

MAESTRÍA EN
ECONOMÍA Y POLÍTICA
ENERGÉTICO AMBIENTAL

Estudio de
prefactibilidad
para la instalación
de una **central
Termoeléctrica** a
base de **biomasa
forestal residual**
en San Carlos de
Bariloche

TESIS PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE “MAGÍSTER EN
ECONOMÍA Y POLÍTICA ENERGÉTICO AMBIENTAL”

ENTIDAD:

Universidad Nacional del Comahue y el Instituto de Economía
Energética IDEE/FB asociado a la Fundación Bariloche, Argentina.

ÁREA DE ESTUDIO:

Fuentes Renovables de Energía; Biomasa; Economía.

TÍTULO:

Estudio de prefactibilidad para la
instalación de una
central Termoeléctrica a base de
biomasa forestal residual
en San Carlos de Bariloche

INVESTIGADOR RESPONSABLE:

Ignacio **Sagardoy**

PERSONAL COLABORADOR:

DIRECTOR:

Federico **Lutz**

CO-DIRECTOR:

Gustavo **Nadal**

SEPTIEMBRE DE 2021

Aclaraciones, copyright, agradecimientos, etc.

Esta tesis, y la maestría no hubiera sido posible sin el apoyo de familia, amigos y amigas. A ellos y ellas este agradecimiento general, y en particular a mis compañeros y compañeras de la maestría, por los debates energéticos. A Bren, Dani, Fede y Ana, por las cenas y los hospedajes. A Pelu, por las horas de ruta y mates. A mi compañera Lucía, por el acompañamiento y la paciencia. Y a mi madre y mi padre, siempre apoyándome y creyendo en mí. A mis directores de tesis, por su acompañamiento y apoyo.

Otro agradecimiento también a la Municipalidad de San Carlos de Bariloche y para los colegas de Fundación Bariloche, CIEFAP, Fundación INVAP, INTA y CONICET, que generosamente compartieron información y tiempo para enriquecer este trabajo.



Licencia: este documento se puede distribuir, copiar y modificar libremente bajo los términos de la licencia Attribution-ShareAlike 4.0 International (CC BY-SA 4.0) de Creative Commons.

Si tiene una consulta, desea más información o quisiera disponer de las tablas utilizadas para elaborar este trabajo, por favor escriba a isagardoy@gmail.com



Índice



1. Introducción	23
1.1. Planteo del problema	25
1.2. Antecedentes	27
1.3. Objetivo del estudio	29



2. El sistema energético de San Carlos de Bariloche y alrededores	30
2.1. Descripción geográfica y demográfica	31
2.2. Demanda eléctrica en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi	36
2.3. Demanda de gas natural y gas licuado de petróleo en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi	46
2.4. Demanda de biomasa en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi	48
2.5. Proyecciones de la demanda eléctrica	51



3. Oferta de biomasa	53
3.1. Oferta local de biomasa apta como combustible de una central termoeléctrica	54
3.1.1. Oferta directa	55
3.1.2. Oferta indirecta	56
3.1.3. Oferta total de biomasa	58
3.1.4. Características de la biomasa	59



4. Alternativas tecnológicas y costos de inversión para centrales termoeléctricas a biomasa **63**

4.1. Alternativas tecnológicas	65
4.2. Centrales termoeléctricas con turbovapor	66
4.3. Estimación de potencias para central termoeléctrica con turbovapor	70
4.4. Costos de Inversión para una central termoeléctrica con turbovapor y cogeneración	72



5. Costos de operación y mantenimiento para una central termoeléctrica a biomasa **74**

5.1. Costos variables: aprovechamiento de biomasa mediante compra del combustible	76
5.2. Costos variables: aprovechamiento de biomasa mediante gestión directa de plantaciones forestales	77
5.2.1. Modelo teórico para estimar costos de biomasa por gestión propia	78
5.3. Costos variables: aprovechamiento de biomasa proveniente de corriente de residuos sólidos urbanos	85
5.4. Costos fijos y variables: Operación de la CT.	86



6. Marco normativo **88**

6.1. Normativa nacional	90
6.2. Normativa provincial en Río Negro	91
6.3. Normativa municipal en San Carlos de Bariloche	91



7. Análisis económico y financiero del proyecto	93
7.1. Ingresos por venta de energía	95
7.1.1. Ingresos por venta de electricidad	95
7.1.2. Ingresos por venta de calor	96
7.2. Análisis financiero del proyecto	98
7.3. Análisis económico del proyecto	101
7.3.1. Ingresos por Mercados de Carbono	101
7.3.2. Externalidad: gestión de los residuos sólidos urbanos	103
7.3.3. Externalidad: disminución del riesgo de incendio	103
7.3.4. Externalidad: mejora en el sistema eléctrico por aporte de potencia	105
7.3.5. Otras externalidades	106
7.4. Resultado de análisis económico del proyecto	109
7.4.1. Análisis económico I	109
7.4.2. Análisis económico II	109
7.4.3. Análisis económico III	114
7.4.4. Otros comentarios	114



8. Análisis ambiental	115
8.1. Gestión forestal sostenible	117
8.2. Emisiones de gases de combustión	117
8.3. Consumo de agua	118
8.4. Otros aspectos ambientales	118



9. Análisis de sensibilidad, análisis FODA y barreras	119
9.1. Análisis de sensibilidad	121
9.1.1. Remuneración de la venta de calor	121
9.1.2. Remuneración de la venta de electricidad	122
9.2. Análisis FODA	123

9.3. Barreras	124
9.3.1. Barreras financieras y económicas	124
9.3.2. Barreras técnicas y de capacidad	124
9.3.3. Barreras institucionales, políticas y regulatorias	124
9.3.4. Barreras socio-culturales, informativas y de concientización	125



10. Conclusiones **126**

Bibliografía **133**



Anexos **139**

Anexo 1. Datos poblacionales y demanda de energía en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	140
Anexo 2. Demanda de energía eléctrica per cápita en Argentina, San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	151
Anexo 3. Demanda de gas natural en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	154
Anexo 4. Modelo teórico de costos de gestión de plantaciones, chipeado y transporte.	157
Anexo 5. Modelo teórico de costos de gestión y transporte de residuos de poda y aserraderos.	164
Anexo 6. Modelo teórico de costos de operación de la central termoeléctrica.	168
Anexo 7. Proyectos y centrales de generación térmica y/o eléctrica a biomasa en la República Argentina.	171
Anexo 8. Proyectos y centrales de generación eléctrica a biomasa adjudicados en el programa RenovAr en la República Argentina.	178
Anexo 9. Modelo econométrico para estimar consumo y potencia máxima futura de electricidad en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	180
Anexo 10. Historia del suministro eléctrico en San Carlos de Bariloche.	191

Índice de cuadros y gráficos

Imagen 1.1.	
Acopio de material forestal en el CRUM.	26
Imagen 2.1.	
Ubicación relativa de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi en la región.	31
Tabla 2.1.	
Principales variables meteorológicas para San Carlos de Bariloche.	32
Imagen 2.2.	
Temperatura y precipitación media mensual en San Carlos de Bariloche	32
Imagen 2.3.	
Población total en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	34
Tabla 2.2.	
Población total en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	35
Imagen 2.4.	
Compra y Producción de Electricidad (MWh) registrada para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	37
Imagen 2.5.	
Potencia Máxima (kW) registrada para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	38
Imagen 2.6.	
Curvas de Carga para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, correspondientes a los meses de enero, mayo, julio y octubre de 2015. Unidad: [MW]	39
Imagen 2.7.	
Demanda de energía eléctrica per cápita (kWh/persona) para Argentina, San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	40
Tabla 2.3.	
Generación Eléctrica, Consumo de gasoil y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.	41
Imagen 2.8.	
Esquemas Unifilares de la Red Eléctrica Nacional, sector correspondiente a Río Negro y provincias limítrofes.	42
Imagen 2.9.	
Diagrama del sistema interconectado de la región en estudio, según proyecto de construcción de segunda línea de abastecimiento ALIPIBA y obras auxiliares.	43
Imagen 2.10.	
Obras en el sistema interconectado de la región en estudio, según proyecto de construcción de segunda línea de abastecimiento ALIPIBA y obras auxiliares.	45
Tabla 2.5.	
Consumo aproximado de GLP en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, año 2018.	47
Tabla 2.6.	
Precios relativos para distintos energéticos en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	49
Imagen 2.11.	
Precios relativos para distintos energéticos en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	49
Imagen 2.12.	
Demanda de energía eléctrica total (MWh) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.	51
Imagen 2.13.	
Demanda de energía eléctrica per cápita (MWh/persona) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.	52

Imagen 2.14.	Potencia eléctrica máxima (kW) en los diferentes escenarios para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	52
Imagen 3.1.	Pila de poda en la vía pública.	56
Imagen 3.2.	Caída de arbolado urbano sobre líneas aéreas de electricidad durante una tormenta invernal.	57
Tabla 3.1.	Volúmenes estéreos y oferta de biomasa indirecta de residuos de poda urbanos.	58
Imagen 3.3.	Rollizos, leña, astillas o chips, briquetas y pellets de madera.	59
Imagen 3.4.	Fracción morfológica del árbol y sus distintos usos y formatos.	60
Tabla 3.2.	Caracterización de la biomasa como combustible.	61
Imagen 3.5.	Factor de corrección aproximado del PCI de la biomasa en función del contenido de humedad en%	62
Imagen 4.1.	Ejemplo de eficiencias y pérdidas comparativas entre generación de electricidad y generación de calor independientes, y cogeneración.	66
Imagen 4.2.	Principales componentes del ciclo de generación con turbovapor.	69
Imagen 4.3.	Ciclo de cogeneración con extracción de vapor para el proceso.	69
Tabla 4.1.	Parámetros característicos para CT a Biomasa.	71
Tabla 4.2.	Rango de potencias eléctricas (MW) de la CT para Factores de Capacidad (FC) de 80%, 60% y 30%, y generación neta de electricidad estimada.	72
Tabla 4.3.	Rango de valores de costos de inversión por kW para centrales térmicas a biomasa.	73
Tabla 5.1.	Rango de valores para precios de referencia de biomasa forestal como combustible.	76
Tabla 5.2.	Volúmenes de biomasa total generados en podas y raleos en plantaciones sin y con manejo.	79
Tabla 5.3.	Biomasa total extraíble de plantaciones (incluye biomasa para dendroenergía y madera para aserrar) durante 20 años.	80
Tabla 5.4.	Cantidad de hectáreas intervenidas a lo largo de los 20 años del proyecto.	80
Tabla 5.5.	Cantidad y origen de la biomasa dendroenergética proveniente de plantaciones, a lo largo de los 20 años del proyecto.	81
Tabla 5.6.	Proporción y cantidad de biomasa residual para dos tamaños de centrales de generación termoeléctrica	81
Tabla 5.7.	Resumen de costos para biomasa proveniente de manejo de plantaciones, chipeado y transporte con tasa de 10%.	83

Tabla 5.8.	
Resumen de costos para biomasa proveniente de manejo de plantaciones, chipeado y transporte con tasa de 2%.	83
Imagen 5.1.	
Porcentajes de costos para biomasa proveniente de manejo de plantaciones, chipeado y transporte con tasas de 2% y 10%.	84
Tabla 5.9.	
Volumen de residuos de poda y aserraderos para la CT, por potencia de la CT y origen.	85
Tabla 5.10.	
Costos de biomasa proveniente de aserraderos y residuos de poda urbanos para la CT de 2 MW y 4 MW, con tasas de 2% y 10%.	86
Tabla 5.11.	
Detalle de costos unitarios y anuales para gestión y transporte de residuos de poda y aserraderos para abastecer una CT de 2 MW o 4 MW durante 20 años.	
Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.	87
Imagen 7.1.	
Elementos considerados en el análisis del proyecto de una central termoeléctrica para San Carlos de Bariloche.	94
Imagen 7.2.	
Potencias y precios adjudicados a Centrales Térmicas a biomasa en el Programa RenovAr.	95
Tabla 7.1.	
Ingresos anuales de la CT por venta de electricidad al Mercado Eléctrico Mayorista.	96
Tabla 7.2.	
Ingresos anuales de la CT por venta de calor a una demanda ubicada en proximidades de la CT.	97
Tabla 7.3.	
Flujo de fondos anuales y valor actual neto para los 20 años del proyecto de 2 MW con una tasa de 10%.	98
Tabla 7.4.	
Flujo de fondos anuales y valor actual neto para los 20 años del proyecto de 4 MW con una tasa de 10%.	99
Tabla 7.5.	
Flujo de fondos anuales y valor actual neto para los 20 años del proyecto de 2 MW con una tasa de 2%.	100
Tabla 7.6.	
Flujo de fondos anuales y valor actual neto para los 20 años del proyecto de 4 MW con una tasa de 2%.	100
Tabla 7.7.	
Generación de electricidad, gas natural equivalente por venta de calor, emisiones de CO ₂ e evitadas e ingresos por mercados de carbono.	102
Tabla 7.8.	
Ahorros en gestión de residuos sólidos urbanos debido al funcionamiento de la CT.	103
Tabla 7.9.	
Hectáreas de plantaciones forestales gestionadas (acumuladas) y valor por disminución de riesgo de incendio.	104
Tabla 7.10.	
Empleo directo generado por los proyectos de CT de 2 MW y 4 MW.	107
Tabla 7.11.	
Análisis económico para el proyecto de CT de 2 MW, contemplando externalidades por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, riesgo de incendio, y potencia eléctrica (7.3.4.a). Tasa 2%. Valores en (USD/año).	110

Tabla 7.12.	
Análisis económico para el proyecto de CT de 4 MW, contemplando externalidades por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, riesgo de incendio, y potencia eléctrica (7.3.4.a).	
Tasa 2%. Valores en (USD/año).	111
Tabla 7.13.	
Análisis económico para el proyecto de CT de 2 MW, contemplando externalidades por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, riesgo de incendio, y potencia eléctrica (7.3.4.b).	
Tasa 2%. Valores en (USD/año).	112
Tabla 7.14.	
Análisis económico para el proyecto de CT de 4 MW, contemplando externalidades por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, riesgo de incendio, y potencia eléctrica (7.3.4.b).	
Tasa 2%. Valores en (USD/año).	113
Imagen 9.1.	
Análisis FODA sintético. Fuente: elaboración propia.	123
Imagen 10.1.	
Grado de definición de proyectos.	128
Imagen 10.2.	
Cadena de valor forestal.	131
Tabla A1.1	
Población permanente y flotante de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	141
Tabla A1.2	
Visitantes Totales en San Carlos de Bariloche.	144
Tabla A1.3	
Compra, producción y venta de electricidad (MWh) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	146
Tabla A1.4	
Potencia Máxima (kW) registrada para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	147
Tabla A1.5.	
Curvas de Carga para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, correspondientes a los meses de enero, mayo, julio y octubre de 2015. Unidad: [MW]	148
Tabla A2.1	
Demanda de energía eléctrica per cápita (kWh/persona) para Argentina, San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	153
Imagen A3.1.	
Consumo total de Gas Natural Per Cápita (m ³ /persona.año) y Consumo de Gas Natural Per Cápita de usuarios residenciales (m ³ .persona.año)	156
Tabla A4.1	
Detalle de costos unitarios y anuales para el manejo de plantaciones para abastecer una CT de 2 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.	158
Tabla A4.2	
Detalle de costos unitarios y anuales para el manejo de plantaciones para abastecer una CT de 4 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.	161
Tabla A5.1	
Detalle de costos unitarios y anuales para gestión y transporte de residuos de poda y aserraderos para abastecer una CT de 2 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.	165
Tabla A5.2	
Detalle de costos unitarios y anuales para gestión y transporte de residuos de poda y aserraderos para abastecer una CT de 4 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.	167

Tabla A6.1	
Detalle de costos unitarios y anuales para operación de una CT de 2 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.	169
Tabla A6.2	
Detalle de costos unitarios y anuales para operación de una CT de 4 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.	170
Tabla A7.1	
Listado de Centrales Térmicas a biomasa operando con el SIN.	172
Tabla A7.2	
Generación eléctrica inyectada al SIN por Centrales Térmicas a biomasa.	174
Tabla A7.3	
Generación eléctrica inyectada al SIN por Centrales Térmicas a biomasa, potencia disponible y factor de planta.	175
Imagen A7.1	
Potencia instalada de Centrales Térmicas a biomasa operando con el SIN.	176
Imagen A7.2	
Generación eléctrica inyectada al SIN por Centrales Térmicas a biomasa.	176
Tabla A7.4	
Otros aprovechamientos de biomasa para generación térmica y/o eléctrica.	177
Imagen A9.1.	182
Tabla A9.1	
Tasas de variación promedio anual propuestas de población permanente, ingreso de turistas y TCRB para los tres escenarios (2019-2040).	184
Tabla A9.2	
Demanda proyectada de energía eléctrica total (MWh) y per cápita (MWh/persona) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.	185
Imagen A9.2.	
Demanda de energía eléctrica total (MWh) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.	186
Imagen A9.3.	
Demanda de energía eléctrica per cápita (MWh/persona) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.	186
Imagen A9.4.	
Modelo de potencia eléctrica máxima para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, años 1971-2018.	188
Tabla A9.3	
Prospectiva de potencia eléctrica máxima (kW) en los diferentes escenarios para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	189
Imagen A9.5.	
Potencia eléctrica máxima (kW) en los diferentes escenarios para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.	189
Imagen A10.1.	
Vista hacia el edificio de la Usina eléctrica de Bariloche, propiedad del Sr. Benito Boock (Actual Paseo de la Catedral). Fotógrafo: Pablo Mange (hijo). Año 1927.	192
Imagen A10.2.	
Vista aérea de la Usina de Puerto Moreno.	193

Imagen A10.3 (izquierda) e imagen A10.4 (derecha)	
Hojas de publicidad en la Memoria del Club Andino Bariloche de 1932-1933 y 1937-1938, respectivamente.	194
Imagen A10.5.	
Una de las turbinas hidráulicas y generadores en la Usina Puerto Moreno en 2021.	194
Imagen A10.6.	
Instalaciones de la Usina del Ejército Argentino en 2021.	195
Imagen A10.7.	
Extracto del Boletín Oficial de la República Argentina del 22 de febrero de 1950, en el cual se publica el decreto que ordena la expropiación de la Central Hidráulico-térmica de Puerto Moreno.	196
Imagen A10.8.	
Extracto del Boletín Oficial de la República Argentina del 24 de noviembre de 1950, en el cual se publica el decreto que deja sin efecto la expropiación de la Central Hidráulico-térmica de Puerto Moreno.	196
Imagen A10.9.	
Cartel en donde se funcionaba la Usina que abastecía de electricidad las instalaciones de la isla Huemul.	197
Imagen A10.10.	
Usina construida por Enrique Lunde e Ing. Napoleón Beveraggi para San Martín & Cía. Año de la fotografía (est.), 1950.	198
Imagen A.10.11.	
Boletín Estadístico de Electricidad. Dirección Nacional de Energía y Combustibles, 1957.	198
Imagen A10.12.	
Boletín Estadístico de Electricidad. Dirección Nacional de Energía y Combustibles, 1958.	199
Imagen A10.13.	
Boletín Estadístico de Electricidad. Dirección Nacional de Energía y Combustibles, 1962.	199
Imagen A10.14.	
Motor Mirrlees en Usina Ing. Pechón, 2021.	200
Imagen A10.15.	
Edificación donde habría funcionado la Usina del Hotel Llao Llao. Año (est.) 1950.	201
Imagen A10.16.	
Turbina a gas de aproximadamente 3 MW en Usina Ing. Pechón, 2021.	202
Imagen A10.17.	
Motor MAN en Usina Ing. Pechón, 2021.	203
Tabla A10.1	
Centrales y máquinas para generación de energía eléctrica en San Carlos de Bariloche y área de servicio de la CEB, año 2021.	204
Tabla A10.2	
Centrales y máquinas para generación de energía eléctrica en San Carlos de Bariloche y área de servicio de la CEB, año 2021.	205
Imagen A10.18.	
Central Térmica Bariloche.	206

Siglas y Acrónimos

ALIPIBA	Alicurá-Pilcaniyeu-Bariloche
AR\$	Pesos argentinos
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CAPEX	Inversiones en bienes de capital (del inglés Capital Expenditure)
CEB	Cooperativa de Electricidad de Bariloche Ltda.
CER	Certificado de Reducción de Emisiones
CH	Central Hidroeléctrica
CHP	Central de cogeneración (del inglés Combined Heat and Power)
CIEFAP	Centro de Investigación y Extensión Forestal Andino Patagónico
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CT	Central Térmica
EDERSA	Empresa de Energía Río Negro S.A.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ET	Estación Transformadora
EM	Estación de Maniobras
FAO	Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura
FC	Factor de Capacidad
FE	Factor de emisión
FODA	Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GN	Gas natural
GLP	Gas licuado de petróleo
GIRSU	Gestión Integral de los Residuos Sólidos Urbanos
IFC	Corporación Financiera Internacional
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina
INTA	Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria

ISO	Organización Internacional de Normalización
LAT	Línea de Alta Tensión
LMT	Línea de Media Tensión
MATER	Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable
MSCB	Municipalidad de San Carlos de Bariloche
NEA	Noreste argentino
OPEX	Costos de operación y mantenimiento (del inglés Operational Expenditures)
RSU	Residuos Sólidos Urbanos
RenovAr	Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables
PPA	Contrato de compra venta de energía (del inglés Power Purchase Agreement)
PROBIOMASA	Proyecto para la Promoción de la energía derivada de Biomasa
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPLIF	Servicio de Prevención y Lucha contra Incendios Forestales
USD	Dólares estadounidenses
VAN	Valor Actual Neto
VCU	Unidades Verificadas de Carbono
WISDOM	Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendrocombustibles (en inglés)

Unidades de medida

A	ampere
CO₂e	dióxido de carbono equivalente
dam³	decámetro cúbico
GWh	gigawatt hora
ha	hectárea
kcal	kilocaloría
kg	kilogramo
kHa	kilohectárea
km	kilómetro
kW	Kilowatt
kV	Kilovolt
l	litro

m	metro
mg	miligramo
mm	milimetro
MJ	megajulio
MW	megawatt
MWh	megawatt hora
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
TEP o tep	tonelada de petróleo equivalente
t	tonelada
°C	grado Celsius

Elementos y Compuestos Químicos

CH₄	metano
CO	monóxido de carbono
CO₂	dióxido de carbono
H	hidrógeno
N	nitrógeno
NO_x	óxidos de nitrógeno



Resumen ejecutivo

La ciudad de San Carlos de Bariloche, al igual que muchas otras ciudades de la República Argentina, no ha logrado hasta la fecha realizar una adecuada gestión de los residuos forestales y de poda. Por este motivo, en muchas oportunidades se incurre en el uso de quemas a cielo abierto que generan un impacto negativo en la calidad del aire y en la salud de la población.

De forma simultánea, en un importante porcentaje de las plantaciones forestales de la región no se realizan las labores y los mantenimientos periódicos indicados por las guías de manejo, lo cual genera un riesgo de incendio latente y produce una merma en el valor futuro de la madera al momento de la cosecha.

Esta biomasa que no es aprovechada y origina problemas de diversa índole podría ser utilizada para generar electricidad y calor de manera local mediante una Central Térmica, ayudando a resolver -aunque sea parcialmente- otro problema actual que enfrentan la ciudad y otras localidades cercanas.

El abastecimiento de energía eléctrica de San Carlos de Bariloche y otras localidades vecinas, depende de una única Línea de Alta Tensión proveniente de la Central Hidroeléctrica Alicurá. Dicha línea se encuentra cerca de su límite de capacidad de transmisión, por lo que se ha requerido hace alrededor de 10 años la instalación de una Central Térmica modular con motores diésel. Esta última inyecta energía en aquellos momentos en que la demanda eléctrica supera al abastecimiento en condiciones adecuadas mediante el interconectado nacional.

Mediante el uso de estudios recientes sobre la oferta de biomasa existente, se estimó que sería posible desarrollar una Central Térmica a biomasa con un tamaño aproximado de 2 a 4 MW de potencia eléctrica. Para esto se utilizaría como combustible los residuos forestales de la región, provenientes del manejo de las plantaciones, así como residuos de poda urbanos, residuos de aserraderos y otra biomasa similar.

Para realizar el análisis de prefactibilidad económica y financiera, se evaluaron los costos de capital (*CAPEX*) típicos para una Central Térmica a biomasa con tecnología de turbovapor y cogeneración. En el caso de los costos de operación y mantenimiento (*OPEX*), ante la complejidad e importancia que posee el aprovisionamiento de la biomasa en el desempeño técnico y económico del proyecto, se profundizó en el análisis de los costos involucrados en el mantenimiento de las plantaciones y en la logística necesaria para procesar y transportar el combustible dendroenergético.

En primera instancia se calcularon los flujos de ingresos y egresos para un horizonte temporal de 20 años con tasas de descuento de 10% y 2%, con ingresos provenientes de un contrato de venta de energía por 140 USD/MWh, similar a los observados en otros proyectos en los últimos años en Argentina. También se propusieron ingresos por venta de parte del calor residual de la CT, asignando un valor similar al del gas natural distribuido para grandes usuarios en San Carlos de Bariloche.

Los resultados financieros del proyecto, teniendo en cuenta los ingresos planteados en el párrafo anterior, y los costos (gestión y transporte de la biomasa, manejo de la CT, y costos financieros con una tasa del 10%), mostraron Valores Actuales Netos (VAN) negativos, de USD -7.200.730 y USD -13.183.597 para las CT de 2 y 4 MW eléctricos, respectivamente. Un cálculo similar, utilizando una tasa de 2%, arrojó VAN negativos de USD -4.487.267 y USD -7.280.349, para las respectivas centrales.

Dado los problemas ambientales, económicos y sociales que podría resolver un proyecto como el planteado, se analizaron y *monetizaron* también externalidades positivas del proyecto como: la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera en la generación eléctrica; la disminución en el riesgo de incendio en las plantaciones bajo manejo; la correcta gestión de los residuos de poda para las localidades involucradas; y la mejora en el sistema eléctrico local por el aporte de potencia.

Teniendo en cuenta estas externalidades, los resultados económicos del proyecto mejoran significativamente, con diferencias en función de la forma en que se calcularon los beneficios al sistema eléctrico local y regional. Para el proyecto de la CT de 2 MW se obtuvieron un VAN positivo de USD 123.623, y dos negativos, de USD -1.808.351 y USD -1.722.725. En el caso de la CT de 4 MW, también se obtuvo un VAN positivo de USD 1.941.431 y dos VAN negativo de USD -1.922.516 y USD -2.692.869. Todos estos escenarios se calcularon con una tasa de descuento anual de 2%.

En el análisis económico no fueron incluidos otros beneficios esperables que conllevaría el desarrollo de una CT a biomasa como la propuesta. Entre ellos se pueden mencionar: creación de empleo, puesta en valor de las plantaciones forestales, disminución de los cortes de luz por gestión deficiente del arbolado urbano, impacto positivo en la calidad del aire por evitar las quemas en el Centro de Residuos Urbanos Municipales y mejora en la seguridad energética local.

Al tratarse de un estudio de prefactibilidad, muchos aspectos poseen un nivel de incertidumbre alto. Sin embargo, en función de los resultados económicos y los potenciales beneficios directos e indirectos esperables, se concluye que podría ser viable un proyecto de estas características.

1.

Introducción



Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, de manera sostenible y moderna para todos y todas es uno de los postulados dispuestos por Naciones Unidas como Objetivos para el Desarrollo Sostenible (ODS) de la humanidad, formando parte de su Agenda 2030. Pese a ello, países de desarrollo medio¹, como es el caso de la República Argentina, en general encuentran problemas para la consecución de tales objetivos.

El contexto nos indica anticipadamente que, en general, en nuestro país se asignan recursos insuficientes a la gestión de los RSU. Esta última, además, suele estar signada por prácticas inadecuadas, principalmente en lo que respecta al manejo del residuo luego de su recolección (i.e., separación, reúso, reciclado y disposición final). Este fenómeno se observa en comunidades muy disímiles, por lo que se hace necesario pensar en nuevas estrategias, distintas a la compartimentación de los problemas, para que se alcancen soluciones efectivas.

Por otro lado, nuestro país en particular requiere² avanzar en la generación de electricidad mediante fuentes alternativas a los combustibles fósiles, y tiene posibilidades para hacerlo mediante una importante variedad de aprovechamientos en función de las características naturales y las actividades económicas que se desarrollan a lo largo y ancho del territorio. Si bien las mayores inversiones en energías renovables modernas están orientadas a la eólica y la solar fotovoltaica -en función de sus costos específicos-, existe una posibilidad en cuanto al uso de biomasa residual si se encadena con la resolución de problemas ambientales existentes. Este trabajo entonces buscará asociar ambos problemas, el ambiental y el energético, para estudiar mediante un caso específico la sinergia que podría lograrse en vistas a encontrar una solución común -técnica y económicamente viable- basada en la gestión de residuos forestales y foresto-industriales de la zona, para la producción energética.

La búsqueda de bibliografía y experiencias que motorizaron en un comienzo este trabajo indican que existe un significativo potencial para unir la gestión de los residuos sólidos a la generación de electricidad, lo cual incluso puede ser mejorado al combinar la generación de electricidad y calor [7]. A su vez, las experiencias en el aprovechamiento de biomasa mediante el Programa de Abastecimiento de Energía Eléctrica a partir de fuentes renovables (RenovAr³) y el MATER⁴ también evidencian las posibilidades del sector, presentando además una oportunidad de desarrollo local en una forma ambientalmente sostenible.

1 Según el documento "Informe Nacional sobre Desarrollo Humano 2017. Información para el desarrollo sostenible: Argentina y la Agenda 2030" elaborado por el Programa Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), "existen tres maneras distintas de medir el desarrollo de los países: el producto interno bruto (PIB), el Índice de Desarrollo Humano (IDH) y el Índice de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (IODS). Según dicho documento, la Argentina se encontraba en 2015 en el puesto 51 entre 183 países (PIB), 45 entre 188 países (IDH) y 43 entre 149 países (IODS). De esta forma, el país es clasificado como de "ingreso alto no OCDE" o formando parte del grupo de países con "upper middle income" según los rankings del Banco Mundial (data.worldbank.org) y, a su vez, está considerado como un país con un "alto desarrollo humano".

2 Según la Ley Nacional 26.190 "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica" (modificada por la Ley Nacional 27.191), se estableció como objetivo alcanzar una contribución de las fuentes de energía renovables del 8% al 31 de diciembre de 2017 y de 20% al 31 de diciembre de 2025.

3 <https://www.argentina.gob.ar/renovar>

4 Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable. <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/mater>

1.1. Planteo del problema

San Carlos de Bariloche es una ciudad intermedia⁵ en el límite este de la Cordillera de los Andes, con una población estimada para 2021 de 141.756 habitantes⁶, un crecimiento demográfico superior a la media nacional y una extensión de alrededor de 28.000 hectáreas. Si bien gran parte de su territorio está cubierto por bosques y matorrales, se posiciona como una de las ciudades más extensas de la República Argentina, una "ciudad extendida caracterizada por la baja densidad y configurada por fragmentos urbanos heterogéneos" [8]. Por su parte, la localidad de Dina Huapi, colindante a la MSCB, se estima que posee en 2021 una población estable de aproximadamente 5.289 habitantes⁷ y resuelve su suministro de electricidad y disposición final de residuos de la misma forma que San Carlos de Bariloche.

De acuerdo al último y más completo informe [76] sobre residuos sólidos urbanos de estas localidades, se generan más de 5.000 toneladas de residuos forestales o de poda anualmente (representa aproximadamente un 10% del total de residuos sólidos urbanos generados). Estos últimos, luego de muchos años durante los cuales se acopiaban y quemaban a cielo abierto en la zona de la antigua cantera municipal, pasaron a ser recibidos en el Centro de Residuos Urbanos Municipales donde también se depositaban en pilas y eran quemados a cielo abierto periódicamente⁸, generando la emisión de gases y material particulado que afecta directamente a la población que habita en los barrios que se encuentran a su alrededor. Además, las pilas de material acopiadas presentan generalmente otros residuos mezclados y al encontrarse en las inmediaciones de la disposición final de los residuos domiciliarios también se generan en ocasiones incendios no controlados⁹ de estos últimos, por lo que son emitidos al ambiente elementos muy nocivos para la salud de las personas.

Esta situación entra en conflicto directamente con lo establecido tanto por la normativa local¹⁰ como nacional¹¹ en términos generales y particulares, lo cual incluso ha resultado en la presentación de una acción de amparo ambiental colectivo¹², al que se le dio curso, y que aún no ha finalizado su tramitación judicial.

5 De 100.000 a 250.000 habitantes [8]. Ver también referencia bibliográfica [50].

6 Estimación elaborada a partir de los datos de INDEC y MSCB. Ver Anexo Datos Poblacionales y Demanda de energía en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

7 Ver nota al pie 6.

8 "Patricia Díaz, de Protección Civil, confirmó que en la noche del martes se realizó una quema controlada de ramas en el vertedero, para evitar su acumulación próximos al verano" <https://www.bariloche2000.com/noticias/leer/realiza-ron-quema-controlada-en-el-vertedero/101703>

9 <https://www.bariloche2000.com/noticias/leer/video-incendio-intencional-en-el-vertedero/122897>.
<https://www.rionegro.com.ar/nube-de-humo-cubre-varios-barrios-por-nuevo-incendio-en-el-basural-895470/>

10 La Carta Orgánica Municipal, en su Artículo 175 establece el derecho de todos los habitantes a gozar de un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y en el Art. 177 adhiere a la Ley General del Ambiente (Ley Nacional N° 25.675); la Ordenanza 2615-CM-15 obliga a la Municipalidad a adoptar medidas dirigidas a reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero; la Ordenanza 2062-CM-10 aprueba el Plan de Gestión Integral de Residuos Sólidos Urbanos para San Carlos de Bariloche, estableciendo pautas para el tratamiento y disposición final de los RSU e incluso propone que "un potencial objetivo, sujeto a factibilidad, es la producción de energía eléctrica a partir de la combustión de residuos forestales".

11 Ley General del Ambiente N° 25.675 resguarda el derecho a un ambiente sano al igual que la Constitución Nacional, la Ley Nacional N° 24.295 por la cual el país aprueba la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, entre otras.

12 <http://servicios.jusrionegro.gov.ar/inicio/comunicacionjudicial/index.php/noticias/item/1800-juzgado-ci-vil-nro-3-tramita-amparo-colectivo-por-contaminacion-del-medioambiente-ante-la-falta-de-tratamiento-de-residuos-por-parte-del-municipio-y-sus-derivaciones>

Imagen 1.1.

Acopio de material forestal en el CRUM.



Por otro lado, existen otras fuentes de oferta de biomasa potencialmente aprovechables para generación termoeléctrica¹³ que actualmente son asumidas únicamente como costos. Estos últimos, en algunas oportunidades se afrontan y son gestionados de alguna manera, como es el caso de la poda preventiva y de mantenimiento de líneas eléctricas aéreas, pero en otras ocasiones no existe gestión de dicho material, como ocurre con el mantenimiento de buena parte de las plantaciones forestales en la región andina de Chubut, Río Negro y Neuquén. Esto último trae como consecuencia la pérdida de valor de la madera que se podría extraer eventualmente, a la vez que aumenta el riesgo de incendios forestales en la región.

A esta situación respecto del manejo de residuos de poda y forestales deben sumarse las características del abastecimiento de energía eléctrica en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi. El suministro de este servicio esencial depende casi exclusivamente de una única línea de alta tensión (LAT) que forma parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se vincula con la Central Hidroeléctrica (CH) Alicurá. Además de la vulnerabilidad que significa un esquema de este tipo frente a salidas imprevistas o programadas de la LAT, la misma data de mediados de la década de 1980, y con el crecimiento de la demanda eléctrica local está comenzando a alcanzar sus límites técnicos de diseño en momentos de máxima carga.

¹³ La generación termoeléctrica refiere a un sistema de generación de electricidad basado en el uso de un combustible (puede ser renovable como la biomasa o no renovable como los combustibles fósiles o los combustibles nucleares) y la transformación de la energía en forma de calor a trabajo y finalmente a energía eléctrica.

1.2. Antecedentes

Los conflictos derivados de la falta de una gestión adecuada de residuos de poda y forestales han sido abordados en distintas oportunidades, motorizados por otros problemas más generales que enfrenta esta región, como lo son: la demanda de energía insatisfecha por parte de la población que no tiene acceso a la red de gas¹⁴ por motivos económicos o de déficit en la infraestructura; la desocupación laboral; y la falta de desarrollo de industria forestal. En ese sentido, se destacan dos iniciativas locales llevadas adelante por Fundación INVAP, el Centro de Investigación y Extensión Forestal Andino Patagónico (CIEFAP) y la provincia de Río Negro.

Hace aproximadamente cuatro años, la Fundación INVAP con financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), comenzó a trabajar en el proyecto denominado “Bioenergía Andina”¹⁵, cuyo objetivo es estudiar el uso actual y potencial de la biomasa forestal en San Carlos de Bariloche, y el desarrollo de nuevas cadenas de valor en torno a dicho recurso. También a nivel local se aprobó en 2014 la Ordenanza 2584-CM-14 que crea la Comisión de Promoción del Sector Foresto-Industrial. Producto de esta iniciativa, se realizó un análisis de la oferta y demanda de biomasa en la región cuyos resultados sirven como insumo fundamental para este trabajo, y más cerca en el tiempo se conformó una pequeña cooperativa (Eco Forestales¹⁶) para producir leña a partir de residuos de poda.

La provincia de Río Negro, por su parte, a través del CIEFAP, también se encuentra estudiando alternativas de aprovechamiento del recurso forestal y la biomasa disponible en la ciudad de San Carlos de Bariloche. En 2017, el gobierno provincial adquirió una caldera moderna¹⁷ que utiliza chips de madera como combustible para calentar agua, y la dispusieron en un sistema *contenerizado* transportable, de modo de utilizarla en forma demostrativa.

Incluso cuando estos abordajes no tienen necesariamente los mismos diagnósticos y propuestas, se observa en todos ellos una búsqueda de soluciones a problemas ambientales y/o energéticos, mediante un aprovechamiento de la biomasa mejor que el actual.

A nivel nacional también han existido importantes iniciativas que promueven el desarrollo de la cadena de valor de los recursos de biomasa nacionales, incluyendo su aprovechamiento energético, como los programas PROBIOMASA¹⁸ y el ForestAr^[30].

Se percibe en términos generales una triada, conformada por: la demanda de energía de calidad¹⁹ que no alcanza a ser plenamente satisfecha o que encuentra problemas para asegurar su abastecimiento; una

14 Ver descripción del sistema energético en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi en Capítulo 2.

15 <http://www.bioenergiaandina.org.ar/>

16 <https://www.facebook.com/ecoforestalbariloche/>

17 <https://www.rionegro.gov.ar/?contID=41639>

18 Proyecto para la promoción de la energía derivada de la biomasa <http://www.probiomasa.gob.ar/sitio/es/>

19 Las distintas fuentes de energía (electricidad, gas natural, GLP, leña, etc.) que se utilizan para satisfacer usos finales poseen cualidades como versatilidad (posibilidad de ser utilizados para varios usos: refrigeración, calefacción, en artefactos eléctricos, etc.), formato de consumo (por red, en garrafa, en trozos, etc.) y características ambientales (genera o no emisiones de gases de combustión y material particulado) que hacen que algunos energéticos se consideren de mayor calidad que otros. Generalmente, se considera a la electricidad como el energético de mayor calidad, seguido por el gas natural distribuido por redes.

gestión inadecuada de residuos de poda y forestales; y un interés en el desarrollo de alternativas de uso de la biomasa como combustible moderno²⁰. Esto último está motorizado muchas veces por la falta de acceso a otros energéticos con mejores prestaciones, pero también cada vez más por un interés en el aprovechamiento en forma sostenible de un recurso renovable.

Un párrafo aparte merece una cuestión no menor a tener en consideración cuando se promueve la masificación del uso de la biomasa como combustible, que es el potencial impacto en la calidad de aire que podría generarse de no mediar técnicas y tecnologías apropiadas, como se ha visto en comunidades en Chile¹⁵, cercanas geográfica y culturalmente a San Carlos de Bariloche.

Por otro lado, a través de programas como el RenovAr, el gobierno nacional ha impulsado desde 2016 el desarrollo de fuentes renovables de energía para la generación de electricidad con el objeto de aumentar el porcentaje de energía proveniente de dichas fuentes. Para ello ha establecido precios estímulo cuyos mayores valores son aquellos adjudicados a proyectos que utilizan biomasa y biogás²¹, y como resultado se han comenzado a instalar en el país pequeñas centrales que utilizan biomasa residual como combustible²². A este programa se le suma el MATER, el cual promueve la compra-venta de energía eléctrica de fuentes renovables entre agentes privados. El objetivo que se busca con estas iniciativas es que, tanto el país en general, como los grandes consumidores de energía en particular, alcancen los objetivos establecidos por las leyes de promoción de las fuentes renovables de energía, y se transite hacia un desarrollo más sostenible²³.

En una sociedad donde una necesidad tan relevante como el acceso a la energía tiene complejidades sociales, económicas y ambientales inter-relacionadas, las distintas respuestas a la problemática que se observan en los párrafos anteriores dan muestra de un creciente interés en encontrar mejores alternativas para el aprovechamiento de la biomasa tanto a escala de los hogares como en gran escala. Todas ellas buscan encontrar soluciones a restricciones (económicas o de oferta de combustible) y problemas ambientales comunes como es la gestión de los residuos y el cambio climático provocado por el aumento de las concentraciones de CO₂ en la atmósfera.

No se pretende con este trabajo encontrar una única respuesta para hacer frente a los desafíos actuales y futuros que supone la situación energética y socio-económica de la ciudad. Más bien, se cree que los resultados y conclusiones del estudio pueden llegar a ser parte de la solución, en el marco de una planificación energética integral que incluya otras alternativas de generación, transporte y consumo de energía.

20 Se describe de esta forma a usos más eficientes que los usos históricos como fogones, salamandras y otros similares.

21 Ver Anexo: Proyectos y Centrales de Generación Eléctrica a Biomasa adjudicados en el programa RenovAr en la República Argentina.

22 Ver Anexo: Proyectos y Centrales de Generación Térmica y/o Eléctrica a Biomasa en la República Argentina.

23 <https://www.odsargentina.gob.ar/Los17objetivos>

1.3. Objetivo del estudio

En función de la situación y los antecedentes mencionados previamente, en este documento se propone realizar la evaluación técnico-económica de un sistema de generación termoeléctrica, utilizando como combustible los residuos de poda y otros provenientes de la industria forestal en las localidades de San Carlos de Bariloche, Dina Huapi, y otras localidades cercanas, así como los que pudieran obtenerse de los raleos, apeos y manejo general de plantaciones forestales en la región.

La evaluación del proyecto deberá contemplar los costos asociados a la obtención del combustible, la logística y su gestión, la inversión necesaria en equipamiento, y los ingresos que pudieran generarse a través de la venta de energía eléctrica, y eventualmente calórica. Básicamente, la tesis buscará responder la siguiente pregunta de investigación: ¿es posible y conveniente -desde el punto de vista técnico, político, económico y ambiental- el aprovechamiento de la biomasa residual en una ciudad como San Carlos de Bariloche para la generación de electricidad?

En forma resumida se plantean los siguientes objetivos específicos:

Estudiar la situación actual de la demanda y la oferta eléctrica en la ciudad de San Carlos de Bariloche y realizar proyecciones a futuro bajo distintos escenarios.

Relevar y describir el sistema energético de la ciudad y alrededores.

Analizar oferta local de biomasa apta como combustible para una central térmica y las restricciones ambientales asociadas.

- Evaluar alternativas tecnológicas para obtener electricidad a partir de biomasa residual.
- Estudiar la cadena logística que va desde la generación de la biomasa como residuo hasta su uso como combustible.
- Relevar aspectos pertinentes de la situación actual de San Carlos de Bariloche en cuanto a la gestión de los residuos.
- Analizar problemas y/o barreras para la implementación de un proyecto de estas características.
- Analizar el marco normativo relevante en relación al estudio, así como el régimen fiscal aplicable.
- Analizar los costos y aspectos económico-financieros de un proyecto de las características propuestas.
- Plantear un proyecto apto para profundizar su evaluación e implementación efectiva.
- Evaluar posibles aspectos o beneficios intangibles sociales y ambientales.

2.

El sistema energético de San Carlos de Bariloche y alrededores



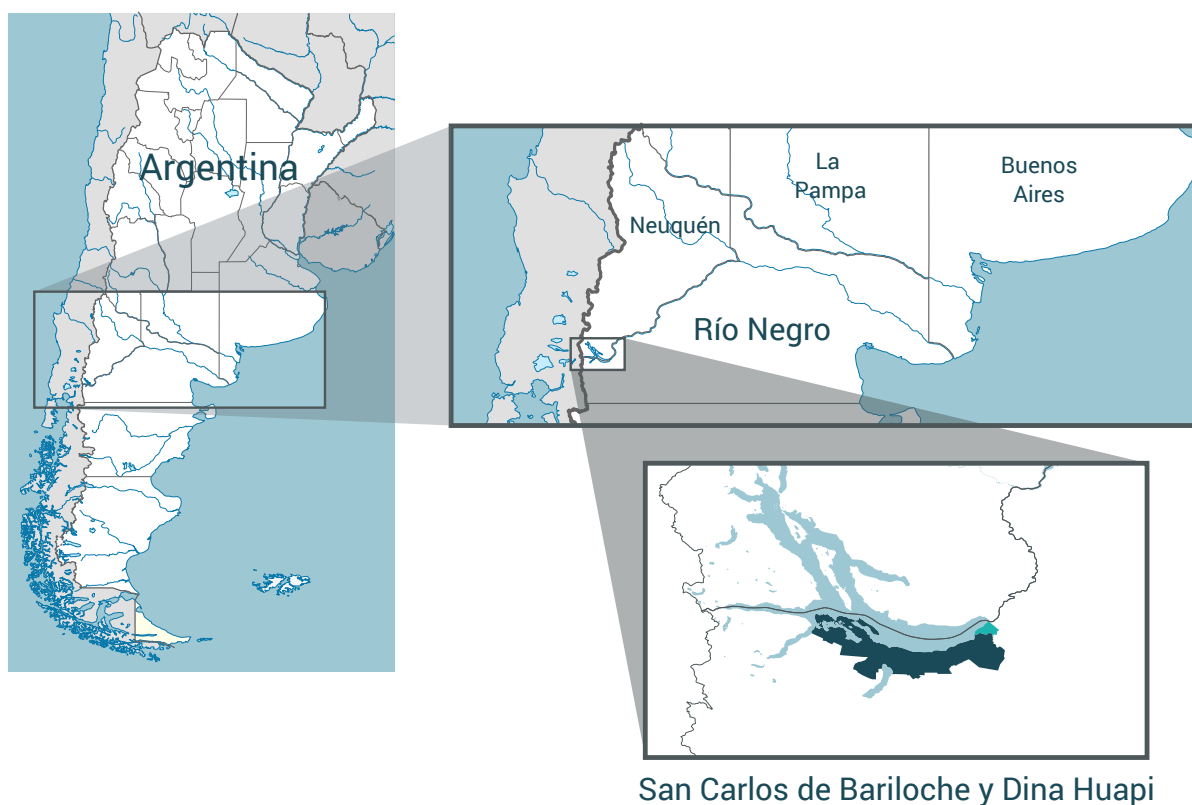
Ignacio Sagardoy

2.1. Descripción geográfica y demográfica

La ciudad de San Carlos de Bariloche y la localidad de Dina Huapi se encuentran en el norte de la Patagonia Argentina, en la margen sur del lago Nahuel Huapi, en una zona caracterizada como *ecotono*²⁴, dada la abrupta transición que se registra entre el ecosistema de Bosque Andino Patagónico en el extremo oeste de la ciudad y la Estepa que comienza a predominar al alejarse de la cordillera de los Andes.

Imagen 2.1.

Ubicación relativa de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi en la región.



Fuente: elaboración propia a partir del Instituto Geográfico Nacional (IGN).

²⁴ Un ecotono es una zona de transición entre comunidades bióticas diferentes y homogéneas, que produce un área de cambios abruptos en la vegetación, en general con mayor riqueza específica, y se caracteriza por ser un ambiente dinámico y fluctuante (Moreno Azocar L.).

Tabla 2.1.

Principales variables meteorológicas para San Carlos de Bariloche.

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temperatura Media (°C)	14,4	14,2	11,8	8,7	5,7	3,7	3	3,6	5,4	8,2	10,2	12,2	8,4
Temperatura Máxima Media (°C)	20,8	20,6	17,8	13,9	9,9	6,9	6,5	7,8	10,3	13,8	15,4	18,1	13,5
Temperatura Mínima Media (°C)	8,2	8,1	6,3	4	2,1	0,5	-0,3	0	1,1	3	4,8	6,6	3,7
Precipitación total (mm)	31,2	29,3	61,7	82,2	173,4	200,8	167,8	129	83,1	43	51,9	43,1	1096,5
Humedad relativa (%) ¹	60	62	67	74	81	84	84	81	75	68	63	61	78
Irradiación Global Diaria (kWh/m ²) ²	7,6	6,6	4,9	3,3	2	1,7	1,8	2,5	4	5,7	7,2	7,8	4,6

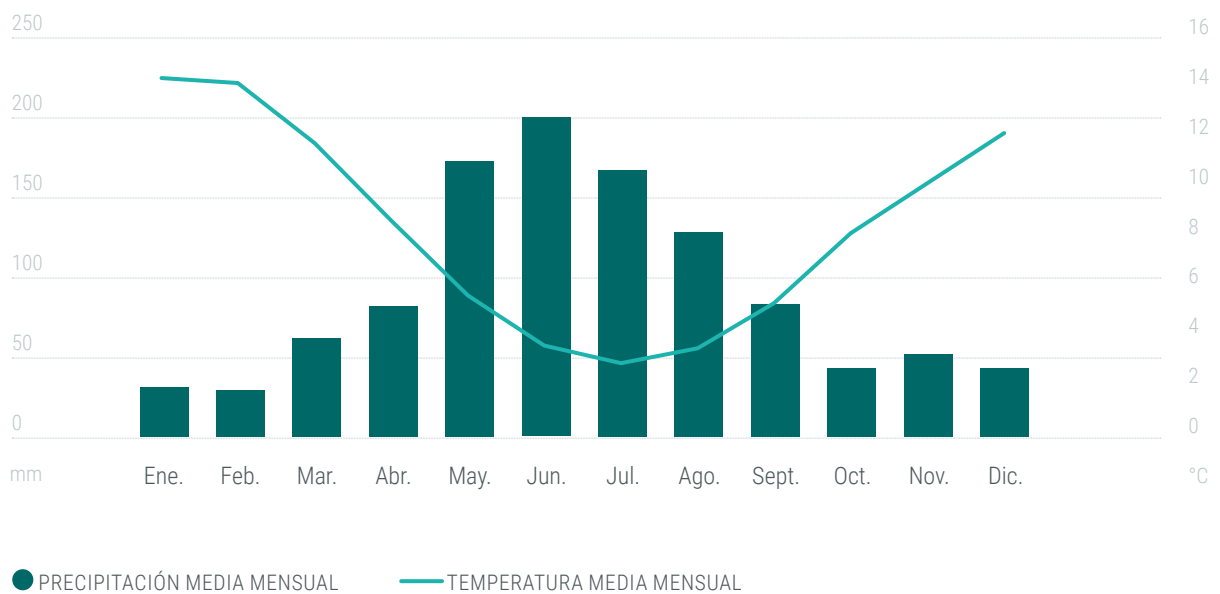
Fuente: caracterización Termopluviométrica de algunas estaciones meteorológicas de Río Negro y Neuquén. INTA, 2008.

1. Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), para zona del aeropuerto.

2. Fuente: Atlas de la energía solar de la República Argentina, Secretaría de Energía de la Nación.

Imagen 2.2.

Temperatura y precipitación media mensual en San Carlos de Bariloche



Fuente: caracterización Termopluviométrica de algunas estaciones meteorológicas de Río Negro y Neuquén. INTA, 2008.

Para el año 2021 se estima que las localidades mencionadas cuentan con una población permanente estimada en 141.756 y 5.289 habitantes, respectivamente. A esta población estable debe sumarse la significativa población variable que implica el turismo, una de las principales actividades económicas en estas localidades²⁵.

Tomando en cuenta los valores del sector turístico registrados en 2019²⁶, se observa que hubo en dicho año un total de 730.537 visitantes, con un mínimo mensual de 25.971 durante el mes de mayo y un máximo de 112.209 visitantes en julio. Si se tiene en cuenta la estadía media para cada uno de los meses, se puede estimar una población equivalente mensual que se suma a la permanente y que anualmente representa una población extra de 9.909 habitantes, con un mínimo de 3.982 en mayo y un máximo de 19.076 en julio. Podría decirse entonces que, en 2019, la infraestructura con la que cuenta la ciudad de S.C. de Bariloche tuvo que brindar servicios para un mínimo de 140.233 habitantes y un máximo de 155.327²⁷. A estos últimos deben sumarse, además, los usuarios de electricidad y gas distribuido de la localidad de Dina Huapi, con la que se comparte las redes de transporte y distribución.



