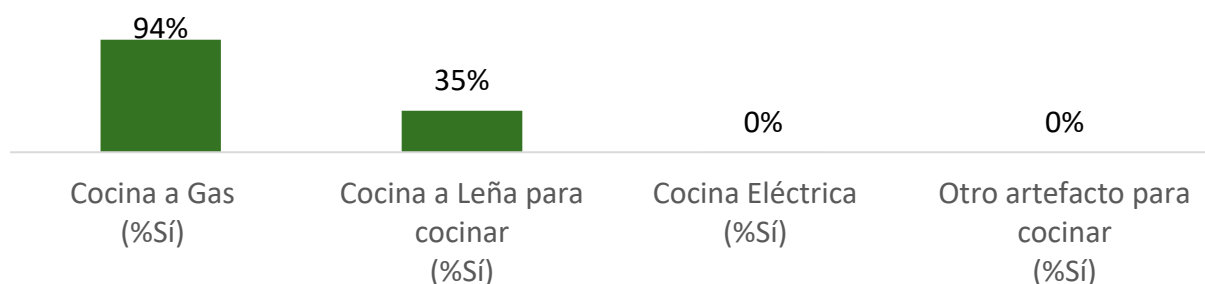


Ilustración 12: Artefactos utilizados para cocinar en la comuna de Coyhaique

Por otra parte, así como la práctica totalidad de las personas de Coyhaique conoce lo que es una estufa de pellet, sólo un 26% dice saber lo que es un sistema de calefacción distrital, y por lo tanto sus ventajas asociadas. Lógicamente este gran desconocimiento es una importante barrera a la aceptación de esta solución.

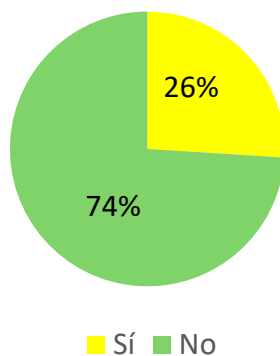
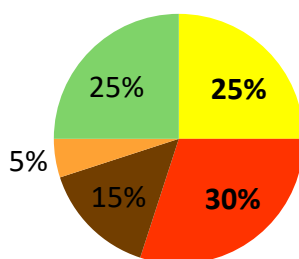


Ilustración 13: ¿Usted conoce o ha oído hablar del sistema de calefacción distrital?

Finalmente se ha identificado que un 55% de los encuestados está interesado o muy interesado en cambiar su sistema de calefacción, mientras que un 30% está poco o nada interesado. El 66% no se cambiaría el sistema porque le gusta el actual o por costumbre del mismo, mientras que un 38% no está dispuesto o nada dispuesto a incorporar un sistema de radiadores en su casa.



■ Muy interesado ■ Interesado ■ Indiferente ■ Poco interesado ■ Nada interesado

Ilustración 14: ¿Cuán interesado estaría de cambiar su actual sistema de calefacción?

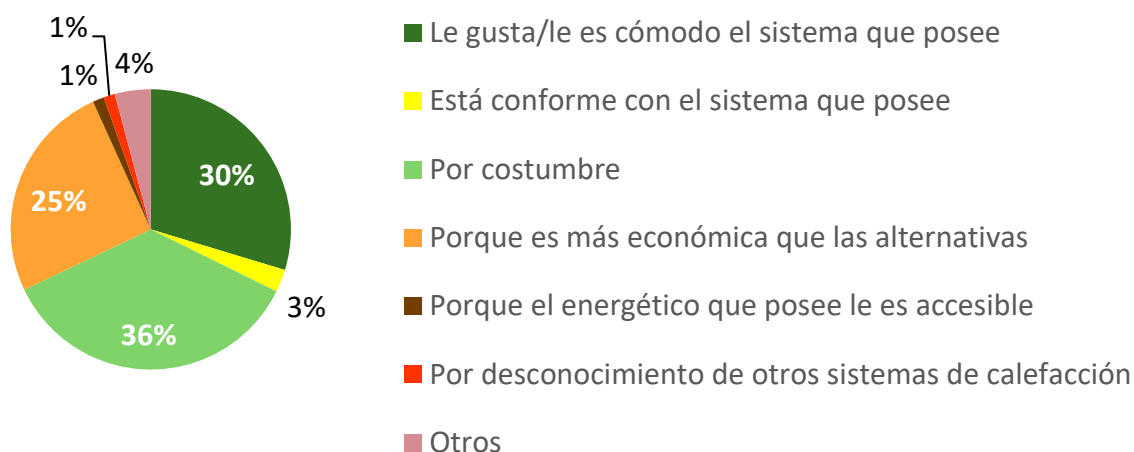


Ilustración 15: ¿Por qué NO se cambiaría de su actual sistema de calefacción?

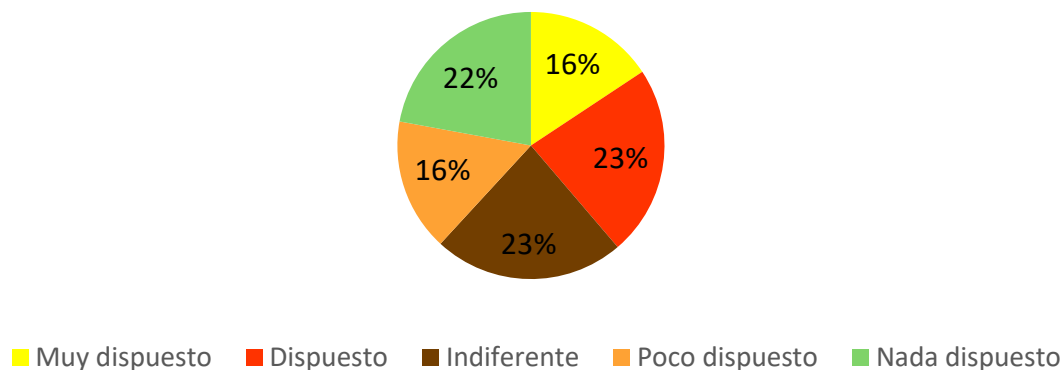


Ilustración 16: ¿Cuán dispuesto estaría de incorporar un sistema de calefacción a través de cañerías y radiadores en su hogar?

En síntesis, los principales temas a abordar mediante procesos de concientización serían entonces el focalizar el proceso de involucramiento mediante subsidios de la implementación de los sistemas de radiadores en las viviendas, como parte de la inversión inicial contemplada en el proyecto, abordando por el esa vía la ausencia de sistemas de radiadores en los hogares, y disminuyendo así la incidencia del factor económico de la decisión por parte de los propietarios de las viviendas.

Por otro lado, también el clarificar que, debido a la implementación de estos sistemas, y a pesar de que supone disminuir el impacto del beneficio para los hogares en tanto disponibilidad de espacio para almacenamiento de leña, como para la limpieza que supone la calefacción distrital, el no incorporar como requisito el retiro de las cocinas a leña de los hogares que se conecten, dado el



componente identitario/cultural que cumplen dichas cocinas en los espacios de los hogares de Coyhaique.

Por otro lado, se sugiere reforzar el factor de descontaminación que implica el sistema de calefacción distrital dada la aceptación que este aspecto tiene en la comunidad enfocarse en la generación de un acercamiento efectivo de la comunidad con la tecnología dado el alto desconocimiento de la misma.



9.2.4.2. PUERTO WILLIAMS

Desde un punto de vista técnico, la conexión de las viviendas de Puerto Williams al sistema de calefacción distrital no presenta ninguna dificultad añadida especial, más allá del requerimiento de abrir calles para llegar a las fachadas de las casas sobre las que se encuentran los actuales sistemas de producción de agua caliente sanitaria, sea calefón (35%) o termoacumulador (81%), en las que se instalará el sistema de interconexión.

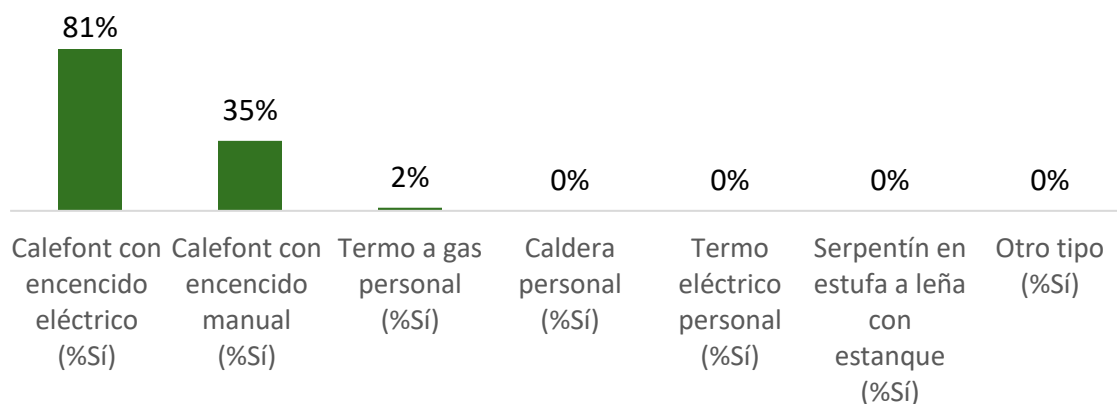


Ilustración 17: Medios de calentamiento de agua caliente sanitaria de Puerto Williams

Un 93% de las casas no disponen de sistema de radiadores para la distribución de calor de calefacción, lo que obliga a intervenir la práctica totalidad de éstas para, posteriormente, poder conectarlas.

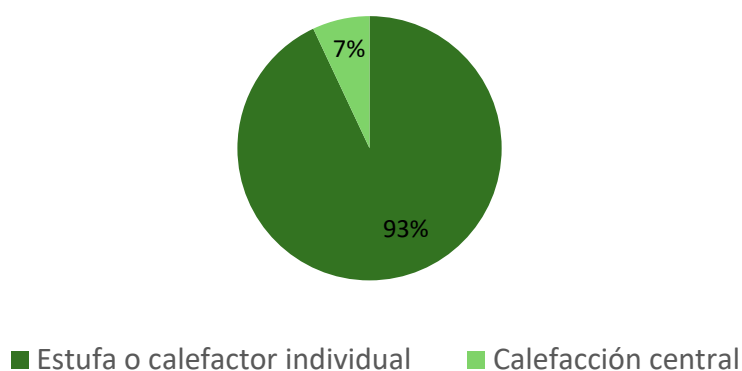


Ilustración 18: Tipo de Calefacción utilizados



En todo proyecto de calefacción distrital se debe analizar la existencia de brechas para el desarrollo del mismo. En los proyectos de este tipo, la posibilidad de que los clientes presenten dificultades para conectarse al sistema de calefacción centralizada.

A priori se identifican las siguientes barreras de tipo socio económico para la penetración de los sistemas distritales en Puerto Williams:

- 1) La estructura de la propiedad
- 2) El desconocimiento de esta solución
- 3) El desinterés en cambiar de sistema

En contrapartida, sí que existe una alta consciencia del problema de contaminación ambiental y la disposición a pagar más por la calefacción si esta es más limpia y confortable, sin embargo, el factor determinante es la comodidad y limpieza para estos casos, tal como se observa en los dos gráficos siguientes:

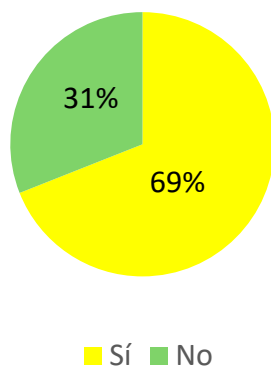


Ilustración 19: En relación al aumento del costo Por un sistema de calefacción menos contaminante y que le haga sentir más confortable ¿Estaría dispuesto a pagar más dinero que lo que paga actualmente?