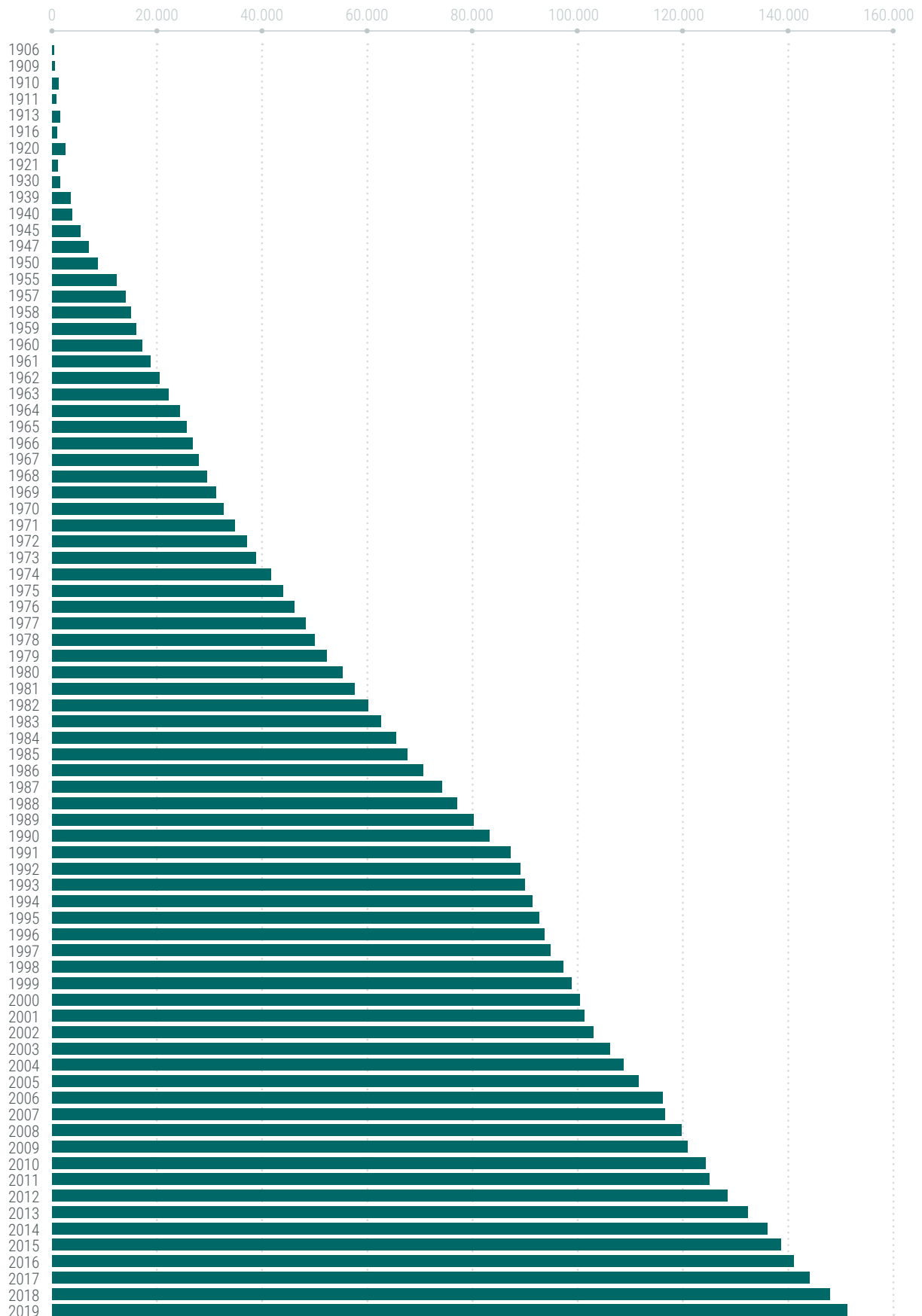
25 Kozulj 2016, Behnisch, 2017.

26 Datos bajados de los tableros estadísticos de la MSCB, 2020.
<http://www.bariloche.gov.ar/gobierno-abierto/datos-abiertos/estadisticas-turisticas/>

27 Ver Anexo 1: Datos Poblacionales en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Imagen 2.3.

Población total en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.



Fuente: elaboración propia a partir de Abalerón C.A., MSCB, INDEC. Nota: incluye, además de la población permanente, a la población flotante promedio anual estimada, ver detalle en Anexo 1.

Tabla 2.2.

Población total en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Año	Población total	Año	Población total	Año	Población total proyectada
1906	320	1981	57646	2020	154066
1909	568	1982	60236	2021	157142
1910	1250	1983	62574	2022	160278
1911	788	1984	65529	2023	163476
1913	1500	1985	67670	2024	166737
1916	900	1986	70611	2025	170062
1920	2500	1987	74212	2026	173452
1921	1000	1988	77121	2027	176910
1930	1500	1989	80242	2028	180435
1939	3500	1990	83243	2029	184030
1940	3858	1991	87379	2030	187697
1945	5424	1992	89240	2031	191363
1947	6910	1993	89972	2032	195099
1950	8674	1994	91458	2033	198907
1955	12215	1995	92747	2034	202789
1957	13963	1996	93736	2035	206746
1958	14930	1997	94929	2036	210779
1959	15964	1998	97345	2037	214889
1960	17070	1999	98870	2038	219080
1961	18652	2000	100474	2039	223351
1962	20380	2001	101432	2040	227705
1963	22213	2002	103052		
1964	24343	2003	106245		
1965	25557	2004	108774		
1966	26704	2005	111752		
1967	27937	2006	116274		
1968	29432	2007	116680		
1969	31234	2008	119815		
1970	32642	2009	121007		
1971	34825	2010	124411		
1972	37051	2011	125233		
1973	38802	2012	128625		
1974	41650	2013	132516		
1975	43903	2014	136216		
1976	46149	2015	138802		
1977	48258	2016	141188		
1978	49986	2017	144179		
1979	52230	2018	148084		
1980	55322	2019	151432		

Fuente: elaboración propia a partir de Abalerón C.A., MSCB, INDEC y elaboración propia. Nota: incluye, además de la población permanente, a la población flotante promedio anual estimada, ver detalle en Anexo 1.

La población estable o permanente de San Carlos de Bariloche ha aumentado de manera significativa en las últimas décadas, con tasas de crecimiento en el orden del 2% anual para los últimos 20 años, lo cual supera la tasa de crecimiento demográfico nacional²⁸. Hacia el año 2040 se proyecta²⁹ una población permanente de 206.511 habitantes. Dina Huapi, por su parte, se estima que alcanzaría en 2040 unos 8.412³⁰ residentes permanentes.

2.2. Demanda eléctrica en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi

La demanda de energía eléctrica de San Carlos de Bariloche fue abastecida hasta el año 1987 mediante generación local en usinas térmicas e hidráulicas, entre las que se destacaron la Usina de Puerto Moreno y la Usina Ing. Pechón³¹. Posteriormente, al concretarse la conexión al SIN, dichas usinas pasaron a tener un rol de reserva en el abastecimiento.



Turbina a gas en Usina Pechón, año 2021.

28 Los censos nacionales llevados adelante por el INDEC en 2001 y 2010 mostraron tasas de crecimiento anual medias de 1,01% y 1,14%, respectivamente, para la población argentina.

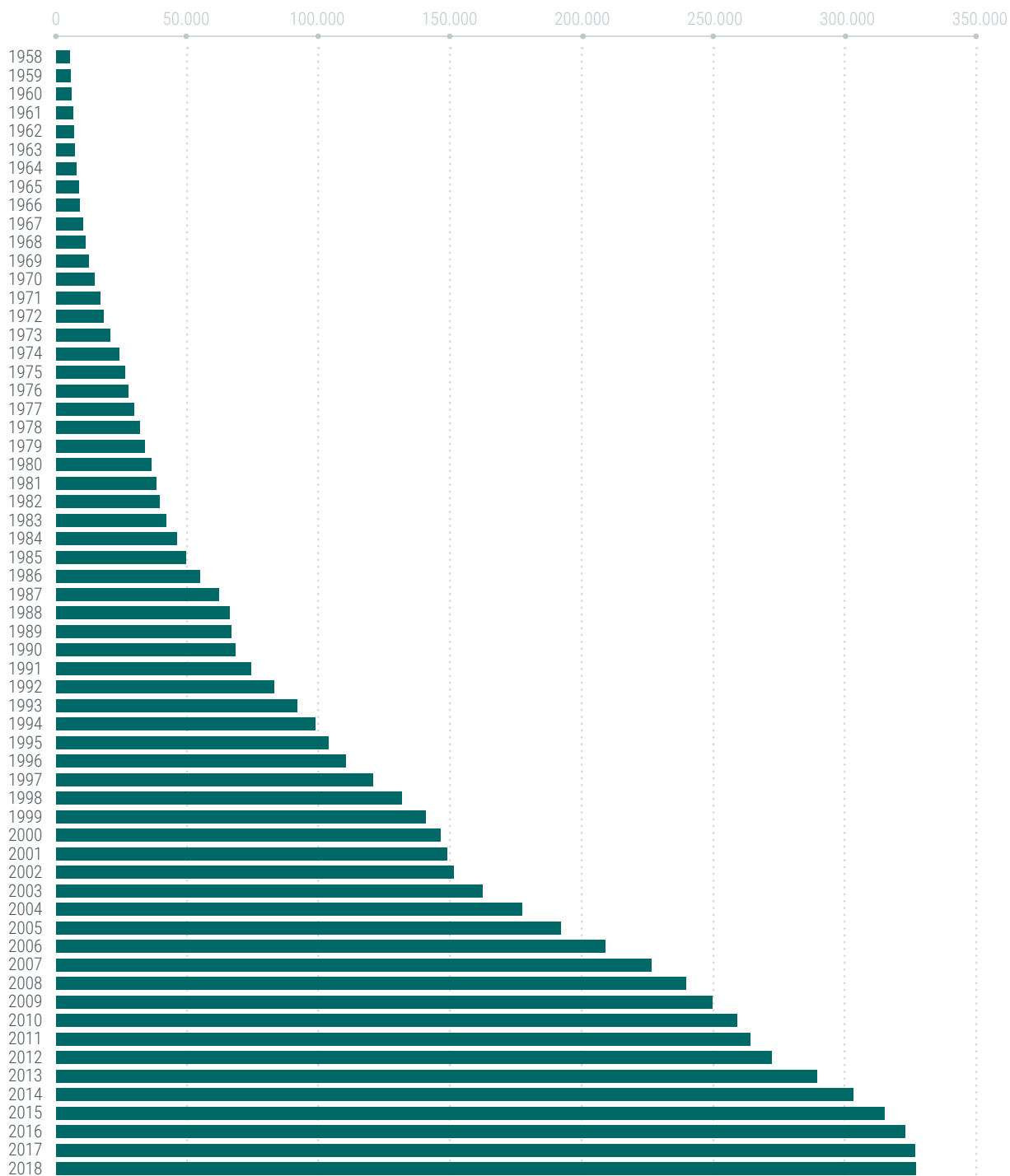
29 Elaboración propia a partir de una tasa de crecimiento anual propuesta de 2% anual entre 2020 y 2040. Para el período 2010-2020 se utilizaron valores propuestos por MSCB (tasa de 2,1% anual).

30 Elaboración propia a partir de tasas de crecimiento anuales propuestas de 4%, 3% y 2% para los períodos 2010-2020, 2020-2030 y 2030-2040, respectivamente.

31 Para más detalles, ver Anexo: Historia del Suministro Eléctrico en San Carlos de Bariloche.

Imagen 2.4.

Compra y Producción de Electricidad (MWh) registrada para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

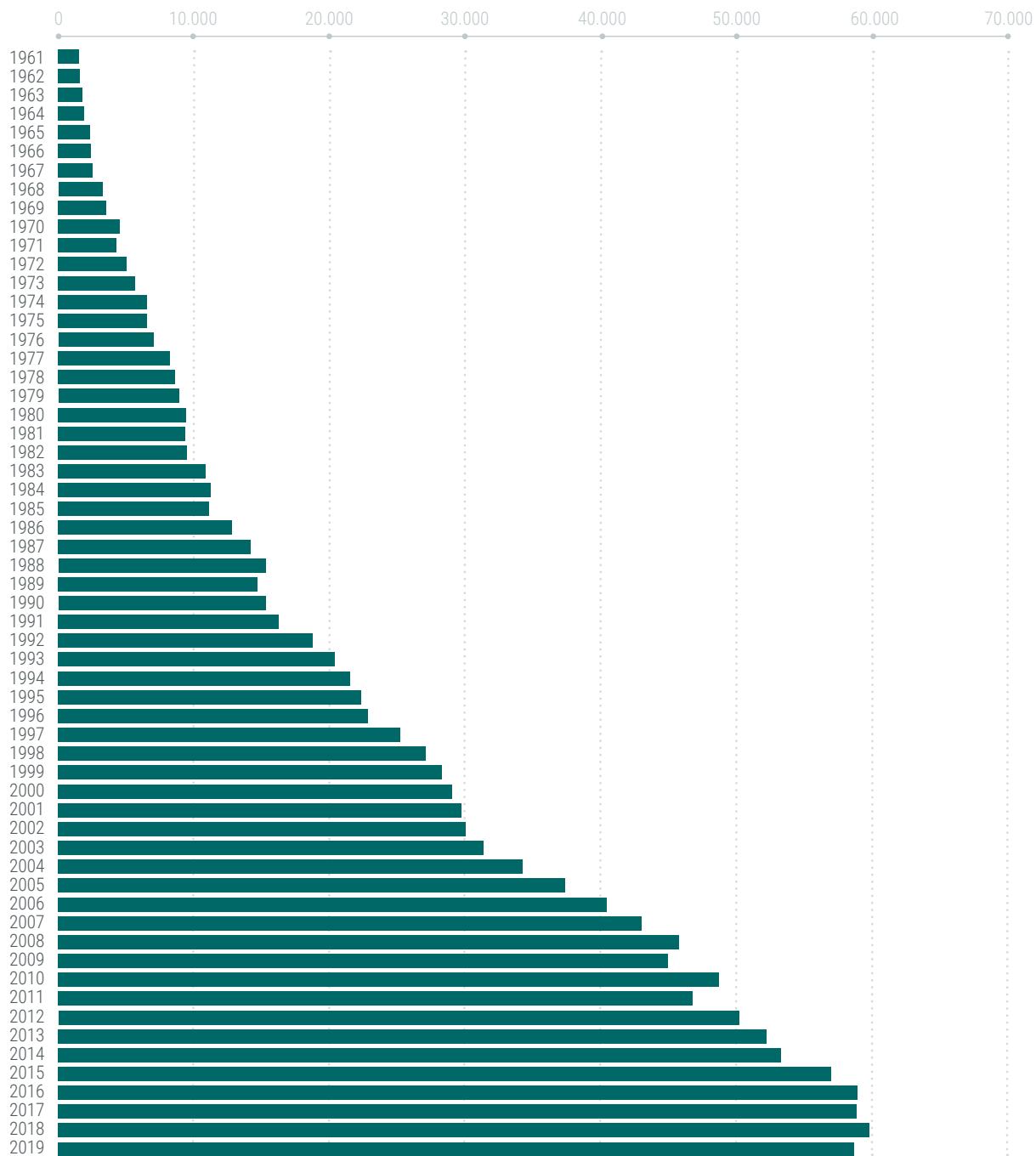


Nota: no se dispone de registros de potencia para el período previo a que la CEB comenzara a operar como agente distribuidor local.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CEB.

Imagen 2.5.

Potencia Máxima (kW) registrada para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

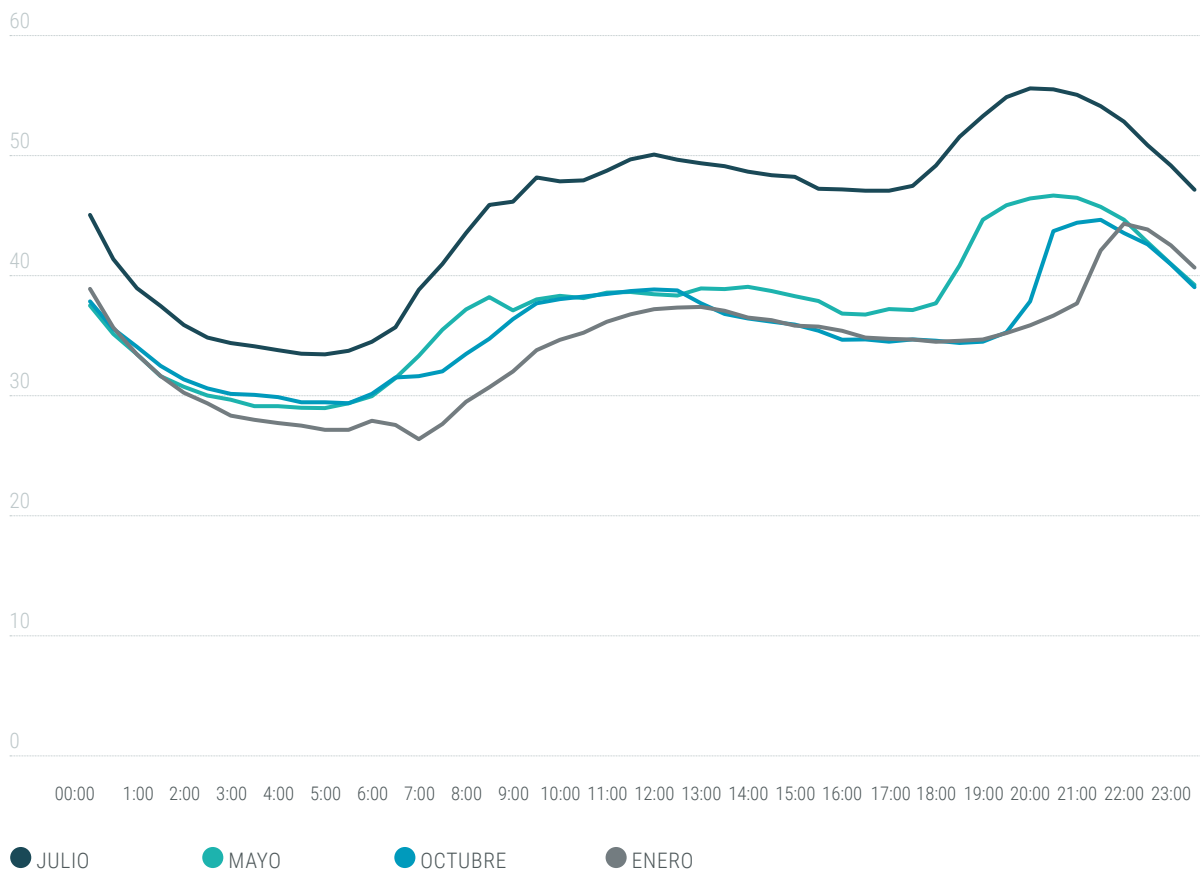


Nota: no se dispone de registros de potencia para el período previo a que la CEB comenzara a operar como agente distribuidor local.

Fuente: CEB.

Imagen 2.6.

Curvas de Carga para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, correspondientes a los meses de enero, mayo, julio y octubre de 2015. Unidad: [MW]

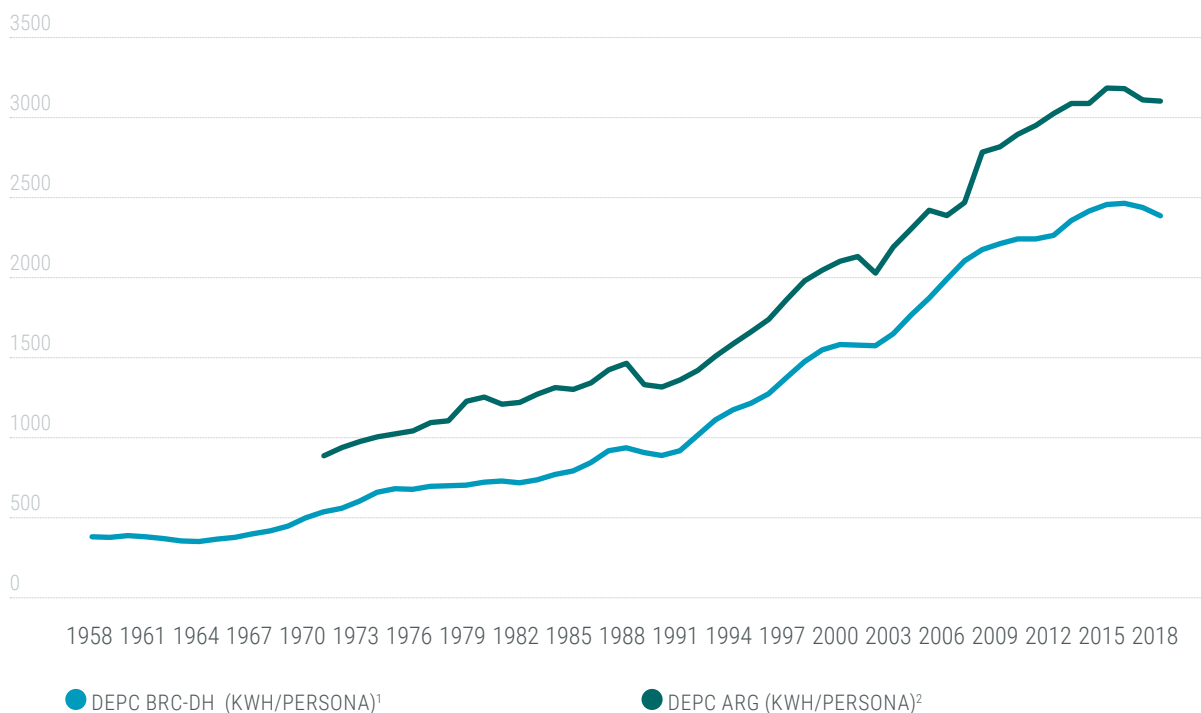


Nota: Estas curvas de carga fueron reconstruida mediante la vectorización del gráfico la que se tuvo acceso por lo que es una aproximación. Al compararse con los datos reales de la curva de julio, se observó una diferencia menor al 1%.
 Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CEB.

La ciudad, junto con las localidades de Dina Huapi y Villa Mascardi, se encuentra en un extremo de la red eléctrica interconectada nacional, dependiendo de una única línea de alta tensión de 132 kilovolt (kV) proveniente de la Central Hidroeléctrica Alicurá, denominada ALIPIBA (Alicurá-Pilcaniyeu-Bariloche). Cuenta además con una reserva de grupos diésel transportables que suman 20 megawatt (MW) de potencia, instalados originariamente de forma temporaria cerca de la Estación Transformadora Bariloche.

Imagen 2.7.

Demanda de energía eléctrica per cápita (kWh/persona) para Argentina, San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.



1. Demanda de Energía Eléctrica Per Cápita para población permanente en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi

2. Demanda de Energía Eléctrica Per Cápita para población total de la República Argentina.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CEB, MSCB, CAMMESA e INDEC, excepto datos para Argentina (1971-2008) cuyos valores son los publicados por el Banco Mundial.

El sistema de transmisión ALIPIBA tiene dos tramos con características distintas, uno entre la CH Alicurá y la ET Pilcaniyeu, y otro entre esta última y la ET Bariloche. El tramo de 86 km entre la ET Alicurá y la ET Pilcaniyeu es de aluminio y alma de acero con sección 300/50 mm² (sección externa e interna), diámetro aproximado de 24,5 mm y soporta una corriente de 650 A³². Por su parte, el tramo de 37 km entre Pilcaniyeu y San Carlos de Bariloche es de similares características constructivas, pero con una medida de 185/30 mm², diámetro aproximado de 19 mm y corriente admisible de 475 A. La potencia que puede conducir el sistema de forma adecuada está condicionada por las caídas de tensión entre el punto de generación y consumo, y por las pérdidas que se producen en conductores reales por el efecto Joule. Teniendo en cuenta estos aspectos, y la menor capacidad del tramo entre la ET Pilcaniyeu y la ET Bariloche, cuando se demanda una potencia cercana a los 60 MW, como se observa en los últimos años, el sistema de transmisión comienza a alcanzar sus límites técnicos, por lo que ha sido necesaria la instalación de un sistema de generación local con los equipos diésel mencionados previamente.

³² Valor admisible a 40°C, expuesto al sol, a nivel del mar y velocidad de viento 0,6 m/seg. Datos según Norma IRAM 2187 sobre Conductores de Aluminio y de aleación de Aluminio con alma de acero, de resistencia mecánica normal. Para líneas aéreas de energía.

Tabla 2.3.

Generación Eléctrica, Consumo de gasoil y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

	Unidad	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Generación eléctrica	MWh	26	6000	12566	8690	6217	8649	1836	2088
Consumo de combustible, Gas Oil	Tonelada	s/d	1309	2773	1919	1361	1847	401	657
Emisiones de GEI	t CO2	s/d	4937	10458	7237	5131	6966	1513	2479

Fuente: Informes Estadísticos del Sector Eléctrico, Secretaría de Energía de la Nación, hasta 2015. 2016 a 2018, MSCB en base a información suministrada por la empresa So Energy. Se observaron leves diferencias en cuanto al combustible utilizado. La empresa en sus registros declara para 2014, 2119 m³ (1748,2 t) y para 2015, 1604 m³ (1323,3 t). El consumo de combustible para 2017 se estimó en base al promedio del consumo específico del combustible de 2012 a 2016 ya que no se encontró el dato.

Si bien está proyectada una segunda línea paralela a ALIPIBA de unos 125 km³³ con una inversión de varios millones de USD, la misma todavía no se ejecuta, lo cual genera una situación de extrema dependencia y vulnerabilidad del sistema de distribución local^{34,35}. Esta nueva LAT, se proyecta para unir la ET Alicurá con una nueva Estación de Maniobras (EM) en Pilcaniyeu (75 km) y luego una nueva EM en Dina Huapi (33 km), desde donde se abastecerá a Villa La Angostura y se vinculará a la ET Bariloche (17 km). Está previsto que la nueva LAT sea de simple terna de cable de aluminio y alma de acero 150/25 mm², sobre estructuras de hormigón, o metálicas reticuladas en los tramos más exigentes. Se han encontrado valores de referencia para dicha obra que van desde USD 58 millones³⁶, hasta valores de USD 67,8 millones en un documento^{42]} de la Secretaría de Energía de la Nación, donde se listaron en conjunto como obras prioritarias el "Fortalecimiento del Sistema Eléctrico "Alicurá-Pilcaniyeu-Bariloche (ALIPIBA)" e "Interconexión a Villa La Angostura".³⁷

33 <https://www.ceb.coop/area-energia/servicio.html>

34 <https://www.rionegro.com.ar/el-abastecimiento-electrico-de-bariloche-queda-en-riesgo-1081197/>

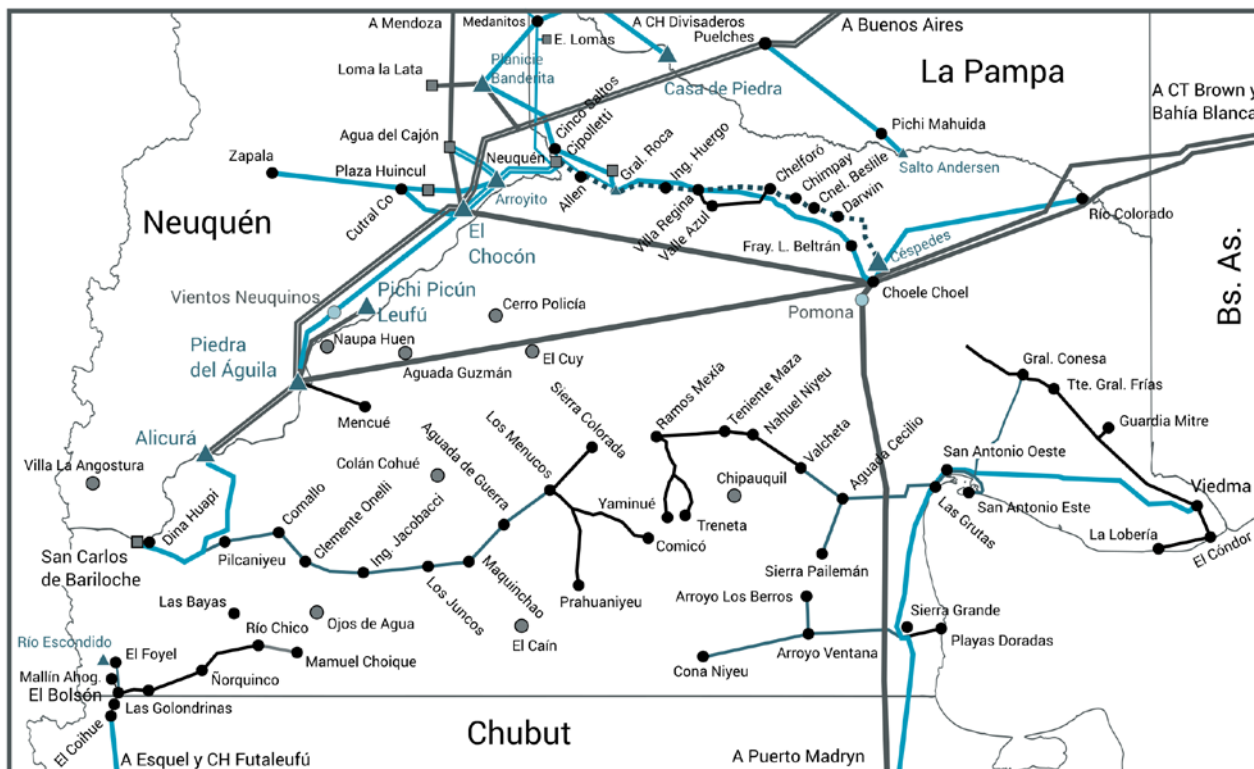
35 <https://www.ceb.coop/area-institucional/novedades/noticias/2865-una-falla-en-el-sistema-alipiba-afecto-ano-che-a-bariloche-y-dina-huapi-con-un-corte-general-de-suministro-electrico.html>

36 La CEB maneja este valor de referencia para la LAT, sin obras de transformación o maniobras.

37 Se contactó a CAMMESA, a la Dirección Nacional de Transporte y Distribución Eléctrica y Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal, sin conseguir valores respecto a los costos proyectados para las obras.

Imagen 2.8.

Esquemas Unifilares de la Red Eléctrica Nacional, sector correspondiente a Río Negro y provincias limítrofes.



- LÍNEA DE 500 KV
- == DOBLE LÍNEA DE 500 KV
- LÍNEA DE 132 KV
- == DOBLE LÍNEA DE 500 KV
- ... LÍNEA DE 66 KV
- LÍNEA DE 33 KV
- LÍNEA DE 13,2 KV O MENOS
- CENTAL TÉRMICA
- ▲ CENTRAL HIDROELÉCTRICA
- PARQUE EÓLICO
- GENERACIÓN AISLADA
- LOCALIDAD

Fuente: Elaboración propia a partir de CAMMESA¹ y EdERSA².
 1. <https://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx>
 2. <https://www.edersa.com.ar/V3.0/la-empresa/edersa-en-el-mapa/>

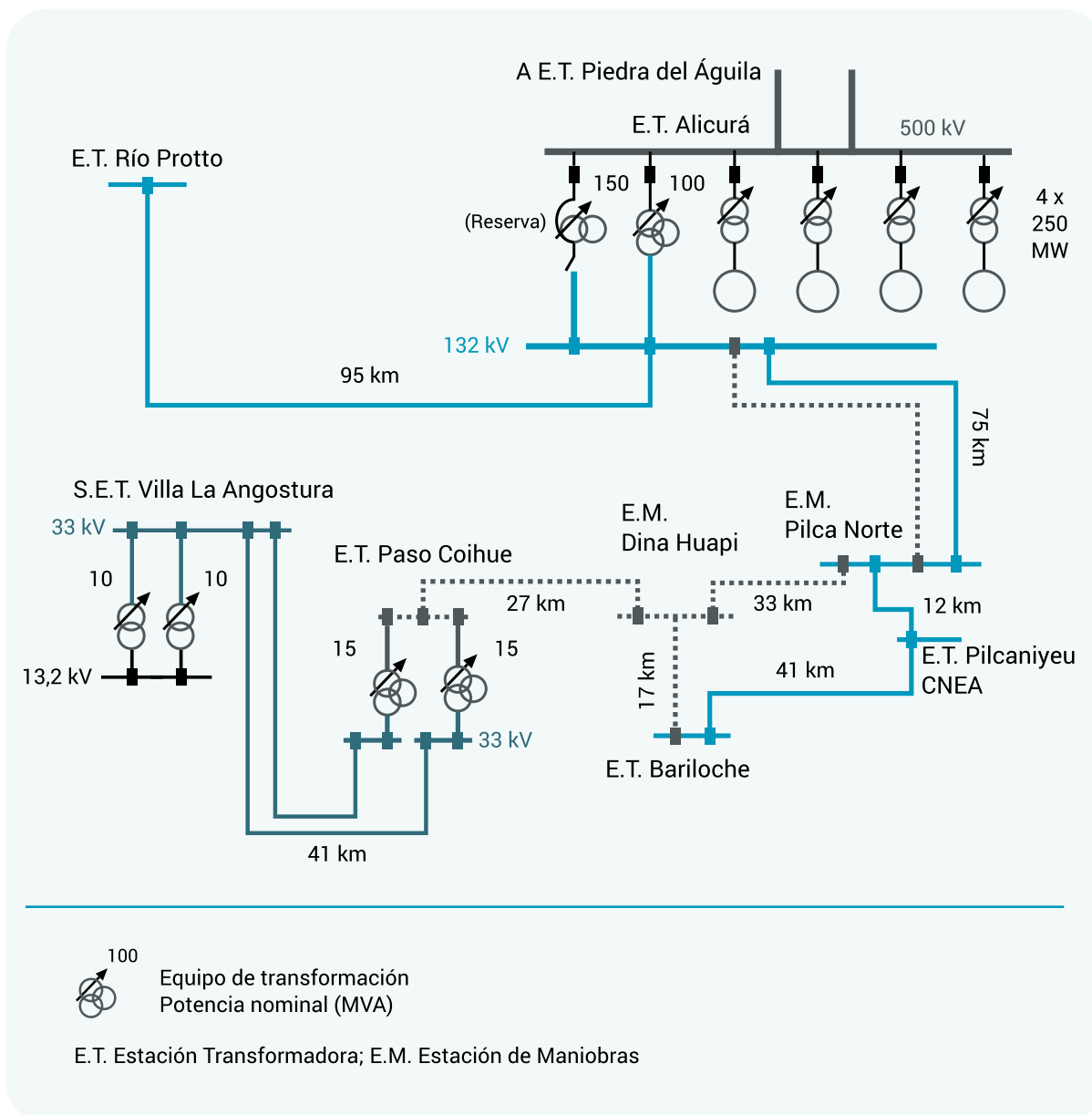
Mediante consultas a especialistas³⁸ en el sector de transmisión eléctrica, se obtuvieron valores de referencia entre 168.000 y 250.000 USD/km para la zona andina, lo cual significaría un valor estimado de entre USD 21.000.000 y USD 31.250.000 para tender una línea de 125 km de longitud³⁹. Para las estimaciones económicas en este trabajo se propone utilizar un valor 25% superior a este último valor de referencia, de USD 40 millones para la construcción de la LAT, mientras que se prevé que serán necesarios otros USD 10 millones para las nuevas Estaciones de Maniobras y obras auxiliares.

38 Ing. Pablo Jorgensen, Ente Provincial de Energía de Neuquén.

39 Otro valor de referencia encontrado es el de una obra de 157 km de longitud y mismos conductores en Formosa, que en el año 2012 tuvo un valor de USD 15.750.000. A valor actual, dicha obra tendría un costo aproximado de 115.366 USD/km. Es esperable, además, que una obra en nuestra región tenga mayores costos por condiciones geográficas, laborales, etc.

Imagen 2.9.

Diagrama del sistema interconectado de la región en estudio, según proyecto de construcción de segunda línea de abastecimiento ALIPIBA y obras auxiliares.



Nota: los tramos en línea punteada y las E.M. Dina Huapi y Pilca Norte son proyectados, aun sin confirmación de construcción.
Fuente: elaboración propia a partir de información provista por CAMMESA.

El esquema actual de abastecimiento del suministro eléctrico en la zona, implica que se deban afrontar cortes programados para mantenimiento de las redes de transporte, que se esté expuesto a cortes generalizados por fallas imprevistas, y que se incurra en costos locales superiores de la energía por el soporte al sistema ALIPIBA. Estos últimos representan entre un 12 y 14% de sobrecosto total de las facturas de los usuarios, para hacer frente a un costo de USD 250.000 (USD 10.600 más IVA por cada MW de potencia de la CT Bariloche), a lo que se le debe sumar conceptos establecidos por la Resolución SE 31/2020⁴⁰ en concepto de energía generada y operada.

40 La Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación 31/2020, modificada mediante la Resolución 440/2021, establece la remuneración y condiciones para Generadores Térmicos Habilitados (GTH) que operan en el mercado eléctrico mayorista sin contratos en el Mercado a Término.

A estos aspectos, además debe sumarse el hecho de que la central térmica de soporte ubicada en San Carlos de Bariloche requiere el transporte de combustible líquido mediante camiones por rutas con trayectos sinuosos, cerca de cuerpos de agua y con presencia de hielo y nieve durante varios meses del año. Esto supone un riesgo ambiental y la posibilidad de accidentes viales, además de la condicionalidad inherente a una ruta de estas características durante tormentas de tipo invernal⁴¹.

Debe destacarse también que, incluso si se ejecuta finalmente la segunda línea de abastecimiento proveniente de la Central Hidroeléctrica Alicurá, el sistema seguirá teniendo una configuración donde Bariloche seguirá siendo extremo de línea. La posibilidad de un cierre de anillo para brindar seguridad y estabilidad a la red, implicaría una compleja obra de interconexión con la red que abastece la comarca andina desde la CH Futaleufú, atravesando el Parque Nacional Nahuel Huapi.

Asimismo, la nueva línea no sólo abastecerá el consumo actual y futuro de energía eléctrica de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, Pilcaniyeu y localidades de la línea sur, sino que sumará el consumo de Villa La Angostura.



41 Por ejemplo, se pueden señalar en los últimos años los siguientes casos: <https://www.rionegro.com.ar/volco-un-camion-cargado-de-combustible-en-la-ruta-nacional-237-1001930/> y <https://www.lmneuquen.com/un-muerto-un-choque-frontal-un-camion-ypf-y-un-auto-la-ruta-237-n637985>.

Imagen 2.10.

Obras en el sistema interconectado de la región en estudio, según proyecto de construcción de segunda línea de abastecimiento ALIPIBA y obras auxiliares.



Referencias

- ① E.T. Bariloche
- ② E.M. Dina Huapi (proyecto)
- ③ E.M. Pilca Norte (proyecto)
- ④ E.T. Pilcaniyeu CNEA
- ⑤ C.H. y E.T. Alicurá
- ⑥ E.T. Paso Coihue
- ⑦ S.E.T. Villa La Angostura

- Línea de 132 kV existente (ALIPIBA)
- Línea de 33 kV existente
- Nuevos tramos de línea de 132 kV proyectados

Nota: la línea de 33 kV entre la E.T. Paso Coihue y la S.E.T. Villa la Angostura y parte del tramo entre la E.T. Paso Coihue y la futura E.M. Dina Huapi ya se encuentran ejecutados.

E.T. Estación Transformadora; E.M. Estación de Maniobras; C.H. Central Hidroeléctrica; S.E.T. Sub-Estación Transformadora.

Nota: la línea de 33 kV entre la E.T. Paso Coihue y la S.E.T. Villa La Angostura, y parte del tramo entre la E.T. Paso Coihue y la futura E.M. Dina Huapi ya se encuentran ejecutadas.

Fuente: elaboración propia a partir de información provista por CAMMESA.

En los últimos 10 años la región ha sido afectada por eventos naturales extremos como la erupción del complejo volcánico Puyehue-Cordón del Caulle⁴², corte total del suministro de gas natural⁴³ y también

42 https://es.wikipedia.org/wiki/Erupci%C3%B3n_del_complejo_volc%C3%A1nico_Puyehue-Cord%C3%B3n_Caulle_de_2011

43 <https://www.anbariloche.com.ar/noticias/2012/05/29/28956-masivo-corte-de-gas-en-bariloche>

se observó en 2020 la caída de más de 20 torres de alta tensión producto de un temporal con vientos y temperaturas extremas⁴⁴ que generaron un efecto “galloping”⁴⁵. A esto deben sumarse también los riesgos naturales como incendios forestales y sismos.

Es decir, es altamente probable que el suministro de energía eléctrica de la ciudad siga presentando un importante grado de vulnerabilidad, especialmente ante fallas accidentales y eventos climáticos impredecibles que deben estudiarse para incrementar el grado de preparación y resiliencia del sistema energético.

2.3. Demanda de gas natural y gas licuado de petróleo en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi

En base a los datos del último censo nacional (INDEC, 2010), la Municipalidad de San Carlos de Bariloche informa⁴⁶ que existen alrededor de 4.114 hogares (de un total de 35.220) que utilizaban gas en garrafa, gas en tubo o leña como combustible para cocinar, es decir, que alrededor del 12% de hogares no tenían conexión a la red de gas natural en el año del censo. Si bien en los últimos años se amplió la capacidad del gasoducto cordillerano⁴⁷ y se está en proceso de expandir la cobertura local, no es seguro que la expansión del sistema mediante *loops*⁴⁸ y plantas compresoras sobre el mismo acompañe el incremento en la demanda como se observó en la ciudad. De hecho, siguiendo la serie de datos⁴⁹ sobre consumo de gas natural en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, se observa que si se corrobora la proyección de crecimiento poblacional entre 2010 y 2019 -siempre y cuando no existieran cambios en la cantidad de habitantes por hogar-, la cobertura habría ido declinando desde un 94% en 2010 a un 89% de hogares con conexión a la red de gas distribuido, estimado para 2019.

44 <https://www.telam.com.ar/notas/202007/493143-temporal-derribo-menos-20-torres-alta-tension-llevar-electricidad-empresa-aluar.html>

45 “El efecto “galloping” es una vibración de las líneas eléctricas de baja frecuencia y gran amplitud inducida por la acción de los vientos fuertes que son constantes, se ve incrementado por la formación de hielo sobre los conductores, produciendo una modificación en el perfil transversal del cable cuya sección original era circular. Este nuevo perfil se convierte en un perfil irregular y aerodinámicamente inestable, esto provoca que ante un eventual viento transversal se produzcan oscilaciones de amplitudes considerables”. [77]

46 http://www.bariloche.gov.ar/estadisticas_grafico.php?grafico=11

47 El impacto y número exacto de nuevas conexiones que se habilitaron en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi con la ampliación del gasoducto cordillerano, así como el porcentaje que aún no cuenta con el servicio, no se ha podido determinar aún. Se estima que al menos unos 3700 hogares a mayo de 2020 no contaban con el servicio. <https://www.rionegro.com.ar/la-red-de-gas-llegara-a-todo-el-alto-de-bariloche-1111583/>

48 Tramos de cañería construidos en paralelo al gasoducto original y conectados físicamente al mismo con el objeto de disminuir las pérdidas de presión del gasoducto y lograr aumentar la oferta de gas disponible.

49 Ver Anexo: Demanda de gas natural en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Tabla 2.4.

Uso de combustible para cocinar según hogar en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, año 2010.

Uso de combustible para cocinar según hogar	San Carlos de Bariloche [1]		Dina Huapi [2]	
	Cantidad (hogares)	(%)	Cantidad (hogares)	(%)
Gas de red	30974	87,9%	1062	94%
Gas a granel (GLP zeppelin)	44	0,1%	-	0%
Gas en tubo	439	1,2%	-	0%
Gas en garrafa	3234	9,2%	46	4%
Electricidad	54	0,2%	-	0%
Leña o carbón	441	1,3%	-	0%
Otro	34	0,1%	20	2%
Total	35220	100%	1129	100%

Fuente: MSCB en base a Censo Nacional 2010 y Observatorio de la Secretaría de Energía de la Nación.

[1] Fuente: MSCB en base a Censo Nacional 2010 (INDEC).

[2] La información sobre el Censo 2010 (INDEC) respecto al uso de combustibles en Dina Huapi solamente consignaba el consumo de GN y garrafa. Fuente: Observatorio de la Secretaría de Energía de la Nación.

En cuanto al consumo de Gas Licuado de Petróleo (GLP), se citan a continuación valores de consumo estimados correspondientes al año 2018.

Tabla 2.5.

Consumo aproximado de GLP en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, año 2018.

Origen	Formato	kg/año	MWh/año
Venta comercial	Fraccionado	1.365.090	17.381
	Granel	430.512	5.482
	Escuelas	174.828	2.226
Plan Calor	Garrafas 10 kg	550.440	7.009
	Garrafas 45 kg	987.345	12.571
	Granel	93.766	1.194
Total		3.601.981	45.862

Notas: para conversión se utilizó 1 ton GLP = 1,095 TEP y 1 MWh = 0,086 TEP.

Fuente: CIEFAP y elaboración propia.

A modo comparativo, el consumo total de GLP de 2018 representa aproximadamente un 2% del consumo de gas natural distribuido.

Con estos datos y los de consumo de GN se realizó también un cálculo auxiliar para estimar de alguna forma la presunta demanda energética insatisfecha por no contar con posibilidad de acceder a la red de gas natural distribuido. Para esto, se calculó por un lado el volumen de GN residencial teórico que consumiría el porcentaje de hogares que no tienen conexión a la red de gas (9% para 2018), aproximadamente 16,65 millones de m³/año, y se le restó el consumo de GLP fraccionado del año 2018, mediante equivalencias energéticas.

De esta manera, podría afirmarse que para el año 2018 existía un valor de 12,13 millones de m³ de GN o 117 GWh de demanda "latente" no satisfecha por motivos de infraestructura y/o económicos⁵⁰. Esto pone de manifiesto, de alguna forma, la pobreza energética existente en el área analizada, pero también permite apreciar su significancia en términos de planificación energética cuando se la compara con el total de energía eléctrica demandada en 2018. Esta energía latente representa el 36%⁵¹ de la electricidad demandada en ese año, por lo que una mejora general en los niveles socioeconómicos de la ciudad podría tener un gran impacto en el abastecimiento del suministro eléctrico, si ese crecimiento no se ve resuelto mediante el uso de gas natural distribuido.

2.4. Demanda de biomasa en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi

Observando la Tabla 2.3, nos encontramos que para el año 2010⁵², un porcentaje de poco más del 1% de los hogares de San Carlos de Bariloche utilizan leña o carbón como combustible para cocinar (y para calefacción, presumiblemente). Si bien en la región existe un uso histórico de la biomasa disponible como fuente de energía para cocción y calefacción -en general con tecnologías poco eficientes-, su preferencia para uso energético se ha visto reemplazada paulatinamente por el gas natural (y en menor medida por la electricidad), a medida que fueron avanzando tanto su oferta como las tecnologías para su uso⁵³. A esos factores debe sumarse también el precio del gas natural por red que, con mayor o menor grado de subsidio por parte del Estado⁵⁴, ha resultado muy competitivo en comparación con otras fuentes de energía.

Sin embargo, como vimos en el apartado anterior, constantemente un sector de la población no ha podido acceder a los beneficios que implica el abastecimiento por red de gas natural debido a una oferta deficitaria del recurso (ya sea por restricción de la oferta del combustible o por déficit en el tendido de redes de distribución local), o por los costos que implica la conexión a la red de gas y que deben afrontar usuarios y usuarias.

De esta forma, los requerimientos energéticos se intentan resolver con alternativas como el GLP o la biomasa, que poseen precios específicos más elevados, aunque menores que el de la electricidad (ver Tabla 2.5).

50 Esta es una aproximación a modo ilustrativo, ya que no tiene en cuenta la eficiencia en la transformación de las tecnologías utilizadas.

51 En 2018 la demanda total de electricidad en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi fue de 327 GWh.

52 A pesar de ser los datos oficiales más actuales, se debe tener en cuenta que podría existir una diferencia no despreciable respecto a la situación actual. Dos aspectos que podrían haber influido en el porcentaje de cobertura del GN y otros combustibles, son las restricciones por el lado de la oferta -mencionadas previamente-, y el incremento sustancial en las tarifas registrado entre 2015 y 2019.

53 <https://www.rionegro.com.ar/cae-la-demanda-de-la-leña-social-por-la-ampliacion-del-gasoducto-980803/>

54 Por ejemplo, en el documento "Argentina: Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía 2015-2019. Gas, electricidad y petróleo. Noviembre 2019, Secretaría de Gobierno de Energía, Presidencia de la Nación." puede observarse la evolución de los subsidios entre 2003 y 2019.

Tabla 2.6.

Precios relativos para distintos energéticos en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Combustible o fuente energética	Precio relativo	
	AR\$/kWh	USD/kWh
Gas Natural de Red [1]	0,46	0,005
Gas Natural de Red con subsidio 50% [1]	0,28	0,003
GLP [2]	3,67	0,037
GLP con subsidio [2]	1,23	0,012
Electricidad [3] [4]	5,33	0,05
Electricidad con subsidio [3] [4]	3,33	0,03
Leña [5]	0,92	0,009

Notas: esta tabla es ilustrativa, tomando como referencia categorías bajas de usuarios, pero no es extrapolable a todos los casos dadas las distintas tarifas existentes según usuarios, (ver referencias).

[1] Camuzzi Gas del Sur. Factura usuario R2-1, hasta 2650m³/año.

[2] Precio Máximo para garrafa de 10 kg en Río Negro informado por Secretaría de Energía de la Nación a partir de abril 2021 y Diario Río Negro, abril 2021. <https://www.rionegro.com.ar/aumentan-los-subsidios-a-las-garrafas-del-plan-hogar-1758444/>

[3] Cuadro Tarifario abril 2021, consumo hasta 150 kWh/mes.

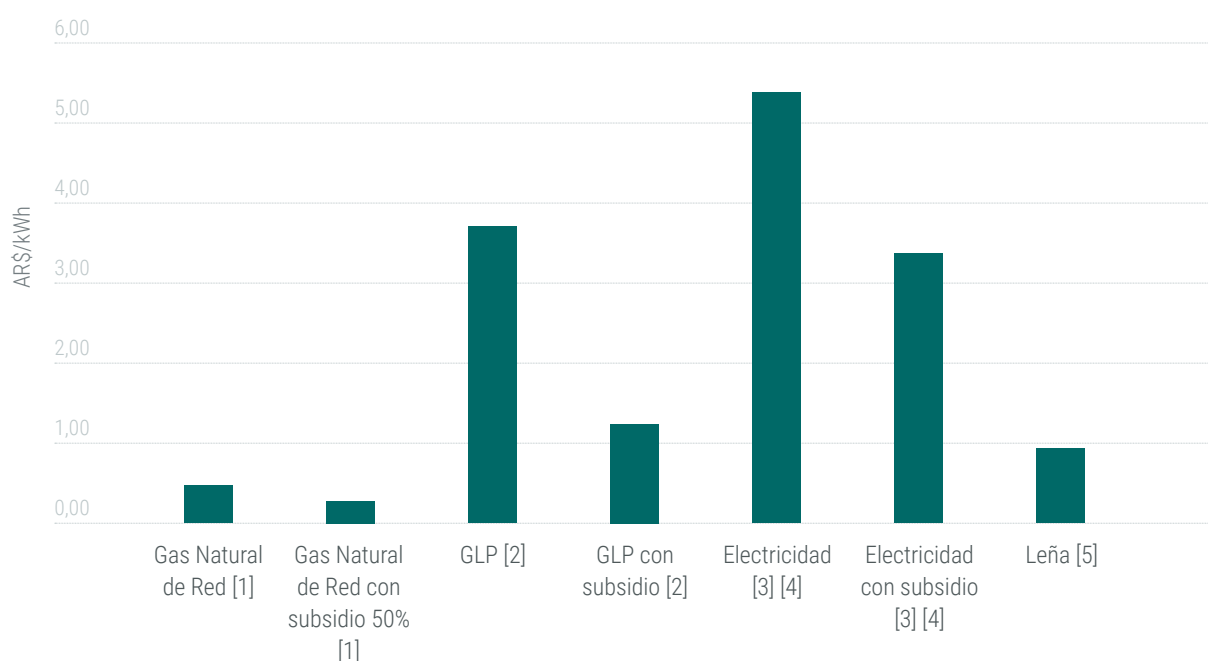
[4] El costo de la electricidad que deben cubrir las distribuidoras con las tarifas también se encuentra subsidiado implícitamente, dada la diferencia entre dicho precio regulado (Precio Estacional, 2290 AR\$/MWh) y el Precio Monómico (5380 AR\$/MWh) para febrero 2021. Es decir, las distribuidoras afrontan aproximadamente un 43% del costo de la energía eléctrica.

[5] Precio estimado en función de relevamiento con cooperativa Eco Forestales para bolsón de 1m³ de leña fraccionada.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CEB, Camuzzi Gas del Sur, y otros.

Imagen 2.11.

Precios relativos para distintos energéticos en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.



Notas: ver tabla asociada.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CEB, Camuzzi Gas del Sur, y otros.

Ante esta situación, se ha buscado aumentar la disponibilidad de la biomasa en hogares con bajos recursos con programas como el Plan Calor⁵⁵, y también se han comenzado a evaluar alternativas tecnológicas modernas para promover un uso más eficiente del recurso (e.g. autoconstrucción de estufas de alto rendimiento "SARA"⁵⁶).

También en los últimos años, debe destacarse un caso local, en el marco del programa Bioenergía Andina⁵⁷ (una iniciativa financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo), donde una cooperativa comenzó a procesar parte de estos residuos para que sean aprovechados como leña para calefacción⁵⁸. De este modo, buscan aportar a la solución del problema ambiental, generando a la vez nuevos puestos de trabajo.

En concepto de todo uso durante el año 2018, CIEFAP^[39] estimó para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi una demanda que va desde los 9.068 t/año hasta los 23.168 t/año⁵⁹, según la metodología de estimación. Para calcular el primer valor, se asigna un consumo de 20 m³/año a la proyección de hogares que utilizan leña para cocinar, según el último censo nacional, mientras que en el segundo se realizó un cruce entre conexiones de gas, electricidad y hogares.

Parte de este último consumo de leña no se destina a calefacción y cocción, sino a usos suntuarios, que para 2018 se estimaba en unos 4.438 m³/año (1.420 t/año aprox.)^[39].