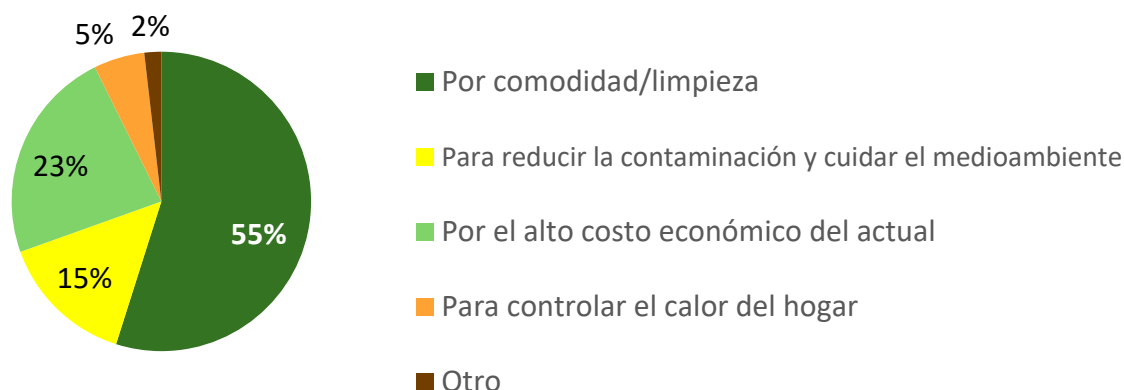


Ilustración 20: ¿Por qué se cambiaría de su actual sistema de calefacción?

Así, la comunidad se manifestaría a favor de la implementación de un sistema de calefacción central principalmente por la percepción de bienestar que trae asociada a la comodidad y limpieza, y luego por el alto costo económico de los sistemas de calefacción que manejan en la actualidad.

Estructura de la propiedad:

En la comunidad sólo un 32% de las viviendas son habitadas por sus dueños, y un 68% de ellas son arrendadas. Este fenómeno se explica en esta oportunidad por la gran presencia de familias vinculadas a la armada que habitan viviendas arrendadas por su empleador, lo que supone una facilidad a la hora de establecer los procesos de vinculación con el proceso, ya que a pesar de que existe un alto porcentaje de arrendatarios, la propiedad sobre estos hogares no se encuentra atomizada:

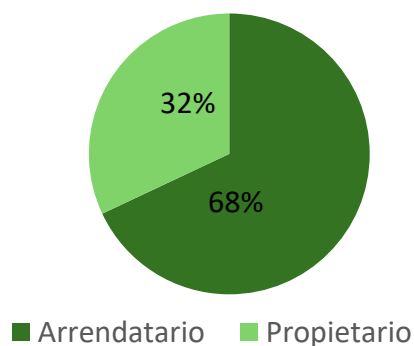


Ilustración 21: Relación de hogares con viviendas en Puerto Williams



En relación con el uso de calor para cocinar, en la ciudad utilizan casi un 100% de cocinas a gas, tal como se aprecia en el siguiente gráfico:

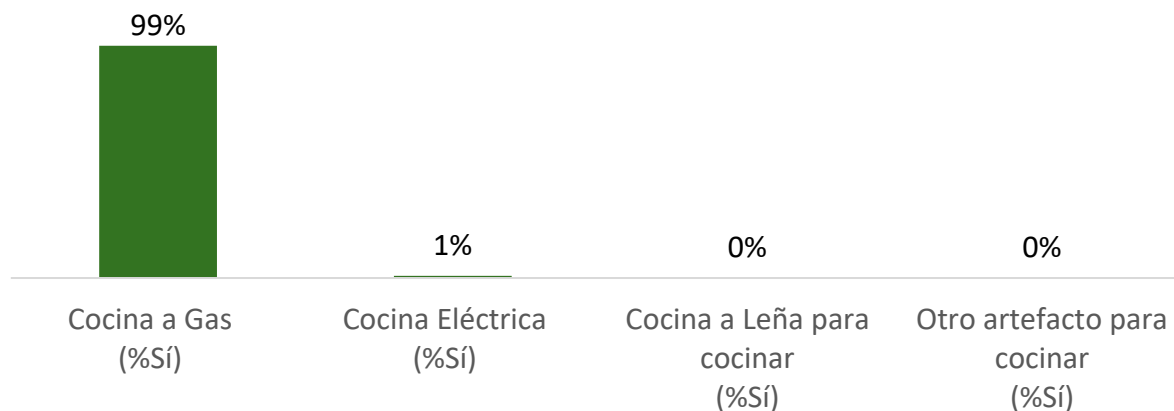


Ilustración 22: Instrumentos utilizados para cocinar

Por otra parte, así como la práctica totalidad de las personas de Puerto Williams conocen lo que es una estufa de pellet, sólo un 11% dice saber lo que es un sistema de calefacción distrital, y por lo tanto sus ventajas asociadas. Lógicamente este gran desconocimiento es una importante barrera a la aceptación de esta solución.

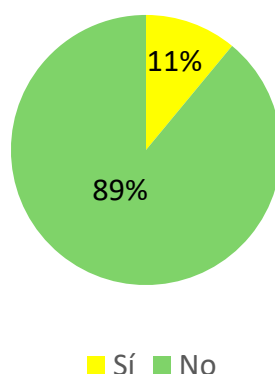


Ilustración 23: ¿Usted conoce o ha oído hablar del sistema de calefacción distrital?

Finalmente se ha identificado que sólo un 55% de los encuestados está interesado o muy interesado en cambiar su sistema de calefacción, mientras que un 30% está poco o nada interesado. El 62% no



se cambiaría el sistema porque le gusta el actual o por costumbre del mismo, mientras que un 39% no está dispuesto o nada dispuesto a incorporar un sistema de radiadores en su casa.

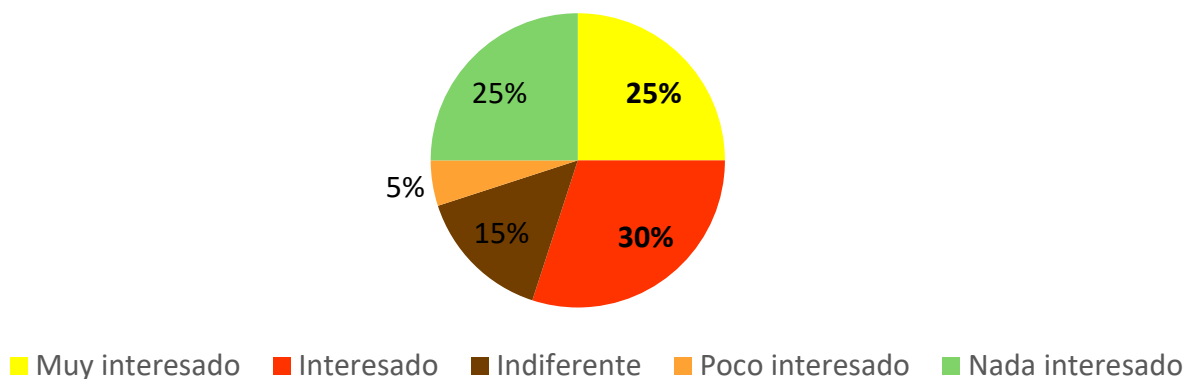


Ilustración 24: ¿Cuán interesado estaría de cambiar su actual sistema de calefacción?

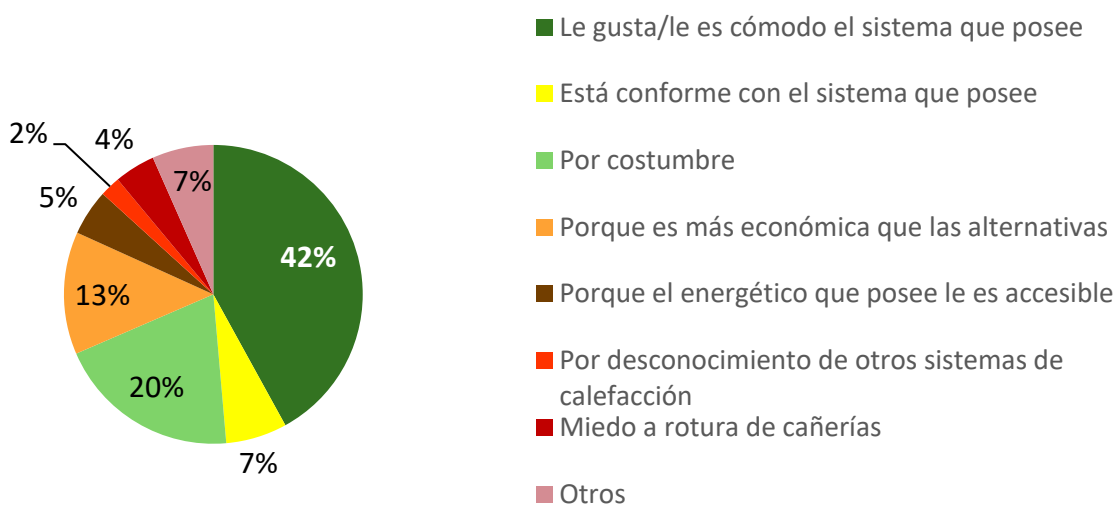


Ilustración 25: ¿Por qué NO se cambiaría de su actual sistema de calefacción?

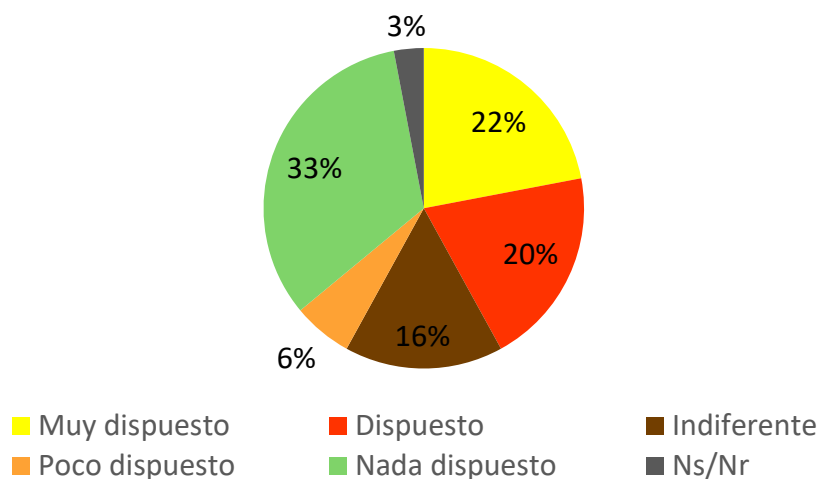


Ilustración 26: ¿Cuán dispuesto estaría de incorporar un sistema de calefacción a través de cañerías y radiadores en su hogar?

En síntesis, los principales temas a abordar mediante procesos de concientización serían entonces el focalizar el proceso de involucramiento mediante subsidios , ya que de esta manera se elimina una gran barrera de entrada a la participación del sistema, por la implementación de los sistemas de radiadores en las viviendas como parte de la inversión inicial contemplada en el proyecto, abordando por el esa vía la ausencia de sistemas de radiadores en los hogares, y disminuyendo así la incidencia del factor económico de la decisión por parte de los propietarios de las viviendas.

Por otro lado, se sugiere reforzar el factor de comodidad y confort térmico que implica el sistema de calefacción distrital dada la amplia aceptación que este aspecto tiene en la comunidad, por lo que enfocarse en la generación de un acercamiento efectivo de la comunidad con la tecnología dado el alto desconocimiento de la misma.