Otra parte del consumo total estimado de biomasa se cubre mediante el Plan Calor, mencionado previamente. En 2020, hubo en San Carlos de Bariloche unos 4.600 hogares inscriptos en dicho programa para recibir 2 m³ de leña, mientras que en 2019 fueron unos 3.925 hogares para los que se adquirieron un total de 8.150 m³ a un precio aproximado de AR\$ 1.500.000 (aprox. 2,88 USD/m³)⁶⁰.

Es difícil estimar con certeza el consumo real de biomasa y realizar proyecciones, considerando que ambos son muy sensibles a variaciones en la infraestructura de gas natural disponible y a la evolución económica general. Se reitera, sin embargo, que existe una demanda de energía que no estaría siendo satisfecha, o bien, sería cubierta parcialmente con leña.

55 <https://desarrollosocial.rionegro.gov.ar/?contID=44633>

56 <https://www.inti.gob.ar/noticiero/2014/noticiero419.htm>

57 <http://www.bioenergiaandina.org.ar/>

58 <https://www.argentinaforestal.com/2020/09/17/bioenergia-andina-un-grupo-de-7-jovenes-emprendieron-un-proyecto-de-reutilizacion-de-residuos-forestales-para-producir-material-de-calefaccion/>

59 Estas toneladas de biomasa representarían aproximadamente unos 94,3 GWh (PCI estimada 3500 kcal/kg), similar a los 117 GWh calculados en el apartado sobre consumo de GN y GLP.

60 <https://www.rionegro.com.ar/crecio-un-17-la-demanda-por-lena-del-plan-calor-en-bariloche-1372550/>

<https://www.rionegro.com.ar/bariloche-ya-aseguro-la-lena-para-el-plan-calor-2020-1268854/>

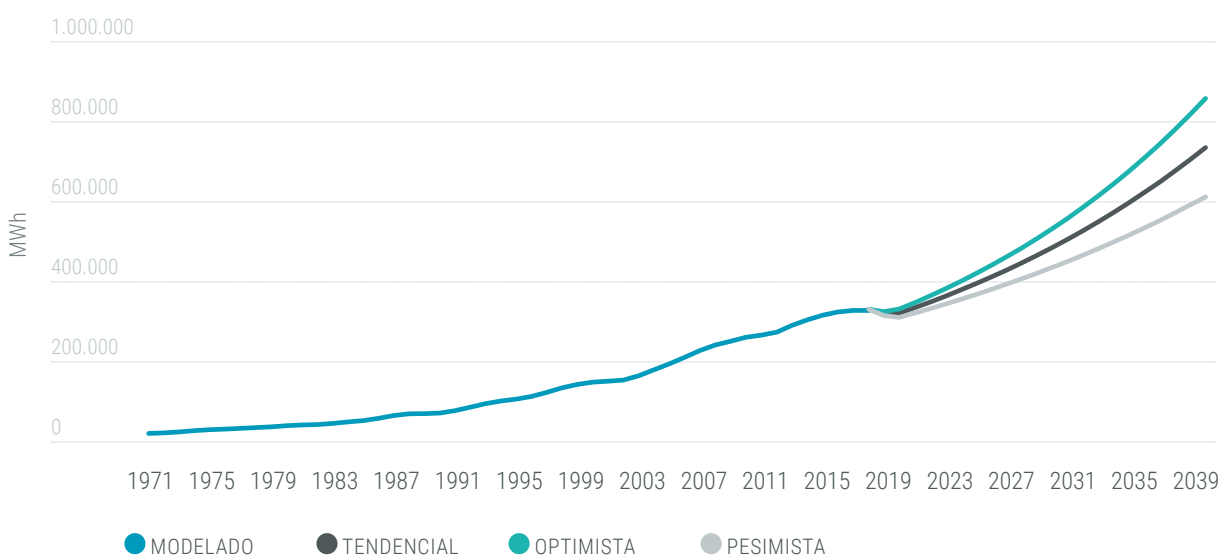
2.5. Proyecciones de la demanda eléctrica

Para estimar la demanda futura de energía eléctrica se elaboraron escenarios econométricos y se proyectó la demanda de electricidad hasta el año 2040. Se planteó un escenario tendencial que recoge la evolución histórica del consumo, y otros dos escenarios denominados “optimista” y “pesimista” que presentan mayor y menor consumo, según la evolución del crecimiento poblacional, del turismo y de la economía (representada esta última por el tipo de cambio)⁶¹. Estos escenarios no contemplan cambios disruptivos, como podría generar una política nacional de descarbonización profunda y acelerada, dado el nivel de incertidumbre que existe al respecto, pero se espera que sirvan para aproximar valores esperables en el horizonte del trabajo.

Además, se consideró conveniente realizar un ejercicio similar para estimar la potencia eléctrica máxima futura, vista la importancia que representa en el funcionamiento del sistema y las necesidades de expansión del sistema de transmisión y/o generación.

Imagen 2.12.

Demanda de energía eléctrica total (MWh) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.

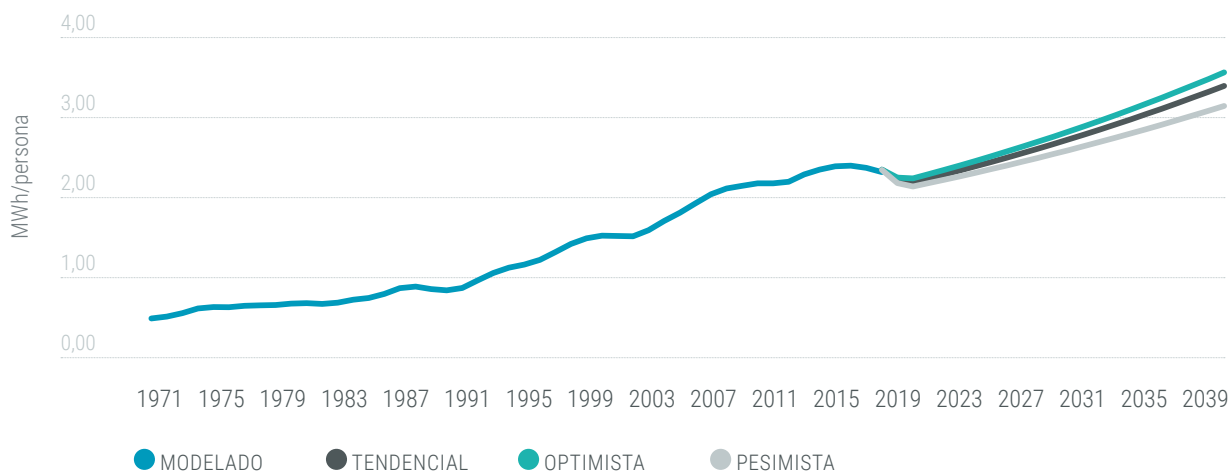


Fuente: elaboración propia a partir de datos de CEB (años 1971 a 2018), y elaboración propia en base a EViews (años 2019 a 2040).

61 Para más detalle consultar el Anexo: Modelo econométrico para estimar consumo y potencia máxima futura de electricidad en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Imagen 2.13.

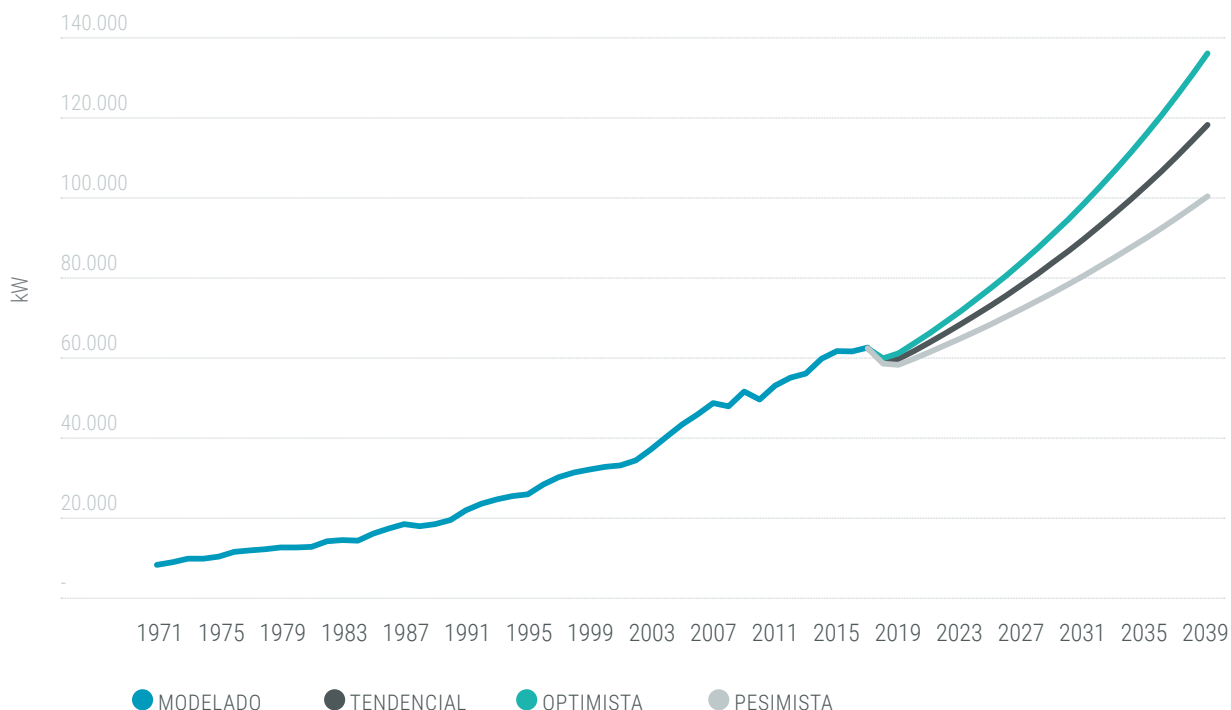
Demanda de energía eléctrica per cápita (MWh/persona) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de CEB y MSCB (años 1971 a 2018), y elaboración propia en base a EViews (años 2019 a 2040).

Imagen 2.14.

Potencia eléctrica máxima (kW) en los diferentes escenarios para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.



Fuente: CEB (años 1971 a 2018) y elaboración propia en base a EViews.

Con estas proyecciones, se espera contar con un rango aproximado de evolución del sistema eléctrico local, de manera de poder contrastar con la generación y potencia que se podría lograr con una central térmica a biomasa.

3.

Oferta de biomasa



3.1. Oferta local de biomasa apta como combustible de una central termoeléctrica

La oferta potencial de biomasa existente en San Carlos de Bariloche y la región, que sería posible utilizar en una central térmica como la que se estudia en este trabajo, puede listarse como la siguiente:

- a. Residuos de poda que se generan durante el mantenimiento permanente dentro de propiedades privadas y también durante la limpieza para realizar construcciones.
- b. Residuos de poda generados en el mantenimiento del arbolado urbano y espacio público en general.
- c. Residuos sólidos urbanos aptos para ser utilizados como combustible en calderas, tales como muebles de madera y pallets descartados, y recortes de carpinterías y aserraderos.
- d. Residuos de poda producto del manejo de los bosques cultivados (plantaciones) que se encuentran en la zona.
- e. Biomasa leñosa extraída de bosques de manera sostenible, mediante planes de manejo.

Estas fuentes pueden clasificarse⁶² como oferta directa (d y e) y oferta indirecta (a, b y c) y fueron analizadas recientemente en un estudio^[39] elaborado por el CIEFAP, cuyos resultados principales sirven en gran medida para estimar la oferta directa para este trabajo. La oferta indirecta, si bien se cuenta con alguna estimación propuesta también en el informe de CIEFAP, es muy difícil cuantificar debido a la falta de estadísticas municipales en cuanto a la gestión de RSU, y a la práctica de quemas y triturado (*chipeado*) mediante las cuales se gestiona *in-situ* una parte de los residuos de poda de la ciudad.

En cuanto a la oferta directa, se centrará el análisis en aquella que pueda generarse a partir de las forestaciones exóticas que hay en la región, principalmente de especies de pino como el *Pinus ponderosa*, *Pinus radiata*, *Pinus contorta* y *Pseudotsuga menziessii*. Si bien la cantidad de material es menor a la que podría obtenerse a partir del aprovechamiento de bosques nativos en forma sostenible, se considera que para impulsar la industria bioenergética en la región es conveniente comenzar por el manejo de plantaciones. Esta conveniencia se sustenta en el hecho de que la mayoría de las superficies forestadas en el marco de programas de fomento forestal hace décadas presentan dificultades de gestión, sin mantenimiento ni manejo adecuados, siendo determinante la falta de un mercado que absorba los productos de los raleos^[31]. Dicha falta de manejo ha generado que pierdan valor para su uso en la industria maderera y sean causa de problemas como la invasión por fuera de las zonas forestadas originariamente y el riesgo de incendios forestales y de interfase⁶³. Estos problemas son percibidos por la sociedad, que valoran de forma diferenciada los bosques nativos de aquellos implantados.

62 Esta clasificación en oferta directa e indirecta se basa en estudios típicos de oferta y demanda dendroenergética.

63 Se llaman incendios de interfase a aquellos que ocurren en un área donde se entremezclan las edificaciones con la vegetación, aportando ambas combustible para su ocurrencia y expansión.^[59]

3.1.1. Oferta directa

Para calcular la cantidad de material que podría utilizarse para generación termoeléctrica se utilizó la base de datos georreferenciada de la Dirección Nacional de Desarrollo Foresto Industrial para estimar la superficie de plantaciones y su ubicación, y para estimar el volumen y cantidad efectiva de biomasa se utilizaron los valores del estudio de CIEFAP.

El estudio que se hizo para determinar el potencial energético de la biomasa en la región utilizó la metodología WISDOM⁶⁴, la cual analiza no solo la oferta sino también la demanda dendroenergética⁶⁵, a través de un modelo que los integra y por el cual se obtiene finalmente la oferta neta -en caso que supere a la demanda-, o el déficit, si hubiera un consumo de biomasa superior al generado dentro de los límites del sistema considerado.

Si bien es extensa el área cubierta por el estudio del CIEFAP, y algunas plantaciones se encuentran a una distancia mayor a los 100 km de San Carlos de Bariloche -lo cual genera una desventaja comparativa económica frente a plantaciones cercanas por el costo de la logística-, se optó por incluir toda el área estudiada. Esto responde principalmente al hecho de que las plantaciones tienen distintas edades y tasas de crecimiento asociadas a los sitios en las que se encuentran, y para la estimación final de la oferta total de la región se simuló todas estas características para cada grupo de plantaciones típicas. Circunscribir la oferta de biomasa a una zona más acotada requeriría un estudio particular de las plantaciones incluidas, dada la distribución no homogénea de sus características, y los resultados de realizar una extrapolación lineal serían muy poco precisos.

La oferta directa que se puede obtener de las plantaciones forestales consideradas es aquella generada por podas, raleos y talas (cosecha) prescritas por manuales de buenas prácticas⁶⁶ de manejo de forestaciones, teniendo en cuenta el crecimiento y otros aspectos propios de cada plantación. Estas prácticas generan periódicamente ramas y secciones de distinta envergadura mientras se encuentra en etapa de crecimiento la forestación, y restos de cortes cuando se realiza la cosecha y el procesamiento para obtener la madera con fines no energéticos.

En este trabajo no se propone el uso exclusivamente dendroenergético de las plantaciones forestales por dos motivos: el enfoque hacia el aprovechamiento de residuos y solución de problemas ambientales, por un lado, y la limitante natural en cuanto a los tiempos de crecimiento y rotaciones de las plantaciones en la Patagonia, que harían inviable este tipo de aprovechamiento ^[68].

Dependiendo del método utilizado para estimar la cantidad de biomasa que podría utilizarse para fines energéticos, se obtuvieron valores que van desde las 32.958 t/año promedio, hasta unas 53.763 t/año, para las aproximadamente 14 kHa de plantaciones en la región. Para la estimación de la biomasa para una central termoeléctrica se utilizará el menor valor, que refiere a una situación de largo plazo en la que parte de la biomasa que se extrae anualmente es aserrada y utilizada para usos no energéticos. Es decir, se plantea el uso combustible de madera que, por sus características (dimensión, forma, nudos, etc.), no tendría las condiciones para insertarse en la cadena de valor de la industria maderera como producto forestal.

64 Mapeo de Oferta y Demanda Integrada de Dendrocombustibles (*Woodfuels Integrated Supply/Demand Overview Mapping* en inglés).

65 Se conoce como "dendroenergía" a la "energía producida por la combustión de la madera, la leña, el carbón vegetal, los pellets y briquetas". Ver Introducción a la Dendroenergía, FAO 2020.

66 Manual de Buenas Prácticas para el manejo de las Plantaciones Forestales de Norpatagonia. Chauchard et. al. 2015.

3.1.2. Oferta indirecta

La oferta indirecta dendroenergética, la cual es una de las principales razones para llevar adelante este trabajo, está compuesta por dos corrientes de residuos: los residuos de poda provenientes de arbolado y poda urbana en la vía pública y terrenos privados; y los residuos provenientes del procesamiento de la madera en aserraderos y carpinterías que forman parte de la cadena de valor foresto-industrial de la zona.

Imagen 3.1.

Pila de poda en la vía pública.



En lo que respecta a la biomasa proveniente de poda, raleo y apeos urbanos, en el caso de San Carlos de Bariloche, es difícil cuantificar su volumen debido a que no existen estadísticas oficiales generadas en el Centro de Residuos Urbanos Municipal (CRUM), único sitio legal de disposición de dichos residuos. Las estimaciones realizadas en base a información suministrada por trabajadores de la Municipalidad de S.C. de Bariloche y otros que se dedican en forma privada a limpieza de terrenos y transporte de residuos de poda ubican a esta oferta dentro de un rango aproximado que va desde los 300 a los 1.000 m³/mes. Estos valores encontrarían un máximo en primavera y verano y bajarían en otoño e invierno, consistente con las épocas en las cuales se realizan generalmente los trabajos de mantenimiento y limpieza de terrenos, y también con las épocas en las cuales están permitidas o prohibidas las quemas por el SPLIF⁶⁷.

67 Servicio de Prevención y Lucha contra Incendios Forestales de Río Negro.

En base a dichas referencias, el informe de CIEFAP propone un valor anual total de 7.700 m³ estéreo. Este valor, probablemente se trate más de un piso o valor mínimo, dada la falta de mantenimiento del arbolado urbano público y privado, que genera en muchas ocasiones cortes en el suministro de electricidad cuando se registran vientos fuertes o tormentas invernales. A estos problemas asociados a la matriz urbano-boscosa, debería sumarse además el riesgo de incendio no gestionado apropiadamente en la región.

Imagen 3.2.

Caída de arbolado urbano sobre líneas aéreas de electricidad durante una tormenta invernal.



Fuente: CEB.

Si también se tuvieron en cuenta este tipo de residuos generados en El Bolsón, Villa La Angostura, Lago Puelo y alrededores, se obtendrían las siguientes cifras en bruto.

Tabla 3.1.

Volúmenes estéreos y oferta de biomasa indirecta de residuos de poda urbanos.

Localidad	Volumen (m ³ estéreo)	Biomasa (ton.año ⁻¹)
San Carlos de Bariloche	7700	1155
Villa La Angostura	5523	829
El Bolsón	14500	2175
Lago Puelo	12672	1901
El Hoyo	6336	950
Total	46731	7010

Fuente: CIEFAP.

En cuanto a la biomasa proveniente de la foresto-industria local, en la región considerada en el informe de CIEFAP, se encontrarían unos 86 aserraderos, 31 de ellos dentro de San Carlos de Bariloche. Esta información se desprende de una capa con información georreferenciada proveniente del Censo 2017 de aserraderos en la región, elaborado por el entonces Ministerio de Agroindustria de la Nación. Se estima que dichos establecimientos procesan unos 68.018 m³ de madera en rollizos, con un rendimiento del 40,1%, por lo que existiría una potencial corriente de residuos madereros del orden de los 40.764 m³/año o 15.286 t/año.

En San Carlos de Bariloche en particular, la madera procesada sería de aproximadamente 28.609 m³/año con un rendimiento promedio de 42%. Es decir, habría 16.599 m³/año o 6.224 t/año residuales en la ciudad que podrían utilizarse como combustible⁶⁸.

3.1.3. Oferta total de biomasa

Teniendo en cuenta la oferta total directa para la región proveniente de plantaciones forestales, estimada en unas 32.958 t/año promedio, y la oferta total indirecta, cercana a las 22.296 t/año, la oferta total de biomasa que podría utilizarse con fines de generación de energía sería de 55.254 t/año. A este valor se podría descontar parte del consumo propio de biomasa para distintos usos (calefacción, cocción, etc.), que fue estimado por el CIEFAP en 63.591 t/año para toda la región contemplada en dicho estudio.

Sin embargo, dicha demanda de biomasa también es cubierta por la leña proveniente de bosques nativos⁶⁹ que no ha sido considerada en este desarrollo como fuente de combustible para una central termoeléctrica. Por lo tanto, a los efectos de este trabajo, se asume que la totalidad de la demanda de biomasa para usos principalmente residenciales es cubierta por biomasa proveniente de vegetación nativa (parte de ella es incluso importada de otras provincias).

De esta forma, **la biomasa total estimada que estaría disponible para ser direccionada a una central de producción eléctrica, sería de 55.254 t/año.**

68 Otro estudio, el Informe Nacional del Relevamiento Censal de Aserraderos, Año 2015, también del entonces Ministerio de Agroindustria de la Nación, señalaba que para la región andina de Río Negro se procesaban en aserraderos 43.478 m³ de materia prima (38.359 m³ provenientes de bosques cultivados y 5.119 m³ de bosques nativos) con un rendimiento promedio del 41%.

69 La oferta de biomasa proveniente del manejo sostenible de bosques nativos en el área estudiada por el informe de CIEFAP, con las restricciones legales y físicas consideradas, se estimó en 123.666 t.año⁻¹, provenientes de 106.344 hectáreas pasibles de extracciones forestales con planes de manejo.

3.1.4. Características de la biomasa

La biomasa de origen forestal puede presentarse en distintos formatos, desde las que requieren menor grado de procesamiento como rollizos y leña, hasta formatos comerciales como los chips, briquetas y pellets. Cada uno de los formatos tiene sus usos, ventajas y desventajas y propiedades distintivas.

Imagen 3.3.

Rollizos, leña, astillas o chips, briquetas y pellets de madera.



En el caso de la biomasa destinada a usos energéticos, la caracterización de las distintas fuentes de biomasa que pueden ser utilizadas comercialmente ha sido descrita en la norma ISO 17225⁷⁰, con el objeto de facilitar el diseño de equipos y la adopción de soluciones para el aprovechamiento de la biomasa.

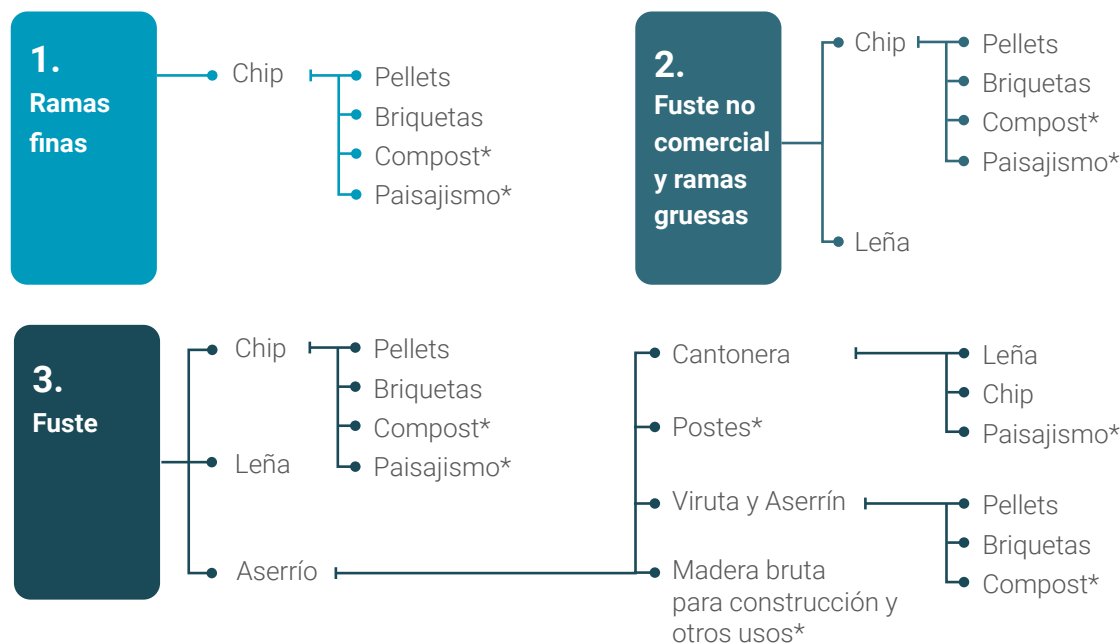
En este documento se propone estudiar la viabilidad del uso del biocombustible sólido en el formato conocido como astillas o chips, dado que implica la utilización de técnicas productivas sencillas, se ma-

⁷⁰ Biocombustibles sólidos. Especificaciones y clases de combustibles. Parte 1: Requisitos generales. (ISO 17225-1:2014)

neja la tecnología localmente⁷¹, y es un formato que permitiría reducir el volumen para el transporte de la biomasa desde sus distintos orígenes y mejorar la logística asociada. Por otro lado, este formato del combustible, al poder utilizarse para otros aprovechamientos térmicos -no necesariamente industriales- con calderas para calefacción o agua caliente sanitaria, puede complementarse y propiciar la creación de un mercado local para este bien energético.⁷²

Imagen 3.4.

Fraccion morfológica del árbol y sus distintos usos y formatos.



* Usos no combustibles.

Fuente: Adaptación propia a partir de CIEFAP.

71 Existen en la actualidad en la ciudad de San Carlos de Bariloche servicios privados que ofrecen chipeado a domicilio. Uno de los motivos por el que se comenzó a desarrollar este tipo de prácticas fue la demanda periódica de chipeado para el proceso que se lleva adelante en la Planta de Compostaje de lodos cloacales de la CEB.

72 Un aspecto interesante a tener en cuenta, pese a que en este trabajo se abordará exclusivamente el formato mencionado en el párrafo anterior, es el crecimiento que se observa en el mercado internacional de los pellets para generación de energía y calor. La producción de pellets a nivel global (sin contar China) pasó de alrededor de 15 millones de toneladas en 2009 a casi 40 millones en 2019. En particular para nuestro país, se debe observar el caso de Chile, que en el último tiempo ha casi triplicado su capacidad de producción hasta un volumen de 340.000 t/año. [73]

En particular, a los efectos de este trabajo, la información determinante para evaluar la prefactibilidad de un aprovechamiento termoeléctrico de la biomasa es la cantidad (t/mes y t/año), lo cual fue desarrollado previamente, y las características de dicha biomasa en términos de su contenido de humedad, cenizas y poder calorífico neto.

Otro aspecto importante a tener en cuenta en el estudio es la densidad que es esperable alcanzar con el triturado de los restos de poda y otras fuentes de biomasa sólida. En el informe del CIEFAP citado previamente, se propone un valor estimativo de entre 160 a 250 kg/m³, y para los cálculos de este trabajo se ha optado por tomar el rango superior, es decir, una densidad promedio de 250 kg/m³.⁷³

Tabla 3.2.

Caracterización de la biomasa como combustible.

Especie	PCS (kWh/kg)			PCS (kcal/kg)			Contenido de Cenizas (%)			Densidad Básica (kg/m ³)	
	Fuste	Rama	Ramilla	Fuste	Rama	Ramilla	Fuste	Rama	Ramilla	Fuste	Rama Gruesa
Pino ponderosa ¹	5,45	5,91	6,05	4687	5082,6	5203	0,54	0,86	3	345	604
Pino contorta ¹	5,34	5,71	6,04	4592,4	4910,6	5194,4	0,47	0,49	2	380	540
	PCS (MJ/kg)			PCS (kcal/kg)			Contenido de Cenizas (%)				
	Seco	M10	AR	Seco	M10	AR					
Coníferas ²	19,72	17,50	9,03	4710,89	4180,56	2157,17	1,1				
Retamas ³	19,54	17,34	8,33	4667,89	4142,33	1989,94	1,1				

Nota:

PSC: Poder Calorífico Superior. AR (As Received), refiere a un contenido de humedad alto, de poda reciente.

2. Referido a restos de podas de matorrales de coníferas europeas, sin especificar especie. Humedad AR: 48,2%. M10: 10% de humedad.

3. Referido a restos de podas de matorrales de retamas europeas, sin especificar especie. Humedad AR: 51,2%. M10: 10% de humedad.

Fuente: 1. CIEFAP | 2. y 3. Xornada Técnica: Valorización de Biomasa Residual de Alto Potencial Na Eurorexión, 2018.

En la tabla 3.2 se detallan aspectos fundamentales para determinar la cantidad de energía que es esperable pueda generarse a partir de la oferta total de biomasa de la región. Como puede observarse en la caracterización de los residuos de poda de matorrales de coníferas y retamas europeas, dos especies que forman parte de la oferta indirecta de biomasa de San Carlos de Bariloche y el resto de las localidades consideradas, el contenido de humedad tiene una gran influencia en la energía que finalmente entregará la biomasa durante la combustión. Esta relación inversamente proporcional entre el Poder Calorífico y humedad puede observarse en forma aproximada en la Imagen 3.5, la cual sirve para corregir el PCI⁷⁴ de biomasa de acuerdo a su contenido de humedad.

⁷³ De acuerdo a declaraciones del Ing. Andrés Scherer, uno de los responsables de la CT Pindó Eco Energía de Misiones, las densidades finales de plantaciones forestales gestionadas metódicamente podrían alcanzar valores cercanos a los 400 t/m³.

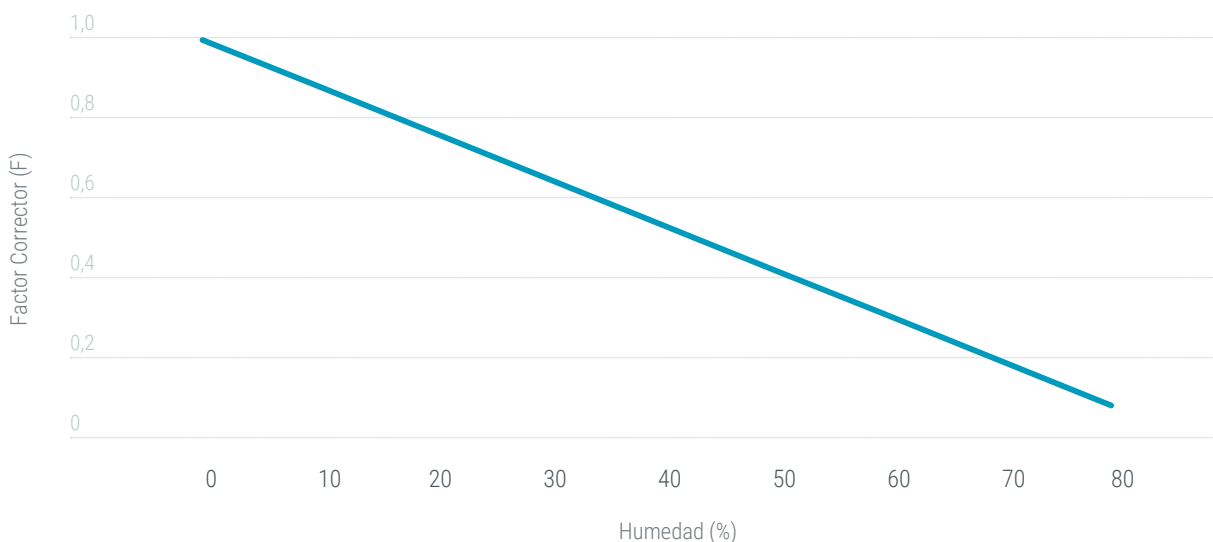
⁷⁴ Dependiendo de la bibliografía, se caracteriza al potencial energético de la biomasa mediante su Poder Calorífico Superior (PCS) o Poder Calorífico Inferior (PCI). El PCS es todo el calor liberado durante la combustión, incluyendo el calor que se libera al ambiente al condensarse el agua contenida en los gases de combustión. El PCI considera que una fracción del calor liberado durante la combustión se utilizará para evaporar agua contenida en la biomasa y agua que se forma durante la reacción química de combustión. Por este motivo, la PCI da una idea más real del calor que efectivamente será liberado durante la combustión y que podrá ser utilizado. La relación PCI/PCS depende de la humedad presente en el combustible al momento de la combustión (por ejemplo, para una biomasa con 70% de humedad, dicha relación puede ser de 0,35).

Otras fuentes ^[64] proponen un valor de referencia más conservadora para los residuos lignocelulósicos, de entre 3000 y 3500 kcal/kg.

Para tener una noción del potencial energético de la biomasa por kg podemos compararlo con el valor de referencia del PCI del gasoil, que es de 10.200 kcal/kg.

Imagen 3.5.

Factor de corrección aproximado del PCI de la biomasa en función del contenido de humedad en %



Fuente: Biomasa: Industria. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España, 2008.

Dado que este trabajo se plantea como un estudio de prefactibilidad, sumado al hecho de que la biomasa que se buscará utilizar es de carácter residual y heterogénea -por provenir de distintas fuentes-, es muy difícil asignar un único valor para realizar las estimaciones energéticas. Por ese motivo, y suponiendo que hasta que se desarrollen adecuadamente los procesos de suministro de biomasa en la región es esperable una biomasa de baja calidad, se tomará como valor de diseño un PCI promedio de 3500 kcal/kg.

De esta manera, si multiplicamos la cantidad de biomasa que estaría disponible para ser aprovechada de manera sostenible a partir de plantaciones forestales, residuos de poda urbanos y aserraderos, estimada en 55.254 ton/año, podemos estimar la oferta bruta de energía en 224.870 millones de kcal, o 224.870.930 kWh.

Es de destacarse que, si se considerara también el potencial aprovechamiento sostenible de bosques nativos⁷⁵ -teniendo en cuenta su accesibilidad legal y física-, el volumen total de biomasa aprovechable en la región que se extiende desde la localidad de Villa La Angostura hasta Lago Puelo y El Hoyo sería muy superior al planteado para este estudio. La estimación de la oferta de biomasa a partir de bosques nativos que podría utilizarse con fines energéticos alcanza los 123.666 ton/año. Por este motivo, es que se propone que parte de dicho volumen sea destinado para suplir la demanda total de biomasa en la región.

⁷⁵ El Bosque Andino Patagónico está compuesto principalmente por bosques puros o mixtos de coihue (*Nothofagus dombeyi*), ciprés (*Austrocedrus chilensis*), ñire (*Nothofagus antártica*), radial (*Lomatia hirsuta*), laura (*Schinus patagonicus*), maitén (*Maytenus boaria*), retamo (*Diostea juncea*) y lenga (*Nothofagus pumilio*).

4.

Alternativas tecnológicas y costos de inversión para centrales termoeléctricas a biomasa





Existen distintas alternativas para el aprovechamiento de la biomasa sólida como combustible, las cuales -especialmente en centrales de elevada potencia- pueden alcanzar rendimientos del orden del 85% si se cogenera electricidad y calor ^[44]. Si bien parte de la tecnología utilizada para estas centrales, como por ejemplo las calderas, son máquinas industriales con siglos de conocimiento, el desarrollo de turbinas y equipos auxiliares continúa evolucionando y logrando mejores desempeños energéticos y ambientales. Este desarrollo se ha dado principalmente alrededor de establecimientos industriales como los de producción de papel y celulosa, ingenios azucareros, aserraderos e industrias de procesamiento de madera, y otros complejos agro-industriales que cuentan con alta disponibilidad de un subproducto apto para utilizarse como combustible. En buena medida, los desarrollos de proyectos para generación de electricidad y calor a partir de biomasa han sido motivados por la necesidad de gestionar adecuadamente los residuos de estas industrias, debido al problema ambiental que originaban. Aunque pueden tratarse de plantas exclusivamente de generación eléctrica, en la mayoría de las ocasiones esta actividad se realiza a través de procesos de cogeneración, en donde simultáneamente se produce energía eléctrica y térmica.

Dado que el objetivo de este trabajo es realizar un estudio sobre la prefactibilidad para desarrollar un aprovechamiento de biomasa residual mediante una central termoeléctrica, se acotará el análisis de las tecnologías a aquellas que puedan servir a dicho propósito.

4.1. Alternativas tecnológicas

Puesto en términos sencillos, para poder generar electricidad es necesario de alguna manera transformar la energía contenida en la biomasa en trabajo capaz de mover el eje de un generador eléctrico. Para ello existen diversas tecnologías, que se describen sucintamente a continuación:

- **Generación con turbinas a vapor (turbovapor)**

Es una tecnología ampliamente difundida y utilizada ya que se utiliza en un gran rango de potencias y el vapor puede generarse a partir de distintas fuentes (e.g. biomasa, gas natural, fisión nuclear, etc.).

Se genera vapor a presión mediante una caldera o generador de vapor el cual evoluciona dentro de una turbina, perdiendo energía y haciendo mover los álabes solidarios a un eje, conectado a su vez al eje del generador. El vapor se condensa y el agua se cicla nuevamente pasando por la caldera o generador de vapor.

Esta tecnología, además, permite aprovechar parte de la energía en el vapor que no puede ser aprovechada en el ciclo con la turbina, utilizándola en un proceso industrial que requiera calor o vapor. En este caso, las centrales se denominan centrales de cogeneración (conocidas también como CHP⁷⁶). De esta forma, se pueden lograr eficiencias del sistema en conjunto superiores a las que se lograrían en forma separada.

- **Generación con motores de vapor**

Es una tecnología antigua en donde se genera vapor, asociado también a una caldera o generador de vapor, y el mismo transfiere su energía en un cilindro, haciendo mover un pistón. Además de la biomasa, también admite una variedad de combustibles para la producción de vapor.

Se ha continuado desarrollando la tecnología, principalmente para usos estacionarios de baja potencia (del orden de los 100 a 1.500 kW), logrando rendimientos y costos que lo hacen competitivo comercialmente en ciertos nichos. Actualmente pueden encontrarse alternativas modernas de esta tecnología⁷⁷, pero su aplicación en proyectos no es extendida.

- **Generación a partir de gas de síntesis**

La generación de electricidad a partir de gas de síntesis⁷⁸ se puede producir mediante motores de combustión interna que transforman el calor en movimiento, o mediante celdas de combustible específicas que utilizan procesos electroquímicos. Ambas alternativas requieren previamente la transformación de la biomasa en gas de síntesis a través de la gasificación, es decir, requieren un proceso intermedio de transformación de la biomasa.

⁷⁶ Del inglés, *Combined Heat and Power*, que refiere a la combinación de calor y electricidad.

⁷⁷ Ver, por ejemplo, los motores a vapor ofrecidos por la fábrica alemana Spilling.
<https://www.spilling.de/products/steam-engines.html>

⁷⁸ Mezcla de CO₂, CO, CH₄, H₂ y N₂.

De las tecnologías mencionadas, para generar electricidad y vapor a partir de biomasa en nuestro país, la que ha sido ampliamente utilizada en los últimos proyectos⁷⁹ ha sido la de turbinas de vapor. En este trabajo se propone realizar los análisis técnicos y económicos con dicha opción, ya que, además de la experiencia que puede nutrir eventualmente el desarrollo de un proyecto de estas características en San Carlos de Bariloche, la madurez que ha alcanzado esta tecnología^[47] asegura la existencia de proveedores de equipamiento y de servicios de mantenimiento de los sistemas.

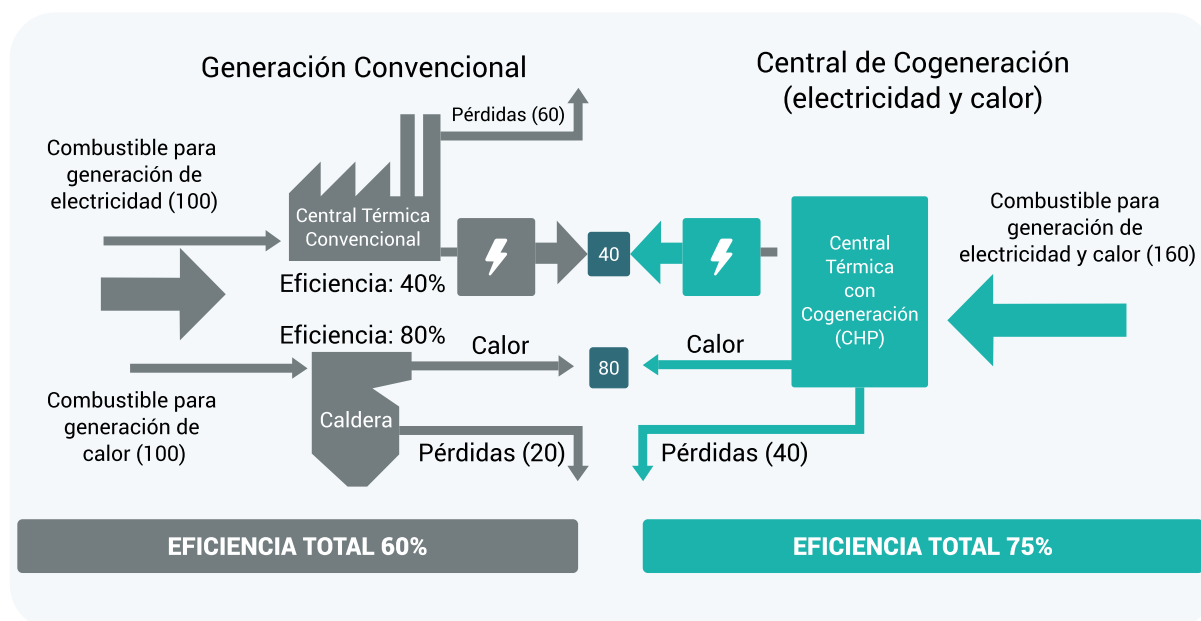
4.2. Centrales termoeléctricas con turbovapor

Las centrales que generan electricidad con turbinas a vapor, como se mencionó previamente, tienen la particularidad de que pueden diseñarse para aprovechar una parte del calor del vapor que se hace pasar por una turbina para otro uso distinto a la generación de electricidad. De esta manera, con la misma cantidad de combustible se cogenera electricidad y calor, obteniendo una gran eficiencia en términos de la cantidad de energía primaria que se transforma en energía útil.

En términos generales, se puede afirmar que la eficiencia del sistema dependerá en gran medida de la presión y temperatura de trabajo, obteniendo mayores rendimientos a temperaturas y presiones más elevadas. Sin embargo, dichas variables se mantienen dentro de un rango limitado tanto por la resistencia mecánica de los materiales, como por otros problemas que puede traer aparejadas elevadas temperaturas cuando se utiliza biomasa^[19]. En particular, las cenizas generadas en la combustión pueden fundirse y formar costras en las tuberías (sinterización), perjudicando el intercambio de calor entre los gases de combustión y el fluido de trabajo.

Imagen 4.1.

Ejemplo de eficiencias y pérdidas comparativas entre generación de electricidad y generación de calor independientes, y cogeneración.



Fuente: adaptación propia a partir de IRENA e IEA.

⁷⁹ Ver Anexo 8. Proyectos y centrales de generación eléctrica a biomasa adjudicados en el programa RenovAr en la República Argentina.

El uso de calderas y generación eléctrica con turbovapor en general se ubica en lo que se denomina oferta base de electricidad, dado que son sistemas con inercia que no responden fácilmente a cambios en la energía que deben entregar y el arranque puede demorar varias horas^[81]. Además, sus componentes se pueden desgastar aceleradamente en caso de trabajar en ciclos muy variables, en vez de una manera más estable y continua. Sin embargo, en general estos equipamientos poseen una larga vida útil^[81], y algunas centrales de tipo CHP incorporan sistemas de almacenamiento de calor. De este modo, se puede evitar o reducir las exigencias sobre las calderas para entregar potencias máximas, permitiendo además entregar energía en momentos en los cuales la demanda es mayor y la electricidad es mejor remunerada^[60].

Una central térmica de combustión de biomasa que genera electricidad, y en el caso que se trate de una central de tipo CHP también vapor de proceso, posee en forma genérica los siguientes sistemas:

- **Almacenamiento de combustible**

Al tratarse de un combustible con menor poder calorífico que otros energéticos, requiere en general silos o estructuras techadas para acopio con mayores volúmenes que los requeridos para el almacenamiento de combustibles líquidos o gaseosos.

- **Transporte del combustible al equipo de combustión**

Dependiendo del formato de la biomasa (astillas o chips, pellets, etc.) se utilizan distintos sistemas de transporte entre el lugar de almacenamiento a la cámara de combustión. Son habituales los sistemas de transporte con equipos como cintas transportadoras o tornillos sinfín.

- **Cámara de combustión y caldera**

La cámara de combustión y caldera utilizada en los proyectos de biomasa es -junto con la turbina- uno de los equipos más importantes. Las calderas para estos usos se clasifican principalmente en calderas con parrilla⁸⁰ o calderas de lecho fluido. Estas últimas son de mayor complejidad y alcanzan mejores eficiencias, requiriendo inversiones iniciales mayores que se justifican en potencias superiores a los 20 MW^[44]. Las calderas con parrilla y circulación natural de aire, pese a su menor rendimiento, cuentan con una tecnología ampliamente probada y funcionan con biomasa de bajo poder calorífico (PCI aproximado de 3.300 kcal/kg) y contenido de humedad (30%) compatibles con los residuos forestales^[44].

Las calderas pueden ser clasificadas también como humotubulares o acuotubulares, dependiendo de si los gases de la combustión transfieren energía al fluido del ciclo (agua/vapor en nuestro caso) circulando por un conjunto de tuberías inmersas en el fluido, o si es el agua la que circula a través de las tuberías, con los gases de combustión alrededor de las tuberías. Actualmente, la tendencia es utilizar calderas humotubulares para potencias menores a 5 MW, y acuotubulares con vapor sobrecalentado para rangos de 5 a 20 MW^[55].

Independientemente del tipo de caldera, cuando el combustible es biomasa sólida la misma debe contar con un sistema de extracción de cenizas.

80 También se las puede encontrar denominadas como grillas, rejás, etc.

- **Depuración de gases**

Como toda combustión, la quema de biomasa no está exenta de generar gases contaminantes que deben mantenerse dentro de parámetros observados. Entre ellos, se debe controlar el material particulado (PM_{10} y $PM_{2,5}$)⁸¹ mediante filtros o sistemas de precipitado para tales fines⁸².

- **Turbina a vapor**

La turbina es el otro elemento fundamental en un sistema de generación eléctrica con vapor. Las turbinas a vapor para estos proyectos se pueden clasificar en turbinas de vapor de condensación, turbinas de extracción de vapor y turbinas de vapor a contrapresión. Dependiendo si lo que se desea es priorizar la producción de electricidad, la producción de electricidad y calor, o si la prioridad se encuentra en el suministro de calor a un proceso industrial, se puede optar por alguna de las tres opciones (condensación, extracción o contrapresión, respectivamente).

- **Generador eléctrico**

Es también un elemento muy importante del sistema ya que se trata de la máquina que transforma el movimiento del eje de la turbina a vapor en electricidad para inyectar a la red eléctrica correspondiente. Su potencia nominal es en general la que guía la definición de los sistemas y del proyecto en su conjunto.

- **Condensadores, intercambiadores de calor; bombas, etc.**

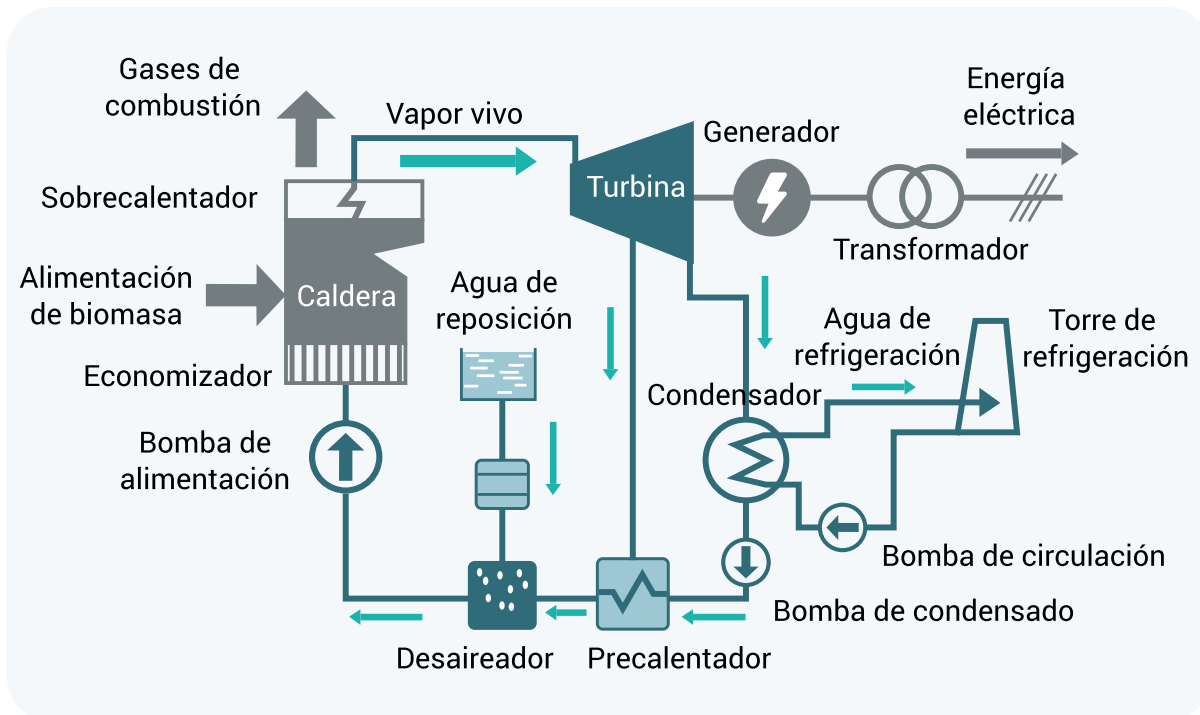
El proyecto deberá contar también con otros sistemas auxiliares que sirven para circular y acondicionar en las distintas etapas el fluido de trabajo, en un ciclo lo más aproximado posible a un ciclo cerrado.

81 El material particulado se clasifica según su diámetro aerodinámico teórico, mediante el uso de los límites de 2,5 y 10 micrómetros.

82 Por ejemplo, la normativa holandesa establece límites de 20 mg/m³ para PM10 y 200 mg/m³ de NOx para calderas a biomasa menores a 5 MW térmicos. Ver [60].

Imagen 4.2.

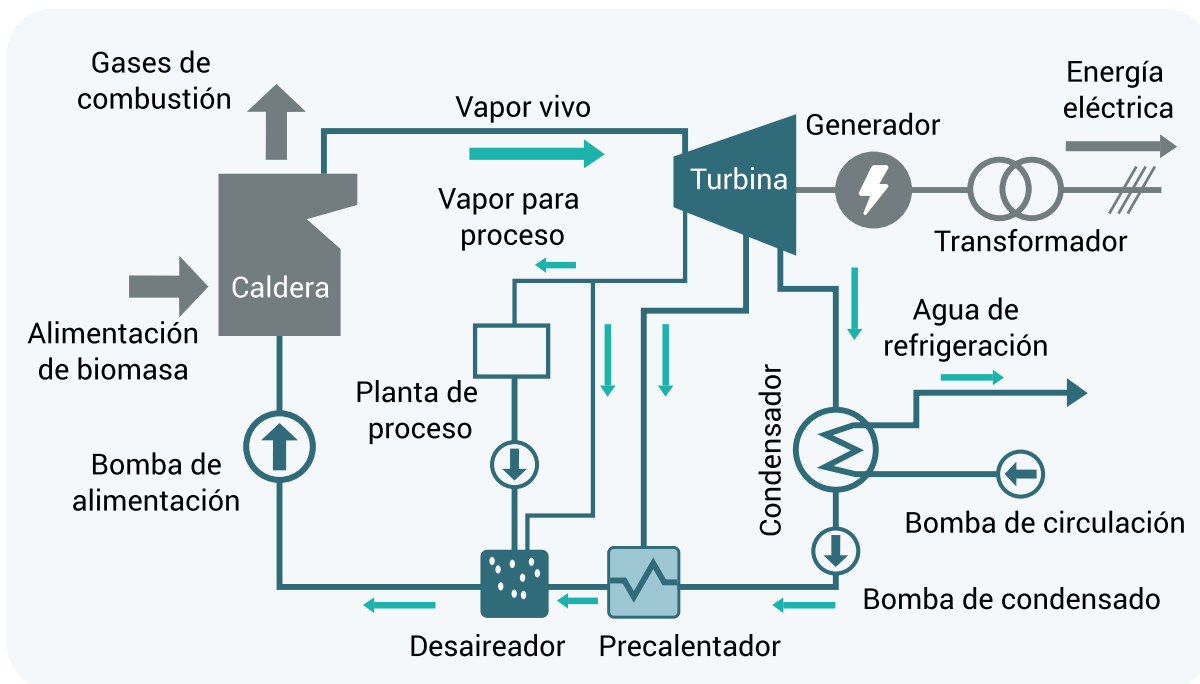
Principales componentes del ciclo de generación con turbovapor.



Fuente: adaptación de Introducción a la dendroenergía, FAO.

Imagen 4.3.

Ciclo de cogeneración con extracción de vapor para el proceso.



Fuente: adaptación de Introducción a la dendroenergía, FAO.

4.3. Estimación de potencias para central termoeléctrica con turbovapor

Para realizar una estimación del rango de potencias que podría instalarse en San Carlos de Bariloche, el primer dato a utilizar es la energía bruta anual contenida en la biomasa que se podría obtener a partir de la oferta dendroenergética, calculada en capítulos anteriores. Dicho valor máximo sería de alrededor de **224.870.930 kWh/año**.