9.3. CONTEXTO TEÓRICO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MECANISMOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Para contextualizar teóricamente el proceso de participación ciudadana conviene establecer en qué modelo de participación se encontrará operando el proyecto, y para ello, conocer los modelos de participación ciudadana que existen, a grandes rasgos, y de acuerdo al Modelo desarrollado por la OCDE [6].

Cabe destacar que dada la naturaleza de los procesos de participación y de la elaboración de proyectos y políticas públicas, no todos los instrumentos requieren un mismo nivel de participación, y, por tanto, no atribuyen a la ciudadanía el mismo rol político en la toma de determinaciones de



dichos dispositivos [7]. En este sentido, es posible distinguir diferentes niveles o gradaciones de participación dependiendo del rol que juega la ciudadanía y entidades sociales en estos procesos.

Así se han definido los modelos Informativos, consultivos y de “Participación Activa”

1. Modelo informativo: Caracterizado por la presencia mayoritaria de instrumentos dirigidos a proveer de información a la ciudadanía. Es un modelo de participación basado, por tanto, en relaciones en un solo sentido: de la Administración hacia los ciudadanos.

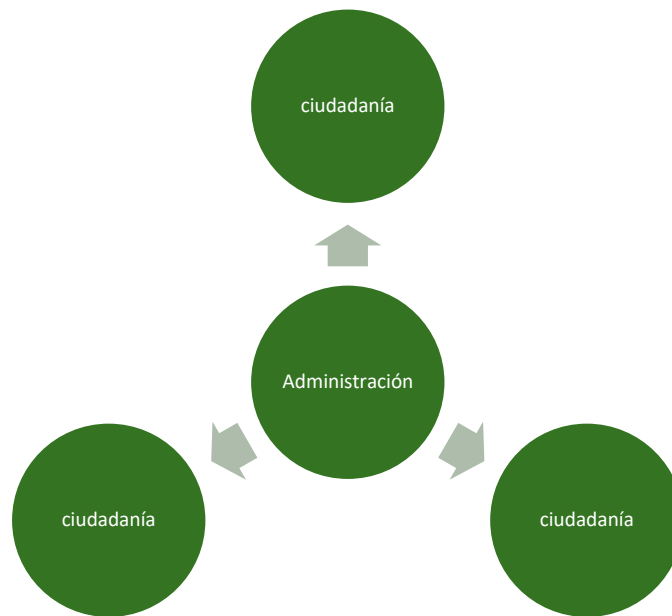


Ilustración 27: Relación entre Administración y Ciudadanía

2. Modelo consultivo. Este modelo se basa en relaciones de doble sentido, en las que los ciudadanos retroalimentan la acción de la Administración mediante un proceso de consulta, en el que aquéllos son invitados a opinar sobre cuestiones políticas concretas.

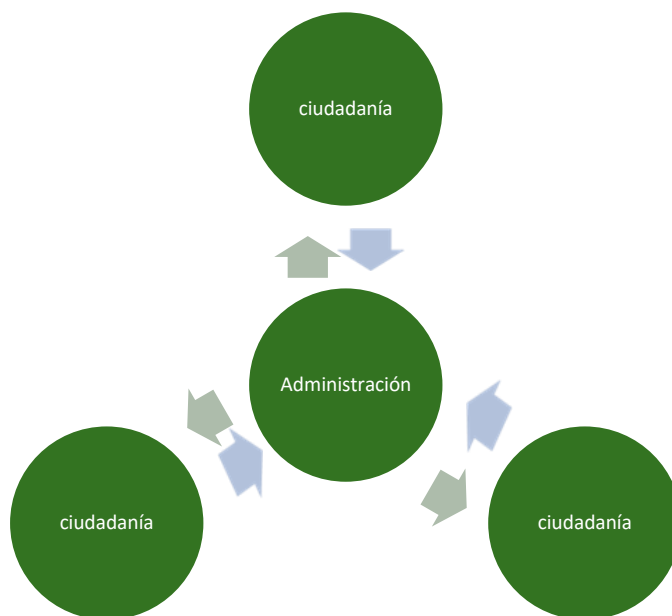


Ilustración 28: flujo de información en modelo de participación consultivo

3. Modelo de participación activa. Modelo en que se establecen relaciones permanentes, que evidencian una asociación entre el gobierno y la ciudadanía. Se reconoce la participación activa de la ciudadanía a la hora de establecer la agenda política y proponer alternativas, aunque la responsabilidad de las decisiones aún se encuentra en los espacios de gobierno.

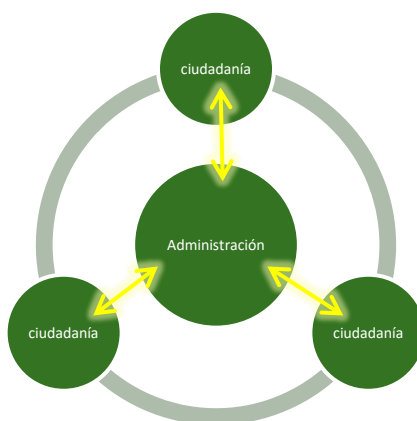


Ilustración 29: Relación y flujos informativos en modelo de participación activa

Es así, como entonces es posible ubicar cada instrumento de participación en un modelo en particular, tal como se aprecia en el siguiente esquema:

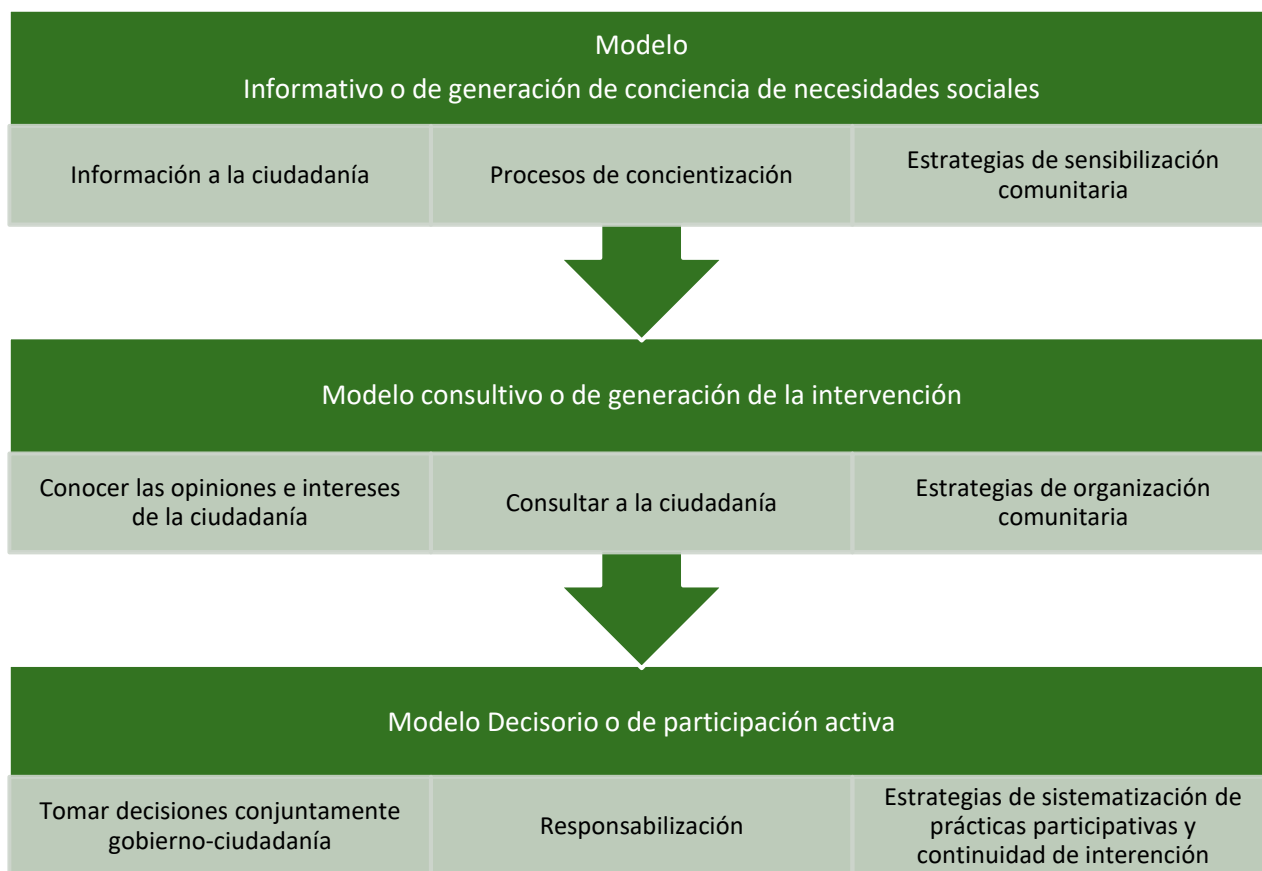


Ilustración 30: Niveles de participación ciudadana y acciones genéricas por modelo

Fuente: Elaboración propia con base en modelos de participación de la OCDE [6] y de preparación ciudadana para el Cambio [8]

Es así, como dado el interés y el objetivo de este proceso en particular, es que se han definido para esta metodología procesos que tienen que ver con el modelo informativo, dado que, la concientización aparece como el tema central a abordar por la propuesta metodológica.



9.4. CONDICIONES A CUBRIR POR LAS METODOLOGÍAS PRESENTADAS

9.4.1. COYHAIQUE

- 1) Dado que en la comuna existen conflictos ambientales relacionados con los Derechos a:
 - Un medio ambiente Libre de contaminación
 - La prevención y al tratamiento de enfermedades
 - Disfrutar la salud física y mental
 - El agua potable y saneamiento

Se sugiere enfocar también el proyecto de calefacción distrital a los temas directamente relacionados, como los tres primeros derechos que han sensibilizado a la comunidad durante el conflicto con la Minera El Toqui, y que además se verían reforzados por la implementación de sistemas de Calefacción distrital que disminuyan la contaminación tanto ambiental como intra-domiciliaria.

- 2) Se sugiere establecer un proceso de presentación del proyecto al COSOC Indígena presente en la comuna, para de esta manera establecer en conjunto con la institucionalidad Municipal y de los pueblos originarios la pertinencia de la realización de una consulta indígena.
- 3) Respecto de los Hallazgos de la aplicación de la encuesta aplicada por este estudio, se debieran abordar los siguientes puntos:
 - a.- El acercamiento de la tecnología a la comunidad permitiendo experimentarla,
 - b.- Desmitificación respecto a los costos del sistema,
 - c.- El mantenimiento de los aspectos culturales del uso de leña
 - d.- Fortalecer el aspecto relacionado con la descontaminación de la ciudad como principal punto por el proyecto busca ser exitoso.



9.4.2. PUERTO WILLIAMS

- 1) Dado que en la comuna no existen conflictos ambientales identificados por el mapa de conflictos socio ambientales del Instituto Nacional de Derechos Humanos, no se identifican aspectos sensibles respecto a derechos en juego por parte de la comunidad, pero de acrecentarse el naciente conflicto por las salmonicultras con la comunidad Yagan, podría identificarse como uno de los temas sensibles el respeto por las comunidades indígenas presentes en la comuna, y los derechos que le suponen el estar asentadas en áreas de desarrollo indígena.
- 2) Dadas la condición de Área de desarrollo indígena de la localidad se sugiere realizar un proceso de consulta indígena con las comunidades presentes en la localidad que circundan la ciudad de Puerto Williams, es decir, establecer un proceso con la comunidad Yagán de Bahía Mejillones y con la asociación Mapuche Huilliche de Puerto Williams.
- 3) En síntesis, se sugiere enfocar el mensaje enfocando el factor de comodidad y confort térmico que implica el sistema de calefacción distrital, dado que éste es el con mayor aceptación y valoración para la comunidad. Por ello, enfocarse en la generación de un acercamiento efectivo de la comunidad con la tecnología dado el alto desconocimiento de esta.
Finalmente, establecer un proceso de toma de decisiones centrada en el principal actor propietario de los hogares – la armada- para así aprovechar este factor de unidad en la propiedad de las viviendas de la localidad.