Luego, se debe evaluar el rendimiento esperable para la opción tecnológica que se considera más conveniente, en función de estimaciones preliminares, y observando otras experiencias comparativas en nuestro país⁸³. Estas consisten en una CT de cogeneración con turbovapor de extracción, lo que permite la producción de electricidad y también calor de proceso, logrando eficiencias significativamente superiores a una CT que únicamente produzca electricidad mediante una turbina a vapor.

Además, considerando las restricciones que han existido en el suministro de gas natural en la ciudad (ya sea por límites en el gasoducto cordillerano o en la extensión de las redes de distribución locales), y aquellas que operan también en la línea de transmisión ALPIBA, resulta imperativo buscar aprovechar la energía mediante un sistema de cogeneración.

En general, las referencias a la eficiencia de generación eléctrica en CT a biomasa se encuentran en el orden del 16 al 36% para centrales modernas de cogeneración [44], aunque otras fuentes [71] proponen rendimientos bastante menores. En nuestro país, con los datos disponibles para centrales de cogeneración que utilizan residuos forestales y de aserraderos, los valores de referencia se encontrarían entre el 10% y el 15%.⁸⁴

Teniendo en cuenta la incertidumbre propia de este estudio de prefactibilidad, y las menores eficiencias esperables en CT de potencias como las que en principio se podría abastecer con la oferta de biomasa contemplada en este estudio, se propone una eficiencia de generación eléctrica del 12,5%⁸⁵.

83 Ver referencia bibliográfica [66] y Anexo 7. Proyectos y centrales de generación térmica y/o eléctrica a biomasa en la República Argentina.

84 Esta aproximación se realizó para las CT AP Alto Paraná (38 MWe, 1479 t/día), CT Biomasa Santa Rosa (12,5 MWe, 737 t/día) y la CT Biomásica Garruchos (36 MWe, 1584 t/día), con un PCI de 3.500 kcal/kg. En base a la potencia nominal eléctrica para una operación diaria continua se obtienen eficiencias de generación eléctricas de 15,1%, 10,0% y 13,4%, respectivamente.

85 Pese a que en este trabajo no se analizará, existen alternativas tecnológicas para incrementar la eficiencia de la generación eléctrica, por ejemplo, mediante el secado de la biomasa con tambores rotativos antes del ingreso del combustible a la caldera.

Tabla 4.1.

Parámetros característicos para CT a Biomasa.

Tecnología	CHP
Eficiencia eléctrica (%)	16 - 36 [1]; 25 [4]
Eficiencia total cuando es CHP (%)	40 - 85
Tiempo de construcción (meses)	Mínimo 18; Típico 25; Máximo 30
Factor de capacidad (%)	76 - 91 [1]; 60 - 85 [2]; 80 [4]
Disponibilidad máxima (%)	93
Costo de Inversión, incluyendo interés durante construcción (USD/kW)*	3550 - 6820 [1]; 1000 - 2500 [3]
Costo de O&M, fijo y variable (% del costo de instalación)	3 - 5 % (gran escala), 5 - 6,5% (Pequeña Escala)
Costo del combustible (USD/GJ)	Residuos: 0 - 4, Oferta Local: 4 - 8; Oferta Internacional: 8 - 12
Tasa de interés	10
LCOE (USD/MWh)	70 - 290

Notas: en el mismo documento [1], hay un gráfico con barras donde los costos de inversión para turbovapor sin cogeneración tienen un rango de 1800 a 4200 USD/kW (2012). También se propone en [1] como eficiencia eléctrica para plantas de CHP de entre 2 y 30 MWe 25%, y 50% de eficiencia térmica, con una eficiencia total de 75%.

Fuente: [1] IRENA, Biomass for Heat and Power Technology Brief 2015. [2] IRENA Power Generation Costs 2019. [3] Potencial de desarrollo de plantaciones dendroenergéticas en la Argentina. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2020. [4] Generación de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa en Uruguay. La dendroenergía. Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear de Uruguay, 2006.

La otra variable característica de una central de generación eléctrica que se utilizará para aproximar el rango de potencias de una CT a biomasa en San Carlos de Bariloche es el Factor de Capacidad (FC). Este valor, que representa la cantidad de horas al año que una central de generación eléctrica entrega la potencia nominal sobre el total de horas del año, también puede llegar a ser muy variable para CT a biomasa. Si bien se pueden lograr valores (ver Tabla 4.1) similares a otras CT convencionales que utilizan combustibles fósiles, en centrales que utilizan biomasa proveniente de cosechas o disponibilidad estacional como el bagazo de caña los FC pueden ser muy reducidos a menos que utilicen combustibles alternativos.

En el caso de una CT como la que se está evaluando, de acuerdo al estudio de la oferta de la biomasa, parte de esta última tiene un comportamiento estacional (residuos de poda urbanos) y la oferta directa proveniente de plantaciones forestales también podría reducirse durante el otoño e invierno por razones climáticas. Para realizar los cálculos en este estudio, se utilizará a priori un FC de 80% (ver Tabla 4.2), dado el impacto que tiene dicha variable sobre los retornos económicos. Eventualmente, se podrían evaluar alternativas de mayor potencia y menor FC ya que, con la misma cantidad de combustible y una generación de energía similar, el despacho de una mayor potencia concentrada en las horas en que la demanda de electricidad es máxima podría ser conveniente. De este modo, se podría encontrar una mejor respuesta a uno de los problemas que motivaron este trabajo (potencia insuficiente en determinados momentos), permitiendo a la vez incrementar eventualmente la producción de energía -en el caso que se disponga de mayores volúmenes de biomasa que los estimados- sin que ello signifique ampliar la capacidad de la CT.

Por lo tanto, con estos valores, podemos estimar la potencia eléctrica máxima que podría instalarse y abastecerse bajo estas condiciones mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia Eléctrica CT (MW)} = \frac{\text{Oferta dendroenergética (MWh.año}^{-1}\text{)}}{\text{FC (\%)} \times 8760 \text{ horas.año}^{-1}} \times \eta$$

Siendo η la eficiencia teórica de generación eléctrica.

Los resultados obtenidos, se presentan también para cuatro escenarios en los que la oferta total de biomasa contemplada para el proyecto se logra aprovechar en distintos porcentajes.

Tabla 4.2.

Rango de potencias eléctricas (MW) de la CT para Factores de Capacidad (FC) de 80%, 60% y 30%, y generación neta de electricidad estimada.

Porcentaje de Biomasa Disponible Utilizada	Energía Neta (MWh/año)	Potencia Neta (MW) FC80	Potencia Neta (MW) FC60	Potencia Neta (MW) FC30
100%	28.108,9	4,0	5,3	10,7
75%	21.081,6	3,0	4,0	8,0
50%	14.054,4	2,0	2,7	5,3
25%	7.027,2	1,0	1,3	2,7

Fuente: Elaboración propia.

A partir de estas estimaciones y opciones se calcularon los costos de inversión para dos alternativas: una CT de 2 MW de potencia eléctrica neta y una de 4 MW. Con estos costos, junto a los que hacen a la operación y mantenimiento de la CT, se realizará un análisis económico-financiero.

Llegando a las primeras conclusiones de este trabajo, podemos observar que la oferta de biomasa directa e indirecta que se considera podría abastecer una CT alcanzaría para una central de tamaño pequeño, aunque dentro del rango de otras que han sido construidas en los últimos años en el país⁸⁶.

4.4. Costos de Inversión para una central termoeléctrica con turbovapor y cogeneración

El principal costo que se debe afrontar para poder concretar la instalación de una central térmica es la inversión inicial requerida por el equipamiento considerado en este capítulo. Esta cualidad de requerir hacer frente a un gran desembolso al comienzo del proyecto es compartida con todas las formas de generación de electricidad, con la particularidad que las centrales térmicas (dentro de las cuales podemos también considerar a las nucleares) demandan luego de la inversión inicial gastos en combustible a lo largo de su vida útil. Es más, dentro del análisis del costo total de la energía generada, la biomasa que se utiliza como combustible tiene el mayor peso (entre 40 y 50%)^[44].

⁸⁶ Ver Anexo 8. Proyectos y centrales de generación eléctrica a biomasa adjudicados en el programa RenovAr en la República Argentina.

Para desarrollar el análisis económico y financiero del proyecto se consultaron diversas fuentes bibliográficas, expertos, empresas constructoras de centrales a biomasa⁸⁷ y empresas propietarias⁸⁸ de plantaciones forestales y centrales térmicas.

Tabla 4.3.

Rango de valores de costos de inversión por kW para centrales térmicas a biomasa.

CAPEX característicos para CT a Biomasa (USD/kW)			
Fuente		Rango o Valor	Observaciones
[1]	4296	8252	
[1]	2178	5082	Sin cogeneración
[2]	1000	2500	
[3]		3471	
[4]	3000	3500	
[5]		1505	
[6]		1734	

Fuentes:

[1] IRENA, Biomass for Heat and Power Technology Brief 2015. Dato original de 2010, actualizado con un 21%.

[2] Potencial de desarrollo de plantaciones dendroenergéticas en la Argentina. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2020.

[3] Diseño de una central de biomasa de 1 MW ampliable a 2 MW, Aldomà Peña G. Universitat Rovira I Virgili, 2010. El dato original estaba en Euros de 2010, se actualizó con 13% y se pasó a USD actual.

[4] Comunicación personal con representante de Agrest S.R.L.

[5] Promedio ponderado de inversión para CT a biomasa en Argentina, según relevamiento propio.

[6] Promedio ponderado de inversión para CT a biomasa en Argentina para proyectos RenovAr, según relevamiento propio.

El promedio de todos los valores tomados como referencia arroja un valor de 3.320 USD/kW, mientras que, si se toman los valores del rango superior, asociados a las centrales de menor potencia que poseen desventajas en su economía de escala, el promedio es de 3.721 USD/kW.

A partir de estas fuentes se propone un costo estimativo de 3.000 USD/kW instalado, teniendo en cuenta que la CT propuesta podría llegar a tener una potencia baja a media (entre 1 MW y 4 MW, aproximadamente), de acuerdo a los cálculos realizados previamente (ver Tabla 4.3). Este costo es inferior al promedio de todas las fuentes citadas, pero superior al promedio de los costos de inversión relevados para las experiencias RenovAr en nuestro país. Dado el alcance y nivel de detalle de este trabajo, se considera que el valor se encontraría cercano a la realidad para un proyecto en San Carlos de Bariloche.

87 <http://www.agrestsrl.com/biomasa.html#menu2-2c>

88 <https://pindosa.com.ar/energia/>

5.

Costos de operación y mantenimiento para una central termoeléctrica a biomasa





Los costos operativos (*OPEX*) de una central como la propuesta están compuestos principalmente por el costo del combustible, y otros costos como servicios de mantenimiento, costos laborales y costos financieros para hacer frente a la inversión inicial.

En este trabajo se estimarán los costos con dos alternativas respecto al abastecimiento del combustible para el funcionamiento de la CT. Una alternativa contemplada será que el combustible sea comprado mediante contratos entre la administración de la CT y los proveedores. Estos últimos podrían ser dueños de plantaciones forestales de la región, cooperativas o empresas que recolecten biomasa (urbana o en plantaciones) y la entreguen bajo ciertas condiciones, aserraderos, etc.

La otra alternativa que se tendrá en cuenta simulará que la administración de la CT se hace cargo de los trabajos en las plantaciones, transporta la biomasa por cuenta propia y afronta los costos del procesamiento de la biomasa. También realizará parte de la recolección de biomasa en la zona urbana de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi. En esta última alternativa, se utilizarán valores de referencia de otros estudios, de modo de poder comparar ambas opciones, y también se estimarán los costos que podría implicar esta opción, aunque son valores que poseen una gran incertidumbre por tratarse de aproximaciones teóricas.

5.1. Costos variables: aprovechamiento de biomasa mediante compra del combustible

Una opción existente para evaluar la prefactibilidad económica de una central a biomasa es considerar que la CT se abastece mediante compras a oferentes de biomasa, sin intervenir en forma directa en los trabajos de poda y raleo en las plantaciones o en el arbolado urbano. En este caso, se considera a la biomasa como un combustible que se adquiere en forma similar al gas natural o gasoil para generación térmica.

Los precios de referencia que se encontraron para la biomasa van desde los 30 USD/t hasta poco más de 110 USD/t. Se observan diferencias sustanciales entre los precios relevados, donde los valores más altos se corresponderían con realidades y costos relativos mayores por distintos motivos⁸⁹.

Tabla 5.1.

Rango de valores para precios de referencia de biomasa forestal como combustible.

Precios de Referencia de Biomasa Forestal (USD/t)		
Fuente		Rango o Valor
[1]	30	35
[2]	30	38
[3]		48,4
[4]	30	39
[5]	59	117
[6]		113
[7]	32,15	41,88

Fuentes:

[1] Agrest S.R.L.

[2] Cooperativa Ecoforestal Bariloche.

[3] Diseño de una central de biomasa de 1 MW ampliable a 2 MW. ^[72]

[4] Generación de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa en Uruguay. La dendroenergía. Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear de Uruguay, 2006 . Nota: El valor original de 2006 se actualizó un 31%. ^[62]

[5] Biomass for Heat and Power, Technology Brief. IRENA, 2015. ^[44]

[6] Commercialization possibilities of Small scale biomass power plant in Japan. Nota: El dato correspondiente a chip 40% HR estaba en Yenes (12.000) de 2016, se actualizó por inflación (1,23% y se pasó a USD 0,0093 por yen). ^[45]

[7] Incentivos económicos y producción de energía a partir de biomasa forestal en Argentina. ^[67]

Evidentemente, el importante rango de valores encontrados en la bibliografía respecto al costo de la biomasa como combustible para centrales de generación termoeléctrica es reflejo de un gran número de variables que intervienen en el proceso de gestión de la biomasa como pueden ser: el grado de tecnificación utilizado; el acceso a proveedores y personal capacitado; las condiciones geográficas y naturales; entre otras. Por este motivo, se considera necesario profundizar el estudio de los costos específicos internos de la gestión de plantaciones para intentar aproximarse a un valor que pueda representar la realidad local y regional.

⁸⁹ Por ejemplo, el precio de 113 USD/t de chip de madera para el caso de las CT a biomasa de baja escala en Japón, donde también se observan costos de inversión mucho más elevados (aprox. 12.600 USD/kW) que en otros casos relevados.

5.2. Costos variables: aprovechamiento de biomasa mediante gestión directa de plantaciones forestales

En este apartado se evalúan las implicancias de realizar una gestión propia para hacerse del combustible derivado de plantaciones forestales por parte de la administración del proyecto de la CT, como ocurre en muchos de los casos relevados de centrales a biomasa en Argentina. Esto permite contrastar los costos de la biomasa como combustible cuando la misma es adquirida a terceros, profundizar en el conocimiento de los distintos componentes que conforman el costo total, y analizar opciones que puedan mejorar la ecuación económica de una CT.

Además, se incluye esta alternativa debido al hecho que la CEB posee contratos vigentes para la explotación forestal de plantaciones en la región⁹⁰, las cuales podrían servir como fuente propia de combustible en el caso que la CT quedara bajo su órbita, y también como modelo de referencia para conocer de primera mano la estructura de costos asociados. Esto último puede resultar de gran utilidad a la hora de negociar contratos de abastecimiento del combustible con terceras partes.

Se toman como referencia para la determinación de los costos del manejo de las plantaciones de pino dos estudios ^{[31][39]} elaborados por especialistas del CIEFAP, los que se considera que podrían caracterizar mejor la realidad local frente a estudios de otras regiones. Y también se propondrán valores teóricos utilizando los estudios de CIEFAP y otras fuentes como FAO ^[68], intentando replicar las estructuras de costos que podrían alcanzarse.

De acuerdo a las estimaciones y modelo propuesto por CIEFAP en 2008, los costos de una tonelada de material forestal chipeado puesto en un nodo⁹¹ de consumo final en Chubut y Neuquén puede encontrarse dentro de un rango que va desde los 89 USD/t hasta los 180 USD/t⁹², en función del estado de las plantaciones, las pendientes que se manejan y la distancia hasta el punto de consumo. Los costos de extracción y procesamiento de la biomasa en las plantaciones se encuentran entre 70 USD/t y 160 USD/t, mientras que los costos de transporte oscilan entre 18 USD/t y 31 USD/t. Esto señalaría la predominancia de la componente de costo por trabajos en las plantaciones por sobre la logística.

Estos valores pueden compararse también con los calculados por el otro estudio ^[39] de referencia para la región, el cual estimó el costo de generar astillas o chips a partir de los raleos comerciales de plantaciones de la región, previo a la cosecha final. Los métodos y tecnologías utilizados en este caso son similares al anterior, sin embargo, los costos estimados en este trabajo son significativamente superiores. En el estudio de CIEFAP de 2019, los costos de chips entregados en un centro de acopio a una distancia promedio de 30 km de las plantaciones irían desde los 282 USD/t hasta los 411 USD/t.

90 En base a información de la Cooperativa de Electricidad de Bariloche Ltda., tendría aproximadamente 1.213 ha de plantaciones de más de 22 años cercanas a Ñirihuau, y unas 813 ha de plantaciones de aproximadamente 25 años en la zona de la Estancia El Boquete, entre las localidades de El Bolsón (Río Negro) y El Maitén (Chubut).

91 En el documento de CIEFAP de 2008 se propone crear nodos de consumo con distintas distancias medias hasta las plantaciones, pero procurando dentro de lo posible que el rango de distancia que abastece al nodo no supere los 50 km. En los casos que las distancias de transporte son mayores, los costos de transporte hacia el nodo se ven incrementados.

92 Los valores expresados en pesos argentinos de 2008 (AR\$) fueron convertidos al tipo de cambio consignado en el estudio (3,15 AR\$/USD) y actualizados un 23% por inflación en EE.UU. entre 2008 y 2021.

5.2.1. Modelo teórico para estimar costos de biomasa por gestión propia

La dispersión observada en términos de costos de la biomasa -específicamente de la tonelada de astillas o chips de madera-, así como los valores -comparativamente elevados- reportados por los estudios citados, llevaron a elaborar un modelo de costos estimativos propio. Esto se hizo para intentar determinar valores que podrían alcanzarse de acuerdo a un modelo de gestión cooperativo entre los distintos actores involucrados. Dicho modelo, estaría orientado a buscar eficiencias en los costos que cubran las operaciones de gestión de las plantaciones y de los residuos urbanos asimilables, al posibilitar una gran inversión en maquinarias, que difícilmente podrían ser cubiertas por los distintos actores de la cadena foresto-industrial de manera independiente.

En otras palabras, se estudiaron los costos en un modelo teórico donde las plantaciones serían manejadas bajo una coordinación unificada que se encarga de planificar y llevar adelante la intervención de las plantaciones. Para la gestión de la biomasa proveniente de aserraderos y residuos de poda de las distintas localidades, también se debería proceder en forma similar, administrando en forma conjunta algunas tareas con los gobiernos locales.

El modelo de gestión de las plantaciones propuesto para esta estimación propia, utiliza técnicas similares a las propuestas en los trabajos de CIEFAP, y otros elaborados por FAO.

A diferencia de las plantaciones forestales en el noreste argentino, las plantaciones en la región andina se encuentran usualmente en terrenos con pendientes y condiciones que incrementan la complejidad de su manejo, con el consiguiente impacto en los costos. En los estudios mencionados, las zonas con pendientes mayores a 45% se consideran como cobertura vegetal de protección, y para otras pendientes menores se requiere maquinaria y equipamiento especializado.

El trabajo en las plantaciones comienza con la planificación y establecimiento de los caminos y las vías de saca⁹³ en la plantación forestal, de acuerdo a las características del terreno. Las labores de poda, raleo y volteo se realizan con motosierras y personal capacitado, los cuales van acumulando el material (fustes, por un lado, ramas gruesas y las ramas de menor tamaño que quedarán en el suelo⁹⁴, por otro) que se extraerá al borde de las vías de saca.

El sistema de extracción del material forestal con destino energético que se genera durante los trabajos de mantenimiento de las plantaciones, raleos y cosecha, se plantea mediante el uso de tractores con tracción en las cuatro ruedas, grúa/brazo hidráulico adaptado y acoplados aptos para terrenos con pendiente, descartando otras opciones existentes -menos tecnificadas o muy especializadas- a criterio de especialistas en la materia.

En pendientes mayores a 20% se plantea el uso de cables de acero, eslingas y malacates para asistir los trabajos, arrastrando los fustes sin desramar hasta sitios de menor pendiente que permitan el procesa-

93 Caminos de 4 a 5 m entre ejemplares arbóreos donde se va acumulando el material y preparando para su extracción mediante la maquinaria empleada para ese propósito.

94 Se plantea como buena práctica que el 50% de las ramas y el total de las acículas de los pinos queden en el suelo como protección y aporte orgánico.

miento y carga del material para extraer. Las maquinarias a utilizar pueden ser tractores con tracción en las 4 ruedas o arrastradores motorizados (*skidder*).

Finalmente, para transportar la biomasa residual hasta la CT se propone el triturado en campo con una chipeadora portátil que puede procesar ramas y troncos de diámetro máximo 250-300 mm, alimentada mediante brazo hidráulico. De este modo, se prioriza la reducción del costo por la mejora en el costo logístico frente a los costos menores que podrían lograrse si se utilizaran trituradoras estacionarias de mayor capacidad en el predio de la CT. El chip de madera se proyecta en un contenedor en un semirremolque para almacenarlo a medida que se produce y luego ser trasladado fuera de la plantación.

El transporte desde la plantación hasta la CT se realiza mediante camiones con capacidad de trasladar alrededor de 25 t y unos 50 m³ de volumen.

En el caso de las plantaciones sin manejo, el raleo produce poco material maderable, siendo el 70% del producto destinado a combustible y, por lo tanto, se le asigna un 70% de los costos totales del raleo y procesamiento. En los raleos de plantaciones con manejo dicho porcentaje es cercano al 35% en el primer raleo y 15% en el segundo. Estos rendimientos fueron tomados del último estudio del CIEFAP y se aplicó en forma simplificada a la totalidad de las hectáreas.

Para determinar la cantidad de biomasa y hectáreas a ser gestionadas se partió de la base de los rendimientos en m³/ha para las plantaciones en sus distintos niveles de manejo (Tabla 5.2) y se utilizó una densidad de 0,5 t/m³ para pasar dicho volumen a toneladas por hectárea⁹⁵. Comenzando los trabajos en plantaciones sin manejo, las mismas son puestas en condiciones con trabajos de poda y raleo con una gran generación de biomasa para fines dendroenergéticos, y más adelante en el tiempo son intervenidas de acuerdo a las buenas prácticas con dos raleos⁹⁶ comerciales, generando menor volumen de biomasa residual. No se contempló la biomasa proveniente de la cosecha al final del período.

Tabla 5.2.

Volúmenes de biomasa total generados en podas y raleos en plantaciones sin y con manejo. Nota: Primer Raleo Comercial (PRC), Segundo Raleo Comercial (SRC).

Tipo de plantación	Relación combustible/madera	Volumen (m ³ /ha)
Plantación sin manejo, PRC	70%	120
Plantación con manejo, PRC	35%	46
Plantación con manejo, SRC	15%	64

Fuente: CIEFAP, 2019^[9].

95 Este valor es el promedio simple de las densidades de fuste y ramas gruesas de pino ponderosa y pino contorta (CIEFAP).

96 El raleo consiste en remover de las plantaciones los ejemplares arbóreos de menor calidad, con troncos torcidos, enfermos o con otros problemas, favoreciendo el crecimiento de los árboles que presentan mejores condiciones.

Tabla 5.3.

Biomasa total extraíble de plantaciones (incluye biomasa para dendroenergía y madera para aserrar) durante 20 años.

CT	Biomasa total plantaciones					
	Años 1-6	Años 7-12	Años 13-20	Años 1-6	Años 7-12	Años 13-20
	t/año			t/día		
2 MW	25.654	28.344	30.761	82	91	98
4 MW	51.307	56.688	61.522	164	181	197

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CIEFAP, 2019 ^[39].

Los costos para la obtención de la biomasa residual de las plantaciones fueron calculados mediante la suma de los costos totales que implicaría una gestión adecuada de las plantaciones de la región, asignando -como se mencionó previamente- proporcionalmente los costos referidos a la producción de biomasa para usos energéticos y aquellos que corresponden a la producción de madera para usos no combustibles.

La cantidad de hectáreas de plantaciones que son intervenidas año a año fueron variando (ver Tabla 5.4 y Tabla 5.5), en función de la menor cantidad de biomasa para energía que se obtendría de las plantaciones a medida que se les realizan las podas y raleos que indican las buenas prácticas. Esta diferencia en la cantidad de hectáreas necesarias para obtener la misma cantidad de biomasa dendroenergética para el proyecto modifica, a su vez, los costos finales por tonelada de biomasa.

Tabla 5.4.

Cantidad de hectáreas intervenidas a lo largo de los 20 años del proyecto.

Años	CT 2 MW			CT 4 MW		
	1 a 6	7 a 12	13 a 20	1 a 6	7 a 12	13 a 20
	(ha/año)			(ha/año)		
Plantaciones sin manejo	427	346	313	854,4	692,2	626,1
Plantaciones con manejo PRC	-	427	346	-	854,4	692,2
Plantaciones con manejo SRC	-	-	427	-	-	854,4
Total Plantaciones intervenidas por año	427	773	1.086	854,4	1.546,6	2.172,7
Total Plantaciones intervenidas acumuladas	0 a 2.563	2.909 a 4.640	4.953 a 7.175	0 a 5.126	5.819 a 9.280	9.905 a 14.350
Hectáreas por día gestionadas	1,4	2,5	3,5	2,7	4,9	6,9

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CIEFAP, 2019 ^[39].

Tabla 5.5.

Cantidad y origen de la biomasa dendroenergética proveniente de plantaciones, a lo largo de los 20 años del proyecto.

Años	CT 2 MW			CT 4 MW		
	1 a 6	7 a 12	13 a 20	1 a 6	7 a 12	13 a 20
	(t/año)			(t/año)		
Residuos de poda y PRC plantaciones forestales sin manejo	17.958	14.548	13.159	35.915	29.097	26.317
Residuos de PRC plantaciones forestales con manejo	-	3.409	2.762	-	6.818	5.524
Residuos de SRC plantaciones forestales con manejo	-	-	2.037	-	-	4.074
Residuos de poda urbana	2.763	2.763	2.763	5.525	5.525	5.525
Residuos de aserraderos	6.907	6.907	6.907	13.814	13.814	13.814
Total	27.627	27.627	27.627	55.254	55.254	55.254

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CIEFAP, 2019 ^[99].

Para este modelo estimativo, se propuso que en ambas centrales la proporción de biomasa dendroenergética que proviene de plantaciones forestales represente el 65% del total, mientras que un 10% proveniría de residuos de poda urbanos y un 25% tendría su origen en aserraderos de la región (ver Tabla 5.6).

Tabla 5.6.

Proporción y cantidad de biomasa residual para dos tamaños de centrales de generación termoeléctrica

Origen biomasa para CT	CT 2 MW				CT 4 MW			
	% Origen	Cantidad (t/año)	Cantidad (t/día)	Cantidad (m3/día)	% Origen	Cantidad (t/año)	Cantidad (t/día)	Cantidad (m3/día)
Plantaciones forestales	65%	17.958	57	115	65%	35.915	115	230
Residuos de poda urbanos	10%	2.763	9	18	10%	5.525	18	35
Aserraderos	25%	6.907	22	44	25%	13.814	44	88
Total	100%	27.627	88	177	100%	55.254	177	353

Fuente: elaboración propia.

Estos volúmenes responden aproximadamente a la estimación de la oferta de biomasa, e implican un manejo acumulativo de 7.175 hectáreas de plantaciones forestales a lo largo de 20 años, para una CT de 2 MW. Para el caso de una CT de 4 MW, al final del período de estudio, se habrían gestionado 14.350 ha, es decir, la totalidad de las plantaciones existentes estimadas en 14 kHa.⁹⁷

⁹⁷ A comienzos de 2021, durante la elaboración de este trabajo, se produjeron los incendios forestales de Cuesta del Ternero (Río Negro) y Golondrinas (Chubut) que afectaron plantaciones forestales incluidas como oferta de biomasa originalmente. La magnitud final de la afectación aún no ha sido determinada fehacientemente por lo que no se ha considerado en este trabajo.

En cuanto a los costos específicos de cada ítem considerado⁹⁸, así como los rendimientos y variables que se consideraron en el modelo teórico, se adaptaron principalmente de los valores propuestos por la FAO^{[68] [85]}, intentando que reflejen los costos de la región andina de la Patagonia norte.

Los costos correspondientes al chipeado⁹⁹ se estimaron utilizando cotizaciones de equipos comerciales y rendimientos esperables en base a los catálogos técnicos de los equipos, y bibliografía sobre el tema. Se propone un modelo de chipeado a campo con equipos móviles que se van trasladando a las plantaciones a medida que se hacen las labores de silvicultura correspondientes.

Finalmente, se estimaron costos de logística¹⁰⁰ de traslado de las astillas/chips de madera, considerando que se cuenta con una flota propia de camiones que buscan y trasladan semirremolques con una capacidad de 50 m³. Para esto, se dispone de varios semirremolques que permiten que se vaya completando una carga mientras se hace el traslado entre las plantaciones y la CT.

Para el equipamiento que no se compra anualmente (motosierras, tractores, acoplados, chipeadoras, etc.), se calcularon anualidades¹⁰¹ equivalentes utilizando el tiempo de amortización y la tasa de interés. El costo total fue calculado para dos tasas en dólares, una de 10% y otra de 2%, las cuales representarían condiciones menos y más favorables de acceso al crédito para el proyecto, respectivamente. Los resultados obtenidos mostraron valores finales aproximados de chipeado puesto en planta proveniente de plantaciones de entre 48,3 y 64,7 USD/t con una tasa del 10%, y valores entre 44,3 y 60,8 USD/t para una tasa del 2%.

Un aspecto a destacar, cuando se agruparon costos operativos en rubros (costos de capital, bienes de consumo, combustibles y aceites, servicios y sueldos), es la gran influencia en el costo total que tiene el combustible¹⁰². El rango de costos mayores responde a la mayor demanda de combustible requerida para el proyecto de mayor capacidad (4 MW), para el cual se estimaron mayores esfuerzos en términos de distancias a recorrer con la maquinaria y menores rendimientos. Es decir, bajo los supuestos planteados, una planta de mayor tamaño podría incidir negativamente en la viabilidad del proyecto.

98 Ver Anexo: Modelo teórico de costos de gestión de plantaciones, chipeado y transporte.

99 *Ibíd*

100 *Ibíd*

101 Una anualidad, calculada en este trabajo mediante la función "Pago" en Microsoft Excel, sirve para calcular el importe de una cuota periódica para un préstamo amortizable de acuerdo al método francés y con tipo de interés fijo.

102 Para el análisis con ambas tasas de interés, a grandes rasgos, el combustible pasa de representar el 30% y 39% del costo total en el escenario de una planta de 2 MW, a entre 41% y 53% en la de 4 MW.

Tabla 5.7.

Resumen de costos para biomasa proveniente de manejo de plantaciones, chipeado y transporte con tasa de 10%.

Costo total de biomasa de plantaciones para CT 2 MW (USD/t)					Promedio
Años	1 a 6	7 a 12	13 a 18	19 a 20	
Total Manejo Plantación	34,6	42,9	47,7	47,7	43,2
Costo Biomasa para Madera	10,4	15,7	19,9	19,1	16,3
Costo Biomasa para Energía	24,2	27,2	27,9	28,7	27,0
Costo de Chipeado	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
Costo del Transporte	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Total Chipeado en Planta	48,3	51,3	52,0	52,8	51,1
Costo total de biomasa de plantaciones para CT 4 MW (USD/t)					Promedio
Total Manejo Plantación	39,5	51,9	65,1	65,1	55,4
Costo Biomasa para Madera	11,9	19,0	27,1	26,0	21,0
Costo Biomasa para Energía	27,7	32,9	38,0	39,1	34,4
Costo de Chipeado	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Costo del Transporte	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Total Chipeado en Planta	53,3	58,5	63,6	64,7	60,0

Fuente: elaboración propia.

Tabla 5.8.

Resumen de costos para biomasa proveniente de manejo de plantaciones, chipeado y transporte con tasa de 2%.

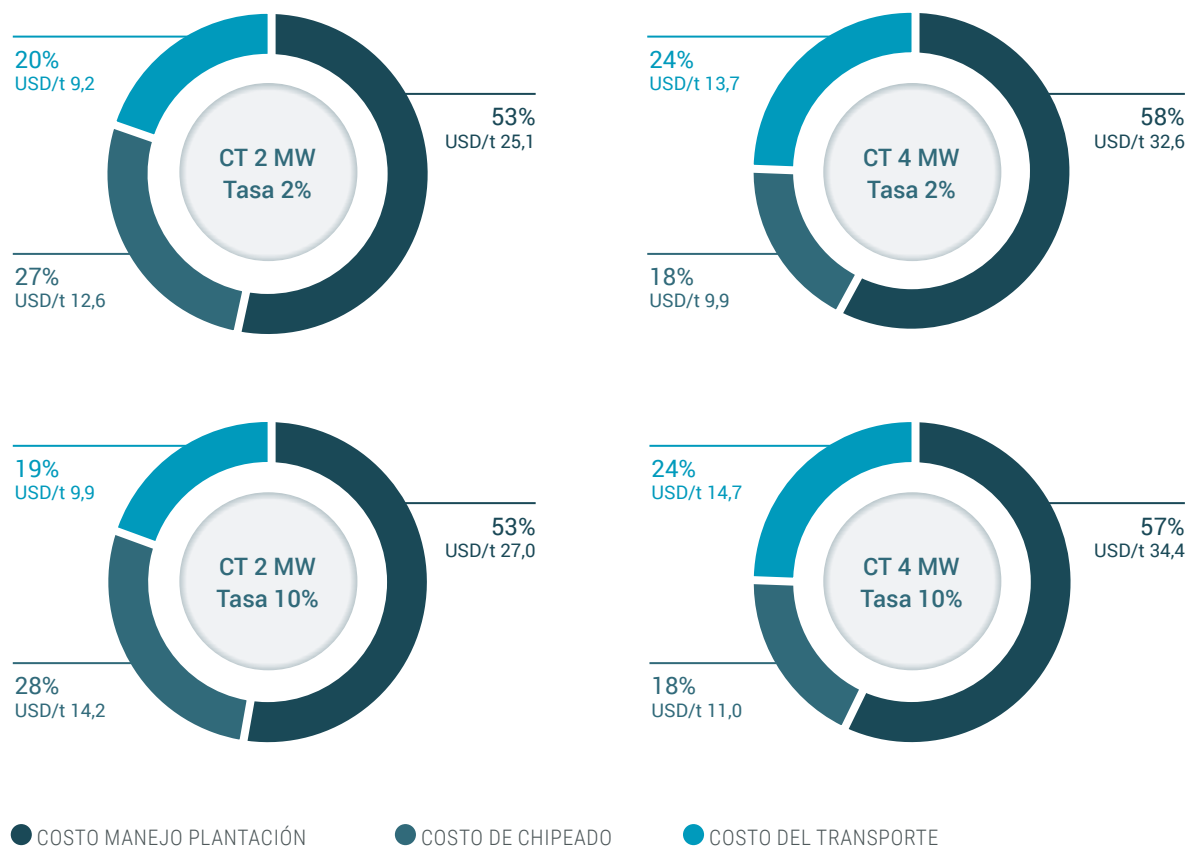
Costo total de biomasa de plantaciones para CT 2 MW (USD/t)					Promedio
Años	1 a 6	7 a 12	13 a 18	19 a 20	
Total Manejo Plantación	32,1	40,0	44,4	44,4	40,2
Costo Biomasa para Madera	9,6	14,6	18,5	17,7	15,1
Costo Biomasa para Energía	22,4	25,3	25,9	26,7	25,1
Costo de Chipeado	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
Costo del Transporte	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Total Chipeado en Planta	44,3	47,2	47,8	48,5	47,0
Costo total de biomasa de plantaciones para CT 4 MW (USD/t)					Promedio
Total Manejo Plantación	37,3	49,2	61,7	61,7	52,5
Costo Biomasa para Madera	11,2	18,0	25,7	24,6	19,9
Costo Biomasa para Energía	26,1	31,1	36,0	37,1	32,6
Costo de Chipeado	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9
Costo del Transporte	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
Total Chipeado en Planta	49,8	54,8	59,7	60,8	56,3

Fuente: elaboración propia.

Los resultados obtenidos mediante este modelo teórico no difieren sustancialmente de otro estudio reciente ^[64] que compara varias técnicas de manejo forestal para aprovechamiento de residuos forestales en la zona del noreste argentino, con valores de chip de madera listo para ser transportado en camión hasta el sitio final de consumo, de entre 27,6 y 37 USD/t. Dicho estudio contempla el uso de maquinaria¹⁰³ y técnica similar y chipecado en campo, por lo que se estima que los resultados obtenidos son razonables dentro del marco de una aproximación teórica.

Imagen 5.1.

Porcentajes de costos para biomasa proveniente de manejo de plantaciones, chipecado y transporte con tasas de 2% y 10%.



Fuente: elaboración propia.

103 Principalmente, utilizan cargadores tipo *forwarders* y grúa trineumática, en vez de los tractores y *skidders* planteados en este trabajo. Esta diferencia, se debería a las diferentes condiciones naturales donde se encuentran implantados los bosques cultivados entre ambos estudios.

5.3. Costos variables: aprovechamiento de biomasa proveniente de corriente de residuos sólidos urbanos

La CT a biomasa cuya prefactibilidad se analiza en este trabajo tendría como uno de sus objetivos principales brindar una alternativa de tratamiento para la disposición final de una parte de los residuos de poda urbanos y de aserraderos que se originan en San Carlos de Bariloche, Dina Huapi y la región.

Para esta fuente de biomasa para la CT, es complejo asignar un costo de obtención ya que se encuentra entrelazado con los costos de gestión de residuos sólidos urbanos que mayoritariamente son afrontados por los gobiernos locales. Se encontraron valores de referencia ^[62] que iban desde un costo nulo a unos 10 USD/t.

Para tener una noción de los costos que implicaría su gestión, también se estimaron costos de gestión y transporte, diferenciados para los residuos de poda y los provenientes de aserraderos, en un modelo de gestión mixta entre los gobiernos locales, los privados y lo que sería la figura responsable de obtener el combustible para el funcionamiento de la central.

Tabla 5.9.

Volumen de residuos de poda y aserraderos para la CT, por potencia de la CT y origen.

Origen biomasa para CT	CT 2 MW			CT 4 MW				
	% Origen	Cantidad (t/año)	Cantidad (t/día)	Cantidad (m3/día)	% Origen	Cantidad (t/año)	Cantidad (t/día)	Cantidad (m3/día)
RSU Poda BRC DH	4%	1.000	3	13	2%	1.000	3	13
RSU Aserradero BRC DH	18%	5.000	16	32	9%	5.000	16	32
RSU Poda Resto	6%	1.763	6	23	8%	4.525	14	58
RSU Aserradero Resto	7%	1.907	6	12	16%	8.814	28	56
Total	35%	9.669	31	79	35%	19.339	62	159

Fuente: elaboración propia a partir de datos de CIEFAP.

En el caso de los residuos de poda y aserraderos provenientes de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, se estimaron costos de recolección de dichos residuos sin ningún procesamiento, utilizando una flota de logística propia compuesta por camiones con capacidad para 10 m³ y brazo hidráulico. Entonces, se propone que los residuos de poda son entregados en la planta por terceras partes, o son acopiados en un sitio como el CRUM y luego transportados hasta el predio de la CT. Los residuos de aserraderos son acopiados por los aserraderos en bolsones de 1 m³ como los que utiliza el sector de construcción y son retirados periódicamente con los camiones mencionados. Tanto los residuos de poda generados localmente como los de aserraderos serían procesados en el predio de la CT mediante una trituradora de rodillos, en vez de una chipeadora, lo cual evita potenciales roturas por material contaminado con metales o piedras y permite además el procesamiento de otros materiales como muebles o pallets.

Para los residuos provenientes de sitios más alejados, se calcularon costos con una logística mixta, donde los residuos de aserraderos son primero recolectados con camiones en forma idéntica al caso de Bariloche y luego son trasladados hasta la CT mediante semirremolque. En el caso de los residuos de poda¹⁰⁴, se estimó la necesidad de contar con dos centros de procesamiento con chipeadoras para cubrir la demanda de biomasa de la CT de 2 MW, y tres para la de 4 MW. Se asume que los costos de chipeado son compartidos en partes iguales entre las municipalidades que participarían del proyecto y la CT. El chipeado se carga en bolsones -al igual que los residuos de aserraderos-, y también son transportados en forma mixta con camiones de 10 m³ hasta el sitio donde se traspasan al semirremolque de 50 m³ para el transporte final.

El resultado de esta estimación fueron costos de 38,4 USD/t y 32,0 USD/t para las centrales de 2 MW y 4 MW, respectivamente, utilizando una tasa de descuento del 10%. Los resultados, cuando se hizo el cálculo con una tasa del 2%, fueron de 36,2 USD/t y 30,3 USD/t para los tamaños de centrales mencionadas.¹⁰⁵

Tabla 5.10.

Costos de biomasa proveniente de aserraderos y residuos de poda urbanos para la CT de 2 MW y 4 MW, con tasas de 2% y 10%.

Costo total de biomasa de plantaciones para CT 2 MW (USD/t)		
Tasa	10%	2%
Total Chipeado de Residuos y Transporte de chip y residuos de aserraderos sin procesar	38,4	36,2
Costo total de biomasa de plantaciones para CT 4 MW (USD/t)		
Tasa	10%	2%
Total Chipeado de Residuos y Transporte de chip y residuos de aserraderos sin procesar	32,0	30,3

Fuente: elaboración propia.

Mediante esta alternativa de costos compartidos se espera mejorar paulatinamente la gestión de los RSU en la región, trabajando articuladamente con los gobiernos locales que se verán beneficiados al disminuir el costo de disposición final que afrontan los municipios, y permitirá trabajar en la separación en origen de este tipo de residuos.

5.4. Costos fijos y variables: Operación de la CT.

Una central de generación de energía eléctrica y térmica, además de los costos variables, cuyo principal componente en el caso de una central térmica es el combustible, posee costos fijos a los que debe hacer frente de manera relativamente independiente del nivel de producción de energía. Entre estos costos fi-

¹⁰⁴ Existe la posibilidad de utilizar una máquina empaquetadora de ramas para la gestión de los residuos de poda, pero dada la poca experiencia en el uso de dicha técnica se optó en este trabajo por el uso de chipeadoras. Los costos y ventajas específicas de una u otra técnica deberían eventualmente analizarse con mayor profundidad.

<http://www.probiomasa.gob.ar/sitio/es/noticia.php?id=190821093125>

¹⁰⁵ Los detalles respecto a los costos, rendimientos y consideraciones pueden observarse en el Anexo 5. Modelo teórico de costos de gestión y transporte de residuos de poda y aserraderos.

jos podemos mencionar cierto nivel mínimo de administración y mano de obra para operar la CT, mantenimientos obligatorios de las instalaciones (de maquinarias y edilicias), consumo propio de energía, etc.

El caso de la central de generación eléctrica con biomasa como la propuesta también incluye el costo de gestión del combustible. Esto implica: el triturado de los residuos de aserraderos de toda la región y los de poda urbana de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi; la descarga y acopio del material chipeado proveniente de plantaciones; y la alimentación de la caldera.

Se estimaron los costos de operación de la CT para los dos tamaños de central¹⁰⁶, los cuales implican principalmente los salarios de los operadores de la caldera, turbina y gestión del combustible en tres turnos, la trituradora de madera, tractores con pala cargadora, vehículos para viajes a las plantaciones y localidades donde se genera el combustible, mantenimientos de la caldera y turbina, etc.

Un costo que no fue incorporado explícitamente en este proyecto en particular, fue el costo del terreno en donde se construiría la CT. La decisión deliberada de no tener este costo en cuenta, se debe a la existencia de tierras que el estado municipal de San Carlos de Bariloche podría aportar en comodato, dado que uno de los objetivos de este proyecto es buscar resolver el problema de gestión de residuos de poda y forestales.

El resultado obtenido, para una tasa del 10%, fue de 24,8 USD/t para la CT de 2 MW y 18,1 USD/t de biomasa consumida para la CT de 4 MW. Para una tasa de 2%, el costo operativo de la CT estimado fue de 24,0 USD/t y 17,7 USD/t para las centrales de 2 MW y 4 MW, respectivamente.

Tabla 5.11.

Detalle de costos unitarios y anuales para gestión y transporte de residuos de poda y aserraderos para abastecer una CT de 2 MW o 4 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.

Costo total operativo para CT 2 MW (USD/t)		
Tasa	10%	2%
Costo anual de operación de CT de 2 MW	24,8	24,0
Costo total operativo para CT 4 MW (USD/t)		
Tasa	10%	2%
Costo anual de operación de CT de 4 MW	18,1	17,7

Fuente: elaboración propia.

Los costos fijos anuales para centrales a biomasa, de acuerdo a bibliografía^{[44][61]}, deberían encontrarse entre un 5% y 7% del costo total de la instalación para centrales de baja capacidad, y entre 2% y 6% para centrales de gran tamaño. En el análisis hecho para este trabajo, el costo de operación de la central de generación termoeléctrica se estimó entre 11,4% y 11,0% para la CT de 2 MW, y 8,3% y 8,2% para la CT de 4 MW. Si bien los costos operativos de la CT para el caso de estudio se encuentran un poco por encima de los valores de referencia, debe tenerse en consideración que también abarcan una parte de costos variables relacionados al procesamiento de los residuos de poda y aserraderos con una trituradora.

106 Anexo 6. Modelo teórico de costos de operación de la central termoeléctrica.

6.

Marco normativo





En este capítulo se identifica la normativa nacional, provincial y municipal que involucra un proyecto de una central termoeléctrica como la propuesta, de modo de identificar aspectos legales que deben contemplarse. En gran medida, la normativa revisada contempla aspectos ambientales (generales y específicos) y aspectos referidos a la generación de electricidad¹⁰⁷.

107 Para un análisis en mayor profundidad a nivel nacional sobre proyectos de biomasa se sugiere el documento "PROBIOMASA: Relevamiento y Fortalecimiento del Marco Normativo". ^[69]

6.1. Normativa nacional

- **Constitución Nacional.** Existen varios artículos que influyen en forma más o menos directa en un proyecto de estas características. Algunos, como el que refiere al derecho a un “ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras” (Art. 41), hacen al carácter ambiental del proyecto.
- **Ley Nacional N° 24.065 (1992) y decreto reglamentario.** Establecen el Marco Regulatorio Eléctrico, bajo el cual funciona el Mercado Eléctrico Mayorista.
- **Ley Nacional N° 24.295 (1993),** mediante la cual la República Argentina aprueba la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Plantea responsabilidades comunes pero diferenciadas para enfrentar el Cambio Climático y, además de las obligaciones en cuanto a los inventarios nacionales de GEI, genera compromisos en las partes que suscriben el acuerdo. Por ejemplo: “promover y apoyar con su cooperación el desarrollo, la aplicación y la difusión, incluida la transferencia, de tecnologías, prácticas y procesos que controlen, reduzcan o prevengan las emisiones antropógenas de gases de efecto invernadero”. Establece también el marco para los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL), mediante los cuales un proyecto de energías renovables puede obtener ingresos por la reducción de emisiones de GEI.
- **Ley Nacional N° 25.080 (1998),** instituye un régimen de promoción de las inversiones en nuevos emprendimientos forestales y ampliaciones de los existentes. Brinda apoyo económico no reintegrable a bosques implantados.
- **Ley Nacional N° 25.675 (2002),** conocida como Ley General del Ambiente, establece los presupuestos mínimos para la protección del ambiente en el país, buscando un desarrollo sostenible.
- **Ley Nacional N° 25.916 (2004),** establece los presupuestos mínimos de Gestión de Residuos Sólidos Urbanos.
- **Ley Nacional N° 26.190 (2008),** decreto reglamentario 562/2009 y su modificación mediante la Ley N° 27.191 (2015) y decreto reglamentario 531/2016 tienen como objetivo el fomento de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía. Establece como obligatoriedad que a diciembre de 2017 el 8% de la demanda eléctrica nacional provenga de fuentes renovables¹⁰⁸. Estas leyes, actualizaron y ampliaron el régimen promocional creado previamente para la energía solar y eólica mediante la Ley Nacional N° 25.019.

Además, estas leyes otorgan beneficios fiscales para los proyectos que involucran aspectos como IVA, impuesto a las ganancias, amortizaciones, condiciones especiales para importación para maquinaria, etc.

108 Energía eólica, solar, biomasa, biogás, biocombustibles, geotermia y pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (centrales de hasta 50 MW de potencia instalada).

- **Resolución N° 281-E-2017 del Ministerio de Energía y Minería**, establece el régimen del Mercado a Término (MATER) de energía eléctrica de fuente renovable. Este mecanismo brinda un marco para los contratos de compra-venta de energía eléctrica renovable entre agentes privados del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en particular para aquellos Grandes Usuarios (GU) que deben cumplir individualmente con las metas de abastecimiento eléctrico a partir de fuentes renovables.
- **Ley Nacional N° 26.331 y su decreto reglamentario 91/2009**, establece el Ordenamiento Territorial de Bosques Nativos y sus distintos niveles de protección y aprovechamiento.
- **Ley Nacional N° 27.487 (2019)** que actualiza y proroga los beneficios para los proyectos forestales y foresto-industriales que tengan como objeto la ampliación de la oferta de madera. Mantiene los beneficios fiscales en IVA, impuesto a las ganancias, etc., contemplados en la ley N° 25.080, y apoyos económicos tanto para el desarrollo de nuevos emprendimientos, como en los costos derivados de los tratamientos silviculturales (poda y raleo).

6.2. Normativa provincial en Río Negro

- **Ley Provincial N° 757**, Ley Forestal de la Provincia de Río Negro, establece un marco general de promoción para la actividad forestal. Incluye beneficios impositivos como exenciones al impuesto inmobiliario, crea un Fondo Forestal.
- **Ley Provincial N° 3.266** de Evaluación de Impacto Ambiental.
- **Ley Provincial N° 3.314**, adhiere a la Ley Nacional N° 25.080 de promoción forestal.
- **Ley Provincial N° 5.139**, adhiere a la Ley Nacional N° 27.191 y N° 26.190 de fomento de las fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.

6.3. Normativa municipal en San Carlos de Bariloche

- **Ordenanza 19-I-93**, aprueba contrato entre MSCB y CEB para prestación del servicio público eléctrico.
- **Ordenanza 217-C-89**, de Evaluación de Impacto Ambiental.
- **Ordenanza 341-CM-90**, aprueba contrato de concesión para prestación del servicio de energía eléctrica entre Municipalidad de San Carlos de Bariloche y CEB.
- **Ordenanza 139-CM-92**, reafirma el poder concedente municipal para la provisión de electricidad dentro del ejido y solicita al Estado provincial que *“provea un sistema de reaseguro de la línea de 132 KV de alimentación del ejido municipal y se contemplen compensaciones económicas adecuadas por la necesidad de mantenimiento de una reserva fría”*.
- **Ordenanza 1698-CM-07**, establece un conjunto de pautas, principios, obligaciones y responsabilidades para la clasificación de los Residuos Sólidos Urbanos en San Carlos de Bariloche.

- **Ordenanza 1901-CM-09**, autoriza al Departamento Ejecutivo municipal a suscribir convenios de obras de energía eléctrica con la CEB.
- **Ordenanza 2319-CM-12**, incorpora aspectos como residuos forestales e incendios de interfase en la normativa municipal referida a la gestión de los RSU.
- **Ordenanza 2584-CM-14** que crea la Comisión de Promoción del Sector Foresto-Industrial para incentivar el desarrollo de la cadena de valor respecto de dicho sector económico regional.
- **Ordenanza 2616-CM-15**, tiene por objeto “la regulación de la intervención municipal dirigida a reducir la emisión de gases de efecto invernadero y a adoptar medidas de adaptación frente al cambio climático”.

7.

Análisis económico y financiero del proyecto



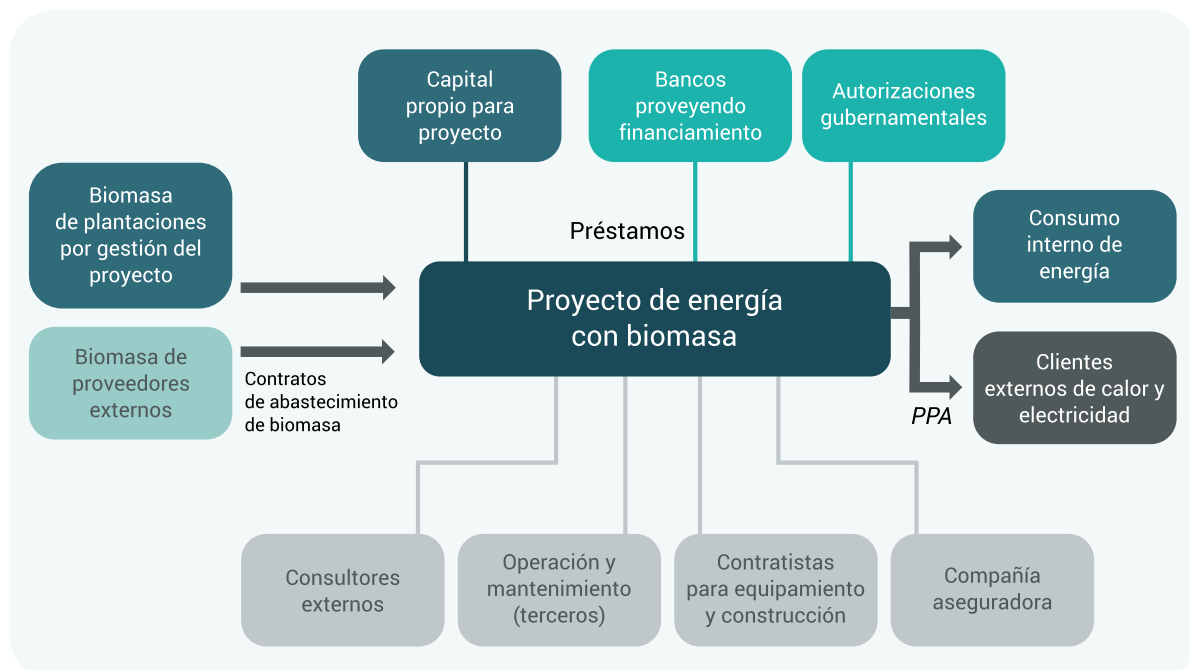


Una vez determinados los costos de inversión y operación que podrían esperarse en un proyecto con las características tecnológicas y de abastecimiento de combustible planteadas, se estimaron los ingresos esperables por venta de electricidad y calor, y se realizó un análisis financiero del proyecto para un horizonte temporal de 20 años.

Además, como se sugiere en documentos ^[41]^[89] de evaluación de proyectos con biomasa, se elaboró un análisis económico que tiene en cuenta las externalidades¹⁰⁹ positivas que una central de estas características puede producir en la comunidad donde se desarrolla.

Imagen 7.1.

Elementos considerados en el análisis del proyecto de una central termoeléctrica para San Carlos de Bariloche.



Fuente: adaptación propia a partir IFC World Bank, 2017. ^[41]

109 "Se entiende por externalidad aquel costo o beneficio asociado a una actividad económica concreta que recae indiscriminadamente sobre la sociedad y el medio ambiente, sin estar incluido en la estructura de precios del producto o servicio que lo origina" [89].

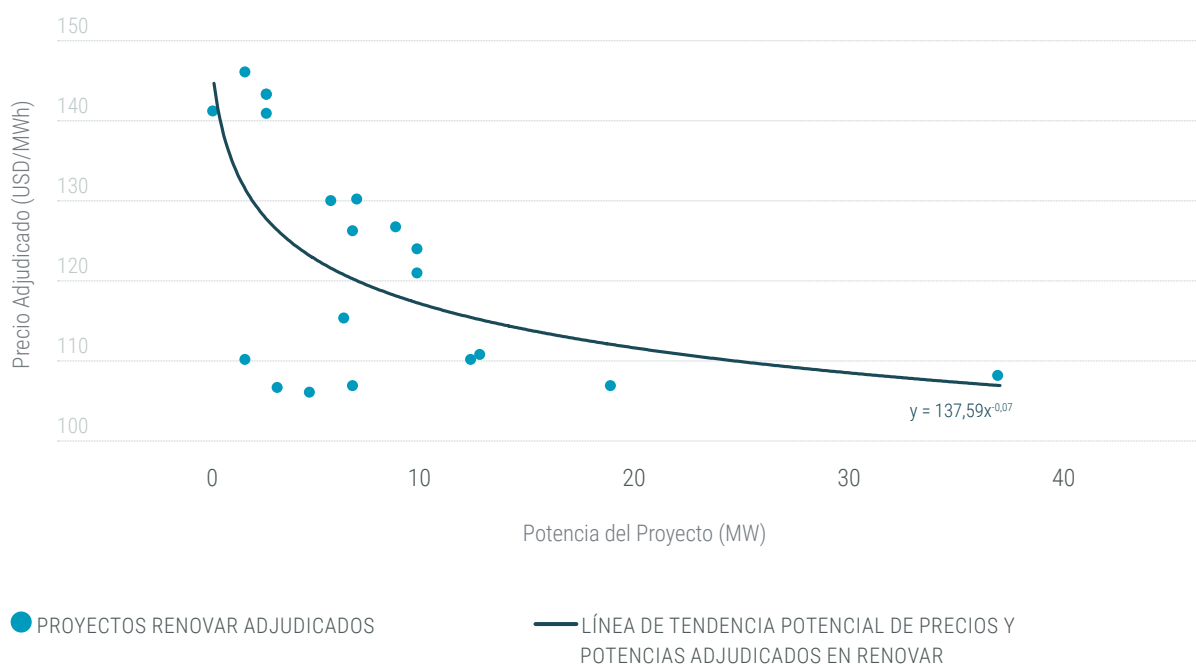
7.1. Ingresos por venta de energía

7.1.1. Ingresos por venta de electricidad

En función de los precios de la energía adjudicados para los proyectos de biomasa del programa RenovAr (ver imagen 7.2) se fijó de manera arbitraria un precio de la electricidad de 140 USD/MWh. Este último está ubicado en el rango de valores aceptado para una CT de los tamaños evaluados en este trabajo (2 y 4 MW eléctricos). Este precio es sensiblemente superior al que se puede conseguir mediante otras fuentes de energía renovables y no renovables, sin embargo, en general el objetivo que se busca con este tipo de centrales no es el de generar electricidad al menor costo posible. Este tipo de proyectos frecuentemente busca aprovechar un recurso que de otra forma sería un residuo y producir energía utilizando recursos renovables.

Imagen 7.2.

Potencias y precios adjudicados a Centrales Térmicas a biomasa en el Programa RenovAr.



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.

Se asumió una producción de energía constante a lo largo de los 20 años de duración fijada para el proyecto, lo que implica en la práctica ingresos durante 18 años ya que se estimó un tiempo de puesta en marcha de dos años. En cuanto al precio de venta de la energía, también se mantiene constante en el valor mencionado, de manera similar a los contratos de compra-venta tipo PPA¹¹⁰ firmados para este tipo de proyectos con fuentes renovables. Esta última forma de vincularse económicamente al sistema energético, distinta a las más habituales¹¹¹ que remuneran tanto energía como potencia, implica que

110 *Power Purchase Agreement* en inglés, es un modelo típico de contrato de compra-venta de energía a largo plazo.

111 En los últimos años, la energía que se compra mediante contratos tipo PPA en Argentina ha incrementado su participación, llegando a representar a comienzos de 2021 alrededor de 42,3% del total. El restante 57,4% se compra mediante el régimen establecido por la Resolución 31/2020 de la Secretaría de Energía de la Nación. <https://econojournal.com.ar/2021/01/el-gobierno-define-aumento-de-ingresos-a-electricas-para-asegurar-disponibilidad-de-energia/>

no se obtienen ingresos por ese último concepto. A diferencia de otras fuentes renovables de energía como la solar o eólica, una CT a biomasa podría gestionar el despacho de potencia y obtener ingresos también por ese concepto, sin embargo, los ingresos obtenidos mediante un contrato de compra-venta de energía y el precio propuesto resultarían más convenientes y estables en el largo plazo¹¹².

Fue considerado también el consumo energético propio de una central térmica, estimado en un 10% de la generación, por lo que la venta neta de energía sería del 90% de la generación anual.

Tabla 7.1.

Ingresos anuales de la CT por venta de electricidad al Mercado Eléctrico Mayorista.

	Venta de electricidad (MWh/año)	Precio energía (USD/MWh)	Ingresos por venta de electricidad (USD/año)
CT 2 MW	14.054	140	1.967.621
CT 4 MW	28.109	140	3.935.241

Fuente: elaboración propia.

7.1.2. Ingresos por venta de calor

Teniendo en cuenta que durante el proceso de transformación de la energía contenida en la biomasa a electricidad mediante caldera y turbina a vapor una gran parte de la energía no puede ser aprovechada, se plantea también que en el proyecto no se desperdicie dicha energía térmica, y se comercialice como es habitual en centrales de cogeneración de electricidad y calor. En este trabajo, como fue establecido en el capítulo 4, la eficiencia de transformación en electricidad es del 12,5%, por lo que una parte del remanente 87,5% del calor obtenido por la combustión de la biomasa podría ser utilizado para un uso térmico, descontando las pérdidas en los procesos de transferencia.

Para poder asignar un precio de venta, se supone que dicha energía térmica podría reemplazar la que en la actualidad se obtiene mediante la quema de gas natural de red para un uso compatible con el funcionamiento de una CT.

El funcionamiento de una central como la desarrollada en este trabajo implica un funcionamiento casi permanente, cuando se tienen en cuenta las paradas programadas y no programadas de la central, y el factor de capacidad estipulado en un 80%. Entonces, para el cálculo de ingresos por venta de calor se asume que la demanda que compraría la energía térmica no posee un comportamiento estacional

¹¹² Se evaluó la remuneración que recibiría una CT a biomasa dentro del marco de la Resolución 31/2020 de la Secretaría de Energía de la Nación que detalla los valores por potencia y energía para distintas fuentes, tamaños y regímenes de generación eléctrica. Los valores en dicha resolución están expresados en \$AR y estaba previsto una fórmula de actualización en función de la evolución del índice de precios nacional. Sin embargo, en el marco de la pandemia COVID-19 la actualización fue suspendida (decreto PEN N° 297/2020 y luego prorrogado) y finalmente anulada por la Resolución 440/2021 de SE, actualizando los valores establecidos en la Resolución 31/2020. Dada la incertidumbre respecto a los valores futuros de remuneración de energía establecidos en \$AR y la complejidad que requiere determinar el régimen de disponibilidad de potencia para una CT a biomasa como la propuesta, se optó por un mecanismo de mercado más sencillo como un PPA.

Además, si bien pueden variar la potencia entregada, las CT a biomasa no suelen ser las más indicadas para seguimientos de curvas de carga, por sus tiempos de respuesta y desgaste en sus componentes.

como el que caracteriza a la demanda de gas natural y otros energéticos para calefacción. Algunos usos compatibles con esta hipótesis podrían ser procesos industriales tales como el secado o producción de productos de madera¹¹³ o la fabricación de cerveza.

Para determinar el precio de venta de la energía térmica primero se determinó el volumen de energía neta que podría ser utilizada por una demanda, descontando las pérdidas esperables en la transmisión. Teniendo en cuenta la eficiencia en la generación de electricidad y las eficiencias globales en centrales tipo CHP o de cogeneración, se plantea una eficiencia global de la central del 72,5%. Es decir, del total de la energía obtenida por la combustión de la biomasa, un 12,5% se transforma en electricidad, un 60% se podría comercializar como calor y un 27,5% no podría ser aprovechado de forma alguna. A su vez, de ese 60% disponible, se estimaron unas pérdidas adicionales de 5% en el proceso de transmisión entre la CT y el uso final.

Bajo esos supuestos, la energía térmica efectivamente comercializable sería de 64.088 MWh/año para la CT de 2 MW, y 128.176 MWh/año para la CT de 4 MW. A partir de este valor, es posible calcular el volumen de gas natural equivalente¹¹⁴ que estaría desplazando la venta de calor, y así definir el cuadro tarifario y el valor que le correspondería a un usuario comercial/industrial que demande esa cantidad de calor.

La estimación del calor remanente que anualmente podría ser aprovechado para usos térmicos equivale a la energía contenida en unos 5.863.390 m³ de gas natural, para el caso de la CT de 2 MW, y 11.726.780 m³ para la de 4 MW¹¹⁵.

Tabla 7.2.

Ingresos anuales de la CT por venta de calor a una demanda ubicada en proximidades de la CT.

	Venta de Calor residual (MWh/año)	Equivalencia Gas Natural (m ³ /año)	Costo Fijo de tarifa (USD/año)	Costo Variable de tarifa (USD/m ³)	Ingresos por venta de calor residual (USD/año)
CT 2 MW	64.088	5.863.390	167	0,046	270.328
CT 4 MW	128.176	11.726.780	167	0,046	540.489

Nota: los costos fijos y variables son los correspondientes al cuadro tarifario de CAMUZZI Gas del Sur en abril de 2021 para un usuario comercial tipo P3, con un consumo anual mayor a 108.000 m³ de gas natural.

Fuente: elaboración propia.

113 En base a un consumo de calor de 1,7 GJ/m³ por producto terminado de aserradero, 2,95 GJ/m³ para la fabricación de tableros de partículas y 5,55 GJ/m³ para madera compensada (Fuente: ^[8]), es posible estimar que el calor remanente transportado fuera del predio de la CT sería suficiente para una producción de 107.144 m³/año de productos de aserradero, 61.744 m³ de tableros (1.037.091 tableros estándar de 2 cm de espesor) o 32.819 m³ de placas de madera compensada (551.246 placas estándar de 2 cm de espesor).

114 Un kWh equivale aproximadamente a 860 kcal y el gas natural posee un PCI de 9.400 kcal/m³.

115 A modo de referencia, el calor residual disponible anual que podría ser aprovechado equivale a los requerimientos térmicos de 2057 o 4115 viviendas con un consumo promedio de gas natural de red de 250 m³/mes, para las CT de 2 y 4 MW, respectivamente. Eventualmente, se podría evaluar también como alternativa una o varias grandes demandas de calor para calefacción como por ejemplo la futura terminal de ómnibus de San Carlos de Bariloche, si se encontrara a una distancia que justifique la inversión en cañerías de transmisión.

7.2. Análisis financiero del proyecto

Habiendo estimado los costos de inversión, operación, abastecimiento del combustible, así como los ingresos con los que podría contar la CT, se ordenaron dichos valores para los 20 años del proyecto y se obtuvo un valor actual neto (VAN) para tasas de descuento de 10% y 2%, para observar el impacto del costo del financiamiento.

Desde el comienzo del proyecto, se estima que en los dos primeros años no existen ingresos, sino que hay únicamente pagos por puesta en valor de plantaciones y devolución del crédito para inversión inicial, mientras se construye la planta. A partir del tercer año comienzan a contabilizarse los ingresos.

El flujo de ingresos y egresos se mantiene relativamente constante a lo largo del proyecto, variando levemente por los cambios en los costos para obtener la biomasa y se propone un plazo de 15 años para la devolución del crédito para la inversión inicial.

Tabla 7.3.

Flujo de fondos anuales y valor actual neto para los 20 años del proyecto de 2 MW con una tasa de 10%.

Años	1 a 2	3 a 6	7 a 10	11 a 12	13 a 15	16 a 18	19 a 20
	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)
Venta de electricidad	-	1.967.621	1.967.621	1.967.621	1.967.621	1.967.621	1.967.621
Consumo propio (10%)	-	-196.762	-196.762	-196.762	-196.762	-196.762	-196.762
Venta de calor	-	270.328	270.328	270.328	270.328	270.328	270.328
Ingresos totales por año	-	2.041.187	2.041.187	2.041.187	2.041.187	2.041.187	2.041.187
CAPEX	-829.529	-829.529	-829.529	-788.843	-788.843	-	-
OPEX Plantaciones	-867.368	-867.368	-921.035	-921.035	-933.227	-933.227	-947.787
OPEX Residuos Poda y Aserraderos	-	-370.899	-370.899	-370.899	-370.899	-370.899	-370.899
OPEX CT	-	-684.441	-684.441	-684.441	-684.441	-684.441	-684.441
Flujo de fondos anual (USD)	-1.696.897	-711.050	-764.717	-724.031	-736.223	52.620	38.060
VAN (10%)		-7.200.730					

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.4.

Flujo de fondos anuales y valor actual neto para los 20 años del proyecto de 4 MW con una tasa de 10%.

Años	1 a 2	3 a 6	7 a 10	11 a 12	13 a 15	16 a 18	19 a 20
	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)
Venta de electricidad	-	3.935.241	3.935.241	3.935.241	3.935.241	3.935.241	3.935.241
Consumo propio (10%)	-	-393.524	-393.524	-393.524	-393.524	-393.524	-393.524
Venta de calor	-	540.489	540.489	540.489	540.489	540.489	540.489
Ingresos totales por año	-	4.082.207	4.082.207	4.082.207	4.082.207	4.082.207	4.082.207
CAPEX	-1.659.058	-1.659.058	-1.659.058	-1.577.685	-1.577.685	-	-
OPEX Plantaciones	-1.914.598	-1.914.598	-2.101.590	-2.101.590	-2.285.065	-2.285.065	-2.324.772
OPEX Residuos Poda y Aserraderos	-	-618.082	-618.082	-618.082	-618.082	-618.082	-618.082
OPEX CT	-	-997.581	-997.581	-997.581	-997.581	-997.581	-997.581
Flujo de fondos anual (USD)	-3.573.656	-1.107.112	-1.294.104	-1.212.731	-1.396.206	181.479	141.772
VAN (10%)		-13.183.597					

Fuente: elaboración propia.

Desde un punto de vista estrictamente financiero, para una tasa de descuento del 10%, el resultado para ambos tamaños de CT da cuenta de un VAN negativo (USD -7.200.730 y USD -13.183.597), con 15 años de pérdidas, y 4 años con pequeñas ganancias, una vez que se termina de devolver el crédito para la inversión inicial.

El mismo análisis, para una tasa de descuento de 2%, y con un plazo de gracia de dos años para comenzar a devolver el crédito, dio resultados negativos también, aunque significativamente menores, mostrando la importancia que tiene las condiciones de acceso al crédito para este proyecto, impactando principalmente en los costos de CAPEX. Los VAN resultantes fueron de USD -4.487.267 para la CT de 2 MW y USD -7.280.349 para la CT de 4 MW.

En ninguno de los casos analizados, los balances superavitorios que se observan al final del período estudiado llegan a compensar las pérdidas registradas previamente.

Tabla 7.5.

Flujo de fondos anuales y valor actual neto para los 20 años del proyecto de 2 MW con una tasa de 2%.

Años	1 a 2	3	4 a 6	7 a 12	13 a 18	19 a 20
	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)
Venta de electricidad	-	1.967.621	1.967.621	1.967.621	1.967.621	1.967.621
Consumo propio (10%)	-	-196.762	-196.762	-196.762	-196.762	-196.762
Venta de calor	-	270.328	270.328	270.328	270.328	270.328
Ingresos totales por año	-	2.041.187	2.041.187	2.041.187	2.041.187	2.041.187
CAPEX	-	-	-466.953	-466.953	-466.953	-
OPEX Plantaciones	-796.097	-796.097	-796.097	-847.601	-858.143	-871.677
OPEX Residuos Poda y Aserraderos	-	-349.985	-349.985	-349.985	-349.985	-349.985
OPEX CT	-	-662.951	-662.951	-662.951	-662.951	-662.951
Flujo de fondos anual (USD)	-796.097	232.153	-234.800	-286.304	-296.846	156.573
VAN (2%)		-4.487.267				

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.6.

Flujo de fondos anuales y valor actual neto para los 20 años del proyecto de 4 MW con una tasa de 2%.

Años	1 a 2	3	4 a 6	7 a 12	13 a 18	19 a 20
	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)	(USD/año)
Venta de electricidad	-	3.935.241	3.935.241	3.935.241	3.935.241	3.935.241
Consumo propio (10%)	-	-393.524	-393.524	-393.524	-393.524	-393.524
Venta de calor	-	540.489	540.489	540.489	540.489	540.489
Ingresos totales por año	-	4.082.207	4.082.207	4.082.207	4.082.207	4.082.207
CAPEX	-	-	-933.906	-933.906	-933.906	-
OPEX Plantaciones	-1.787.116	-1.787.116	-1.787.116	-1.968.505	-2.144.512	-2.182.181
OPEX Residuos Poda y Aserraderos	-	-586.703	-586.703	-586.703	-586.703	-586.703
OPEX CT	-	-978.673	-978.673	-978.673	-978.673	-978.673
Flujo de fondos anual (USD)	-1.787.116	729.714	-204.192	-385.581	-561.587	334.649
VAN (2%)		-7.280.349				

Fuente: elaboración propia.

7.3. Análisis económico del proyecto

El objetivo de estudiar la viabilidad técnica y económica de una central termoeléctrica en San Carlos de Bariloche abastecida por biomasa residual, como fue planteado en la introducción al trabajo, es buscar alternativas tendientes a intentar resolver asociativamente varios problemas que van desde lo estrictamente energético (saturación de la LAT que abastece la ciudad), hasta lo ambiental (gestión deficiente de residuos sólidos urbanos, riesgo de incendio, etc.) y lo socio-económico (sub-desarrollo de la cadena de valor foresto-industrial, desocupación, etc.).

Esta multiplicidad y concatenación de aspectos son frecuentes en proyectos que utilizan biomasa como combustible, por lo que en los manuales ^{[41] [89]} para desarrolladores e inversores de estos proyectos se recomienda realizar análisis económicos que excedan lo estrictamente financiero. Esto implica tener en cuenta otros aspectos, denominados externalidades, que generalmente ponen de manifiesto beneficios que son pasados por alto en los análisis financieros.

Sin embargo, algunas externalidades son más fáciles de cuantificar que otras, dado que las mismas están muy relacionadas con las características y condiciones de cada proyecto de biomasa, dificultando su incorporación en términos de ingresos y egresos monetarios. En ese sentido, para este trabajo y análisis económico se contemplan y cuantifican algunas externalidades, mientras que otras son únicamente descriptas en forma general.

7.3.1. Ingresos por Mercados de Carbono

Uno de los aspectos más significativos de un proyecto de generación de energía eléctrica y térmica como el propuesto es su impacto en término de reducción de emisiones de GEI a nivel global. Se analizó entonces la posibilidad de generar ingresos al proyecto a través de procesos de certificación de reducción de emisiones de CO₂ equivalente (CO₂e).

Los proyectos de generación de energía eléctrica y térmica a partir de biomasa se consideran en términos generales carbono-neutrales cuando el uso de la biomasa se desarrolla en forma sostenible. Entonces, al desplazar el uso de combustibles fósiles¹¹⁶ para abastecer requerimientos energéticos, el proyecto planteado podría obtener ingresos a través de los mercados de carbono.

Actualmente existen distintos mecanismos económicos con los cuales se incentiva el desarrollo de proyectos que tengan bajo impacto en términos de emisiones de GEI o que directamente reduzcan las emisiones netas de los gases involucrados en el proceso de Cambio Climático. Algunos de ellos implican directamente el cobro de impuestos a la emisión de GEI por parte de centrales de generación eléctrica o industrias -llamados "impuestos al carbono" o *carbon tax* en inglés-.

Por otro lado, también existen mecanismos que permiten certificar reducción de emisiones de CO₂e tanto para cumplimiento de obligaciones propias, como de terceras partes. Para estos últimos casos, se han desarrollado arquitecturas legales y financieras que permiten la compra-venta de emisiones, expresadas en toneladas de CO₂e.

¹¹⁶ Esto debe analizarse particularmente, tomando en cuenta la forma en que se abastece la demanda de energía eléctrica y térmica en el sitio donde se plantea el proyecto, en términos de uso de combustibles fósiles (por ejemplo, no es igual una matriz eléctrica nacional con predominancia de generación térmica a gas natural, que una con un gran porcentaje de nuclear o hidroeléctrica, o el nivel de penetración de la electricidad en usos térmicos).

Dado que en Argentina no existe aún una ley o reglamentación que penalice en forma directa emisiones de GEI, se contemplaron alternativas como los CER¹¹⁷ o los VCU¹¹⁸, que permitirían al proyecto disponer de ingresos por la venta de dichos instrumentos a terceras partes¹¹⁹.

De acuerdo al relevamiento del valor de CER o VCU, se definió un valor estimativo de 3 USD/t de CO₂e para las emisiones que podría evitar el proyecto de una CT a biomasa mediante la producción de electricidad y la venta de energía térmica.

En cuanto a las emisiones evitadas por generación eléctrica, se utilizó como referencia el Factor de Emisión¹²⁰ (FE) del interconectado nacional para estimar la cantidad de emisiones que desplazaría la CT. Entre 1990 y 2019 el FE del interconectado nacional argentino promedió un valor cercano a las 0,3 tCO₂e/MWh, de manera relativamente estable, por lo que se utilizó dicho valor para estimar la cantidad de emisiones de CO₂e que se evitarían respecto a un escenario base sin proyecto.

Similarmenete, se estimaron ingresos por comercialización de unidades de carbono que podría certificar el proyecto al utilizar el calor residual para una demanda que aproveche la fracción de energía que no se transforma en energía eléctrica, evitando así la quema de combustibles fósiles (se asume que se desplaza consumo de gas natural) y emisiones consecuentes. En este caso, se calculó el volumen de gas natural que equivaldría a la cantidad de calor que se estimó que se podría vender, y se utilizó un Factor de Emisión para la quema de este combustible de 1,948 tCO₂e/dam³ que utiliza la Secretaría de Energía para estimar las emisiones de las centrales de generación que funcionan en base a GN.

Tabla 7.7.

Generación de electricidad, gas natural equivalente por venta de calor, emisiones de CO₂e evitadas e ingresos por mercados de carbono.

	Venta de electricidad (MWh/año)	Consumo de GN equivalente por venta de calor (m3/año)	Emisiones evitadas por generación eléctrica (CO ₂ /año)	Emisiones evitadas por venta de calor (CO ₂ /año)	Ingresos por mercados de carbono (USD/año)
CT 2 MW	14.054	5.863.390	4.216	11.423	46.918
CT 4 MW	28.109	11.726.780	8.433	22.846	93.836

Nota: factores de emisión utilizados: 0,3 tCO₂/MWh y 1,948 tCO₂/dam³ GN.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de Secretaría de Energía y Ministerio de Ambiente de la Nación.

117 Certificado de Reducción de Emisiones (*Certified Emission Reduction* en inglés) de las Naciones Unidas. <https://offset.climateneutralnow.org/>

118 Unidades Verificadas de Carbono (*Verified Carbon Units* en inglés), gestionadas por Verra, una empresa privada dedicada al financiamiento y gestión de proyectos ambientalmente sostenibles. <https://verra.org/project/vcs-program/>

119 Uno de los pocos antecedentes recientes en la materia es el Parque Solar Ullum en San Juan, que se convirtió en 2020 en el primer parque solar fotovoltaico en obtener CERs en Argentina. <https://www.genneia.com.ar/se-certifico-el-primer-parque-solar-del-pais-habilitado-para-emitir-bonos-de-carbono/>

120 El Factor de Emisión es calculado anualmente por la Secretaría de Energía y el Ministerio de Ambiente de la Nación (anteriormente Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable) y representa la cantidad promedio de toneladas de CO₂e que se emiten en la atmósfera para producir un MWh de electricidad mediante el conjunto de centrales de generación (térmicas, nuclear, hidráulica, etc.) que conforman el Sistema Interconectado Nacional. Existen distintas metodologías de cálculo, en algunos casos excluyendo las fuentes nucleares, hidráulicas y renovables. Para el valor del promedio adoptado en este trabajo se utilizaron los valores adoptados por el Ministerio de Ambientes entre 1990 y 2016, y para los años 2017 a 2019 se calcularon con un método simplificado a partir de datos de la Secretaría de Energía.

De esta manera, se calcula que podrían sumarse ingresos anuales aproximados de USD 46.918 y USD 93.836 para una CT de 2 MW y 4 MW, respectivamente.

7.3.2. Externalidad: gestión de los residuos sólidos urbanos

Dado el aprovechamiento que se propone darle a una parte de los residuos de poda urbanos mediante su combustión controlada, se asignó a ese volumen de biomasa un valor estimativo equivalente al costo de su disposición final como residuos sólidos urbanos en la ciudad de San Carlos de Bariloche¹²¹. El costo de gestión final que se evitarían las municipalidades involucradas con el funcionamiento de la CT se estimó con la información disponible en 5 USD/t.

Con ese valor, y la cantidad de toneladas anuales de residuos de poda y forestales urbanos que utilizaría la CT, provenientes de San Carlos de Bariloche, Dina Huapi y el resto de las localidades, se estimó un valor económico anual para asignar como ahorro debido a la central.

Tabla 7.8.

Ahorros en gestión de residuos sólidos urbanos debido al funcionamiento de la CT.

	Residuos de poda y forestales de S.C. de Bariloche y Dina Huapi que utiliza la CT como combustible (t/año)	Costo gestión RSU municipal (USD/t)	Ahorro en GIRSU (USD/año)
CT 2 MW	2.763	5	13.815
CT 4 MW	5.525	5	27.625

Fuente: elaboración propia.

7.3.3. Externalidad: disminución del riesgo de incendio

El manejo de las plantaciones forestales que hoy se encuentran sin una adecuada gestión, además de la mejora en el valor futuro de la madera, produce beneficios en el presente al reducir el riesgo de incendio por diferentes vías. Por un lado, mediante las podas de ramas inferiores y los raleos periódicos se remueve material combustible que de otra manera estaría disponible para su combustión y se diluye la carga de fuego. Además, la construcción de vías de saca y caminos en las plantaciones debería planificarse en conjunto con cortafuegos^[90], de manera de disminuir el riesgo de propagación y facilitar las tareas de control periódico. Es decir, la puesta en valor y la gestión de las plantaciones es una forma de reducir riesgos y costos de apagado.

Resulta complejo asignar un valor a la prevención de un riesgo dado que, aunque existen estudios realizados sobre el costo final de incendios forestales, o también se han propuesto metodologías de valoración económica¹²², no siempre son extrapolables a otras regiones y situaciones.

121 Teniendo en cuenta que el presupuesto 2021 le asigna al Centro de Residuos Urbanos Municipales un monto de AR\$ 85.856.059, una población estimada para dicho año (141.756 Bariloche y 5.289 para Dina Huapi) y una producción de residuos per cápita estimada en 0,8 kg/persona.día, puede aproximarse que se utilizan AR\$2.000/t o 20 USD/t para todo concepto en la disposición final de residuos. Teniendo en cuenta el volumen de ramas frente a otros RSU y que su tratamiento consiste en armado de pilas, fraccionamiento y quemas periódicas, se asumió un costo aproximado para la gestión de ramas de 5 USD/t.

122 Por ejemplo, se ha sugerido asignar el costo de una hectárea incendiada al valor calculado por González del Campo, S. en el estudio "Valor recreativo del Parque Nacional Quebrada del Condorito: una aplicación del método del costo de

Un valor a tener en cuenta como referencia reciente del costo que debe afrontar la sociedad por los incendios forestales es el costo operativo del incendio ocurrido a comienzos de 2021 en la zona de Cuesta del Ternero, Río Negro. Solamente en costos operativos¹²³ dedicados al control de dicho incendio que afectó 6.605 hectáreas se destinaron USD 4.587.365. Este valor, equivalente a 695 USD/ha, no tiene en cuenta las pérdidas materiales en infraestructura, madera y pérdidas por daño a los servicios ecosistémicos en el área afectada.

Ante la falta de una metodología extendida para estos casos, se optó por asignar un valor simbólico, equivalente al presupuesto anual del Servicio Nacional del Manejo del Fuego (SNMF) por hectárea de tierras forestales a nivel nacional. Con un total de 33.190.442 ha de tierras forestales y un presupuesto en 2021 de USD 32.189.474, se puede obtener un valor de referencia de 0,97 USD/ha, que es el monto que el Estado Nacional¹²⁴ destina anualmente para prevención y combate de incendios forestales.

Por lo tanto, dicho valor se asigna a cada hectárea de plantación forestal que debido al proyecto de CT pasa a estar gestionada, acumulando cada año las hectáreas que han sido intervenidas.

Tabla 7.9.

Hectáreas de plantaciones forestales gestionadas (acumuladas) y valor por disminución de riesgo de incendio.

Año	Plantaciones con gestión acumulada (ha)		Valor económico prevención incendio (USD/año)	
	CT 2 MW	CT 4 MW	CT 2 MW	CT 4 MW
1	427	854	414	829
2	854	1.709	829	1.657
3	1.282	2.563	1.243	2.486
4	1.709	3.418	1.657	3.315
5	2.136	4.272	2.072	4.143
6	2.563	5.126	2.486	4.972
7	2.909	5.819	2.822	5.643
8	3.255	6.511	3.157	6.315
9	3.602	7.203	3.493	6.986
10	3.948	7.895	3.829	7.657
11	4.294	8.587	4.164	8.329
12	4.640	9.280	4.500	9.000
13	4.953	9.906	4.804	9.607
14	5.266	10.532	5.107	10.214
15	5.579	11.158	5.411	10.821
16	5.892	11.784	5.714	11.429
17	6.205	12.410	6.018	12.036
18	6.518	13.036	6.321	12.643
19	6.847	13.693	6.640	13.280
20	7.175	14.350	6.959	13.917

Fuente: elaboración propia.

viaje". Dicho estudio asignó un valor anual de USD 1.168.115, que dividido por las 35.396 ha del PN daría como resultado un valor anual de 33 USD/ha.

123 Fuente: Nicolás De Agostini, área técnica del SPLIF y Javier Grosfeld (CONICET).

124 Las provincias destinan además parte de su propio presupuesto con el mismo objetivo.

7.3.4. Externalidad: mejora en el sistema eléctrico por aporte de potencia

Un aspecto particular en el que tendría impacto la construcción de una CT como la que se desarrolla en este trabajo es el funcionamiento del sistema interconectado local actual y futuro.

7.3.4.a. Ahorro por reemplazo de potencia diésel en CT Bariloche

Como se mencionó en la descripción del sistema energético de San Carlos de Bariloche y área de influencia, actualmente, la LAT proveniente de la CH Alicurá que abastece tanto a esta ciudad como a otras localidades de la línea sur rionegrina se encuentra operando cerca del límite técnico. Esto ha generado la necesidad de contar con un respaldo térmico local que entra en operación en los momentos en que las demandas de potencia son máximas. Esto genera desde 2019¹²⁵ un sobre-costo de mantenimiento que deben afrontar los usuarios de la CEB hasta tanto se construya una nueva línea.

Si bien la CT a biomasa propuesta no alcanza para dar de baja la totalidad de los equipos diésel en la CT Bariloche, sí podría reemplazar la potencia equivalente a la capacidad del proyecto (2 MW o 4 MW), generando consecuentemente un ahorro para los usuarios del sistema. De esta forma, para el análisis económico se incluye un escenario donde se imputa a la construcción del proyecto con biomasa dicho monto anual (ahorro), asumiendo que no se construye la segunda LAT desde Alicurá.

Teniendo en cuenta un costo aproximado mensual¹²⁶ de USD 10.000 por MW de potencia disponible en la CT Bariloche, la construcción de una CT a biomasa podría generar un beneficio anual de USD 255.098 para una CT de 2 MW y USD 510.195 para una CT de 4 MW de potencia.

7.3.4.b. Ahorro por disminución en la necesidad de ampliar la capacidad de transporte en la LAT

Incluso cuando se ejecute la nueva LAT, es posible realizar un análisis económico en donde se valore el aporte de potencia local, lo cual puede cuantificarse de dos formas: una alternativa es comparar el proyecto con el costo de construcción de la nueva LAT, observando el costo marginal de incrementar una unidad (MW) de potencia extra. Esto se debe a que la ampliación de la capacidad de transporte con una línea de alta tensión se produce en forma escalonada con grandes incorporaciones. Entonces, una CT podría tener un efecto de disminuir el tamaño de la ampliación de la LAT, si no se esperara un futuro crecimiento de la demanda que hiciera necesaria adiciones sucesivas. Si, como se calculó para este trabajo mediante la prospectiva de potencia, la construcción de una nueva línea de transmisión alcanza para abastecer el crecimiento de la demanda hasta un determinado plazo, entonces la otra alternativa para analizar el impacto económico de la construcción de la CT a biomasa es cuantificar el valor del diferimiento de las inversiones de ampliación de la capacidad de transporte. Para esta última forma de evaluar el impacto económico del proyecto se estimó la capacidad de transporte de la nueva LAT y se proyectó el incremento de potencia del conjunto de localidades a ser abastecidas¹²⁷, de manera de determinar el plazo aproximado a partir del cual sería necesaria una nueva inversión en infraestructura.

125 <https://www.rionegro.com.ar/el-costo-del-respaldo-electrico-ira-a-la-tarifa-en-bariloche-YG6329177/>

126 Fuente: CEB.

127 Con la nueva LAT, además de San Carlos de Bariloche, Dina Huapi y las localidades de la línea sur rionegrina hasta Los Menucos, se sumaría al sistema regional la localidad neuquina de Villa La Angostura.

El costo de inversión de la nueva LAT fue estimado previamente en USD 40.000.000 para la línea propiamente dicha, más otros USD 10.000.000 para obras auxiliares requeridas. Dada la tensión de trabajo, sección de los conductores y la longitud de la línea, se plantearon dos escenarios con las potencias máximas estimadas en conjunto para el año 2030 y 2035 (104,8 MW y 126,2 MW, respectivamente), en donde se comenzaría a observar una situación de saturación de las líneas similar a la actual. En función de dichos escenarios, la nueva LAT debería ser capaz de abastecer una demanda de entre 33 y 54 MW, por lo que el costo marginal sería de 1.523.211 USD/MW o 922.817 USD/MW dependiendo el escenario adoptado.

Para efectuar el análisis económico se escogió el menor valor, es decir, se asume que la nueva LAT por sí sola sería capaz de atender a la demanda creciente de energía hasta el año 2035 y se aplicó el ahorro para los dos tamaños de CT al tercer año del proyecto. En definitiva, en el año de comienzo de operación de la CT se anotaron ahorros de USD 1.850.694 para la CT de 2 MW y de USD 3.701.388 para la de 4 MW.

7.3.4.c. Ahorro por diferimiento de las inversiones para ampliar la capacidad de transporte en la LAT

Otra alternativa propuesta para analizar el impacto económico del proyecto, similar de algún modo a la metodología anterior, es estimar el beneficio por diferimiento de inversiones. Partiendo de una situación base en la cual es necesario ampliar la capacidad de transporte, se comparan tres escenarios: uno en el cual la construcción de la segunda línea proveniente de Alicurá se realiza en el presente, otro en el cual se construye la CT de 2 MW, lo cual permite diferir un año la construcción de la nueva LAT, y un último escenario en la cual se construye la CT de 4 MW y se difiere dos años la construcción de la LAT. Estos plazos de diferimiento se encuentran dentro del rango observado para el crecimiento anual de la potencia máxima en base a la prospectiva de potencia y energía realizada para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Este análisis es sensible a la tasa de interés utilizada para calcular los VAN de cada una de las alternativas y compararlas para cada escenario. Para no sobrestimar el impacto económico de la obra, se utilizó una tasa en USD de 2%.

La comparación entre el VAN de realizar la segunda LAT desde Alicurá en el presente y diferirla un año, en caso de que se construya una CT de 2 MW, da como resultado un ahorro de USD 1.941.561. Si se difiere dos años la obra, el ahorro sería de USD 2.883.883, lo cual podría computarse como beneficio de la construcción de la central termoeléctrica a biomasa de 4 MW. Dicho valor, se asigna en el análisis económico como un ahorro debido al proyecto en el año en que comenzaría a operar la central.

7.3.5. Otras externalidades

Además de las externalidades cuantificadas previamente, el desarrollo de un proyecto de generación de electricidad y calor como el estudiado posee otros beneficios que deberían tenerse en cuenta. Se mencionan algunas externalidades positivas para ser consideradas, por más que no sean incorporadas taxativamente en la evaluación económica.

7.3.5.a. Generación de empleo

Los proyectos analizados requieren mano de obra en forma directa para el trabajo en el manejo de las plantaciones, obtención, transformación y transporte de la biomasa hasta la CT. También lo requieren para la operación y mantenimiento de la CT, y es de suponer que proyectos de estas características impactan en forma indirecta en el empleo local mediante la compra de distintos elementos y el requerimiento de servicios.

A modo informativo, se detallan los empleos directos que se contemplaron dentro de los análisis de costos de los proyectos:

Tabla 7.10.

Empleo directo generado por los proyectos de CT de 2 MW y 4 MW.

Años	1-6	7-12	13-20
CT 2 MW	46	50	52
CT 4 MW	74	80	87

Fuente: elaboración propia.

7.3.5.b. Puesta en valor de las plantaciones forestales

El desarrollo de alguno de los proyectos de CT a biomasa en la región tendría como resultado la puesta en valor de las plantaciones forestales. Esto implica, en la práctica, un aumento en el valor de la madera cuando sea cosechada, por lo que también sería posible postular un beneficio económico resultante de la diferencia entre un escenario en el cual las plantaciones no son sometidas a los trabajos indicados por las buenas prácticas en materia foresto-industrial, y un escenario en el que se sí se realizan dichas labores. Para estimar el impacto económico neto del proyecto en el valor futuro de la madera, en el escenario con proyecto de CT, al incremento en el valor futuro de la madera se le debería restar el costo proporcional en el manejo de las plantaciones, como fuera asignado en el capítulo dedicado a analizar los costos de gestión de las plantaciones.

7.3.5.c. Disminución en cortes de luz por deficiencia en la gestión del arbolado urbano en el espacio público

Otro potencial impacto positivo del proyecto, al generar una demanda firme y constante de biomasa, es la posible mejora en las tareas de mantenimiento preventivo en el arbolado público, que disminuya los cortes ocasionados por caídas de ramas y árboles sobre el tendido eléctrico. Esto, además de disminuir las pérdidas económicas en la sociedad por falta de suministro, también tendría impacto directo sobre las multas que los entes reguladores cargan sobre las distribuidoras por cortes.

La mejora en la gestión del arbolado se explicaría por la absorción del costo de la disposición final por parte de la CT, a lo que eventualmente podrían sumarse otros componentes del costo de obtención y procesamiento de dicha biomasa, si el costo resultante de la biomasa como combustible fuera igual o menor al obtenido de otras fuentes.

7.3.5.d. Impacto en la calidad del aire de San Carlos de Bariloche

Como fuera mencionado en la introducción, una de las razones para desarrollar este trabajo de investigación es brindar una alternativa para mejorar la gestión de los residuos de poda urbanos. Por lo tanto, la concreción de una planta alimentada por biomasa que ayude a ordenar el tratamiento que se le da a esta corriente de residuos y evite las quemadas a cielo abierto que se desarrollan periódicamente en el CRUM, generará un importante beneficio en términos de la calidad de aire y su consecuente impacto sobre la salud de las personas.

Incluso cuando en una central termoeléctrica a biomasa se efectúa la quema del material para producir electricidad y calor, se lo hace en forma controlada y con sistemas de filtrado de contaminantes como el material particulado. De esta forma se evitaría la emisión de contaminantes del aire que se liberan cuando la quema se realiza en forma incompleta, sin control sobre el proceso, y en contacto con otros materiales.¹²⁸

Nuevamente, no es sencillo asignar un valor económico a este potencial beneficio del proyecto, en particular porque implica una valorización sobre la salud humana, pero no debería dejar de estar presente en un análisis integral de una CT a biomasa para San Carlos de Bariloche.

7.3.5.e. Seguridad energética

Finalmente, un aspecto importante, pero difícil de cuantificar, es la mejora que produce la posibilidad de generar energía localmente, en términos de reducir la vulnerabilidad en el suministro de energía de la ciudad, en vista al sistema energético descrito al comienzo del trabajo. Aunque una central de 2 MW o 4 MW no es suficiente para un autoabastecimiento eléctrico total, la producción local de electricidad constituye un objetivo en sí mismo en términos de resiliencia frente a fenómenos y circunstancias imprevisibles. Por ello, se debería considerar esta externalidad dentro del análisis global del proyecto.



¹²⁸ Esto también podría ser potenciado si se acompañara por una política municipal de restricción/prohibición de quema de material de poda por particulares, impulsando el chipeado y/o el aprovechamiento en la CT.

7.4. Resultado de análisis económico del proyecto

Finalmente, en función de las externalidades que pudieron ser cuantificadas, se elaboraron análisis económicos que complementan los resultados financieros y brindan mayor información para evaluar la conveniencia o no de una central como la desarrollada en este documento.

7.4.1. Análisis económico I

Este análisis contempla las externalidades generadas por ingresos por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, reducción de riesgo de incendio, y costo actual de soporte térmico en Bariloche (supone que no se construye la segunda LAT desde Alicurá).

Estos escenarios, que implicarían un importante ahorro en el pago del soporte térmico que se encuentra en funcionamiento hasta tanto se construya la segunda LAT proveniente de Alicurá, mostraron ser los únicos en los que el VAN resultó positivo. En el caso de la CT de 2 MW, el VAN resultante es de USD 123.623, y para la CT de 4 MW, dicho valor es de USD 1.941.431.

7.4.2. Análisis económico II

Para este análisis, se asume la construcción de la segunda LAT desde Alicurá, manteniendo los otros beneficios por externalidades (mercado de carbono, RSU y riesgo de incendios). Se asigna un ahorro al proyecto equivalente al costo específico por MW en función de la demanda de potencia máxima que se espera pueda transmitir la nueva LAT, multiplicado por la potencia de la CT (ver 7.3.4.b).

El ahorro, estimado en USD 1.850.694 y USD 3.701.388 para las CT de 2 MW y 4 MW, respectivamente, junto con los otros beneficios económicos contemplados, no alcanzan a compensar los años con pérdidas dentro del horizonte temporal propuesto. El VAN para el proyecto de una CT de 2 MW es de USD -1.808.351 y USD -1.922.516 para la CT de 4 MW.



Tabla 7.11.

Análisis económico para el proyecto de CT de 2 MW, contemplando externalidades por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, riesgo de incendio, y potencia eléctrica (7.3.4.a). Tasa 2%. Valores en (USD/año).

Año	Venta de electricidad	Consumo propio (10%)	Venta de calor	CAPEX	OPEX Plantaciones	OPEX Residuos Poda y Ase-raderos	OPEX CT	Ingresos por Bonos de Carbono	Beneficios por Dismi-nución de Riesgo de Incendios	Beneficios por Gestión de RSU	Beneficios por Potencia	Flujo de fondos anual (USD)
1				-	-796.097			-	414			-795.683
2				-	-796.097			-	829			-795.268
3	1.967.621	-196.762	270.328	-	-796.097	-349.985	-662.951	46.918	1.243	13.814	255.098	549.225
4	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-796.097	-349.985	-662.951	46.918	1.657	13.814	255.098	82.687
5	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-796.097	-349.985	-662.951	46.918	2.072	13.814	255.098	83.101
6	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-796.097	-349.985	-662.951	46.918	2.486	13.814	255.098	83.516
7	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-847.601	-349.985	-662.951	46.918	2.822	13.814	255.098	32.347
8	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-847.601	-349.985	-662.951	46.918	3.157	13.814	255.098	32.682
9	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-847.601	-349.985	-662.951	46.918	3.493	13.814	255.098	33.018
10	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-847.601	-349.985	-662.951	46.918	3.829	13.814	255.098	33.354
11	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-847.601	-349.985	-662.951	46.918	4.164	13.814	255.098	33.689
12	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-847.601	-349.985	-662.951	46.918	4.500	13.814	255.098	34.025
13	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-858.143	-349.985	-662.951	46.918	4.804	13.814	255.098	23.787
14	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-858.143	-349.985	-662.951	46.918	5.107	13.814	255.098	24.090
15	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-858.143	-349.985	-662.951	46.918	5.411	13.814	255.098	24.394
16	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-858.143	-349.985	-662.951	46.918	5.714	13.814	255.098	24.698
17	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-858.143	-349.985	-662.951	46.918	6.018	13.814	255.098	25.001
18	1.967.621	-196.762	270.328	-466.953	-858.143	-349.985	-662.951	46.918	6.321	13.814	255.098	25.305
19	1.967.621	-196.762	270.328	-	-871.677	-349.985	-662.951	46.918	6.640	13.814	255.098	479.042
20	1.967.621	-196.762	270.328	-	-871.677	-349.985	-662.951	46.918	6.959	13.814	255.098	479.361

VAN (2%): 123.623

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.12.

Análisis económico para el proyecto de CT de 4 MW, contemplando externalidades por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, riesgo de incendio, y potencia eléctrica (7.3.4.a). Tasa 2%. Valores en (USD/año).

Año	Venta de electricidad	Consumo propio (10%)	Venta de calor	CAPEX	OPEX Plantaciones	OPEX Residuos Poda y Ase-raderos	OPEX CT	Ingresos por Bonos de Carbono	Beneficios por Dismi-nución de Riesgo de Incendios	Beneficios por Gestión de RSU	Beneficios por Potencia	Flujo de fondos anual (USD)
1				-	-1.787.116			-	829			-1.786.287
2				-	-1.787.116			-	1.657			-1.785.459
3	3.935.241	-393.524	540.489	-	-1.787.116	-586.703	-978.673	93.836	2.486	27.627	510.195	1.363.858
4	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.787.116	-586.703	-978.673	93.836	3.315	27.627	510.195	430.781
5	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.787.116	-586.703	-978.673	93.836	4.143	27.627	510.195	431.610
6	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.787.116	-586.703	-978.673	93.836	4.972	27.627	510.195	432.439
7	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.968.505	-586.703	-978.673	93.836	5.643	27.627	510.195	251.721
8	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.968.505	-586.703	-978.673	93.836	6.315	27.627	510.195	252.392
9	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.968.505	-586.703	-978.673	93.836	6.986	27.627	510.195	253.063
10	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.968.505	-586.703	-978.673	93.836	7.657	27.627	510.195	253.735
11	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.968.505	-586.703	-978.673	93.836	8.329	27.627	510.195	254.406
12	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-1.968.505	-586.703	-978.673	93.836	9.000	27.627	510.195	255.077
13	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-2.144.512	-586.703	-978.673	93.836	9.607	27.627	510.195	79.678
14	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-2.144.512	-586.703	-978.673	93.836	10.214	27.627	510.195	80.285
15	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-2.144.512	-586.703	-978.673	93.836	10.821	27.627	510.195	80.892
16	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-2.144.512	-586.703	-978.673	93.836	11.429	27.627	510.195	81.500
17	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-2.144.512	-586.703	-978.673	93.836	12.036	27.627	510.195	82.107
18	3.935.241	-393.524	540.489	-933.906	-2.144.512	-586.703	-978.673	93.836	12.643	27.627	510.195	82.714
19	3.935.241	-393.524	540.489	-	-2.182.181	-586.703	-978.673	93.836	13.280	27.627	510.195	979.587
20	3.935.241	-393.524	540.489	-	-2.182.181	-586.703	-978.673	93.836	13.917	27.627	510.195	980.224
VAN (2%): 1.941.413												

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.13.

Análisis económico para el proyecto de CT de 2 MW, contemplando externalidades por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, riesgo de incendio, y potencia eléctrica (7.3.4.b). Tasa 2%. Valores en (USD/año).

Año	Venta de electricidad	Consumo propio (10%)	Venta de calor	CAPEX	OPEX Plantaciones	OPEX Residuos Poda y Ase-raderos	OPEX CT	Ingresos por Bonos de Carbono	Beneficios por Dismi-nución de Riesgo de Incendios	Beneficios por Gestión de RSU	Beneficios por Potencia	Flujo de fondos anual (USD)
1				0	-796097			-	414			-795.683
2				0	-796097			-	829			-795.268
3	1967621	-196762	270328	0	-796097	-349985	-662951	46.918	1.243	13.814	1.850.694	2.144.822
4	1967621	-196762	270328	-466953	-796097	-349985	-662951	46.918	1.657	13.814	-	-172.411
5	1967621	-196762	270328	-466953	-796097	-349985	-662951	46.918	2.072	13.814	-	-171.996
6	1967621	-196762	270328	-466953	-796097	-349985	-662951	46.918	2.486	13.814	-	-171.582
7	1967621	-196762	270328	-466953	-847601	-349985	-662951	46.918	2.822	13.814	-	-222.751
8	1967621	-196762	270328	-466953	-847601	-349985	-662951	46.918	3.157	13.814		-222.415
9	1967621	-196762	270328	-466953	-847601	-349985	-662951	46.918	3.493	13.814		-222.079
10	1967621	-196762	270328	-466953	-847601	-349985	-662951	46.918	3.829	13.814		-221.744
11	1967621	-196762	270328	-466953	-847601	-349985	-662951	46.918	4.164	13.814		-221.408
12	1967621	-196762	270328	-466953	-847601	-349985	-662951	46.918	4.500	13.814		-221.072
13	1967621	-196762	270328	-466953	-858143	-349985	-662951	46.918	4.804	13.814		-231.311
14	1967621	-196762	270328	-466953	-858143	-349985	-662951	46.918	5.107	13.814		-231.007
15	1967621	-196762	270328	-466953	-858143	-349985	-662951	46.918	5.411	13.814		-230.703
16	1967621	-196762	270328	-466953	-858143	-349985	-662951	46.918	5.714	13.814		-230.400
17	1967621	-196762	270328	-466953	-858143	-349985	-662951	46.918	6.018	13.814		-230.096
18	1967621	-196762	270328	-466953	-858143	-349985	-662951	46.918	6.321	13.814		-229.793
19	1967621	-196762	270328	0	-871677	-349985	-662951	46.918	6.640	13.814		223.945
20	1967621	-196762	270328	0	-871677	-349985	-662951	46.918	6.959	13.814		224.263

VAN (2%): -1.808.351

Fuente: elaboración propia.

Tabla 7.14.

Análisis económico para el proyecto de CT de 4 MW, contemplando externalidades por mercados de carbono, gestión de residuos urbanos, riesgo de incendio, y potencia eléctrica (7.3.4.b). Tasa 2%. Valores en (USD/año).