9.5. PROPUESTA METODOLÓGICA

Con el objetivo de dotar de legitimidad al proyecto de implementación de sistemas de Calefacción distrital, y cumpliendo con el objetivo de concientización es que se ha diseñado un proceso de participación ciudadana que involucre tanto a actores del sector social, público, académico y privado.

Para generar un acercamiento con dichos grupos, el proceso de participación ciudadana supone el generar una metodología pensando en un acercamiento a la tecnología del proyecto de manera incremental, para así buscar una comprensión profunda de lo que significaría la implementación de esta tecnología para los modos de vida y para el medio ambiente.

Para eso en una primera instancia, se propone la implementación de avisos radiales y por medio de periódicos locales que expliquen el proyecto abriendo el proceso de participación. En una segunda instancia se propone generar un Foro abierto, a efectuarse en las instalaciones de los respectivos Municipios presentes en ambos centros Urbanos.

En una tercera etapa, y a propósito del acercamiento que se espera lograr por medio de los medios de comunicación y el foro realizado se propone generar una ronda de reuniones para explicar el proyecto y aclarar dudas con representantes de las organizaciones sociales e indígenas presentes en las ciudades, para así resolver las dudas de la comunidad organizada en relación con la ejecución del proyecto.

De tal manera, que a grandes rasgos el proceso participativo sería más o menos de la siguiente forma:

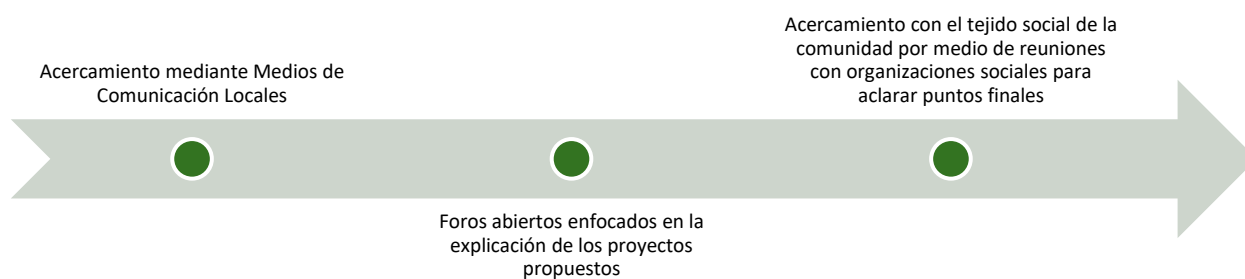


Ilustración 31: Proceso general de Participación

Así, la relación con el proyecto por parte de la comunidad, que, si bien se ha definido como Informativa, con acciones tendientes a la concientización de la comunidad, iría aumentando en cantidad de interacciones, y de modos de relación con la comunidad.

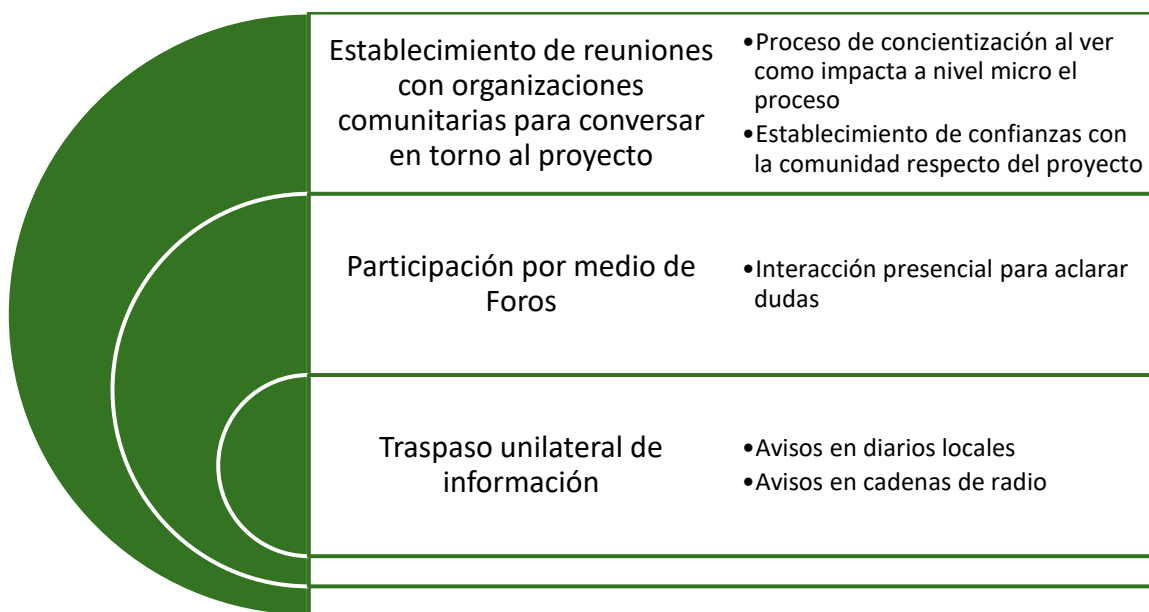


Ilustración 32: Variación de objetivos y posibilidad de comunicación con la comunidad local

Ahora bien, y dado el alto desconocimiento de las implicancias del sistema de Calefacción Distrital para los hogares de Coyhaique y Puerto Williams, es que se propone adicionalmente a la parte explicativa, y expositiva, instalar en las plazas de armas de ambos centro urbanos una “casa tipo” en la que la comunidad pueda experimentar y entender a cabalidad el funcionamiento de los sistemas de calefacción central, esto basado en la necesidad de brindar un sentido de realidad concreto a la comunidad respecto a cómo podrían cambiar/mejorar sus modos de vida con la implementación de estos sistemas. Esto, está basado en la necesidad de didáctica que supone un proceso de concientización exitoso, lo que se desarrolla en otros casos tales como las ferias de prototipos de viviendas sociales sustentables, como el caso de la “Villa Solar” en parque O’Higgins.