Año	Venta de electricidad	Consumo propio (10%)	Venta de calor	CAPEX	OPEX Plantaciones	OPEX Residuos Poda y Ase-raderos	OPEX CT	Ingresos por Bonos de Carbono	Beneficios por Dismi-nución de Riesgo de Incendios	Beneficios por Gestión de RSU	Beneficios por Potencia	Flujo de fondos anual (USD)
1				0	-1787116			-	829			-1.786.287
2				0	-1787116			-	1.657			-1.785.459
3	3935241	-393524	540489	0	-1787116	-586703	-978673	93.836	2.486	27.627	3.701.388	4.555.051
4	3935241	-393524	540489	-933906	-1787116	-586703	-978673	93.836	3.315	27.627		-79.414
5	3935241	-393524	540489	-933906	-1787116	-586703	-978673	93.836	4.143	27.627		-78.585
6	3935241	-393524	540489	-933906	-1787116	-586703	-978673	93.836	4.972	27.627		-77.757
7	3935241	-393524	540489	-933906	-1968505	-586703	-978673	93.836	5.643	27.627		-258.475
8	3935241	-393524	540489	-933906	-1968505	-586703	-978673	93.836	6.315	27.627		-257.803
9	3935241	-393524	540489	-933906	-1968505	-586703	-978673	93.836	6.986	27.627		-257.132
10	3935241	-393524	540489	-933906	-1968505	-586703	-978673	93.836	7.657	27.627		-256.461
11	3935241	-393524	540489	-933906	-1968505	-586703	-978673	93.836	8.329	27.627		-255.789
12	3935241	-393524	540489	-933906	-1968505	-586703	-978673	93.836	9.000	27.627		-255.118
13	3935241	-393524	540489	-933906	-2144512	-586703	-978673	93.836	9.607	27.627		-430.517
14	3935241	-393524	540489	-933906	-2144512	-586703	-978673	93.836	10.214	27.627		-429.910
15	3935241	-393524	540489	-933906	-2144512	-586703	-978673	93.836	10.821	27.627		-429.303
16	3935241	-393524	540489	-933906	-2144512	-586703	-978673	93.836	11.429	27.627		-428.696
17	3935241	-393524	540489	-933906	-2144512	-586703	-978673	93.836	12.036	27.627		-428.088
18	3935241	-393524	540489	-933906	-2144512	-586703	-978673	93.836	12.643	27.627		-427.481
19	3935241	-393524	540489	0	-2182181	-586703	-978673	93.836	13.280	27.627		469.392
20	3935241	-393524	540489	0	-2182181	-586703	-978673	93.836	13.917	27.627		470.029

VAN (2%): -1.922.516

Fuente: elaboración propia.

7.4.3. Análisis económico III

El último análisis es similar al inmediato anterior, pero utilizando una metodología alternativa para cuantificar los beneficios en términos de potencia en la red eléctrica local, que en este caso se estimó por diferimiento de inversiones (ver 7.3.4.c).

La variación en el valor de ahorro en el tercer año del proyecto, estimado para este caso en USD 1.941.561 y USD 2.883.883 para los dos tamaños de CT, explica que el VAN en dichos casos sea de USD -1.722.725 y USD -2.692.869 para los proyectos de 2 MW y 4 MW, respectivamente.

7.4.4. Otros comentarios

Es importante destacar que la forma en que está planteado el proyecto, implica que los mayores ingresos comienzan a registrarse al final del período de 20 años, por lo que la extensión de la vida útil de la CT y la consecuente venta de energía, mejora el desempeño global del proyecto. Sin embargo, dado que estos ingresos se proyectan muy en el futuro, se requieren varios años de ingresos netos para al menos alcanzar una situación de paridad respecto a los costos, o break even. En los escenarios de análisis económico II y III, que muestran un VAN negativo cuando se analiza hasta el año 20, dicha compensación se alcanza en el año 34 para un tamaño de CT de 2 MW y, en el caso de la de 4 MW, en los años 27 (análisis II) y 30 (análisis III).

Por otro lado, en ninguno de los escenarios financieros y económicos analizados se cuantificaron aspectos impositivos y tributarios. Sin embargo, dadas las características del proyecto, los distintos regímenes de promoción en los cuales estaría encuadrado y los resultados financieros y económicos, se esperaría que no tengan un impacto significativo en las conclusiones que se alcancen.

8.

Análisis ambiental





Existen varias consideraciones que deben ser tenidas en cuenta al promover una central térmica que utilice biomasa, si lo que se busca es efectivamente la generación de energía en forma renovable, con el objetivo de reducir las emisiones de GEI, y con bajo impacto ambiental.

La construcción de una central de generación termoeléctrica, al igual que toda forma de producción de calor y electricidad, puede tener impactos negativos que deben evitarse o mitigarse. En particular, la generación a partir de la quema de biomasa sólida, cuando es planteada de forma ambientalmente sostenible, presenta potencialmente tanto impactos negativos como positivos. Entre los principales aspectos que deben controlarse se encuentran las emisiones de los gases de combustión y el origen del material combustible.

8.1. Gestión forestal sostenible

En proyectos de energía renovable que utilizan biomasa forestal, debe asegurarse que la misma sea removida de un bosque o plantación a una menor tasa que la de reposición de dicha biomasa. Esto no es un aspecto menor a tener en cuenta y, de hecho, es motivo de controversia o directamente oposición en el caso de centrales que utilizan directamente los árboles o madera procesada (e.g. pellets) provenientes de ejemplares arbóreos removidos en forma completa para ser utilizados como combustible.

Una buena práctica para asegurar un desempeño ambiental apropiado en términos del origen del material combustible y que las emisiones de GEI sean consideradas “neutras” o cercanas a la neutralidad, es utilizar principalmente residuos de madera que pueden tener varios orígenes: mantenimiento de plantaciones forestales, residuos de poda urbanos, residuos del procesamiento de la madera en aserraderos y carpinterías, descarte de pallets, etc.

Según la EPA¹²⁹, “el uso de biomasa de bosques gestionados puede proveer numerosos beneficios ambientales, energéticos y económicos. Específicamente, el uso de biomasa forestal para energía puede reforzar la producción de energía localmente, generar fuentes de trabajo en comunidades rurales, y fomentar la administración ambiental mejorando la calidad del suelo y agua, reduciendo riesgo de incendio y ayudando a asegurar que los bosques continúen removiendo CO₂ de la atmósfera”. Y, mientras que los aprovechamientos de la biomasa forestal no impliquen la conversión de bosques y tierras forestales en otros usos del suelo, considera carbono neutral el CO₂ emitido por estas centrales^[52]. Es decir, para que un proyecto como el desarrollado en este trabajo sea catalogado como renovable, es muy importante que el aprovechamiento de la biomasa sea realizado de manera sostenible.

Este aspecto ha sido contemplado desde el origen del trabajo, y estaría asegurado mientras se utilice la biomasa residual como fue planteado. Sin embargo, esto es algo que debería auditarse una vez que se encuentre en funcionamiento el proyecto, mediante controles internos, auditorías o certificaciones¹³⁰.

8.2. Emisiones de gases de combustión

Al igual que con cualquier tecnología de combustión, una central de cogeneración o CHP tendrá un impacto en la calidad del aire. El impacto efectivo dependerá de la performance de la planta y la dispersión de las emisiones^[60]. Pese a que el uso de biomasa como combustible posee ventajas frente a otros combustibles, como el hecho que el bajo contenido de azufre presente en la biomasa evita la emisión de óxidos que causan la acidificación de lluvias y precipitaciones^[56], el proyecto deberá contemplar el control y filtrado de los gases de combustión para que la calidad del aire a la que está expuesta la población se mantenga por debajo de los límites establecidos¹³¹.

129 *Environmental Protection Agency*, Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos de América.

130 Por ejemplo, a través del Sistema Argentino de Certificación Forestal (CERFOAR) que trabaja junto al Programa para la Homologación de Sistemas de Certificación Forestal (PEFC). Este último “es una organización internacional, no gubernamental y sin fines de lucro, dedicada a promover la Gestión Forestal Sostenible (GFS) a través de la certificación de tercera parte independiente.”

<https://www.pefc.org.ar/index.php/pefc/mainmenucerfoar>

131 Ley Nacional N° 20.284 (1973) sobre prevención de situaciones críticas de contaminación atmosféricas y Resolución N° 638/2001 del Ministerio de Salud de la Nación.

En centrales de biomasa, en particular cuando se utiliza biomasa con características heterogéneas (principalmente, PCI, humedad y contenido de cenizas), el control de las emisiones comienza en la regulación de las condiciones de combustión. Regulando la cantidad de oxígeno, dosificación del combustible, y la temperatura de la cámara de combustión, se puede reducir la concentración de contaminantes atmosféricos. Por esto, resulta fundamental el monitoreo de dichas condiciones, el conocimiento de los procesos una vez en funcionamiento la CT, y el ajuste permanente de los parámetros.

Es esperable, entonces, que sea necesario utilizar tecnologías para el control de las emisiones que son inevitables, las cuales reducen el impacto que tendrá el proyecto, como filtros, separadores ciclónicos, etc.

Finalmente, en el proceso de selección y evaluación ambiental para definir la ubicación de una central de estas características, se debe tomar en cuenta las condiciones geográficas y climáticas para minimizar la exposición de la población a los gases mencionados y, consecuentemente, el riesgo ambiental.

8.3. Consumo de agua

Una central térmica como la planteada no se espera que tenga un gran consumo de recursos hídricos¹³², ya que -a diferencia de otras centrales térmicas que no utilizan el calor residual- una importante fracción del calor que no se aprovecha para la generación eléctrica es utilizado para otros usos térmicos, reemplazando la necesidad de contar con sistemas de enfriamiento forzado con agua.

El volumen de agua para otros usos internos de proceso y los que pueda requerir la opción tecnológica seleccionada deberá igualmente provenir de una fuente que no se vea afectada significativamente por dicho consumo.

8.4. Otros aspectos ambientales

Las cenizas que se produzcan durante la combustión de la biomasa también deben gestionarse adecuadamente. Una opción para esto último es su disposición final como residuo, sin embargo, otra de las ventajas de la combustión del material forestal es que permite recuperar en las cenizas de la combustión minerales tales como fósforo y potasio. Dichos elementos poseen valor como fertilizantes, por lo que podrían ser incorporados a las plantaciones para favorecer su crecimiento.

El ruido propio de una central termoeléctrica a biomasa también es algo que debe ser contemplado desde la selección del lugar de emplazamiento, así como en el diseño constructivo y en posibles medidas de mitigación como barreras vegetales.

132 US EPA Combined Heat and Power Partnership.

9.

Análisis de sensibilidad, análisis FODA y barreras





Para complementar los análisis financieros y económicos, se desarrollaron análisis de sensibilidad, análisis FODA¹³³ y se listaron potenciales barreras al desarrollo del proyecto que se detectaron durante la elaboración de este trabajo.

¹³³ Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.

9.1. Análisis de sensibilidad

Con el objeto de observar la respuesta de los resultados financieros y económicos ante cambios de dos variables que se consideran de gran relevancia, se realizaron análisis de sensibilidad con los precios de venta de la electricidad y calor.

9.1.1. Remuneración de la venta de calor

Para evaluar el impacto que tienen las tarifas vigentes del gas natural para la región, se calcularon los mismos VAN para todos los escenarios evaluados en este trabajo, pero variando los ingresos por venta de calor. En forma simplificada se duplicaron los ingresos por venta de calor, lo cual refleja la diferencia de precios que existe para el mismo combustible entre las tarifas para la región cordillerana de Río Negro y otras zonas del centro y NEA¹³⁴. Esto equivale a valorizar el calor con 0,01 USD/kWh en vez de 0,005 kWh¹³⁵.

Con este valor, la totalidad de los análisis económicos arrojaron VAN positivos, con un mínimo de USD 2.087.045 (CT 2 MW) y un máximo de USD 9.729.816 (CT 4 MW). Los análisis estrictamente financieros continuaron mostrando valores negativos para los dos casos analizados con tasa de interés del 10% y para el caso de la CT de 2 MW con tasa de 2%. Entre estos últimos resultados el VAN mínimo fue de USD -9.520.145 (CT 4 MW) y el máximo USD -591.872 (CT 2 MW). El escenario de CT de 4 MW con tasa del 2% mostró un VAN positivo de USD 508.035.

Con estos análisis se observa rápidamente la influencia que tiene el valor que se le asigna al calor remanente que podría comercializar una CT. Puesto en comparación con las tarifas actuales de gas natural en nuestra región, difícilmente un proyecto como el propuesto podría ser económicamente viable sin un apalancamiento importante. Pero, cuando se lo compara los precios de otros energéticos o las tarifas de GN para otras regiones, esta alternativa tecnológica comienza a mostrarse competitiva.

Dentro de una política energética integral, un objetivo general siempre es poder brindar acceso a energéticos de calidad al menor costo posible. Por este motivo, el ejercicio de comparación de resultados con el precio del GN no debería interpretarse sencillamente como una búsqueda de promover mayores precios. Sin embargo, sería erróneo obviar los efectos que pueden producir dichas tarifas, en particular en el marco de una política energética que busque potenciar otras fuentes de energía como parte de una estrategia para reducir emisiones de CO₂.

134 Para la comparación se utilizaron los precios (carga variable por m³ de consumo) de las Resoluciones del ENAR-GAS 158/2021 (Cuadro Tarifario Gas del Centro S.A.), 152/2021 (Cuadro Tarifario Litoral Gas S.A.), 159/2021 (Gas NEA S.A.) y 157/2021 (Camuzzi Gas del Sur S.A.). Para las categorías residenciales, se observa un precio promedio cercano a 10 AR\$/m³ en todas las distribuidoras distintas a Camuzzi Gas del Sur, mientras que en esta última para la zona cordillerana de Río Negro el cargo variable promedia alrededor de 5 AR\$/m³ de GN. Este último valor, además, luego se ve reducido casi otro 50% en las facturas por subsidios.

135 Para tener una referencia, dicho valor es significativamente más económico (80% menor) que la tarifa de electricidad que se abona en San Carlos de Bariloche Alrededor de 0,05 USD/kWh para un consumo residencial básico.

9.1.2. Remuneración de la venta de electricidad

Los análisis financieros y económicos del proyecto se hicieron en primera instancia con un valor fijo de venta de la electricidad de la CT, establecido en 140 USD/MWh. En vista de los resultados, se recalcularon todos los escenarios y, mediante una función objetivo, se buscó el valor de venta de electricidad que produce un VAN igual a cero.

Para los resultados financieros, que habían arrojado los resultados más negativos, el valor de venta de electricidad que sería necesario para cubrir los costos del proyecto sería de 224 USD/MWh y 165 USD/MWh para la CT de 2 MW, dependiendo de si el cálculo se realizó con una tasa de descuento de 10% o 2%. Mientras que en el caso de la CT de 4 MW, los valores para las tasas respectivas son 217 USD/MWh y 160 USD/MWh.

En el caso de los análisis económicos, los cuales estaban más cerca de cubrir los costos y en algunos casos particulares mostraron resultados positivos, el valor de venta de electricidad no se diferenció mucho de los 140 USD/MWh propuestos originariamente. Para la CT de 2 MW de potencia se obtuvieron valores de 139 USD/MWh a 150 USD/MWh, dependiendo la forma en que se valorizó el aporte de potencia¹³⁶. En el caso de la CT de 4 MW, los valores de venta de electricidad para alcanzar un VAN igual a cero fueron de 135 USD/MWh, 145 USD/MWh y 147 USD/MWh para los análisis económicos descritos en los puntos 7.3.4.a., 7.3.4.b y 7.3.4.c, respectivamente.



136 Ver capítulo 7.

9.2. Análisis FODA

En vista de la complejidad que supondría un proyecto como el analizado a lo largo de este trabajo, se realizó también un análisis FODA simplificado, de modo de poder vislumbrar rápidamente algunos aspectos favorables y otros que podrían dificultar su desarrollo.

Imagen 9.1.

Análisis FODA sintético. Fuente: elaboración propia.



FORTALEZAS

- Existe en San Carlos de Bariloche un buen núcleo de desarrollos tecnológicos con INVAP y la CNEA que pueden aportar a desarrollar la ingeniería de detalle del proyecto.
- La CEB tiene experiencia en el manejo de centrales de generación termoeléctrica.
- Existen organismos como CIEFAP, INTA y APN con experiencia en manejo forestal.



DEBILIDADES

- Falta de organización que agrupe a propietarios de plantaciones forestales en la región.
- Falta de políticas sostenidas en el tiempo para desarrollo forestal en la región.
- Imposibilidad de lograr la integración con la demanda térmica (e.g. por restricciones en la localización del proyecto).
- Ausencia de experiencia local concreta en el manejo y mantenimiento de centrales TV a biomasa.

OPORTUNIDADES



- Los múltiples problemas que se buscan resolver pueden generar el marco de alianzas necesario para que prospere el proyecto, donde cada uno de los distintos actores haga su aporte.
- El aprovechamiento del calor residual en una localidad de la Patagonia puede servir de ejemplo y mostrar su conveniencia para la región.

AMENAZAS



- Competencia con otras demandas de biomasa para otros usos como chipeado para paisajismo, leña, etc.
- Cambios en las políticas energéticas a nivel nacional que priorice otras fuentes renovables de energía y/o no reconozca costos mayores para tecnologías que utilizan biomasa.
- Concreción de la segunda LAT.
- Oposición de parte de la comunidad cercana por cuestiones ambientales (emisiones). Imposibilidad de encontrar un lugar viable dentro o fuera del ejido de S.C. de Bariloche.
- Incremento de los precios de la biomasa.

Fuente: elaboración propia.

9.3. Barreras

Algunas barreras que se identificaron para que se lleve adelante una CT a biomasa en San Carlos de Bariloche en los términos desarrollados son los siguientes:

9.3.1. Barreras financieras y económicas

- Elevado costo de inversión inicial para construir la CT y comprar los equipos para poner en marcha la cadena de suministro del combustible.
- Dificultad de acceso al crédito para inversión con baja tasa por la situación macroeconómica del país.
- Precios del gas natural.
- Mayores costos para obtención de biomasa forestal por dispersión de plantaciones, geografía y condiciones climáticas.

9.3.2. Barreras técnicas y de capacidad

- Cadena de valor foresto-industrial poco desarrollada en la región, con niveles iniciales bajos de productividad y tecnificación.
- Nula experiencia en generación eléctrica con turbinas de vapor en San Carlos de Bariloche, así como sistemas de cogeneración.
- Heterogeneidad de la biomasa que se propone utilizar como combustible.

9.3.3. Barreras institucionales, políticas y regulatorias

- Falta de definición de una política nacional y provincial de incorporación de potencia eléctrica y térmica a partir de fuentes renovables de energía para cumplir con las metas establecidas en la normativa y en los objetivos de reducción de emisiones de GEI.
- Incertidumbre respecto a la concreción de la segunda LAT proveniente de Alicurá.
- Necesidad de avanzar en un marco de acuerdos políticos y/o normativos común entre Neuquén, Chubut y Río Negro para el desarrollo del proyecto.

9.3.4. Barreras socio-culturales, informativas y de concientización

- Resistencia a tecnologías que impliquen quema de biomasa forestal para generación de electricidad y calor de manera centralizada.
- Desconocimiento de las tecnologías propuestas y los beneficios en términos de reducción de emisiones de GEI, beneficios indirectos como la gestión del riesgo de incendios, etc.
- Posible resistencia a usos productivos de plantaciones forestales y bosques.
- Actores de la cadena foresto-industrial atomizados y sin una organización con la cual articular para poner en marcha el proyecto.
- Falta de experiencia en aprovechamiento de calor residual para calefacción y/o procesos industriales.

10.

Conclusiones



El sistema energético en general, y la producción de electricidad y calor en particular, explican una gran parte de los avances en la calidad de vida que se han observado en la humanidad desde la revolución industrial. Al mismo tiempo, representa uno de los mayores desafíos a resolver frente a los impactos negativos que trae aparejado el uso masivo de combustibles fósiles.

Las complejidades y dificultades desarrolladas en este trabajo son muestra de un camino por recorrer exento de soluciones obvias y funcionales en forma genérica, en especial en países como Argentina.

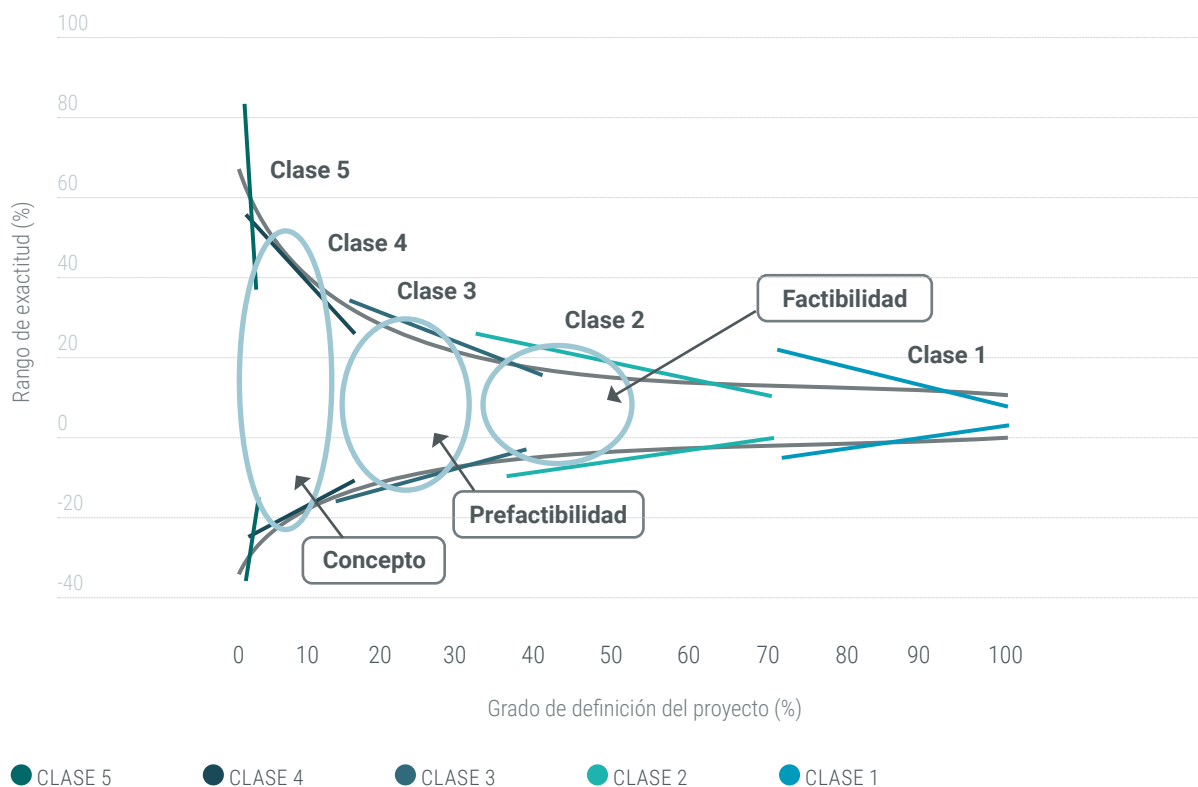
Este trabajo tuvo como objetivo principal analizar la posibilidad de utilizar una central termoeléctrica a biomasa residual forestal para resolver conjuntamente algunos problemas puntuales que registra San Carlos de Bariloche. Entre ellos, se destacan los déficits en la gestión de los residuos de poda urbana y en el mantenimiento de las plantaciones forestales, la necesidad de generar puestos de trabajo, y la vulnerabilidad del abastecimiento energético de la región.

Si se observan los resultados financieros de las alternativas del proyecto, parecería razonable concluir que, con los costos planteados, incluso una remuneración de la energía eléctrica que beneficie este tipo y tamaño de generación frente a otras alternativas, no es suficiente para que resulte en una opción de inversión atractiva. Esta primera conclusión, que desalienta o -al menos- desaconseja optar por este tipo de solución a los problemas planteados, puede al menos aportar la certeza de que no será el mercado energético privado -entendido principalmente como un negocio financiero- el que pueda dar respuesta a dichos problemas.

Cuando se incorporan otras variables económicas, cuando se internalizan otras facetas de un proyecto tan complejo como singular (por ejemplo, los beneficios en la gestión de las plantaciones, la reducción de las emisiones de CO_2 por generación eléctrica, etc.), los resultados muestran valores que lo posicionan cercano a cubrir los costos. Teniendo en cuenta que este trabajo se sitúa en una etapa de prefactibilidad (ver imagen 10.1), el nivel de incertidumbre respecto a las dos variables principales (los ingresos por venta de energía y los costos del combustible biomásico) es muy elevado. Por lo tanto, para avanzar en mayores definiciones del proyecto se deberían profundizar trabajos teóricos y de campo.

Imagen 10.1.

Grado de definición de proyectos.



Fuente: adaptación propia de Fundación Bariloche y BIOMATEC, 2019 [91].

Cuando se comparan los resultados obtenidos con otros proyectos de biomasa sólida que se han puesto en marcha en el país, surge la necesidad de encontrar las razones por las cuales han sido financiera y económicamente viables dichos proyectos. En función de los costos estimativos de los proyectos, los valores de los contratos de compra-venta de energía y datos que se pudieron recopilar para este trabajo, es posible que la diferencia se encuentre en un conjunto de factores convergentes. Por un lado, la gran mayoría de proyectos energéticos que utilizan biomasa como combustible se trata de industrias cuya actividad principal genera un residuo bastante homogéneo y conocido para dichos establecimientos. Eso implica que el residuo/combustible en general se encuentra concentrado, habitualmente en las inmediaciones de la planta industrial, y su gestión como residuo es un problema a resolver. El costo de obtención de dicho combustible, de hecho, se encuentra incorporado en los costos de producción de la actividad principal. La unidad de negocio de producción de energía -en lo que al combustible respecta- únicamente debe afrontar los costos de almacenamiento y acondicionamiento del residuo/combustible. Esta situación se considera que genera una importante ventaja frente a la situación analizada en este trabajo.

El otro aspecto que se considera que tiene una gran relevancia para definir la viabilidad de una CT a biomasa está relacionado con la ubicación de los proyectos y los costos de la energía. Mayoritariamente, los aprovechamientos con biomasa se encuentran ubicados en regiones o zonas puntuales donde no hay acceso al gas natural, cuyo costo es significativamente menor que el de otros energéticos -incluso con tarifas sin los subsidios que existen en la región patagónica-. Estos dos aspectos, sumados al impulso que significaron los valores adjudicados mediante *PPAs* de electricidad en los últimos años, y la necesidad de cubrir una demanda energética industrial, podrían explicar en gran medida los casos de éxito para esta tecnología en nuestro país.

El efecto que tiene la tasa de interés en la viabilidad del proyecto también se mostró muy significativo. Una tasa de interés comercial, del orden del 10% en USD, resultaría en pagos anuales muy elevados frente a los ingresos esperados, en especial para el repago de los *CAPEX*. Por esta razón, para poder llevar adelante un proyecto como el propuesto sería necesario poder acceder a una línea de crédito que busque promover este tipo de emprendimientos por los beneficios socio-ambientales que sería capaz de generar.

Observando las variables y aspectos desarrollados en el trabajo, se puede concluir que no es despreciable la complejidad que implica la gestión y el traslado hasta el sitio de aprovechamiento de los residuos de poda y forestales con potencial uso energético, en la región en general, y en San Carlos de Bariloche en particular. Es necesario un esfuerzo considerable para que se materialice el eslabonamiento necesario por parte de distintos actores de la cadena foresto-industrial.

Para que el proyecto planteado prospere, además de la dificultad que significa una rentabilidad dudosa o muy marginal, sería necesario generar una articulación y compromisos entre numerosos actores privados y públicos. En el caso de los propietarios de las plantaciones, debe existir el compromiso en el corto, mediano y largo plazo, de efectuar (por sí mismos o mediante acuerdos con terceros) los trabajos de poda y raleos en las plantaciones, trabajando en conjunto con el proyecto. Por parte de la administración del proyecto debe haber un compromiso de demanda de la biomasa, asumiendo los costos asignables a la fracción que se destina al uso energético. Y, si se utiliza como ha sido propuesto, una figura responsable de realizar los trabajos en las plantaciones, deberá desarrollar los acuerdos y trabajos correspondientes.

Por este motivo, se entiende que, sin un apalancamiento y organización promovida por el Estado a través de una decidida política pública, prácticamente no habría oportunidad de que una iniciativa de esta magnitud prospere.

Si se comparan los precios de la energía eléctrica obtenidos en este trabajo con los adjudicados a otras fuentes de energía renovable en los últimos años claramente los primeros son más elevados. Debe recordarse, sin embargo, que esta alternativa tecnológica posee, a diferencia de las actualmente más económicas solar fotovoltaica y eólica, la capacidad de poder regular -aunque sea en forma paulatina- el despacho de potencia. Precisamente, dicha cualidad es la que se requiere para atender los picos de demanda de energía en el sistema eléctrico local.

Sumado a lo anterior, deben destacarse dos aspectos importantes en términos del impacto económico de una CT a biomasa. En primer lugar, un importante porcentaje de los componentes de una CT a biomasa puede ser adquirido en el país, logrando una integración nacional bastante superior a otras renovables, con el correspondiente impacto en términos de desarrollo nacional y en la balanza de pagos. El otro aspecto, observado en el análisis económico, es el impacto en cuanto a la demanda de mano de obra, la cual no se limita a la construcción, sino que se mantiene durante la duración del proyecto.

Respecto a los resultados económicos, los cuales dependen en una buena medida del valor asignado a la venta de calor en relación al precio del gas natural, debe recordarse también que dicho precio contiene un subsidio implícito, producto de los programas de estímulo a la producción como el Gas.Ar¹³⁷. Este programa forma parte de una política económica y energética que busca en el mediano y largo plazo generar ahorros fiscales y en divisas al desplazar otras fuentes más costosas, pero dicha decisión implica en definitiva destinar fondos públicos.

Una cuestión que también ha sido vislumbrada con este trabajo es que, incluso cuando se construya la segunda LAT proveniente de Alicurá, la proyección de la población y demanda energética que abastecerá, muestran que será necesaria eventualmente una tercera línea, a menos que se decida finalmente por contar con generación local. El incremento futuro de demandas eléctricas como las que se esperan producto de la electro-movilidad, cuyo impacto en la red local aún no ha sido estudiado con profundidad, refuerzan la necesidad de fortalecer y planificar el sistema de abastecimiento eléctrico en San Carlos de Bariloche.

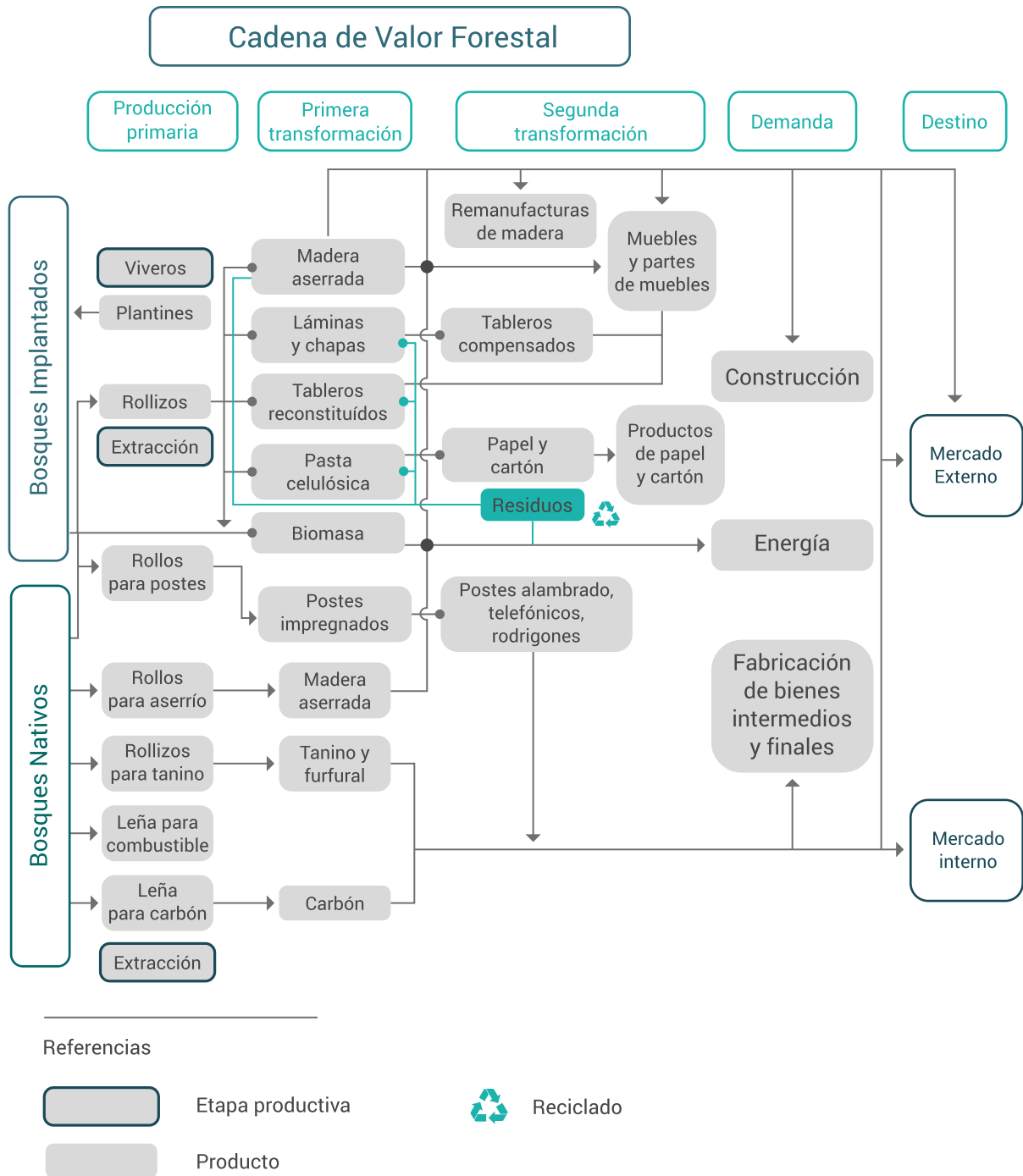
En nuestro país, donde una severa crisis económica en 2018 y 2019 fue seguida y agravada por la crisis sanitaria producto de la pandemia de COVID-19, se hace necesario aunar esfuerzos para generar crecimiento económico sostenido y sostenible. En ese sentido, la generación de energía térmica y eléctrica con biomasa, en un país donde una parte importante de la producción nacional está vinculada a la agro-industria, puede ser un motor de desarrollo si tracciona otras ramas de alto valor agregado como son el diseño y construcción de la tecnología (calderas, turbinas, generadores, software y hardware de control, etc.).

El desarrollo de una CT de biomasa en San Carlos de Bariloche, pese a las complejidades observadas, tendría un impacto que excede lo estrictamente energético. A la generación de electricidad y calor en forma local, y la resolución de la problemática en la gestión de residuos, que ya de por sí podrían justificar el proyecto, se le podrían sumar un importante impulso a la cadena de valor foresto-industrial.

137 <https://www.argentina.gob.ar/noticias/el-gobierno-nacional-puso-en-marcha-el-plan-gasar>

Imagen 10.2.

Cadena de valor forestal.



Fuente: adaptación de Informes de Cadenas de Valor: Forestal, papel y muebles. Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, 2016.

La existencia de programas específicos como el PROBIOMASA con desarrollo y trabajo que ya lleva años y la inclusión de la generación de energía en planes nacionales como el ForestAr, muestran un camino recorrido que debería consolidarse. La creación y acumulación de capacidades tecnológicas específicas propias, como se ha dado con el caso de la energía nuclear, pensando en “trayectorias nacionales de desarrollo”^[92], representan condiciones fundamentales para que el país en conjunto pueda crecer.

El otro fenómeno interesante que ha sido observado en la elaboración de este trabajo, es el de la exteriorización de excedentes económicos que se generan en San Carlos de Bariloche. Puntualmente, existe una capacidad de ahorro local que mes a mes se destina al mantenimiento de los equipos en la CT Bariloche por parte de una empresa sin anclaje en nuestra comunidad. Esos excedentes, reinvertidos localmente, son los que se requieren para mejorar las condiciones de vida de los y las habitantes de la región. Los resultados del análisis económico en los que se asignaron esos montos al proyecto de una CT a biomasa, mostraron además ser lo suficientemente significativos para que el proyecto pueda ser considerado viable.

Finalmente, un aspecto en particular que no ha sido desarrollado en forma extensiva en este trabajo, pero que debería formar parte del debate público respecto al sistema energético nacional, regional y local, es la democratización de la energía. El concepto precedente ha sido abordado en numerosas ocasiones en el último tiempo desde el punto de vista de la energía como derecho y, en particular, en relación a las tarifas de los servicios públicos de gas natural y electricidad. Sin embargo, se considera necesario avanzar también en el debate respecto de la propiedad del sistema de generación de energía, lo cual forma parte de la misma puja de intereses.

En momentos en que se encuentran en revisión los resultados de privatizaciones y/o concesiones de servicios públicos llevadas a cabo en nuestro país en la década de 1990, resurge la necesidad de analizar la conveniencia de mantener estas políticas. ¿Son compatibles los objetivos de calidad, cobertura y precio de los servicios con los márgenes de ganancia buscados por los dueños del capital?

Así como la creación de la Cooperativa de Electricidad de Bariloche surgió como respuesta organizada a una demanda comunitaria en nuestra ciudad, se pueden encontrar una gran cantidad de ejemplos donde los servicios públicos son resueltos por empresas de capital estatal, mixtas o cooperativas. Incluso en sistemas de generación a partir de biomasa como el que se propone en este trabajo hay experiencias¹³⁸ que demuestran otros caminos posibles para los sistemas energéticos. Se espera que este trabajo pueda servir, en definitiva, para contemplar como opción también esos caminos, y encontrar las soluciones a los problemas comunes.

138 Por ejemplo, el caso de la planta de generación con biomasa forestal Mc Neil (50 MW) en Burlington, Vermont. Esta planta, en operación desde 1984, es propiedad en un 50% de la Municipalidad, un 19% pertenece a la autoridad reguladora estatal y tiene también participación privada, abasteciendo a más de 19.600 usuarios.

<https://www.burlingtonelectric.com/more-mcneil>

<https://www.burlingtonelectric.com/index.php/history>

Bibliografía

- [1]. Ley 26.190/2006 Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica.
- [2]. Ley 27.191/2015 Modificaciones a la Ley 26.190
- [3]. Economía y organización de proyectos de generación de bioenergía en feedlots en Argentina. Castelao Caruana M.E, CONICET, 2018.
- [4]. Renewable Energy Technologies: Cost analysis series Vol.1. Biomass for Power Generation. International Renewable Energy Agency (IRENA), 2012.
- [5]. Renewables global futures report. Great debates towards 100% renewable energy. REN21, 2017.
- [6]. Plant Power: The Cost of Using Biomass for Power Generation and Potential for Decreased Greenhouse Gas Emissions. Cuellar A.D., 2012.
- [7]. Global Bioenergy Statistics 2019, World Bioenergy Association.
- [8]. Primer Esquema del Plan Estratégico e Integral de Desarrollo de San Carlos de Bariloche, Municipalidad de San Carlos de Bariloche, 2015.
- [9]. Urbanización y hábitat en Bariloche, Ciudades que habitan una ciudad. Editorial de la Universidad Nacional de Río Negro, 2018. Guevara T., et. al.
- [10]. Sistemas de aprovechamiento forestal y temas relacionados. Pantaenius, P.M., 2011.
- [11]. Eficiencia en el uso del gas natural en viviendas unifamiliares de la ciudad de Bariloche. González A.D., Crivelli E., Gortari S., 2006.
- [12]. Argentina: Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía, 2015-2019. Gas, electricidad y petróleo. Secretaría de Gobierno de Energía, Presidencia de la Nación, 2019.
- [13]. Balance de gestión en energía 2016-2019. Emergencia, normalización y bases para la transformación. Secretaría de Gobierno de Energía, Presidencia de la Nación, 2019.
- [14]. Efectos de la combustión a leña en la calidad del aire intradomiciliario. La ciudad de Temuco como caso de estudio. Cortés A., Ridley I., 2013.
- [15]. Breve historia del humo de leña y sus implicaciones para Chile. Smith K.R., Pillariseti A., 2012.

- [16]. Guía integral de desarrollo de proyectos de redes de distrito de calor y frío. Institut Català d'Energia, 2012.
- [17]. Bases para sustentar una estrategia de manejo de incendios en Bariloche. Gowda, J.H., Kitzberger T., et al.
- [18]. Manejo del bosque nativo de norpatagonia. Una Guía para las buenas prácticas. Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos, Presidencia de la Nación, 2008.
- [19]. Biomasa, Producción eléctrica y cogeneración. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Gobierno de España, 2007.
- [20]. Biomasa, Redes de distribución térmica. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Gobierno de España, 2008.
- [21]. Evaluación de costos y modelo de gestión de proyectos de district heating (energía térmica distrital). Municipio de Esquel, Chubut, Argentina. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2019.
- [22]. Paradigmas energéticos en disputa en las últimas dos décadas. Sabbatella I., Barrera M.A., Serrani E., 2019.
- [23]. Programa RenovAr: ¿éxito o fracaso? Policy Brief. Constantini P., Di Paola M.M. FARN, 2019.
- [24]. Energías renovables para la transición energética: Un análisis comparativo entre los casos de Argentina y Alemania en el período 2000-2016. Glave U., Zabaloy F., 2019.
- [25]. Una primera aproximación a la problemática energética de los hogares: El caso de estudio de Bariloche. Sarmiento J., Civitaresi M. et. Al., 2019.
- [26]. Programa RenovAr: un análisis de mercado a través del paradigma estructura conducta-desempeño. Ibañez Martín M.M., Curtit J.G., 2019.
- [27]. Energía y pobreza en Argentina. Jacinto G., Carrizo S., Gil S., 2018.
- [28]. Estado de situación del sector forestal en Patagonia Sur. Peri P.L., Tejera L., et. Al. INTA, Centro Regional Patagonia Sur, 2016.
- [29]. Las Tarifas de Electricidad, Gas natural y Precio del GLP y las Necesidades Básicas de las personas. Bravo V. Fundación Bariloche, 2016.
- [30]. Plan Estratégico Forestal y Foresto Industrial Argentina 2030, Secretaría de Desarrollo Sustentable, Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca, Ministerio de Educación, Cultura, Ciencia y Tecnología, Presidencia de la Nación, 2019.

- [31]. Residuos de biomasa de forestaciones y aserraderos de la región andina de las provincias de Neuquén y Chubut. Evaluación preliminar de oferta. Loguercio G.A., Jovanovski A., et. Al. JICA, CIEFAP, INTA, SAyDS, 2008.
- [32]. Análisis de alternativas de abastecimiento eléctrico de la ciudad de San Carlos de Bariloche. Rubio M.d.C., 2007.
- [33]. Caracterización de una planta de cogeneración para autoabastecimiento energético de una población de 10.000 habitantes utilizando residuos forestales. Bravo Morillo M., 2017.
- [34]. CEB, la empresa cooperativa multiservicios de Bariloche. Totonelli, L.I.
- [35]. Estudio de Potencial de Mitigación. Biomasa y Biocombustibles de 2º y 3º generación con fines energéticos. Coraliae S.R.L. y BA Energy Solutions S.A. 3ª Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático, SAyDS, Presidencia de la Nación, 2014.
- [36]. El financiamiento de la bioeconomía en América Latina. Identificación de fuentes nacionales, regionales y de cooperación internacional. CEPAL, 2019.
- [37]. Subastas de energía renovable en Latinoamérica y Caribe. Caso de Estudio: Uruguay. Fondo para el medio ambiente mundial, 2017.
- [38]. Municipal Solid Waste Energy Conversion in Developing Countries. Technologies, Best Practices, Challenges and Policy. Coelho S.T., Sanches Pereira A., Boullie D.H, et. al., 2020.
- [39]. Compilación Integral de Datos, bajo metodología WISDOM, en la región de la Comarca Andina Ampliada. Oferta y demanda de biomasa relativa a cubrir necesidades energéticas. CIEFAP, 2019.
- [40]. The Economics of Longleaf Pine Management. A road to making dollars and sense. The Longleaf Alliance.
- [41]. Converting Biomass to Energy. A Guide for Developers and Investors International Finance Corporation, World Bank Group, 2017.
- [42]. Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética, Secretaría de Energía de la Nación, junio 2020.
- [43]. Economic analysis of a small-sized combined heat and power plant using forest biomass in the Republic of Korea. Yeongwan Seo, Han-Sup Han, Edward M. (Ted) Bilek, Jungkee Choi, Dusong Cha & Jungsoo Lee, 2017.
- [44]. Biomass for Heat and Power, Technology Brief. IRENA, 2015.
- [45]. Commercialization possibilities of Small scale biomass power plant in Japan. Ryo Nakakido, 2016.
- [46]. Lessons Learned from Existing Biomass Power Plants. NREL, 2000.

- [47]. El uso de la biomasa de Origen Forestal con destino a bioenergía en la Argentina. INTA, Uasuf A., Hilbert J., 2012.
- [48]. Local energy ownership in Europe. An exploratory study of local public initiatives in France, Germany and the United Kingdom. Energycities, 2017.
- [49]. The future is public. Towards democratic ownership of public services. Kishimoto S., Steinfors L., Petitjean O., 2019.
- [50]. Turismo, Transformaciones Territoriales y Resiliencia. Evidencia de una ciudad intermedia patagónica. Landriscini, G., Civitaresi H.M., Colino E.
- [51]. San Carlos de Bariloche: La competitividad turística sustentable de un destino con proceso de migración de amenidad. Marenzana N.L., Villaverde L.D., Otero A.M.
- [52]. EPA's Treatment of Biogenic Carbon Dioxide (CO₂) Emissions from Stationary Sources that Use Forest Biomass for Energy Production. U.S. Environmental Protection Agency Policy Statement, 2018.
- [53]. Datos históricos de la Ciudad de San Carlos de Bariloche, 1902-2002. Municipalidad de San Carlos de Bariloche.
- [54]. Alternativas de Equipamiento Eléctrico, San Carlos de Bariloche, 1970 - 1980. Sarraliet, H., Suárez, C., Fundación Bariloche, 1968.
- [55]. Introducción a la Dendroenergía. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2020.
- [56]. Biomasa: Industria. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de España, 2008.
- [57]. Informe Nacional del Relevamiento Censal de Aserraderos, año 2015. Ministerio de Agroindustria, Presidencia de la Nación.
- [58]. Tecnologías Disponibles para la Generación de Energía a Partir de Biomasa. Beljansky M. PROBIO-MASA, 2013.
- [59]. Incendios Forestales en la Interfase Urbano Rural: Un desafío Actual. Ivandic F., INTA EEA Bariloche, 2008.
- [60]. Combined Heat and Power: Air Quality Guidance for Local Authorities. Environmental Protection UK, 2012.
- [61]. Renewable Power Generation Costs in 2019, IRENA, 2020.
- [62]. Generación de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa en Uruguay. La dendroenergía. Dirección Nacional de Energía y Tecnología Nuclear de Uruguay, 2006.

- [63]. Energías Renovables: Energía Biomasa. Secretaría de Energía de la Nación, 2008.
- [64]. Informe sobre la factibilidad del aprovechamiento de la biomasa forestal de campo. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2019.
- [65]. Panorama de tecnologías de bioenergía en Argentina. Manrique S.M., Salvo A., et al. 2020.
- [66]. Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2020.
- [67]. Incentivos económicos y producción de energía a partir de biomasa forestal en Argentina. Olemberg D., Egolf P., et al. Workshop sobre "Bioenergía y Desarrollo Regional", IIEP-UBA, 2020.
- [68]. Potencial de desarrollo de plantaciones dendroenergéticas en la Argentina. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2020.
- [69]. Proyecto PROBIOMASA. Servicios para el relevamiento y fortalecimiento del marco normativo de la producción y aprovechamiento de la biomasa destinada a generación de energía. CEARE, 2017.
- [70]. Generación de Energía Eléctrica a partir de Biomasa. Experiencias y actualidad en Argentina, Centro de Investigación y Planeamiento Energético, UNSAM, 2017.
- [71]. Combined Heat and Power Technology, Fact Sheet Series. U.S. Department of Energy.
- [72]. Diseño de una central de biomasa de 1 MW ampliable a 2 MW, Aldomà Peña G. Universitat Rovira I Virgili, 2010.
- [73]. Bioenergy Europe Statistical Report 2020, Pellet Report.
- [74]. Aportes para la estimación de la huella de carbono en los grandes asentamientos urbanos de Argentina. Ferraro R., Gareis M.C. y Zulaica L., 2012.
- [75]. Crecimiento Económico Regional. El caso de la Provincia de Río Negro (Argentina). Investigaciones Regionales - Journal of Regional Research, 41. Tagliani, P., 2018.
- [76]. Estudio de Factibilidad para la Gestión de los Residuos Sólidos Urbanos de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi. IATASA, 2010.
- [77]. Efecto Galloping. Paper Técnico 21-2017 Cite Energía.
- [78]. Bioenergy for Rural Development and Poverty Alleviation - GNEDS, Final Assessment Report. Countries Analyzed: Argentina, Chile, Uruguay and Paraguay. Fundación Bariloche, 2010.

- [79]. Aportes de los biocombustibles a la sustentabilidad del desarrollo en América Latina y el Caribe: Elementos para la formulación de políticas públicas. CEPAL y GTZ, 2008.
- [80]. Industrias Forestales, Informe año 2017. Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo de la Nación.
- [81]. Evaluación de Necesidades Tecnológicas ante el Cambio Climático. Informe Final sobre Tecnologías para Mitigación. UNEP, PNUMA, Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación.
- [82]. Tendencias de Crecimiento Poblacional y Espacial en San Carlos de Bariloche con Énfasis en el Sector Marginal. Abaleron C.A., 1992.
- [83]. Utilización de biomasa para la generación de energía eléctrica. Lalanne, B.
- [84]. Alternativas para la generación de energía eléctrica a partir de los residuos del aprovechamiento y control de especies leñosas exóticas en el Bosque Modelo Futaleufú. Rodríguez Martín, R., 2013.
- [85]. Impacto Ambiental de las Prácticas de Cosecha Forestal y Construcción de Caminos en Bosques Nativos Siempreverdes de la X Región de Chile. Organización de las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO), 1995.
- [86]. Voluntary Carbon and the Post-Pandemic Recovery. A Special Climate Week NYC 2020 Installment of Ecosystem Marketplace's State of Voluntary Carbon Markets 2020 Report.
- [87]. Energías Renovables. Beneficios y Riesgos en Materia Fiscal. Almada, L., Casella, M.E. et al. 2018.
- [88]. Regulación de las energías renovables en la Argentina. Devalis, C.
- [89]. Valoración de externalidades de proyectos con biomasa seca y biogás. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2020.
- [90]. Cortafuegos y cortacombustibles en plantaciones de coníferas. Ficha técnica, Rodríguez, N.F. CIE-FAP, 2003.
- [91]. Valorización económica del potencial energético de la biomasa forestal en la Región Huetar Norte de Costa Rica. BID, Fundación Bariloche y BIOMATEC, 2019.
- [92]. ¿Qué modelo de desarrollo para la Argentina? Schteingart, D.M., 2015.

Anexos



Ignacio Sabarido



Anexo 1

Datos poblacionales y demanda de energía en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Tabla A1.1

Población permanente y flotante de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Año	Población						
	Permanente Bariloche	Flotante Equivalente Bariloche	Total Bariloche	Permanente Dina Huapi	Flotante Equivalente Dina Huapi	Total Dina Huapi	Total Bariloche y Dina Huapi
1906	320	-	320	-	-	-	320
1909	568	-	568	-	-	-	568
1910	1250	-	1250	-	-	-	1250
1911	788	-	788	-	-	-	788
1913	1500	-	1500	-	-	-	1500
1916	900	-	900	-	-	-	900
1920	2500	-	2500	-	-	-	2500
1921	1000	-	1000	-	-	-	1000
1930	1500	-	1500	-	-	-	1500
1939	3500	-	3500	-	-	-	3500
1940	3786	72	3858	-	-	-	3858
1945	5280	143	5424	-	-	-	5424
1947	6562	348	6910	-	-	-	6910
1950	8060	615	8674	-	-	-	8674
1955	11354	860	12215	-	-	-	12215
1957	13022	941	13963	-	-	-	13963
1958	13946	984	14930	-	-	-	14930
1959	14935	1029	15964	-	-	-	15964
1960	15995	1075	17070	-	-	-	17070
1961	17509	1143	18652	-	-	-	18652
1962	19165	1215	20380	-	-	-	20380
1963	20979	1234	22213	-	-	-	22213
1964	22964	1379	24343	-	-	-	24343
1965	24019	1537	25557	-	-	-	25557
1966	25123	1580	26704	-	-	-	26704
1967	26278	1659	27937	-	-	-	27937
1968	27486	1947	29432	-	-	-	29432
1969	28749	2485	31234	-	-	-	31234
1970	30070	2572	32642	-	-	-	32642
1971	31718	3107	34825	-	-	-	34825
1972	33456	3595	37051	-	-	-	37051
1973	35290	3513	38802	-	-	-	38802
1974	37224	4427	41650	-	-	-	41650
1975	39264	4639	43903	-	-	-	43903
1976	41415	4733	46149	-	-	-	46149
1977	43685	4573	48258	-	-	-	48258
1978	46079	3907	49986	-	-	-	49986
1979	48604	3626	52230	-	-	-	52230
1980	51268	4054	55322	-	-	-	55322

Continúa en la página siguiente

Año	Población						
	Permanente Bariloche	Flotante Equivalente Bariloche	Total Bariloche	Permanente Dina Huapi	Flotante Equivalente Dina Huapi	Total Dina Huapi	Total Bariloche y Dina Huapi
1981	53443	4203	57646	-	-	-	57646
1982	55711	4525	60236	-	-	-	60236
1983	58074	4500	62574	-	-	-	62574
1984	60538	4991	65529	-	-	-	65529
1985	63106	4564	67670	-	-	-	67670
1986	65784	4827	70611	-	-	-	70611
1987	68575	5637	74212	-	-	-	74212
1988	71484	5637	77121	-	-	-	77121
1989	74517	5725	80242	-	-	-	80242
1990	77678	5564	83243	-	-	-	83243
1991	80974	5502	86476	849	54	903	87379
1992	81842	6404	88246	927	67	994	89240
1993	82769	6122	88891	1012	70	1082	89972
1994	83764	6509	90273	1105	80	1185	91458
1995	84829	6624	91453	1206	87	1294	92747
1996	85973	6356	92329	1317	91	1408	93736
1997	87202	6194	93396	1438	95	1533	94929
1998	88521	7137	95658	1570	117	1687	97345
1999	89937	7093	97030	1714	125	1839	98870
2000	91462	7007	98469	1871	133	2004	100474
2001	93102	6160	99262	2043	127	2170	101432
2002	94919	5841	100760	2167	126	2292	103052
2003	96822	6970	103792	2298	154	2452	106245
2004	98808	7360	106168	2437	169	2606	108774
2005	100890	8086	108976	2585	192	2777	111752
2006	103071	10214	113285	2742	247	2989	116274
2007	105354	8208	113562	2908	210	3118	116680
2008	107746	8753	116499	3084	232	3316	119815
2009	110256	7277	117533	3271	203	3473	121007
2010	112887	7830	120717	3469	225	3694	124411
2011	115076	6360	121436	3608	189	3797	125233
2012	117354	7299	124653	3752	220	3972	128625
2013	119730	8621	128351	3902	262	4164	132516
2014	122203	9658	131861	4058	297	4355	136216
2015	124783	9500	134283	4221	299	4519	138802
2016	127471	9037	136508	4389	291	4680	141188
2017	130275	9043	139318	4565	296	4861	144179
2018	133199	9811	143010	4748	326	5073	148084
2019	136251	9909	146160	4937	335	5272	151432
2020	138976	9623	148599	5135	333	5467	154066
2021	141756	9757	151512	5289	341	5630	157142
2022	144591	9891	154482	5448	349	5796	160278

Año	Población						
	Permanente Bariloche	Flotante Equivalente Bariloche	Total Bariloche	Permanente Dina Huapi	Flotante Equivalente Dina Huapi	Total Dina Huapi	Total Bariloche y Dina Huapi
2023	147482	10025	157508	5611	357	5968	163476
2024	150432	10160	160592	5779	366	6145	166737
2025	153441	10294	163735	5953	374	6327	170062
2026	156510	10428	166938	6131	383	6514	173452
2027	159640	10563	170202	6315	392	6707	176910
2028	162833	10697	173529	6505	401	6906	180435
2029	166089	10831	176920	6700	410	7110	184030
2030	169411	10965	180376	6901	420	7320	187697
2031	172799	11100	183899	7039	425	7464	191363
2032	176255	11234	187489	7180	430	7610	195099
2033	179780	11368	191149	7323	436	7759	198907
2034	183376	11503	194878	7470	441	7911	202789
2035	187043	11637	198680	7619	446	8065	206746
2036	190784	11771	202555	7772	452	8223	210779
2037	194600	11905	206505	7927	457	8384	214889
2038	198492	12040	210532	8086	462	8548	219080
2039	202462	12174	214636	8247	468	8715	223351
2040	206511	12308	218819	8412	473	8885	227705

● En verde claro se señalan datos de elaboración propia. Para la población permanente en Bariloche, se hicieron proyecciones con tasas estimativas de 2% para el crecimiento anual entre 2020 y 2040, y para Dina Huapi se propuso un crecimiento del 4%, 3% y 2% para los períodos 2010-2020, 2020-2030 y 2030-2040, respectivamente. La población flotante anual para San Carlos de Bariloche, derivada del turismo, se estimó a partir de los visitantes y las estadías medias cuando había información disponible, o aproximaciones de acuerdo a las tendencias observadas para los distintos períodos. Para el turismo en Dina Huapi entre 1991 y 2040 se utilizó la relación anual entre residentes y turistas de San Carlos de Bariloche para estimarlos.

● En gris claro se señalan cálculos propios a partir de los valores entre dos puntos con poblaciones conocidas, utilizando la fórmula de Tasa de Crecimiento Anual Geométrico.

Fuente: Los datos de celdas sin colorear para Población Permanente Bariloche de 1906 a 1990 fueron obtenidas de "Tendencias de Crecimiento Poblacional y Espacial en San Carlos de Bariloche con Énfasis en el Sector Marginal. Carlos Alberto Abaleron, 1992"; los datos en celdas sin colorear de 1991 a 2019 para Población Permanente Bariloche provienen de la Dirección General de Información y Tecnología, Municipalidad de San Carlos de Bariloche (2020) e INDEC.

Tabla A1.2

Visitantes Totales en San Carlos de Bariloche.

Año	Mes	Visitantes Totales	Año	Mes	Visitantes Totales	Año	Mes	Visitantes Totales
1940		6543	1993		558608	2007	junio	34803
1945		13086	1994		593954	2007	julio	97777
1947		31777	1995		604440	2007	agosto	99656
1950		56077	1996		579959	2007	septiembre	92484
1955		78510	1997		565218	2007	octubre	65570
1957		85839	1998		651275	2007	noviembre	51428
1958		89756	1999		647276	2007	diciembre	61986
1959		93852	2000		639423	2008	enero	92986
1960		98135	2001		562082	2008	febrero	79225
1961		104314	2002		532981	2008	marzo	59919
1962		110882	2003		636038	2008	abril	33383
1963		112577	2004		671573	2008	mayo	20034
1964		125840	2005	enero	98473	2008	junio	37682
1965		140266	2005	febrero	87673	2008	julio	96750
1966		144210	2005	marzo	57078	2008	agosto	93284
1967		151361	2005	abril	29980	2008	septiembre	79092
1968		177628	2005	mayo	20812	2008	octubre	65214
1969		226755	2005	junio	32855	2008	noviembre	51369
1970		234691	2005	julio	82633	2008	diciembre	62092
1971		283516	2005	agosto	75419	2009	enero	86871
1972		328000	2005	septiembre	69820	2009	febrero	60375
1973		320536	2005	octubre	59571	2009	marzo	38868
1974		403950	2005	noviembre	53237	2009	abril	33072
1975		423314	2005	diciembre	60233	2009	mayo	19702
1976		431919	2006	enero	97760	2009	junio	29701
1977		417326	2006	febrero	84678	2009	julio	54141
1978		356552	2006	marzo	52607	2009	agosto	66263
1979		330840	2006	abril	48258	2009	septiembre	59621
1980		369912	2006	mayo	25012	2009	octubre	56155
1981		383509	2006	junio	40959	2009	noviembre	42899
1982		412917	2006	julio	104458	2009	diciembre	51837
1983		410639	2006	agosto	91052	2010	enero	85840
1984		455419	2006	septiembre	87604	2010	febrero	65896
1985		416443	2006	octubre	64662	2010	marzo	42435
1986		440508	2006	noviembre	50233	2010	abril	27249
1987		514368	2006	diciembre	57540	2010	mayo	22472
1988		514368	2007	enero	96961	2010	junio	32794
1989		522412	2007	febrero	72591	2010	julio	92704
1990		507729	2007	marzo	51694	2010	agosto	85273
1991		502076	2007	abril	44155	2010	septiembre	75700
1992		584354	2007	mayo	22525	2010	octubre	61210

Continúa en la página siguiente

Año	Mes	Visitantes Totales	Año	Mes	Visitantes Totales	Año	Mes	Visitantes Totales
2010	noviembre	39008	2014	enero	97989	2017	enero	96870
2010	diciembre	54291	2014	febrero	74622	2017	febrero	74064
2011	enero	91627	2014	marzo	44619	2017	marzo	47596
2011	febrero	64636	2014	abril	37270	2017	abril	33506
2011	marzo	44014	2014	mayo	22441	2017	mayo	19049
2011	abril	32651	2014	junio	32823	2017	junio	25335
2011	mayo	19466	2014	julio	93042	2017	julio	99133
2011	junio	4885	2014	agosto	86440	2017	agosto	82040
2011	julio	41009	2014	septiembre	63954	2017	septiembre	72801
2011	agosto	56183	2014	octubre	57643	2017	octubre	59367
2011	septiembre	59945	2014	noviembre	40320	2017	noviembre	37414
2011	octubre	51099	2014	diciembre	53950	2017	diciembre	48173
2011	noviembre	25794	2015	enero	100690	2018	enero	90565
2011	diciembre	38699	2015	febrero	83925	2018	febrero	72184
2012	enero	60897	2015	marzo	50623	2018	marzo	48367
2012	febrero	54325	2015	abril	28199	2018	abril	33747
2012	marzo	30296	2015	mayo	17390	2018	mayo	22251
2012	abril	31263	2015	junio	23836	2018	junio	28744
2012	mayo	17594	2015	julio	93809	2018	julio	94253
2012	junio	27955	2015	agosto	87239	2018	agosto	83519
2012	julio	90787	2015	septiembre	74340	2018	septiembre	72464
2012	agosto	78303	2015	octubre	58342	2018	octubre	58103
2012	septiembre	73155	2015	noviembre	34149	2018	noviembre	44200
2012	octubre	57967	2015	diciembre	53757	2018	diciembre	50538
2012	noviembre	40913	2016	enero	88415	2019	enero	84017
2012	diciembre	52301	2016	febrero	72439	2019	febrero	64568
2013	enero	79459	2016	marzo	44774	2019	marzo	46306
2013	febrero	58262	2016	abril	25078	2019	abril	39943
2013	marzo	48959	2016	mayo	16219	2019	mayo	25971
2013	abril	24219	2016	junio	24656	2019	junio	32338
2013	mayo	16261	2016	julio	96343	2019	julio	112209
2013	junio	28458	2016	agosto	86782	2019	agosto	96975
2013	julio	95316	2016	septiembre	72466	2019	septiembre	71845
2013	agosto	81743	2016	octubre	60609	2019	octubre	53180
2013	septiembre	73756	2016	noviembre	36222	2019	noviembre	47016
2013	octubre	57276	2016	diciembre	58751	2019	diciembre	56169
2013	noviembre	39304						
2013	diciembre	57480						

Fuente: Elaboración propia a partir de Plan Estratégico y de Competitividad Turística de San Carlos de Bariloche, Ros & Assoc. CFI y Provincia de Río Negro, 1998; Análisis de Alternativas de Abastecimiento Eléctrico de la ciudad de San Carlos de Bariloche. Rubio M.d.C., 2007; Behnish A.

Tabla A1.3

Compra, producción y venta de electricidad (MWh) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Año	Compra y Producción de Electricidad (MWh) [1]	Venta Neta Electricidad (MWh)	Año	Compra y Producción de Electricidad (MWh) [1]	Venta Neta Electricidad (MWh)
1958	5136	3585	1989	66466	59447
1959	5452	4237	1990	68118	60540
1960	5982	4724	1991	74168	65841
1961	6446	5017	1992	82979	73130
1962	6809	5282	1993	91815	81802
1963	7155	5672	1994	98632	88846
1964	7748	6224	1995	103434	93403
1965	8441	6764	1996	110128	99632
1966	9148	7016	1997	120555	107866
1967	10110	7302	1998	131690	117137
1968	11131	8441	1999	140545	124865
1969	12516	9957	2000	146338	130566
1970	14599	11720	2001	148698	132569
1971	16567	13170	2002	151399	134115
1972	18217	14331	2003	162106	142996
1973	20791	16384	2004	177447	156923
1974	24086	18904	2005	192152	170473
1975	26168	20906	2006	208924	185595
1976	27521	21976	2007	226209	200372
1977	29743	23798	2008	239614	210272
1978	31682	25870	2009	249422	218958
1979	33592	27781	2010	259205	229173
1980	36323	30219	2011	264395	233850
1981	38200	32304	2012	272248	238837
1982	39338	33653	2013	289427	250941
1983	41904	35741	2014	303213	261575
1984	45867	39100	2015	315100	272513
1985	49202	42572	2016	323207	280171
1986	54634	47770	2017	326743	281861
1987	61998	54529	2018	327007	280934

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CEB. Nota: no se dispone de registros de consumo de energía eléctrica para el período previo a que la CEB comenzara a operar como agente distribuidor local. Los valores de compra, producción y venta de electricidad para cada año fueron corregidos según la distribución aproximada de los consumos en el primer semestre y en el segundo, calculado a partir de las curvas de carga, ya que la CEB informa consumo por período entre balances (1 julio a 31 de junio del año siguiente). Se comparó el resultado de dicha estimación con los valores que informa la Secretaría de Energía de la Nación en sus anuarios eléctricos, para el período 2002 a 2016 y la diferencia promedio fue de aproximadamente 0,1%.

Tabla A1.4

Potencia Máxima (kW) registrada para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Año	Potencia (kW)	Año	Potencia (kW)	Año	Potencia (kW)
1961	1550	1981	9370	2001	29800
1962	1590	1982	9500	2002	30165
1963	1780	1983	10920	2003	31451
1964	1860	1984	11270	2004	34322
1965	2320	1985	11120	2005	37480
1966	2370	1986	12880	2006	40542
1967	2530	1987	14208	2007	43115
1968	3270	1988	15300	2008	45960
1969	3560	1989	14739	2009	45110
1970	4590	1990	15324	2010	48875
1971	4250	1991	16324	2011	46888
1972	5000	1992	18831	2012	50371
1973	5670	1993	20476	2013	52404
1974	6580	1994	21562	2014	53423
1975	6550	1995	22393	2015	57150
1976	7050	1996	22882	2016	59088
1977	8250	1997	25308	2017	59064
1978	8600	1998	27179	2018	60044
1979	8900	1999	28400	2019	58850
1980	9410	2000	29128		

Nota: no se dispone de registros de potencia para el período previo a que la CEB comenzara a operar como agente distribuidor local.

Fuente: CEB.

Tabla A1.5.

Curvas de Carga para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, correspondientes a los meses de enero, mayo, julio y octubre de 2015. Unidad: [MW]

Hora	Julio	Mayo	Octubre	Enero	Hora	Julio	Mayo	Octubre	Enero
0:00	45,0	37,3	37,7	38,7	12:00	50,1	38,3	38,7	37,0
0:30	41,2	34,9	35,3	35,4	12:30	49,7	38,2	38,6	37,1
1:00	38,8	33,2	33,8	33,2	13:00	49,4	38,8	37,5	37,2
1:30	37,3	31,3	32,2	31,3	13:30	49,1	38,7	36,6	36,9
2:00	35,6	30,4	31,0	29,9	14:00	48,6	38,9	36,2	36,3
2:30	34,6	29,7	30,3	29,0	14:30	48,3	38,5	35,9	36,1
3:00	34,1	29,3	29,8	28,0	15:00	48,2	38,1	35,7	35,6
3:30	33,8	28,8	29,7	27,6	15:30	47,2	37,7	35,2	35,5
4:00	33,5	28,8	29,5	27,3	16:00	47,1	36,6	34,4	35,2
4:30	33,2	28,6	29,1	27,1	16:30	47,0	36,5	34,4	34,6
5:00	33,1	28,6	29,1	26,8	17:00	47,0	37,0	34,2	34,5
5:30	33,4	29,0	29,0	26,8	17:30	47,4	36,9	34,4	34,4
6:00	34,2	29,6	29,8	27,5	18:00	49,2	37,5	34,3	34,2
6:30	35,4	31,1	31,2	27,2	18:30	51,6	40,7	34,1	34,3
7:00	38,6	33,0	31,3	26,0	19:00	53,4	44,6	34,2	34,4
7:30	40,8	35,3	31,7	27,3	19:30	55,0	45,8	35,0	35,0
8:00	43,4	37,0	33,2	29,1	20:00	55,7	46,4	37,7	35,6
8:30	45,8	38,0	34,5	30,4	20:30	55,6	46,6	43,6	36,5
9:00	46,1	36,9	36,2	31,7	21:00	55,2	46,5	44,3	37,5
9:30	48,2	37,8	37,5	33,5	21:30	54,2	45,7	44,6	42,0
10:00	47,8	38,1	37,9	34,4	22:00	52,9	44,6	43,5	44,3
10:30	47,9	37,9	38,1	35,0	22:30	50,9	42,7	42,5	43,8
11:00	48,7	38,4	38,3	35,9	23:00	49,2	40,8	40,8	42,4
11:30	49,7	38,5	38,5	36,6	23:30	47,1	39,1	38,9	40,5

Nota: Estas curvas de carga fueron reconstruida mediante la vectorización del gráfico la que se tuvo acceso por lo que es una aproximación. Al compararse con los datos reales de la curva de julio, se observó una diferencia menor al 1%.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la CEB.

Tabla A1.6

Curvas de Carga mensuales para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, 2015. Unidad: [MW]

Mes	Enero	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Hora	Potencia (MW)											
0:00	38,7	38,4	38,0	37,7	37,3	41,1	45,0	42,5	40,1	37,7	38,0	38,4
0:30	35,4	35,3	35,2	35,0	34,9	38,1	41,2	39,3	37,3	35,3	35,4	35,4
1:00	33,2	33,2	33,2	33,2	33,2	36,0	38,8	37,1	35,5	33,8	33,6	33,4
1:30	31,3	31,3	31,3	31,3	31,3	34,3	37,3	35,6	33,9	32,2	31,9	31,6
2:00	29,9	30,0	30,2	30,3	30,4	33,0	35,6	34,1	32,6	31,0	30,7	30,3
2:30	29,0	29,2	29,3	29,5	29,7	32,1	34,6	33,1	31,7	30,3	29,8	29,4
3:00	28,0	28,3	28,6	29,0	29,3	31,7	34,1	32,7	31,2	29,8	29,2	28,6
3:30	27,6	27,9	28,2	28,5	28,8	31,3	33,8	32,5	31,1	29,7	29,0	28,3
4:00	27,3	27,7	28,1	28,4	28,8	31,1	33,5	32,2	30,9	29,5	28,8	28,1
4:30	27,1	27,5	27,9	28,3	28,6	30,9	33,2	31,8	30,5	29,1	28,4	27,8
5:00	26,8	27,2	27,7	28,1	28,6	30,9	33,1	31,8	30,4	29,1	28,3	27,5
5:30	26,8	27,3	27,9	28,4	29,0	31,2	33,4	32,0	30,5	29,0	28,3	27,5
6:00	27,5	28,1	28,6	29,1	29,6	31,9	34,2	32,7	31,3	29,8	29,0	28,3
6:30	27,2	28,2	29,2	30,1	31,1	33,3	35,4	34,0	32,6	31,2	29,9	28,5
7:00	26,0	27,7	29,5	31,3	33,0	35,8	38,6	36,2	33,7	31,3	29,5	27,7
7:30	27,3	29,3	31,3	33,3	35,3	38,0	40,8	37,8	34,8	31,7	30,2	28,8
8:00	29,1	31,1	33,1	35,0	37,0	40,2	43,4	40,0	36,6	33,2	31,8	30,5
8:30	30,4	32,3	34,2	36,1	38,0	41,9	45,8	42,1	38,3	34,5	33,1	31,7
9:00	31,7	33,0	34,3	35,6	36,9	41,5	46,1	42,8	39,5	36,2	34,7	33,2
9:30	33,5	34,6	35,7	36,8	37,8	43,0	48,2	44,6	41,1	37,5	36,2	34,9
10:00	34,4	35,3	36,3	37,2	38,1	43,0	47,8	44,5	41,2	37,9	36,7	35,6
10:30	35,0	35,7	36,5	37,2	37,9	42,9	47,9	44,6	41,3	38,1	37,0	36,0
11:00	35,9	36,6	37,2	37,8	38,4	43,6	48,7	45,3	41,8	38,3	37,5	36,7
11:30	36,6	37,0	37,5	38,0	38,5	44,1	49,7	46,0	42,3	38,5	37,9	37,2
12:00	37,0	37,3	37,6	38,0	38,3	44,2	50,1	46,3	42,5	38,7	38,1	37,6
12:30	37,1	37,4	37,7	37,9	38,2	43,9	49,7	46,0	42,3	38,6	38,1	37,6
13:00	37,2	37,6	38,0	38,4	38,8	44,1	49,4	45,4	41,5	37,5	37,4	37,3
13:30	36,9	37,3	37,8	38,2	38,7	43,9	49,1	44,9	40,8	36,6	36,7	36,8
14:00	36,3	37,0	37,6	38,3	38,9	43,8	48,6	44,5	40,3	36,2	36,2	36,3
14:30	36,1	36,7	37,3	37,9	38,5	43,4	48,3	44,2	40,1	35,9	36,0	36,0
15:00	35,6	36,2	36,9	37,5	38,1	43,2	48,2	44,0	39,9	35,7	35,7	35,6
15:30	35,5	36,1	36,6	37,2	37,7	42,5	47,2	43,2	39,2	35,2	35,3	35,4
16:00	35,2	35,5	35,9	36,3	36,6	41,9	47,1	42,9	38,6	34,4	34,7	34,9
16:30	34,6	35,1	35,6	36,1	36,5	41,8	47,0	42,8	38,6	34,4	34,5	34,5
17:00	34,5	35,1	35,8	36,4	37,0	42,0	47,0	42,8	38,5	34,2	34,3	34,4
17:30	34,4	35,1	35,7	36,3	36,9	42,2	47,4	43,1	38,8	34,4	34,4	34,4
18:00	34,2	35,1	35,9	36,7	37,5	43,3	49,2	44,2	39,3	34,3	34,3	34,3
18:30	34,3	35,9	37,5	39,1	40,7	46,2	51,6	45,8	40,0	34,1	34,2	34,3
19:00	34,4	37,0	39,5	42,1	44,6	49,0	53,4	47,0	40,6	34,2	34,3	34,4

Continúa en la página siguiente

Mes	Ene	Feb.	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Ago.	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Hora	Potencia (MW)											
19:30	35,0	37,7	40,4	43,1	45,8	50,4	55,0	48,3	41,7	35,0	35,0	35,0
20:00	35,6	38,3	41,0	43,7	46,4	51,1	55,7	49,7	43,7	37,7	37,0	36,3
20:30	36,5	39,0	41,6	44,1	46,6	51,1	55,6	51,6	47,6	43,6	41,2	38,9
21:00	37,5	39,7	42,0	44,2	46,5	50,8	55,2	51,6	47,9	44,3	42,1	39,8
21:30	42,0	42,9	43,9	44,8	45,7	50,0	54,2	51,0	47,8	44,6	43,7	42,9
22:00	44,3	44,4	44,4	44,5	44,6	48,8	52,9	49,8	46,6	43,5	43,7	44,0
22:30	43,8	43,5	43,2	42,9	42,7	46,8	50,9	48,1	45,3	42,5	42,9	43,3
23:00	42,4	42,0	41,6	41,2	40,8	45,0	49,2	46,4	43,6	40,8	41,3	41,9
23:30	40,5	40,2	39,8	39,4	39,1	43,1	47,1	44,4	41,6	38,9	39,4	40,0
Integral (MWh)	813,4	832,1	850,9	869,6	888,4	986,6	1084,8	1006,5	928,3	850,1	837,9	825,6

Nota: esta tabla es una aproximación a partir de las curva de carga estimadas para los meses de enero, mayo, julio y diciembre. Los meses entre esos datos fueron completados siguiendo una tendencia lineal. Esto se hizo para distribuir aproximadamente el consumo de energía en dos semestres y asignar los consumos de energía de cada período de la CEB (1 de julio a 31 de junio) a cada año calendario correspondiente y también tener una idea aproximada de la distribución del consumo de energía a lo largo del año.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos de la CEB.



Anexo 2

**Demanda de energía eléctrica per
cápita en Argentina, San Carlos de
Bariloche y Dina Huapi.**

En este anexo se recoge la tabla completa con las series de demanda de energía eléctrica per cápita para la República Argentina y para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi entre los años 1971 y 2019, así como algunas observaciones.

La información de la demanda per cápita nacional proviene de dos series distintas: por un lado, datos que publica el Banco Mundial¹³⁹ y que cubre el período 1971 y 2014, y entre 2005 y 2019 datos obtenidos de los anuarios estadísticos que publica CAMMESA que se dividieron por la población informada por INDEC. Entre los años 2009 y 2014 se observan valores similares para ambas series, por lo que se propone realizar el empalme entre las dos series en 2009.

En el caso de la demanda per cápita para las localidades rionegrinas, la información energética proviene de la CEB, que informa compra y generación, cuyo valor es mayor a la energía facturada debido a pérdidas técnicas y no técnicas¹⁴⁰. La población utilizada para calcular la demanda per cápita local está compuesta por los residentes permanentes, con datos de la MSCB, INDEC y estimaciones propias.

El uso del término demanda, en vez de consumo, se debe a que para los análisis de demanda actual y prospectiva energética se procuró tener en consideración las pérdidas que se producen en el sistema.

La relación entre la demanda eléctrica local y la nacional se observa relativamente constante, con un valor mínimo de 57% y un máximo de 85%, con un promedio de 70%. Es decir, que el promedio de la demanda de energía eléctrica per cápita sería alrededor de 30% menor en las localidades estudiadas, respecto al promedio nacional. Se realizó un análisis homólogo, pero para el consumo (valores facturados) de usuarios residenciales en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, respecto a usuarios residenciales a nivel nacional, y los cálculos arrojaron resultados similares. El consumo eléctrico residencial local promedió el 73% del consumo residencial nacional en la serie temporal comparada, aunque la brecha mostró una tendencia levemente decreciente hacia el final del período.

Se exploró también la posibilidad de que la menor demanda se debiera a una estructura productiva local sin grandes industrias que demanden cantidades de energías significativas como ocurre en otros centros urbanos. Al comparar la energía facturada a usuarios industriales locales, obtenidas de los anuarios estadísticos de la Secretaría de Energía de la Nación para el período 2002-2015, la misma representa alrededor del 10%, respecto del total. Esto podría brindar una explicación a la menor demanda local, cuando se lo compara con el 29,8% que representa en los 15 mayores asentamientos urbanos donde reside el 60% de la población nacional.^[74]

De esta manera, es posible afirmar a partir de la información analizada someramente, que la menor demanda y consumo de energía eléctrica per cápita en nuestra ciudad y en Dina Huapi, respecto al promedio nacional, podría explicarse por una combinación de varios factores: menor consumo domiciliario debido a motivos socioeconómicos, hábitos y/o requerimientos relacionados con el clima; y una estructura productiva con bajo desarrollo industrial.

139 Fuente: datos.bancomundial.org. Data Source: Indicadores del desarrollo mundial. Si bien es posible que estos valores hayan sido elaborados a partir de valores facturados, las pérdidas en el SIN representan un porcentaje bajo respecto a la generación, por lo que se a los fines ilustrativos se los toma como equivalentes.

140 Las pérdidas técnicas son las producidas por efectos físicos en los conductores, mientras que las no técnicas son aquellas pérdidas comerciales por conexiones clandestinas o adulteradas.

Tabla A2.1

Demanda de energía eléctrica per cápita (kWh/persona) para Argentina, San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Año	DEPC BRC-DH (kWh/persona) ¹	DEPC ARG (kWh/persona) ²	Año	DEPC BRC-DH (kWh/persona) ¹	DEPC ARG (kWh/persona) ²
1958	368		1989	892	1320
1959	365		1990	877	1304
1960	374		1991	906	1348
1961	368		1992	1003	1410
1962	355		1993	1096	1497
1963	341		1994	1162	1577
1964	337		1995	1202	1649
1965	351		1996	1262	1728
1966	364		1997	1360	1848
1967	385		1998	1462	1967
1968	405		1999	1533	2034
1969	435		2000	1568	2089
1970	486		2001	1563	2121
1971	522	874	2002	1559	2014
1972	545	925	2003	1635	2180
1973	589	962	2004	1753	2293
1974	647	993	2005	1857	2408
1975	666	1012	2006	1974	2374
1976	665	1032	2007	2089	2456
1977	681	1082	2008	2162	2773
1978	688	1093	2009	2197	2807
1979	691	1217	2010	2228	2885
1980	708	1244	2011	2228	2938
1981	715	1198	2012	2248	3014
1982	706	1209	2013	2341	3076
1983	722	1259	2014	2401	3075
1984	758	1301	2015	2443	3173
1985	780	1289	2016	2451	3167
1986	831	1330	2017	2423	3098
1987	904	1414	2018	2371	3090
1988	923	1452			

1. Demanda de Energía Eléctrica Per Cápita para población permanente en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi

2. Demanda de Energía Eléctrica Per Cápita para población total de la República Argentina.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la CEB, MSCB, CAMMESA e INDEC, excepto datos para Argentina (1971-2008) cuyos valores son los publicados por el Banco Mundial.



Anexo 3

Demanda de gas natural en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Tabla A3.1

Demanda de gas natural en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, 2010 a 2019.

Año	Población Permanente Bariloche y Dina Huapi	Población Flotante Equivalente Bariloche y Dina Huapi	Población Total Bariloche y Dina Huapi	Consumo total de GN (m3/año)
2010	116356	8055	124411	216.207.139
2011	118684	6549	125233	207.376.545
2012	121106	7519	128625	215.827.487
2013	123632	8884	132516	233.207.636
2014	126261	9955	136216	242.056.174
2015	129004	9798	138802	247.946.429
2016	131860	9327	141188	235.493.775
2017	134840	9339	144179	225.991.065
2018	137947	10137	148084	239.925.352
2019	141188	10244	151432	229.780.592

Año	Consumo residencial de GN (m3/año)	Consumo total Gas Natural Per Cápita (m3/persona.año)	Consumo residencial Gas Natural Per Cápita (m3/persona.año)	Cantidad de usuarios totales
2010	158.222.903	1.737,9	1.271,8	
2011	150.902.553	1.655,9	1.205,0	
2012	159.081.769	1.678,0	1.236,8	41077
2013	171.420.514	1.759,8	1.293,6	42392
2014	178.680.487	1.777,0	1.311,7	43232
2015	182.750.268	1.786,3	1.316,6	43867
2016	175.424.611	1.667,9	1.242,5	44519
2017	167.344.174	1.567,4	1.160,7	44821
2018	182.347.751	1.620,2	1.231,4	45160
2019	174.610.289	1.517,4	1.153,1	47151

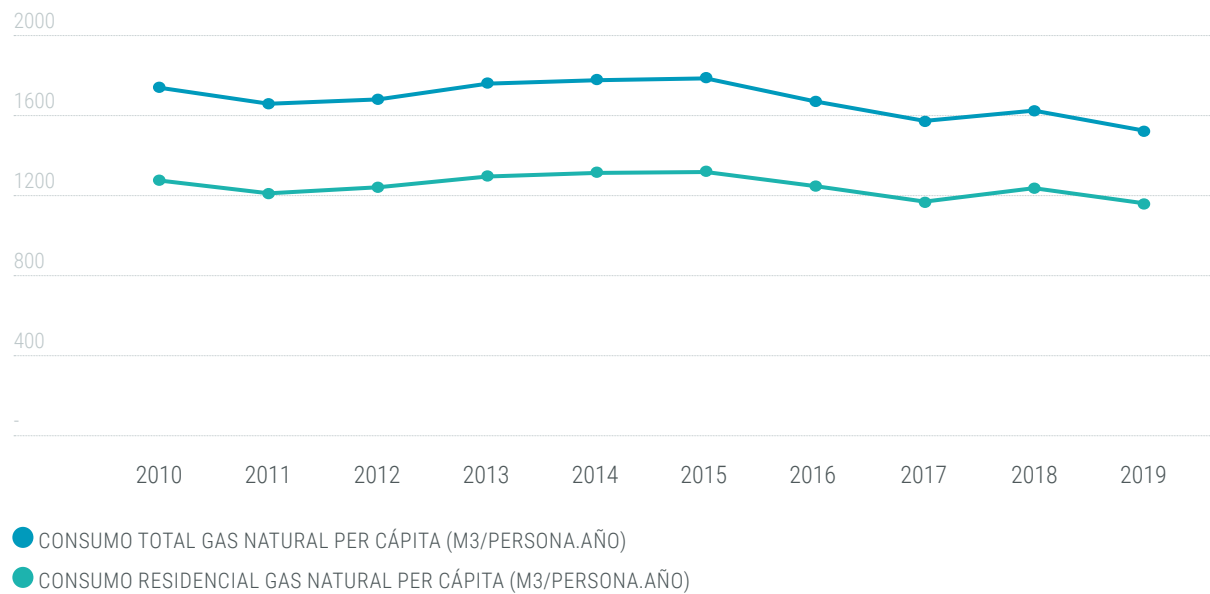
Año	Cantidad de usuarios residenciales	Cantidad de hogares Bariloche [1]	Cantidad de hogares Dina Huapi [2]	Promedio Consumo GN residencial por hogar (m3/hogar.año)
2010		35220	1129	4352,9
2011		35430	1198	4119,9
2012	35217	36369	1271	4226,5
2013	36427	37448	1348	4418,5
2014	37189	38471	1431	4478,0
2015	37654	39178	1518	4490,6
2016	38182	39827	1611	4233,4
2017	38489	40647	1709	3950,9
2018	38894	41724	1813	4188,3
2019	40960	42643	1924	3917,9

[1] Fuente: MSCB en base a Censo Nacional 2010 (INDEC). De 2011 a 2019 elaboración propia a partir de la tasa de crecimiento poblacional.

[2] Fuente: Observatorio de la Secretaría de Energía de la Nación para 2010. De 2011 a 2019 elaboración propia a partir de la tasa de crecimiento poblacional de Dina Huapi entre 2001 y 2010.

Imagen A3.1.

Consumo total de Gas Natural Per Cápita (m³/persona.año) y Consumo de Gas Natural Per Cápita de usuarios residenciales (m³.persona.año)



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la MSCB y ENARGAS.



Anexo 4

**Modelo teórico de costos de
gestión de plantaciones, chipeado
y transporte.**

Tabla A4.1

Detalle de costos unitarios y anuales para el manejo de plantaciones para abastecer una CT de 2 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.

Costos y variables para manejo de plantaciones	USD	Años 1 a 6		Años 7 a 12		Años 13 a 20	
		Factor	USD/año	Factor	USD/año	Factor	USD/año
Motosierra 4,5 HP, 2 años vida útil (Costo por unidad)	858	0,5*4	1.839	0,5*5	2.298	0,5*5	2.343
Espada 45-50 cm, 1 unidad por mes (Costo por unidad)	69	12*4	3.299	12*5	4.124	12*5	4.124
Cadena, 1 unidad cada dos cambios de espada (Costo por unidad)	22	12*0,5*4	532	12*0,5*5	665	12*0,5*5	665
Piñon, 1 con cada cambio de espada (Costo por unidad)	12	12*4	578	12*5	722	12*5	722
Aceite 2T (0,02 litros/litro nafta) (Costo por litro)	10	0,02*2*7330	2.786	0,02*2*8098	3.078	0,02*2*8789	3.340
Aceite para cadena, medio litro cada 6 hs. (Costo por litro)	3	0,5*7330/6	1.935	0,5*8098/6	2.137	0,5*8789/6	2.320
Afilado de cadena, dos veces por mes (Costo por afilado de una cadena)	10	12*2*4	912	12*2*5	1.140	12*2*5	1.140
Nafta (consumo estimado: 2 litros/h) (Costo por litro)	1	2*7330	11.143	2*8098	12.311	2*8789	13.361
Seguro mensual trabajadores campo (Costo por mes)	19	8*12	1.824	10*12	2.280	10*12	2.280
Sueldo motosierrista por mes (Costo por mes)	1.267	4*13	65.877	5*13	82.346	5*13	82.346
Sueldo de peón por mes (Costo por mes)	950	4*13	49.408	5*13	61.760	5*13	61.760
Tractor de 70-100 HP (Costo por unidad)	95.015	4	67.850	6	101.775	8	103.763
Grampa maderera hidráulica de 2 toneladas (Costo por unidad)	95.015	4	67.850	6	101.775	8	103.763
Acoplado playo de 2 ejes, 4 toneladas (Costo por unidad)	6.334	4	4.523	4	4.523	5	4.323
Juego de cubiertas para tractor, uno por año (Costo por juego completo)	3.167	4	12.669	6	19.003	8	25.337
Service mensual de tractor (aceite motor, filtros de aire, combustible, etc.) (Costo por service)	253	4*12	12.162	6*12	18.243	8*12	24.324
Cubiertas para acoplado (juego de 4 por año) (Costo por juego completo)	887	4	3.547	4	3.547	5	4.434
Aceite hidráulico (20 litros/año) (Costo por año)	114	4	456	6	684	8	912
Seguro tractor (Costo por mes)	5	4*12	243	6*12	365	8*12	486
Sueldo operario de tractor (Costo por mes)	1.267	4*13	65.877	6*13	98.815	8*13	131.754
Seguro mensual operario de tractor (Costo por mes)	19	4*12	912	6*12	1.368	8*12	1.824
Combustible tractor (10 litros por hora) (Costo por litro)	1	10*7330	222.855	10*8098	369.340	10*8789	534.445
Obrador/oficina móvil (Costo por unidad)	15.228	1	2.719	1	2.719	1	2.079
Vestimenta e implementos de seguridad personal por persona mensual	50	14*12	8.400	18*12	10.800	20*12	12.000

Continúa en la página siguiente

Costos y variables para manejo de plantaciones	USD	Años 1 a 6		Años 7 a 12		Años 13 a 20	
		Factor	USD/año	Factor	USD/año	Factor	USD/año
Skidder forestal 170 HP	200.000	2	84.863	2	84.863	2	84.863
Sueldo operario de skidder (Costo por mes)	1.520	2*13	39.526	2*13	39.526	2*13	39.526
Seguro mensual operario de skidder (Costo por mes)	25	2*12	600	2*12	600	2*12	600
Combustible skidder (20 litros por hora)	1	20*2*6* 365*6/7	57.074	25*2*6* 365*6/7	71.342	30*2*6* 365*6/7	85.611
Service mensual de skidder	507	2*12	12.162	2*12	12.162	2*12	12.162
Juego de cubiertas para skidder (1 cambio anual)	6.334	2	12.669	2	12.669	2	12.669
Carretón vial para transporte tractor/skidder	40.000	1	4.453	1	4.453	1	4.453
Cubiertas para carretón (un juego de 4 cada 4 años) (Costo por juego completo)	4.061	1/4	1.015	1/4	1.015	1/4	1.015
Total Costos Operativos Anuales Gestión Plantaciones (USD/año) Tasa 2%			822.557		1.132.451		1.364.746

Costos y variables para chipeado de biomasa de plantaciones	USD	Factor	USD/año	Factor	USD/año	Factor	USD/año
Tractor de 70-100 HP (Costo por unidad)	95.015	2	21.155	2	21.155	2	21.155
Brazo hidráulico maderera hidráulica de 2 toneladas (Costo por unidad)	95.015	2	21.155	2	21.155	2	21.155
Combustible tractor (Costo por litro)	1	2*10*4,3* 365*6/7	20.475	2*10*4,3* 365*6/7	20.475	2*10*4,3* 365*6/7	20.475
Cubiertas para tractor (Costo por juego completo)	3.167	2	6.334	2	6.334	2	6.334
Service de tractor (Costo por service)	253	2*12	6.081	2*12	6.081	2*12	6.081
Aceite hidráulico (Costo por año)	203	2	405	2	405	2	405
Sueldo operador de tractor cargador (Costo por mes)	1.232	2*13	32.029	2*13	32.029	2*13	32.029
Sueldo de ayudante del operador de tractor cargador y chipera (Costo por mes)	1.116	2*13	29.012	2*13	29.012	2*13	29.012
Sueldo operador chipeadora (Costo por mes)	1.232	1*13	16.015	1*13	16.015	1*13	16.015
Seguro de trabajadores (Costo por mes)	19	5*12	1.140	5*12	1.140	5*12	1.140
Seguro tractor (Costo por mes)	5	2*12	122	2*12	122	2*12	122
Chipera 200 HP (150 kW) con brazo hidráulico para carga (Costo por unidad)	150.000	1	31.824	1	31.824	1	31.824
Consumo combustible chipeadora (Costo por litro)	1	25*5,7* 365*6/7	34.125	25*5,7* 365*6/7	34.125	25*5,7* 365*6/7	34.125
Afilado de cuchillas de chipeadora (Costo por servicio)	63	52	3.294	52	3.294	52	3.294
Consumo anual de lubricantes (Costo por año)	988	1	988	1	988	1	988
Vestimenta e implementos de seguridad (Costo por mes)	50	5*12	3.000	5*12	3.000	5*12	3.000
Total Costos Operativos Anuales Chipeado Biomasa Plantaciones (USD/año) Tasa 2%			227.154		227.154		227.154

Costos y variables para transporte de biomasa de plantaciones	USD	Factor	USD/año	Factor	USD/año	Factor	USD/año
Camión 6x2 Motor 10L 360cv (Costo por unidad)	121.827	1	25.847	1	25.847	1	25.847
Semi-remolque 50 m3 volcador modificado (Costo por unidad)	40.609	3	13.563	3	13.563	3	13.563
Combustible diésel (Costo por litro)	1	0,25*750* 365*6/7	44.589	0,25*750* 365*6/7	44.589	0,25*750* 365*6/7	44.589
Service camión (Costo por service mensual)	711	12	8.528	12	8.528	12	8.528
Cubiertas para camión y semirremolques (Costo por juego completo)	4.061	4	16.244	4	16.244	4	16.244
Sueldo conductor de camión (Costo por mes)	1.800	2*13	46.800	2*13	46.800	2*13	46.800
Seguro de los trabajadores (Costo por mes)	30	2*12	720	2*12	720	2*12	720
Seguro del camión (Costo por mes)	500	12	6.000	12	6.000	12	6.000
Seguro del semi-remolque (Costo por mes)	100	12	3.600	12	3.600	12	3.600
Total Costos Operativos Anuales Transporte Biomasa Plantaciones (USD/año) Tasa 2%			165.890		165.890		165.890
Total Costos de Biomasa de Plantaciones (USD/año) Tasa 2%			1.215.601		1.525.495		1.757.790
Costos anuales de maquinaria con Tasa de 10%.							
Motosierra 4,5 HP, 2 años vida útil (Costo por unidad)			2.365		2.365		2.365
Tractor de 70-100 HP (Costo por unidad)			87.264		87.264		87.264
Grampa maderera hidráulica de 2 toneladas (Costo por unidad)			87.264		87.264		87.264
Acoplado playo de 2 ejes, 4 toneladas (Costo por unidad)			5.818		5.818		5.818
Obrador/oficina móvil (Costo por unidad)			3.497		3.497		3.497
Skidder forestal 170 HP (amortización en 5 años)			105.519		105.519		105.519
Carretón vial para transporte tractor/skidder			6.510		6.510		6.510
Tractor de 70-100 HP (Costo por unidad)			30.926		30.926		30.926
Brazo hidráulico maderera hidráulica de 2 toneladas (Costo por unidad)			30.926		30.926		30.926
Chipera 200 HP (150 kW) con brazo hidráulico para carga (Costo por unidad)			39.570		39.570		39.570
Camión 6x2 Motor 10L 360cv (Costo por unidad)			32.138		32.138		32.138
Semi-remolque 50 m3 volcador modificado (Costo por unidad)			19.827		19.827		19.827
Total Costos de Biomasa de Plantaciones (USD/año) Tasa 10%			1.319.583		1.649.023		1.901.041

Fuente: elaboración propia.

Tabla A4.2

Detalle de costos unitarios y anuales para el manejo de plantaciones para abastecer una CT de 4 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.

Costos y variables para manejo de plantaciones	USD	Años 1 a 6		Años 7 a 12		Años 13 a 20	
		Factor	USD/año	Factor	USD/año	Factor	USD/año
Motosierra 4,5 HP, 2 años vida útil (Costo por unidad)	858	0,5*8	3.677	0,5*9	4.137	0,5*10	4.687
Espada 45-50 cm, 1 unidad por mes (Costo por unidad)	69	12*8	6.598	12*9	7.423	12*10	8.247
Cadena, 1 unidad cada dos cambios de espada (Costo por unidad)	22	12*0,5*8	1.064	12*0,5*9	1.197	12*0,5*10	1.330
Piñon, 1 con cada cambio de espada (Costo por unidad)	12	12*8	1.155	12*9	1.300	12*10	1.444
Aceite 2T (0,02 litros/litro nafta) (Costo por litro)	10	0,02*2*14659	5.571	0,02*2*16197	5.571	0,02*2*17578	5.571
Aceite para cadena, medio litro cada 6 hs. (Costo por litro)	3	0,5*14659/6	3.869	0,5*16197/6	4.275	0,5*17578/6	4.639
Afilado de cadena, dos veces por mes (Costo por afilado de una cadena)	10	12*2*8	1.824	12*2*9	2.052	12*2*10	2.280
Nafta (consumo estimado: 2 litros/h) (Costo por litro)	1	2*14659	22.285	2*16197	24.623	2*17578	26.722
Seguro mensual trabajadores campo (Costo por mes)	19	16*12	1.824	18*12	4.105	20*12	4.561
Sueldo motosierrista por mes (Costo por mes)	1.267	8*13	131.754	9*13	148.223	10*13	164.692
Sueldo de peón por mes (Costo por mes)	950	8*13	98.815	9*13	111.167	10*13	123.519
Tractor de 70-100 HP (Costo por unidad)	95.015	7	118.738	11	186.588	16	207.527
Grampa maderera hidráulica de 2 toneladas (Costo por unidad)	95.015	7	118.738	11	186.588	16	207.527
Acoplado playo de 2 ejes, 4 toneladas (Costo por unidad)	6.334	7	7.916	9	10.178	12	13.570
Juego de cubiertas para tractor, uno por año (Costo por juego completo)	3.167	7	22.170	9	34.839	12	50.674
Service mensual de tractor (aceite motor, filtros de aire, combustible, etc.) (Costo por service)	253	7*12	21.283	9*12	33.445	12*12	48.648
Cubiertas para acoplado (juego de 4 por año) (Costo por juego completo)	887	7	6.208	9	7.981	12	10.642
Aceite hidráulico (20 litros/año) (Costo por año)	114	7	798	11	1.254	16	1.824
Seguro tractor (Costo por mes)	5	7*12	426	11*12	669	16*12	973
Sueldo operario de tractor (Costo por mes)	1.267	7*13	115.284	11*13	181.161	16*13	263.507
Seguro mensual operario de tractor (Costo por mes)	19	7*12	1.596	11*12	2.508	16*12	3.649
Combustible tractor (10 litros por hora) (Costo por litro)	1	10*14659	779.991	10*16197	1.354.247	10*17578	2.137.779
Obrador/oficina móvil (Costo por unidad)	15.228	2	5.437	2	5.437	2	4.158
Vestimenta e implementos de seguridad personal por persona mensual	50	27*12	16.200	33*12	19.800	40*12	24.000

Continúa en la página siguiente

Costos y variables para manejo de plantaciones	USD	Años 1 a 6		Años 7 a 12		Años 13 a 20	
		Factor	USD/año	Factor	USD/año	Factor	USD/año
Sueldo operario de skidder (Costo por mes)	1.520	4*13	79.052	4*13	79.052	4*13	79.052
Seguro mensual operario de skidder (Costo por mes)	25	4*12	1.200	4*12	1.200	4*12	1.200
Combustible skidder (20 litros por hora)	1	20*4*6* 365*6/7	114.148	25*4*6* 365*6/7	142.685	30*4*6* 365*6/7	171.222
Service mensual de skidder	507	4*12	24.324	4*12	24.324	4*12	24.324
Juego de cubiertas para skidder (1 cambio anual)	6.334	4	25.337	4	25.337	4	25.337
Carretón vial para transporte tractor/skidder	40.000	1	4.453	1	4.453	1	4.453
Cubiertas para carretón (un juego de 4 cada 4 años) (Costo por juego completo)	4.061	1/4	1.015	1/4	1.015	1/4	1.015
Cubiertas para carretón (un juego de 4 cada 4 años) (Costo por juego completo)	4.061	1/4	1.015	1/4	1.015	1/4	1.015
Total Costos Operativos Anuales Gestión Plantaciones (USD/año) Tasa 2%			1.912.480		2.786.561		3.798.501

Costos y variables para chipeado de biomasa de plantaciones	USD	Factor	USD/año	Factor	USD/año	Factor	USD/año
Tractor de 70-100 HP (Costo por unidad)	95.015	3	31.733	3	31.733	3	31.733
Brazo hidráulico maderera hidráulica de 2 toneladas (Costo por unidad)	95.015	3	31.733	3	31.733	3	31.733
Combustible tractor (Costo por litro)	1	3*10*5,7* 365*6/7	40.950	3*10*5,7* 365*6/7	40.950	3*10*5,7* 365*6/7	40.950
Cubiertas para tractor (Costo por juego completo)	3.167	3	9.501	3	9.501	3	9.501
Service de tractor (Costo por service)	253	3*12	9.121	3*12	9.121	3*12	9.121
Aceite hidráulico (Costo por año)	203	3	608	3	608	3	608
Sueldo operador de tractor cargador (Costo por mes)	1.232	3*13	48.044	3*13	48.044	3*13	48.044
Sueldo ayudante del operador de tractor cargador y chipera (Costo por mes)	1.116	3*13	43.518	3*13	43.518	3*13	43.518
Sueldo operador chipeadora (Costo por mes)	1.232	2*13	32.029	2*13	32.029	2*13	32.029
Seguro trabajadores (Costo por mes)	19	8*12	456	8*12	456	8*12	456
Seguro tractor (Costo por mes)	5	2*12	182	2*12	182	2*12	182
Chipera 200 HP (150 kW) con brazo hidráulico para carga (Costo por unidad)	150.000	1	31.824	1	31.824	1	31.824
Consumo combustible chipeadora (Costo por litro)	1	25*11,5* 365*6/7	68.249	25*11,5* 365*6/7	68.249	25*11,5* 365*6/7	68.249
Afilado de cuchillas de chipeadora (Costo por servicio)	63	52	3.294	52	3.294	52	3.294
Consumo anual de lubricantes (Costo por año)	988	1	988	1	988	1	988
Vestimenta e implementos de seguridad (Costo por mes)	50	8*12	4.800	8*12	4.800	8*12	4.800
Total Costos Operativos Anuales Chipeado Biomasa Plantaciones (USD/año) Tasa 2%			357.031		357.031		357.031

Costos y variables para transporte de biomasa de plantaciones	USD	Factor	USD/año	Factor	USD/año	Factor	USD/año
Camión 6x2 Motor 10L 360cv (Costo por unidad)	121.827	3	77.540	3	77.540	3	77.540
Semi-remolque 50 m3 volcador modificado (Costo por unidad)	40.609	7	31.646	7	31.646	7	31.646
Combustible diésel (Costo por litro)	1	0,25*2500* 365*6/7	148.630	0,25*2500* 365*6/7	148.630	0,25*2500* 365*6/7	148.630
Service camión (Costo por service mensual)	711	3*12	25.584	3*12	25.584	3*12	25.584
Cubiertas para camión y semirremolques (Costo por juego completo)	4.061	10	40.609	10	40.609	10	40.609
Sueldo conductor de camión (Costo por mes)	1.800	2*13	140.400	2*13	140.400	2*13	140.400
Seguro de los trabajadores (Costo por mes)	30	2*12	2.160	2*12	2.160	2*12	2.160
Seguro del camión (Costo por mes)	500	12	18.000	12	18.000	12	18.000
Seguro del semi-remolque (Costo por mes)	100	12	8.400	12	8.400	12	8.400
Total Costos Operativos Anuales Transporte Biomasa Plantaciones (USD/año) Tasa 2%			492.969		492.969		492.969
Total Costos de Biomasa de Plantaciones (USD/año) Tasa 2%			2.762.481		2.762.481		2.762.481
Costos anuales de maquinaria con Tasa de 10%.							
Motosierra 4,5 HP, 2 años vida útil (Costo por unidad)			4.730		5.321		6.435
Tractor de 70-100 HP (Costo por unidad)			152.712		239.977		284.959
Grampa maderera hidráulica de 2 toneladas (Costo por unidad)			87.264		130.896		142.479
Acoplado playo de 2 ejes, 4 toneladas (Costo por unidad)			10.181		13.090		17.453
Obrador/oficina móvil (Costo por unidad)			6.993		6.993		5.709
Skidder forestal 170 HP (amortización en 5 años)			211.038		211.038		211.038
Carretón vial para transporte tractor/skidder			6.510		6.510		6.510
Tractor de 70-100 HP (Costo por unidad)			30.926		30.926		30.926
Brazo hidráulico maderera hidráulica de 2 toneladas (Costo por unidad)			30.926		30.926		30.926
Chipera 200 HP (150 kW) con brazo hidráulico para carga (Costo por unidad)			39.570		39.570		39.570
Camión 6x2 Motor 10L 360cv (Costo por unidad)			32.138		32.138		32.138
Semi-remolque 50 m3 volcador modificado (Costo por unidad)			19.827		19.827		19.827
Total Costos Operativos Anuales (USD/año) Tasa 10%			2.949.219		3.862.907		4.924.465

Fuente: elaboración propia.



Anexo 5

**Modelo teórico de costos de
gestión y transporte de residuos
de poda y aserraderos.**

Tabla A5.1

Detalle de costos unitarios y anuales para gestión y transporte de residuos de poda y aserraderos para abastecer una CT de 2 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.

Costos y variables para chipeado y transporte de biomasa	USD	Años 1 a 20	
		Factor	USD/año
Chipeadora 50 HP (Costo por unidad)	40.506	2*0,5	4.509
Consumo combustible chipeadora (Costo por litro)	1	2*10*1,4* 365*6/7*0,5	3.350
Seguro chipeadora (Costo por mes)	20	2*12*0,5	240
Afilado de cuchillas de chipeadora (Costo por servicio)	63	2*52*0,5	3.276
Camión 4x2 Motor 7L 250cv con brazo hidráulico y capacidad 10 m3 (Costo por unidad)	101.266	2	42.969
Camión 6x2 Motor 10L 360cv (Costo por unidad)	121.519	1	25.781
Semi-remolque 50 m3 volcador modificado (Costo por unidad)	40.609	1	8.616
Combustible camión (Costo por litro)	1	0,25*550* 365*6/7	32.699
Service camión, mensual (Costo por service)	711	3*12	2.132
Cubiertas para camión y semirremolque (Costo por juego completo)	4.061	4	16.244
Sueldo mensual del conductor de camión (Costo por mes)	1.800	3*13	140.400
Seguro de los trabajadores (Costo por mes)	30	3*12	2.160
Seguro del camión (Costo por mes)	500	3*12	18.000
Seguro del semi-remolque (Costo por mes)	100	12	1.200
Vestimenta e implementos de seguridad personal (por persona, mensual)	50	6*12	3.600
Sueldo mensual del operador de chipeadora (Costo por mes)	1.232	2*13*0,5	16.016
Sueldo mensual de ayudante de chipeado (Costo por mes)	1.116	2*13*0,5	14.508
Consumo anual de lubricantes, 10 kg/mes (Costo por año)	988	12	11.856
Costo de bolsones de 1 m3 (Costo por unidad)	5	40*12	2.430
Total Costos Operativos Anuales Gestión y Transporte RSU (USD/año) Tasa 2%			370.899
Costos anuales de maquinaria con Tasa de 10%			
Chipeadora 50 HP (Costo por unidad)			6.592
Camión 4x2 Motor 7L 250cv con brazo hidráulico y capacidad 10 m3 (Costo por unidad)			53.427
Camión 6x2 Motor 10L 360cv (Costo por unidad)			32.056
Total Costos Operativos Anuales Gestión y Transporte RSU (USD/año) Tasa 10%			370.899

Notas y consideraciones sobre el modelo de gestión teórico.