Ilustración 33: Casa sustentable en feria de eficiencia energética en la Araucanía





10. ANEXOS

10.1. LISTADO DE MEDIOS DE COMUNICACIÓN PRESENTES EN COYHAIQUE Y PUERTO WILLIAMS

10.1.1. COYHAIQUE:

Medios de comunicación

En Coyhaique se editan los dos [periódicos](#) de circulación regional: [El Diario de Aysén](#) y [El Divisadero](#), asimismo es sede de los canales de televisión regional Santa María Radio-TV y Rocco TV (canal 4).

Radioemisoras

88.5 MHz Nuevo Tiempo
89.1 MHz El Conquistador FM
89.5 MHz Corazón FM
90.3 MHz Radio Bío-Bío
90.9 MHz Radio Paraíso
91.3 MHz Radio Apocalipsis
92.9 MHz Radioactiva
94.5 MHz FM Dos
94.7 MHz Milenaria FM
95.3 MHz Coyhaique FM
95.9 MHz Estilo FM
96.5 MHz Los 40
97.1 MHz Radio Fenomenal
97.7 MHz Radio Ventisqueros
98.3 MHz Radio Corporación
99.3 MHz Arcoíris FM
99.9 MHz FM Virtual
100.5 MHz Radio Genial FM
101.5 MHz Radio Imagina



101.9 MHz Positiva FM

102.3 MHz Radio Santa María

103.3 MHz Radio Armonía

104.1 MHz Radio Agricultura

105.1 MHz ADN Radio Chile

105.5 MHz Radio Cooperativa

106.5 MHz Radio Pudahuel

Canales de televisión

3 TV+

4 Rocco TV

6 Canal 13

8 TVN

10 Mega

11 TV Aysén

12 Chilevisión TVD

6.1 Canal 13 HD

10.1.2. PUERTO WILLIAMS:

Radioemisoras FM:

98.5 MHz Radio Infinita

89.5 MHz Radio Navarino

Televisión abierta:

8 Televisión Nacional de Chile (con su filial regional Televisión Nacional de Chile Red Austral)

10 Canal 13



10.2. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Instituto Nacional de Estadísticas, «Resultados censo 2017,» 2018. [En línea]. Available: <http://resultados.censo2017.cl>. [Último acceso: 17 07 2019].
- [2] El Diario de Aysén, *Siete pobladores arrojaron positivo en muestras de arsénico y aseguran que autoridades no han informado de riesgos futuros*, Aysén, 2015.
- [3] ITV PATAGONIA, «Noticias ITV,» 28 enero 2019. [En línea]. Available: <https://www.itvpatagonia.com/noticias/comunidad-yagan-y-vecinos-de-puerto-williams-que-protestan-por-instalacion-de-salmoneras-esperan-la-visita-de-la-intendenta-regional/>.
- [4] Congreso de la república, *Decreto 236: CONVENIO Nº 169 SOBRE PUEBLOS INDÍGENAS Y TRIBALES EN PAÍSES INDEPENDIENTES DE LA ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DEL TRABAJO*, Valparaíso: Biblioteca Congreso Nacional, 2008.
- [5] Municipalidad de Coyhaique, *PLADECO*, 2014.
- [6] ORGANIZACIÓN PARA LA COOPERACIÓN Y EL DESARROLLO ECONÓMICO, «Citizens as partners. Information, consultation and public participation in policy-making,» París, 2001.
- [7] S. R. ARNSTEIN, «A Ladder of Citizen Participation,» *Journal of the Royal Town Planning Institute*, pp. 216-224, 1971.
- [8] I. H. D. S. F. J. G. A. & R. I. Maya Jariego, *Comunidades preparadas para la salud. Preparación comunitaria y práctica profesional de los trabajadores sociales de Atención Primaria en Andalucía*, Madrid: Bubok, 2010.
- [9] C. Pliscoff y J. P. Araya, «Las alianzas público-privadas como gatilladoras de innovación en las organizaciones públicas: Reflexiones a partir de la situación chilena,» *Revista Chilena de Administración Pública*, nº 19, pp. 173-198, 2012.
- [10] H. Robinson, P. Carrillo y C. J. y. P. M. Anumba, «Governance and Knowledge Management for Public-Private Partnerships. UK: Wiley-Blackwell,» 2010.
- [11] Dirección de Obras Hidráulicas, *SOBRE LA PROPIEDAD DE LOS SISTEMAS DE AGUA POTABLE RURAL*, Santiago, 2017.



- [12] EMERES, HISTORIA DE LA EMPRESA METROPOLITANA DE RESIDUOS SÓLIDOS-EMERES LIMITADA, Santiago, 2015.
- [13] G. G.-E.-C. Jaime Cataldo Uribe, «<http://recuwatt.com>,» Octubre 2014. [En línea]. Available: http://recuwatt.com/pdf/cataldo_jaime.pdf.
- [14] G. G. M. K. C. A. H. EBP Chile SpA, Estudio Normativo para la Calefacción Distrital en Chile, 2019.
- [15] G. G. C. A. H. EBP Chile SpA, «Estudio Normativo para la Calefacción Distrital en Chile,» Santiago, 2019.
- [16] Ministerio de Obras Públicas, *Informe de Sistematización Consulta Indígena – Convenio N° 169, OIT*, 2019.