- Respecto a los residuos provenientes de aserraderos, se asume que unas 5000 t/año provendrían de Bariloche y el resto de otras localidades. No se le asigna un valor económico ya que deben ser trasladados hasta la CT para su procesamiento. Se utilizan camiones con caja abierta y brazo hidráulico para recogida de residuos en bolsones de 1 m3.
- En cuanto a los residuos de poda, se propone que unas 1000 t/año provienen de Bariloche y Dina Huapi, y el resto de otras localidades. Tampoco se asigna valor. Se propone que sean chipeados en los centros de tratamiento de residuos municipales correspondientes y luego trasladados a la CT en forma similar a las astillas provenientes de las plantaciones. Los costos del chipeo son cubiertos en un 50% por el proyecto y el otro 50% por las localidades generadoras.
- La recogida de los residuos provenientes de aserraderos y chipeado de RSU de otras localidades se realiza con un camión con capacidad de 10 m3 que busca el material y lo lleva hasta un lugar de transferencia para ser cargado en un semi-remolque que transporta todo el material hasta la CT. Tanto para el material de aserraderos como el chipeado se utilizan bolsones de 1 m3.
- El transporte se realiza con dos turnos de conductores por cada camión para mantener el criterio de 500 km/día máximo por conductor y 1000 km/día de recorrido máximo por camión. Se asignó el mismo consumo de 25 litros/100 km para ambos tipos de camión.

5. Con una chipeadora con capacidad de procesar rollizos de 20 cm o menos se estiman productividades de más de 50 m³/h de material procesado, considerando que la mitad del tiempo no se aprovecha porque se está cargando u ordenando el material. Se propone un valor de 10 t/h.
6. El chipeco se irá cargando a medida que se produce en bolsones de 1 m³ que son recogidos por camión con brazo hidráulico.
7. Los residuos de aserraderos son procesados en el predio de la CT con una trituradora de doble eje que puede procesar material contaminado con clavos, etc. Esto se debe a la incertidumbre respecto de los tamaños de los residuos de esta corriente, y además permite el procesamiento eventual de residuos como pallets, muebles, etc.
8. Se consideran 2 centros de chipeco de biomasa fuera de Bariloche para la CT de 2 MW y 3 para la de 4 MW.
9. Consumo de combustible chipeco (10 litros/h para un motor de 35 kW)
10. Productividad chipeco RSU poda 2 t/h.
11. Densidad residuos provenientes de aserraderos: 500 kg/m³, densidad residuos de poda chipecos: 250 kg/m³.
12. Amortización de camiones en 5 años. Amortización semirremolque en 10 años.
13. Se consumen 40 bolsones de 1 m³ por mes para la CT 2 MW y 80 para CT 4 MW.

Fuente: elaboración propia.



Tabla A5.2

Detalle de costos unitarios y anuales para gestión y transporte de residuos de poda y aserraderos para abastecer una CT de 4 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.

Costos y variables para chipeado y transporte de biomasa	USD	Años 1 a 20	
		Factor	USD/año
Chipeadora 50 HP (Costo por unidad)	40.506	3*0,5	6.764
Consumo combustible chipeadora (Costo por litro)	1	2*10*2,4* 365*6/7*0,5	8.600
Seguro chipeadora (Costo por mes)	20	3*12*0,5	360
Afilado de cuchillas de chipeadora (Costo por servicio)	63	3*52*0,5	4.914
Camión 4x2 Motor 7L 250cv con brazo hidráulico y capacidad 10 m3 (Costo por unidad)	101.266	3	64.453
Camión 6x2 Motor 10L 360cv (Costo por unidad)	121.519	1	25.781
Semi-remolque 50 m3 volcador modificado (Costo por unidad)	40.609	3	25.847
Combustible camión (Costo por litro)	1	0,25*2050* 365*6/7	121.877
Service camión, mensual (Costo por service)	711	4*12	2.843
Cubiertas para camión y semirremolque (Costo por juego completo)	4.061	7	28.426
Sueldo mensual del conductor de camión (Costo por mes)	1.800	8*13	187.200
Seguro de los trabajadores (Costo por mes)	30	8*12	2.880
Seguro del camión (Costo por mes)	500	4*12	24.000
Seguro del semi-remolque (Costo por mes)	100	3*12	3.600
Vestimenta e implementos de seguridad personal (por persona, mensual)	50	8*12	4.800
Sueldo mensual del operador de chipeadora (Costo por mes)	1.232	3*13*0,5	24.024
Sueldo mensual de ayudante de chipeado (Costo por mes)	1.116	3*13*0,5	21.762
Consumo anual de lubricantes, 10 kg/mes (Costo por año)	988	12	23.712
Costo de bolsones de 1 m3 (Costo por unidad)	5	80*12	4.861
Total Costos Operativos Anuales Gestión y Transporte RSU (USD/año) Tasa 2%			586.703
Costos anuales de maquinaria con Tasa de 10%			
Chipeadora 50 HP (Costo por unidad)			9.888
Camión 4x2 Motor 7L 250cv con brazo hidráulico y capacidad 10 m3 (Costo por unidad)			80.141
Camión 6x2 Motor 10L 360cv (Costo por unidad)			32.056
Semi-remolque 50 m3 volcador modificado (Costo por unidad)			32.138
Total Costos Operativos Anuales Gestión y Transporte RSU (USD/año) Tasa 10%			618.082

Fuente: elaboración propia.



Anexo 6

**Modelo teórico de costos
de operación de la central
termoeléctrica.**

Tabla A6.1

Detalle de costos unitarios y anuales para operación de una CT de 2 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.

Costos y variables para chipecado y transporte de biomasa	USD	Años 1 a 20	
		Factor	USD/año
Seguro de las instalaciones, 0,02% del costo de las instalaciones (Costo anual)	14.400	1	14.400
Mantenimientos programados, limpieza y mantenimiento edificio general (4% anual del costo de las instalaciones)	120.000	1	120.000
Sueldos mensuales de operadores de caldera y turbina (Costo por mes)	1.500	6*13	117.000
Sueldo mensual de operador de almacenamiento y carga de combustible (Costo por mes)	1.232	6*13	96.088
Sueldo mensual de gerente o responsable de planta (Costo por mes)	2.000	13	26.000
Tractor de 150 HP (Costo por unidad)	100.000	1	21.216
Pala cargadora para tractor, capacidad 3 m3 (Costo por unidad)	50.000	1	10.608
Combustible tractor (10 litros por hora)	1	10*4*3*365	33.293
Juego de cubiertas para tractor, uno por año (Costo por juego completo)	3.167	1	3.167
Juego de cubiertas para camionetas, uno cada dos años (Costo por juego completo)	1.200	2*0,5	1.200
Service mensual de tractor (aceite motor, filtros de aire, combustible, etc.) (Costo por service)	253	12	3.040
Aceite hidráulico, capacidad del circuito, 40 litros (Costo por cambio anual)	203	1	203
Seguro de los trabajadores (Costo por mes)	19	16*12	3.649
Vestimenta e implementos de seguridad personal por persona (Costo por mes)	50	16*12	9.600
Camioneta pick-up doble tracción	33.503	2	14.216
Combustible camioneta (Costo por litro)	1	2*30*365	16.647
Seguro camioneta (Costo por mes)	102	2*12	2.437
Trituradora de madera de 200 HP (Costo por unidad)	200.000	1	22.265
Combustible trituradora, 30 litros/h para un motor de 140 kW)	1	30*3*4*365	99.879
Sueldo mensual de operador de trituradora (Costo por mes)	1.232	3*13	48.044
Total Costos Operativos Anuales CT (USD/año) Tasa 2%			662.951
Costos anuales de maquinaria con Tasa de 10%			
Tractor de 150 HP (Costo por unidad)			26.380
Pala cargadora para tractor, capacidad 3 m3 (Costo por unidad)			13.190
Camioneta pick-up doble tracción			17.676
Trituradora de madera de 200 HP (Costo por unidad)			32.549
Total Costos Operativos Anuales CT (USD/año) Tasa 10%			684.441

Fuente: elaboración propia.

Tabla A6.2

Detalle de costos unitarios y anuales para operación de una CT de 4 MW durante 20 años. Anualidades calculadas con tasa de 2% y 10%.

Costos y variables para chipecado y transporte de biomasa	USD	Años 1 a 20	
		Factor	USD/año
Seguro de las instalaciones, 0,02% del costo de las instalaciones (Costo anual)	28.800	1	28.800
Mantenimientos programados, limpieza y mantenimiento edificio general (4% anual del costo de las instalaciones)	240.000	1	240.000
Sueldos mensuales de operadores de caldera y turbina (Costo por mes)	1.500	6*13	117.000
Sueldo mensual de operador de almacenamiento y carga de combustible (Costo por mes)	1.232	12*13	192.176
Sueldo mensual de gerente o responsable de planta (Costo por mes)	2.000	13	26.000
Tractor de 150 HP (Costo por unidad)	100.000	1	21.216
Pala cargadora para tractor, capacidad 3 m3 (Costo por unidad)	50.000	1	13.190
Combustible tractor (10 litros por hora)	1	10*6*3*365	49.940
Juego de cubiertas para tractor, uno por año (Costo por juego completo)	3.167	1	3.167
Juego de cubiertas para camionetas, uno cada dos años (Costo por juego completo)	1.200	2*0,5	1.200
Service mensual de tractor (aceite motor, filtros de aire, combustible, etc.) (Costo por service)	253	12	3.040
Aceite hidráulico, capacidad del circuito, 40 litros (Costo por cambio anual)	203	1	203
Seguro de los trabajadores (Costo por mes)	19	22*12	5.017
Vestimenta e implementos de seguridad personal por persona (Costo por mes)	50	22*12	13.200
Camioneta pick-up doble tracción	33.503	2	14.216
Combustible camioneta (Costo por litro)	1	2*50*365	27.744
Seguro camioneta (Costo por mes)	102	2*12	2.437
Trituradora de madera de 200 HP (Costo por unidad)	200.000	1	22.265
Combustible trituradora, 30 litros/h para un motor de 140 kW)	1	30*3*6*365	149.819
Sueldo mensual de operador de trituradora (Costo por mes)	1.232	3*13	48.044
Total Costos Operativos Anuales CT (USD/año) Tasa 2%			978.673
Costos anuales de maquinaria con Tasa de 10%			
Tractor de 150 HP (Costo por unidad)			26.380
Pala cargadora para tractor, capacidad 3 m3 (Costo por unidad)			13.190
Camioneta pick-up doble tracción			17.676
Trituradora de madera de 200 HP (Costo por unidad)			32.549
Total Costos Operativos Anuales CT (USD/año) Tasa 10%			997.581

Fuente: elaboración propia.



Anexo 7

**Proyectos y centrales de
generación térmica y/o eléctrica
a biomasa en la República
Argentina.**

Tabla A7.1

Listado de Centrales Térmicas a biomasa operando con el SIN.

Nombre Central	Potencia (MW)	Inversión estimada (millones de USD)	Cantidad de Combustible (t/día) o dato disponible	Combustible	Provincia
C.T. Nidera Junin [1]	7,02	s/d	s/d	Cáscara de Girasol (90%) y FO	Buenos Aires
C.T. Prodeman Bioenergía [2]	9	20	50.000 t/año	Cáscara de maní	Córdoba
C.T. Ticino Biomasa S.A. [3]	5	10	s/d	Cáscara de maní y chip madera	Córdoba
C.T. Las Junturas [4]	0,5	s/d	1,1 a 1,6 kg/kWh	Cáscara de maní	Córdoba
C.T. A.G. Pto. Esperanza (Eco-Energía S.A.) [5]	2	7,5	s/d	Residuos de procesado de madera	Misiones
C.T. A.P. Alto Parana S.A. Puerto Piray [6]	38	s/d	1479	Residuos forestales	Misiones
C.T. A.G. Papel Misionero [7]	5	s/d	s/d	Residuos forestales	Misiones
C.T. Biomasa Santa Rosa [8]	12,5	31,25	737	Residuos de aserraderos, poda y raleo	Corrientes
C.T. Biomásica Garruchos [9]	36	55	1584	Residuos de aserraderos, poda y raleo	Corrientes
C.T. La Escondida [10]	10	15 - 22	s/d	Residuos del proceso de extracción de tanino de quebracho y chips	Chaco
C.T. A.G. San Martín Tabacal [11]	38	50	s/d	Bagazo de caña	Salta
C.T. Ingenio Leales [12]	2	s/d	s/d	Bagazo de caña	Tucumán
C.T. A.G. Ingenio Santa Bárbara [13]	16,2	10	s/d	Bagazo de caña	Tucumán
C.T. A.G. La Providencia	11,14	s/d	s/d	Bagazo de caña	Tucumán
C.T. MM Bioenergía [14]	3	8,8	53.000 t/año	Residuos forestales y asociados	Misiones
C.T. Biomasa Unitan [15]	9	18	s/d	Residuos del proceso de extracción de tanino de quebracho y chips	Chaco
Total	204.4				

Notas:

[1] Turbina a contrapresión. Consumo específico 2720 kcal/kWh. Fuente: Informe Final sobre Tecnologías para Mitigación. MinCyT.

[2] CAMMESA la registra con 10 MW. La diferencia probablemente se deba a autoconsumo.

[3] Caldera acuotubular Fimaco HLA, 22 toneladas de vapor por hora a presión 45 bar y 440°C. Diseño y construcción (EPC) por Fimaco. <https://fimaco.com.ar/2020/12/18/fimaco-la-empresa-detras-de-ticino-el-pueblo-que-no-se-queda-sin-luz/> <https://www.lorenzati.com/gtb> CAMMESA la registra con 4 MW. [4]

CAMMESA la tiene registrada con 0,6 MW.

[5] La CT es de 3,5 MWe, 1,7 MW son para consumo de la industria. Es Cogenerador. 9 empleos directos en la CT. 400 empleos durante construcción (20 meses). Capacidad generación 25.000 MWh/año. La capacidad para entrega de energía a la red sería de 16,7 GWh/año. Silo de 2000m³ (800t). CAMMESA la registra con 3 MW.

[6] Alto Paraná S.A. tendría dos centrales de cogeneración: una de 40 asociada a la papelera y otra de 38 asociada a la producción de tableros y productos madereros. Para las dos centrales, en 2014 se informaba un consumo de alrededor de 90.000 t/mes.

[7] La CT tiene 15 MW de potencia pero está habilitado por CAMMESA para hasta 5 MW. Dos años de construcción (3 en total). 40 puestos de trabajo directo y 120 indirectos.

[8] RenovAr declara 12,5 MW de potencia pero en la inauguración se mencionan 15 MW (CAMMESA en su listado también la declara como 15 MW). La diferencia es de autoconsumo y consumo del parque industrial donde se encuentra. Predio de 7,8ha.

[9] La CT tiene 40 MW de potencia pero entrega a la red 36 MW. FRESA demandará 150 camiones de materia prima por central. Tres básculas para el ingreso de camiones; siete hectáreas dedicadas a la playa de biomasa y acopio; tres plataformas volcadoras; dos chipeadoras; un silo de biomasa conectado a la plataforma volcadora y otra que direcciona la materia prima desde el silo a la caldera.

[10] La CT de cogeneración tiene 12 MW de potencia pero entrega a la red 10 MW. Inversión 22 MMUSD. Se encuentra en la Planta de Taninos de Indunor. 328 empleos directos y más de 1000 indirectos. El bajo costo se relaciona porque ya tenían varios sistemas en funcionamiento en la planta donde se construyó.

[11] Según el documento "Panorama de tecnologías e bioenergía en Argentina" entregaría 32 MW. Otras fuentes en 2011 mencionan 12 MW para autoconsumo y 28 MW para la red. CAMMESA la registra con potencia de 40 MW. [12]

La CT de cogeneración tiene 30 MW de potencia pero entrega 2 MW a la red. [13]

Según el documento "Panorama de tecnologías e bioenergía en Argentina" entregaría alrededor de 8 MW. El monto de inversión está expresado en USD de 2009. Un documento sobre biomasa en Tucumán proponía un volumen de 443.000 t/año de bagazo para una CT de 30 MW en Santa Bárbara.

[14] En construcción. CAMMESA estimaba ingreso al SIN en marzo de 2021. Su consumo se estima en 21000 t/año de residuos de biomasa de aserraderos y 32000 t/año provenientes de 655 hectáreas forestadas.

[15] En construcción. CAMMESA estimaba ingreso al SIN en marzo de 2021. CAMMESA en algunos listados la declara como de 7MW ya que está estipulado que entregue a la red 6,6 MW.

Fuente: CAMMESA y otros. Los datos de potencia, inversión y combustible son estimativos y fueron relevados a partir de diarios locales, gacetillas, y distintas fuentes entre las que se destaca el portal www.argentinaforestal.com y el documento "Lecciones aprendidas en proyectos de biomasa y biogás en la Argentina. Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura, Secretaría de Energía, Secretaría de Agroindustria, Ministerio de Producción y Trabajo, Presidencia de la Nación, 2020".

Tabla A7.2

Generación eléctrica inyectada al SIN por Centrales Térmicas a biomasa.

Nombre Central	Generación (MWh/año)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
C.T. Nidera Junin	60	88	14	39	153	219	67	5	161	26	0
C.T. Prode-man Bioenergía	-	-	-	-	-	-	-	30219	56763	63548	10480
C.T. Ticino Biomasa S.A.	-	-	-	-	-	-	-	7057	23464	20759	4007
C.T. Las Junturas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110	21
C.T. A.G. Pto. Esperanza (Eco-Energía S.A.)	-	-	-	-	-	-	3864	16339	18867	19322	2456
C.T. A.P. Alto Parana S.A. Puerto Piray	83182	66228	72937	42605	43935	58184	54534	65302	79312	89034	14054
C.T. A.G. Papel Misionero	-	-	-	-	-	-	-	-	-	151	244
C.T. Biomasa Santa Rosa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10861	20149
C.T. Biomásica Garruchos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56008	35200
C.T. La Escondida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1818
C.T. A.G. San Martín Tabacal	6123	56100	54926	59356	130571	117553	168816	117518	110540	126305	5465
C.T. Ingenio Leales	-	-	-	-	-	-	-	-	531	7200	0
C.T. A.G. Ingenio Santa Bárbara	8270	4673	6007	9205	11260	6194	3983	5675	2	7394	0
C.T. A.G. La Providencia	-	-	-	2559	9065	11068	11352	9586	9518	20247	0
C.T. MM Bioenergía	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C.T. Biomasa Unitan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	97634	127089	133885	113764	194984	193217	242615	251702	299158	420964	93892

Nota: La generación de 2021 abarca enero y febrero.

Fuente: Informes Estadísticos de CAMMESA.

Tabla A7.3

Generación eléctrica inyectada al SIN por Centrales Térmicas a biomasa, potencia disponible y factor de planta.

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Potencia (MW)	99.22	99.22	99.22	110.36	110.22	110.22	112.22	126.22	128.22	182.22	204.22
Generación (GWh)	97.63	127.09	133.88	113.76	194.98	193.22	242.62	251.70	299.16	420.96	93.89
Factor de Planta	11%	15%	15%	12%	20%	20%	25%	23%	27%	26%	5%

Nota: La potencia total instalada real es mayor a la consignada en la tabla, que únicamente toma los valores de potencia que cada central tiene disponible para entregar al Sistema Interconectado Nacional. La potencia para 2021 es una proyección en función de las máquinas que deberían entrar en operación durante el año.

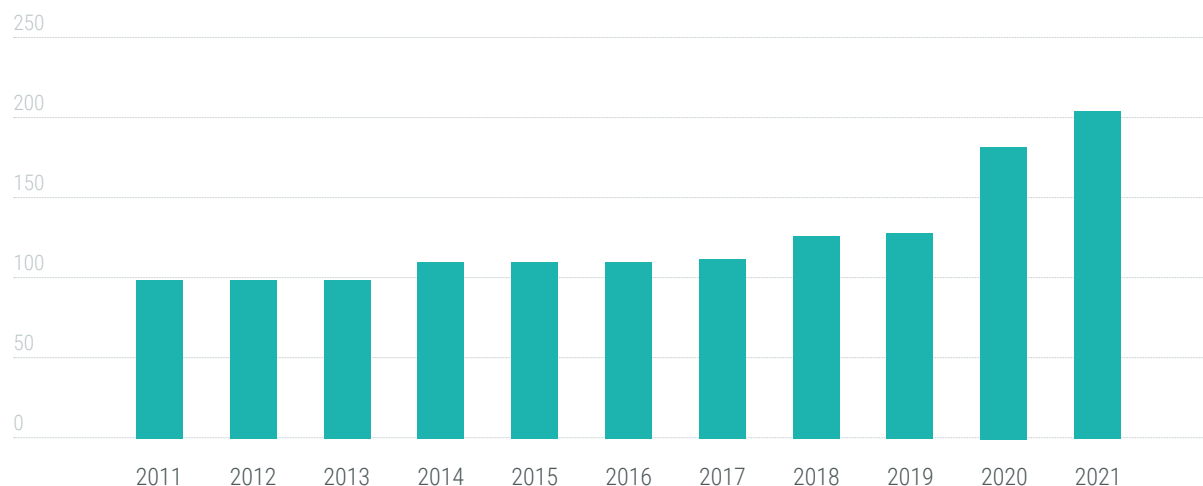
Fuente: CAMMESA y elaboración propia a partir de otras fuentes.



Ignacio Sagardoy

Imagen A7.1

Potencia instalada de Centrales Térmicas a biomasa operando con el SIN.

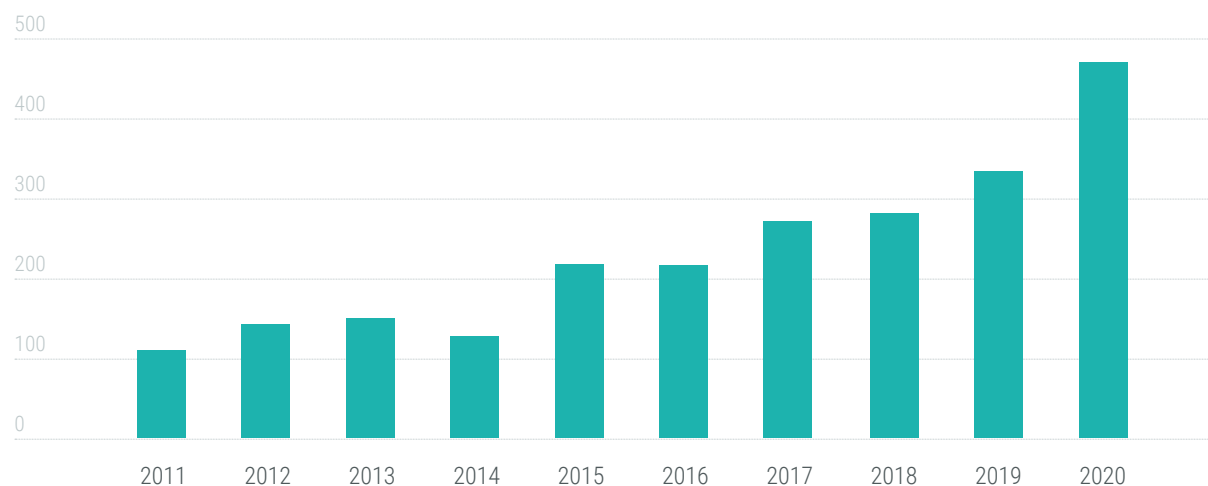


Nota: La potencia total instalada real es mayor a la consignada en la tabla, que únicamente toma los valores de potencia que cada central tiene disponible para entregar al Sistema Interconectado Nacional. La potencia para 2021 es una proyección en función de las máquinas que deberían entrar en operación durante el año.

Fuente: CAMMESA y elaboración propia a partir de otras fuentes.

Imagen A7.2

Generación eléctrica inyectada al SIN por Centrales Térmicas a biomasa.



Fuente: CAMMESA y elaboración propia a partir de otras fuentes.

Tabla A7.4

Otros aprovechamientos de biomasa para generación térmica y/o eléctrica.

Nombre empresa o responsable	Potencia (MW)	Inversión ¹	Combustible (t/mes)	Origen del Combustible	Provincia	Información sobre tipo de instalación
Alto Paraná S.A. (Celulosa)	40	s/d	s/d	Foresto-industrial	Misiones	Cogeneración, a diferencia de la CT de 38 MW de APSA, esta no se encuentra en los registros de máquinas disponibles que publica CAMMESA.
Don Guillermo S.R.L.	3	s/d	s/d	Foresto-industrial	Misiones	Cogeneración
Aceitera General Deheza (AGD)	11	s/d	s/d	Cereales & Oleaginosas	Córdoba	Cogeneración
Ledesma S.A.A.I.	51	s/d	s/d	Industria azucarera	Jujuy	Cogeneración
Noble Argentina S.A.	10,7	s/d	s/d	Foresto-industrial	Santa Fe	Cogeneración
INTI y Municipio de Presidencia La Plaza	0,25	s/d	s/d	Foresto-industrial	Chaco	Energía eléctrica y biocombustible sólido
La Chachuera S.A.	7	s/d	s/d	Industria Yerbatera	Misiones	Producción de energía térmica para secadero y planta estacionado.
Rosamonte de Hreňuk	s/d	s/d	s/d	Foresto-industrial	Misiones	Producción de energía térmica para secadero.
Forestal Las Marías	15	s/d	s/d	Foresto-industrial	Corrientes	Producción de energía térmica para secadero.
Papel Prensa S.A.	19,2	s/d	s/d	Foresto-industrial	Buenos Aires	Producción de energía térmica.
Cementos Avellaneda S.A.	17	s/d	s/d	Foresto-industrial	San Luis	Producción de energía térmica.
Glucovil Argentina S.A. (Ledesma/Cargill)	7,5	s/d	s/d	Residuos agrícolas	San Luis	Producción de energía térmica.
Buyatti S.A.I.C.	41	s/d	1700	Foresto-industrial	Santa Fe	Producción de energía térmica.
Inaza S.A.	12	s/d	510	Industria azucarera	Santa Fe	Producción de energía térmica.
U.A.A.	22	s/d	900	Foresto-industrial	Santa Fe	Producción de energía térmica.
Arlei S.A.	95	s/d	3950	Foresto-industrial	Santa Fe	Producción de energía térmica.
Norpapel S.R.L.	43	s/d	1800	Foresto-industrial	Santa Fe	Producción de energía térmica.

1. Estimada en millones de USD.

Nota: las centrales que cogeneran electricidad y calor se estima que son utilizadas para autoconsumo de las industrias y no interactúan con el Sistema Interconectado Nacional ya que no se encuentran listadas por parte de CAMMESA.

Fuente: Proyecto PROBIOMASA. Servicios para el relevamiento y fortalecimiento del marco normativo de la producción y aprovechamiento de la biomasa destinada a generación de energía. Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE), 2017.



Anexo 8

**Proyectos y centrales de
generación eléctrica a biomasa
adjudicados en el programa
RenovAr en la República
Argentina.**

Tabla A8.1

Listado de proyectos de biomasa adjudicados en el programa RenovAr.

Nombre del proyecto	Oferente	Potencia (MW)	Precio adjudicado (USD/MWh)	Provincia	Ronda RenovAr	CND (%)	Incentivo (USD/MWh)
C.T. Generación Biomasa Santa Rosa	PAPELERA MEDITERRÁNEA / LUCENA	12,5	110,00	Corrientes	1	s/d	-
C.T. Pincó Eco	PINDÓ	2	110,00	Misiones	1	s/d	-
C.T. Cogeneración Ingenio Leales	COMPAÑÍA INVERSORA INDUSTRIAL S.A.	2	145,86	Tucumán	2	0%	35,86
C.T. Prodeman Bioenergía	PRODEMAN S.A.	9	126,55	Córdoba	2	70,47%	16,55
C.T. Kuera Santo Tome	SANTO TOME KUERA S.A.	12,92	110,63	Corrientes	2	19,15%	5,74
C.T. Ticino Biomasa S.A.	LORENZATI, RUETSCH Y CIA. S.A.	3	143,10	Córdoba	2	0%	33,1
C.T. Generación Virasoro	FORESTADORA TAPEBICUA S.A.	3	140,72	Corrientes	2	45,45%	33,12
C.T. Rojas	GLOBAL DOMINION ACCESS	7	126,07	Buenos Aires	2	0%	22,07
C.T. Venado Tuerto	GLOBAL DOMINION ACCESS	7	106,73	Santa Fe	2	s/d	s/d
C.T. Biomasa Unitan	UNITAN S.A.I.C.A.	6,6	115,17	Chaco	2	0%	23,17
C.T. San Alonso	FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA S.A.	37	108,00	Corrientes	2	69,64%	0
C.T. Generación Las Junturas	EMERALD RESOURCES SRL	0,5	141,00	Córdoba	2	20,42%	40
C.T. Biomasa La Florida	GENNEIA S.A.	19	106,73	Tucumán	2	s/d	0
C.T. Las Lomitas	BIOTERMICA LAS LOMITAS S.A.	10	123,79	Formosa	2	32,55%	13,79
C.T. La Escondida	INDUNOR S.A.	10	120,79	Chaco	2	31,53%	13,79
C.T. Fermosa S.A.	PEGNI SOLUTIONS S.A.	6	129,83	Formosa	2	2,36%	24,83
C.T. Bm Mm Bioenergía	MOLINO MATILDE S.A.	3	143,10	Misiones	2	57,58%	33,1
C.T. Capitan Sarmiento	GRANJA TRES ARROYOS S.A.C.A.F.I.	7,2	130,02	Buenos Aires	2	0%	21,52
CT Rosario de la Frontera	ELECTRUM RF SA	5	105,90	Salta	3	s/d	s/d
CT Gas de Biomasa Fermosa	FERMOSA BIOSIDERURGIA SA	3,5	106,50	Formosa	3	s/d	s/d

Nota: una parte del precio adjudicado por el programa RenovAr a partir de la Ronda 2 se explica por un incentivo a las centrales de biomasa menores a 15 MW. Dicho incentivo, cuyo máximo era de 40 USD/MWh, se calculaba mediante la siguiente fórmula: $I = 40 * (15 - \text{Potencia Adjudicada}) / 14,5$ (USD/MWh). El incentivo reconoce la diferencia en las economías de escala que deben afrontar los proyectos de menor envergadura. Las CT resaltadas se encuentran en operación, con excepción de la CT Biomasa Unitan y la CT BM MM Bioenergía que se encuentran en construcción o próximas a operar (CAMMESA estimaba su fecha de ingreso al SIN en marzo de 2021).

CND: Contenido Nacional Declarado | s/d: sin dato.

Fuente: Secretaría de Energía de la Nación.



Anexo 9

**Modelo econométrico para
estimar consumo y potencia
máxima futura de electricidad
en San Carlos de Bariloche y
Dina Huapi**

Con el objetivo de realizar una proyección de la demanda de energía y la potencia máxima en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi para el período de tiempo abarcado en este trabajo y proponer distintos escenarios a futuro, se realizaron dos modelos econométricos similares para proyectar dichas variables, a partir de los datos históricos de población, turismo, consumo de electricidad y potencia máxima. Este modelo econométrico fue desarrollado con la colaboración del Lic. en economía Aliosha Behnisch.

Dos aspectos importantes que determinaron el modelado de demanda de energía -y por lo tanto el resultado de la prospectiva energética- son que el valor de energía consumida se considera como aquel que la CEB informa como compra y generación de energía total para cada año, lo cual es mayor a la energía facturada, debido a pérdidas técnicas y no técnicas; y la población a la cual se le asignó ese consumo de energía es la población permanente, considerando el consumo debido a la población flotante generada por el turismo como si fuera una actividad económica más.

Estas decisiones respecto al modelo se determinaron por varios motivos. Por un lado, para poder comparar el consumo de electricidad per cápita local con una serie larga de datos para el consumo en el país¹⁴¹, la cual no distingue el consumo por tipo de usuarios. A su vez, dado que las limitaciones impuestas por la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y la generación involucran las pérdidas técnicas y no técnicas, resulta lógico que sea el valor total el que se use en el modelado. También, pese a haber calculado la población flotante que representa el turismo en la ciudad, se evaluó que metodológicamente era más apropiado asignar las variables a la población local permanente, de modo de permitir comparaciones con otras poblaciones.

A9.1. Modelo econométrico para estimar demanda de energía

En base a la información disponible, y mediante distintas pruebas que se realizaron con distintas formas de expresión de las variables dependientes e independientes, finalmente se obtuvieron resultados satisfactorios con el siguiente modelo:

$$\ln EE = c + \beta_1 * \ln(TUR) + \beta_2 * \ln(TCRB_{EE.UU.}) + \beta_3 * ROD + \beta_4 * CD + \beta_5 * HIPER + \beta_6 * CC + \beta_7 * REC + \beta_8 * VOL + \varepsilon_t$$

Donde: *EE*: consumo de energía eléctrica per cápita

TUR: relación entre turismo total anual y población permanente¹⁴²

$TCRB_{EE.UU.}$: tipo de cambio real bilateral entre Argentina y EE.UU.

ROD, *CD*, *HIPER*, *CC*, *REC* y *VOL*: variables dummies fijadas que responden a sucesos históricos imprevisibles que impactaron sobre el desarrollo de la serie entre 1971 y 2018. Las mismas refieren a los períodos conocidos como "Rodrigazo"¹⁴³, a la crisis de la deuda de e hiperinflación

141 Para más detalles ver Anexo 2. Demanda de energía eléctrica per cápita en Argentina, San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

142 Para detalles ver Anexo 1. Datos poblacionales y demanda de energía en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

143 Plan de ajuste de salarios, devaluación de la moneda nacional y aumento de tarifas de servicios públicos implementado en 1975 por el ministro de economía Celestino Rodrigo, durante la presidencia de María Estela Martínez de Perón. Derivó en un aumento de la inflación y pérdida del poder adquisitivo de los trabajadores.

de la década de 1980¹⁴⁴, la crisis del modelo de convertibilidad monetaria¹⁴⁵, recuperación económica en la primera década del siglo XXI y la erupción complejo volcánico Puyehue-Cordón del Caulle¹⁴⁶.

C y β_i constantes determinadas por el modelo

ε_t residuo del modelado

La estimación del modelo se realiza para los años 1971 a 2018 a través del método de Mínimos Cuadrados No Lineales (NLS) con residuos autorregresivos (AR). El modelo no presenta autocorrelación residual significativa, corroborado a través de los tests de Durbin-Watson (1,79) y Breusch-Godfrey, con un valor $p=0,72$ (Estadístico F 0,26).

Imagen A9.1.

Modelo de demanda de energía eléctrica para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, años 1971-2018.

Dependent Variable: LOG_EE_HABITANTE
Method: Least Squares
Date: 04/09/21 Time: 18:36
Sample (adjusted): 1971 2018
Included observations: 48 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_TUR_HABITANTE	-2.111842	0.168857	-12.50669	0.0000
LOG_TCRB	-0.269688	0.067856	-3.974409	0.0003
RODRIGAZO	0.568989	0.122409	4.648260	0.0000
CRISIS_DEUDA	-0.484299	0.094772	-5.110173	0.0000
HIPERINFLACION	-0.362797	0.099135	-3.659638	0.0007
CRISIS_CONVERTIBILID...	0.220290	0.105853	2.081087	0.0440
RECUPERACION	0.696232	0.078747	8.841342	0.0000
VOLCAN	-0.303233	0.172836	-1.754462	0.0872
C	12.26707	0.328468	37.34632	0.0000
R-squared	0.916903	Mean dependent var	7.088674	
Adjusted R-squared	0.899857	S.D. dependent var	0.505169	
S.E. of regression	0.159862	Akaike info criterion	-0.661646	
Sum squared resid	0.996683	Schwarz criterion	-0.310796	
Log likelihood	24.87951	Hannan-Quinn criter.	-0.529060	
F-statistic	53.79128	Durbin-Watson stat	1.791585	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración propia con EViews.

El modelo econométrico obtenido entonces queda expresado en forma sencilla de la siguiente manera:

$$\ln EE = 12,27 - 2,11 * \ln(TUR) - 0,27 * \ln(TCRB_{EE.UU.})$$

144 En los últimos años de la última dictadura cívico-militar (1976-1983) la situación macroeconómica del país se deterioró a la vez que se incrementaba la deuda externa en moneda extranjera. El gobierno de Raúl Alfonsín, electo democráticamente en 1983, no logró estabilizar la economía doméstica en un contexto regional de "fly-to-quality" y, hacia fines de su mandato en 1989, se desató una hiperinflación con tasas que llegaron a más del 3000% anual.

145 Hacia finales de la década de 1990 y comienzos del 2000, luego de alrededor de 10 años de paridad entre el peso argentino y el dólar estadounidense, la combinación de desocupación, pobreza y ajuste progresivo para hacer frente a los pagos de la deuda externa terminaron con una aguda crisis social y económica. Esta situación derivó en la renuncia del entonces presidente Fernando De la Rúa y la salida del régimen de convertibilidad mediante una devaluación abrupta, aumento de la inflación y extrema pauperización del país.

146 Ver nota al pie 39.

En este modelo estimado, tanto la variable $\ln(TUR)$ como $\ln(TCRB_{EE.UU.})$ son ambas significativas, y de coeficiente negativo (-2,11 y -0,27, respectivamente). El coeficiente negativo de $\ln(TUR)$ se explica por el hecho de que la relación entre turistas anuales y población permanente ha ido en disminución mientras que el consumo de electricidad per cápita EE aumenta en el tiempo. Es decir, la población permanente ha crecido proporcionalmente más durante el período utilizado para estimar el modelo, que la afluencia de turistas.

Como indicador de la situación económica y su efecto sobre el consumo de energía eléctrica se intentó elaborar en primera instancia un modelo que contenga como variable explicativa a la actividad económica. Una dificultad hallada para la elaboración del modelo fue la falta de una serie de datos que pudiera reflejar el nivel de actividad económica en la ciudad para este período. Si bien existe una serie de ventas que reporta la MSCB para el período 2006 a 2018, la misma presenta dificultades para calcularla a precios constantes, dado que se encuentra en precios corrientes y no se dispone de un Índice de Precios a nivel local, y además reduciría considerablemente el lapso para el cual se estimaría el modelo; por lo cual se descartó utilizar dicha serie. Se estimaron, entonces, modelos contemplando tanto el Producto Interno Bruto (PIB) de la Argentina para este período como también el Producto Bruto Geográfico (PBG) de la provincia de Río Negro, de acuerdo a las estimaciones realizadas por Tagliani^[75] y la información provista por la Dirección de Estadística y Censos de la Provincia de Río Negro, empalmando ambas para cubrir la totalidad del período. Sin embargo, tanto el modelo especificado contemplando el PIB de Argentina como aquel contemplando el PBG de Río Negro, mostraban coeficientes no significativos para estas dos variables. Por lo tanto, se ha decidido excluir la dimensión estrictamente económica del análisis, dado que no muestra tener relación significativa con la demanda de energía en la ciudad.

Finalmente, se realizó un modelo utilizando como variable explicativa el Tipo de Cambio Real Bilateral con EE.UU. ($TCRB_{EE.UU.}$) dado que hay series disponibles que abarcan todo el período de estudio, y podría existir una relación entre el valor de la moneda nacional con el consumo de electricidad. Esto podría estar relacionado con los precios relativos que observa el turismo internacional, aunque estudios¹⁴⁷ han mostrado cierta inflexibilidad de la cantidad de turistas totales que recibe la ciudad respecto al tipo de cambio. Esto último se explica por el gran porcentaje del turismo que es de origen nacional, que se ve afectado negativamente cuando ve disminuido su poder de compra asociado a devaluaciones, y viceversa.

La variable $TCRB_{EE.UU.}$ en el modelo resultó significativa y negativa, lo que podría reflejar el efecto negativo creciente a medida que empeora el valor de la moneda nacional en la disminución de la demanda de energía per cápita. En otras palabras, cuanto mayor sea el $TCRB_{EE.UU.}$, cuanto mayor sea la devaluación del peso, menor será la demanda de energía per cápita, *ceteris paribus*.

147 <https://www.rionegro.com.ar/beneficia-la-suba-del-dolar-a-la-actividad-turistica-de-bariloche-1183666/>

Definido el modelo estimativo para realizar la prospectiva, se han elaborado tres escenarios para las variables población permanente, ingreso de turistas y tipo de cambio real bilateral para los años 2019 a 2040, todos ellos compartiendo aún los valores para los años 2019 y 2020. Para cada una de estas variables se cuenta, por lo tanto, con tres escenarios que reflejan una evolución tendencial, y luego dos escenarios, optimista y pesimista, que contrastan la evolución tendencial en direcciones contrapuestas. Finalmente, se agruparon los escenarios de cada una de las variables en escenarios globales tendencial, optimista y pesimista. Así, el escenario tendencial está compuesto por una evolución tendencial tanto de la población permanente, como de la afluencia de turistas y del TCRB¹⁴⁸. Este mismo agrupamiento se realizó para los escenarios optimista y pesimista, que reflejan un crecimiento poblacional y afluencia de turistas mayor y un TCRB menor que el tendencial para el escenario optimista, y lo opuesto, para el escenario pesimista. En la Tabla A9.1 se detallan las tasas de crecimiento anual medio propuestas para cada uno de las respectivas variables y escenarios.

Tabla A9.1

Tasas de variación promedio anual propuestas de población permanente, ingreso de turistas y TCRB para los tres escenarios (2019-2040).

	Escenario Tendencial	Escenario Optimista	Escenario Pesimista
Población Permanente	2,00%	2,50%	1,50%
Ingreso de Turistas	1,00%	1,50%	0,50%
TCRB	-0,50%	-1,00%	0,50%

Fuente: elaboración propia.

De esta forma, el escenario tendencial se caracteriza por conservar sin muchos cambios la evolución que muestran las variables en el período 1971-2018, mientras que el escenario optimista está compuesto por una proyección de mayor crecimiento poblacional, así como mayor afluencia de turistas y una apreciación del tipo de cambio que lo hace regresar a valores aproximados a los de diciembre de 2011. A su vez, el escenario pesimista plantea un crecimiento menor que el escenario tendencial en crecimiento poblacional y de afluencia de turistas, así como una depreciación del valor de la moneda nacional.

Los resultados para el consumo de electricidad de acuerdo a cada escenario se ven en la siguiente tabla, mostrando los resultados obtenidos tanto para el consumo por habitante permanente (en MWh/persona), así como para el consumo total de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, en MWh.

148 Se consideró como TCRB tendencial uno en el que el AR\$ tiende a apreciarse levemente respecto al valor de 2019, a una tasa del 0,5% anual entre 2018 y 2040, llegando al final del período a un valor equivalente al promedio de los últimos 25 años, aproximadamente.

Tabla A9.2

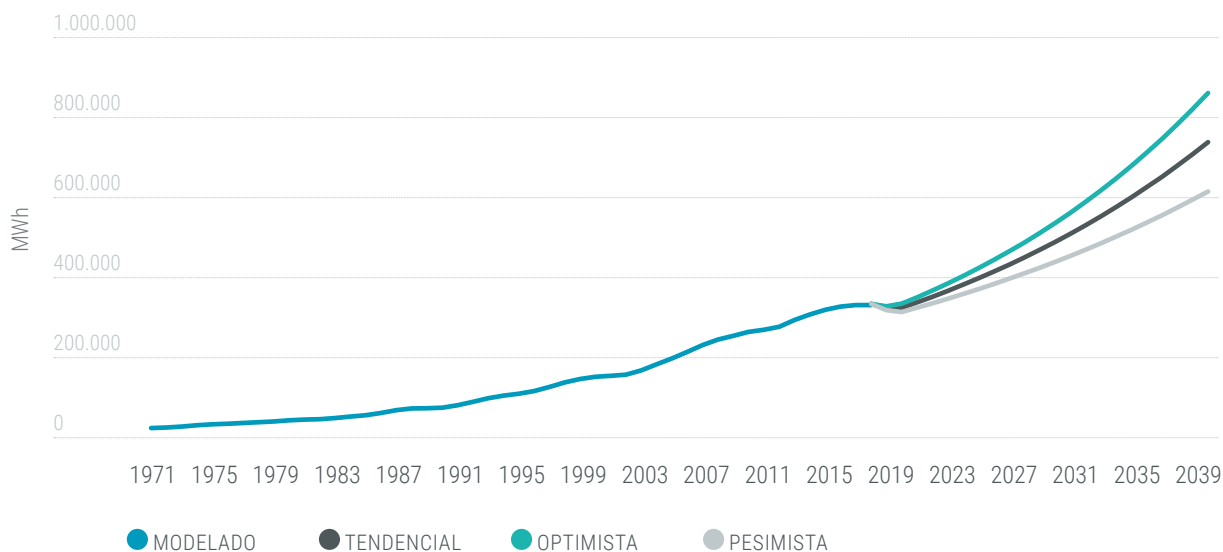
Demanda proyectada de energía eléctrica total (MWh) y per cápita (MWh/persona) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.

Escenario	Demanda Total de Electricidad (MWh)			Demanda Total de Electricidad per cápita (MWh/persona)		
	Tendencial	Optimista	Pesimista	Tendencial	Optimista	Pesimista
Año						
2019	315.807	320.649	311.014	2,24	2,27	2,20
2020	316.908	327.145	306.535	2,21	2,26	2,16
2021	330.489	343.268	317.280	2,26	2,31	2,20
2022	344.652	360.186	328.402	2,31	2,37	2,24
2023	359.421	377.937	339.914	2,36	2,42	2,29
2024	374.824	396.563	351.829	2,41	2,48	2,33
2025	390.886	416.107	364.161	2,47	2,54	2,38
2026	407.637	436.614	376.927	2,52	2,60	2,43
2027	425.106	458.132	390.139	2,58	2,66	2,47
2028	443.324	480.711	403.815	2,64	2,72	2,52
2029	462.322	504.402	417.970	2,70	2,79	2,57
2030	482.134	529.260	432.621	2,76	2,85	2,62
2031	502.795	555.344	447.786	2,82	2,92	2,67
2032	524.342	582.713	463.482	2,88	2,99	2,73
2033	546.812	611.432	479.729	2,95	3,06	2,78
2034	570.245	641.565	496.545	3,01	3,13	2,84
2035	594.682	673.184	513.951	3,08	3,21	2,89
2036	620.166	706.361	531.967	3,15	3,28	2,95
2037	646.743	741.172	550.614	3,22	3,36	3,01
2038	674.458	777.700	569.915	3,29	3,44	3,07
2039	703.361	816.028	589.892	3,36	3,52	3,13
2040	733.503	856.245	610.570	3,44	3,61	3,19

Fuente: Fuente: elaboración propia con EViews, en base a datos de la CEB y MSCB.

Imagen A9.2.

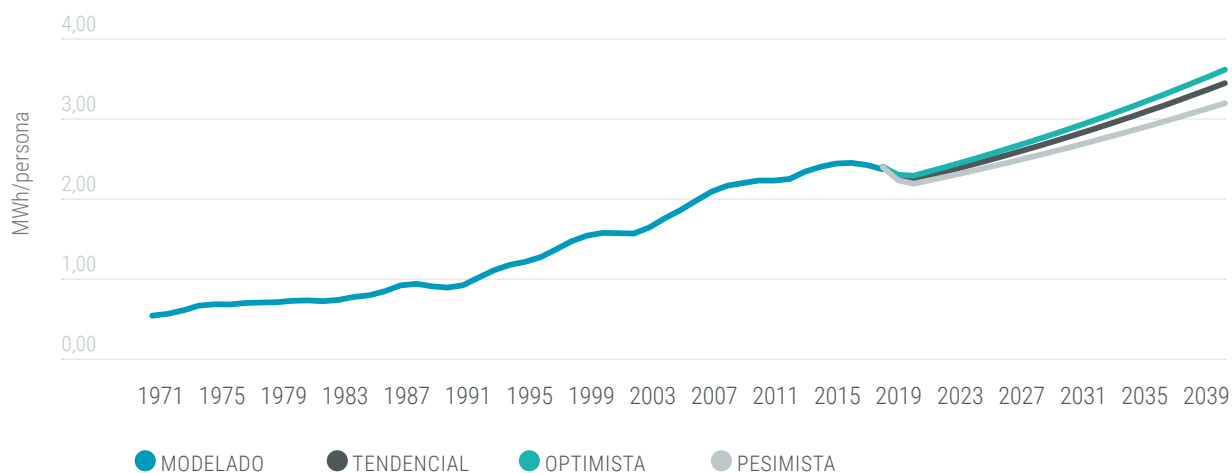
Demanda de energía eléctrica total (MWh) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de CEB (años 1971 a 2018), y elaboración propia en base a EViews (años 2019 a 2040).

Imagen A9.3.

Demanda de energía eléctrica per cápita (MWh/persona) para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, con distintos escenarios.



Fuente: elaboración propia a partir de datos de CEB y MSCB (años 1971 a 2018), y elaboración propia en base a EViews (años 2019 a 2040).

El modelo mostró hacia final del período en estudio un rango de consumos de energía anual que deberá abastecer el sistema de distribución de electricidad entre 610,6 GWh y 856,2 GWh.

De esta manera, se intentó crear un rango de futuros posibles de demanda de energía eléctrica con los cuales contrastar los resultados del trabajo, y servir para otros análisis que pudieran surgir durante la elaboración del mismo. Sin embargo, debe tenerse en consideración que este modelado tiene sus limitaciones inherentes a una aproximación teórica de la realidad, por lo que sus resultados deberían tomarse como una estimación de lo que se espera suceda en el futuro en base a ciertas premisas establecidas.

A9.2. Modelo econométrico para estimar potencia máxima

Para elaborar un modelo que sirviera para simular el crecimiento esperable de la potencia máxima en la demanda de electricidad se probó el desempeño del modelo descrito previamente, logrando también resultados aceptables.

El modelo para la potencia quedó entonces definido de la siguiente manera:

$$\ln POT = c + \beta_1 * \ln(TUR) + \beta_2 * \ln(TCRB_{EE.UU.}) + \beta_3 * ROD + \beta_4 * CD + \beta_5 * HIPER + \beta_6 * CC + \beta_7 * REC + \beta_8 * VOL + \varepsilon_t$$

Donde: *POT*: potencia eléctrica máxima anual per cápita

TUR: relación entre turismo total anual y población permanente¹⁴⁹

TCRB_{EE.UU.}: tipo de cambio real bilateral entre Argentina y EE.UU.

ROD, CD, HIPER, CC, REC y VOL: variables *dummies* (ver modelo para demanda de energía)

C y β_i constantes determinadas por el modelo

ε_t residuo del modelado

La estimación del modelo se realizó también para los años 1971 a 2018 a través del método de Mínimos Cuadrados No Lineales (NLS) con residuos autorregresivos (AR) y no presentó autocorrelación residual significativa, corroborado a través de los tests de Durbin-Watson (1,68) y Breusch-Godfrey, con un valor $p=0,56$ (Estadístico F 0,46).

149 Para detalles ver Anexo: Datos Poblacionales y Demanda de energía en San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Imagen A9.4.

Modelo de potencia eléctrica máxima para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, años 1971-2018.

Dependent Variable: LOG_POT_HAB
 Method: Least Squares
 Date: 04/13/21 Time: 15:19
 Sample (adjusted): 1971 2018
 Included observations: 48 after adjustments

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LOG_TUR_HABITANTE	-1.479901	0.136606	-10.83338	0.0000
LOG_TCRB	-0.230295	0.054896	-4.195139	0.0002
RODRIGAZO	0.426787	0.099029	4.309707	0.0001
CRISIS_DEUDA	-0.336138	0.076670	-4.384187	0.0001
HIPERINFLACION	-0.309616	0.080200	-3.860544	0.0004
CRISIS_CONVERTIBILID...	0.136862	0.085636	1.598195	0.1181
RECUPERACION	0.526860	0.063707	8.270083	0.0000
VOLCAN	-0.239443	0.139824	-1.712457	0.0948
C	9.368021	0.265731	35.25373	0.0000
R-squared	0.898150	Mean dependent var	5.561322	
Adjusted R-squared	0.877258	S.D. dependent var	0.369147	
S.E. of regression	0.129329	Akaike info criterion	-1.085553	
Sum squared resid	0.652314	Schwarz criterion	-0.734702	
Log likelihood	35.05326	Hannan-Quinn criter.	-0.952966	
F-statistic	42.98970	Durbin-Watson stat	1.675999	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Fuente: Elaboración propia con EViews.

El modelo econométrico obtenido entonces queda expresado en forma sencilla de la siguiente manera:

$$\ln POT = 9,37 - 1,48 * \ln(TUR) - 0,23 * \ln(TCRB_{EE.UU.})$$

También en este modelo estimado, tanto la variable $\ln(TUR)$ como $\ln(TCRB_{EE.UU.})$ son ambas significativas, y de coeficiente negativo (-1,48 y -0,23, respectivamente). Y el signo negativo de dichos coeficientes se explica en forma homóloga al caso del consumo de energía: por el hecho de que la relación entre turistas anuales y población permanente ha ido en disminución mientras que la potencia eléctrica máxima registrada per cápita POT aumenta en el tiempo; y por el efecto que se presume tiene la actividad económica -representada en forma indirecta en el modelo mediante el $TCRB_{EE.UU.}$ - sobre la demanda de energía (con su correlato en la potencia).

Los escenarios tendencial, optimista y pesimista utilizados fueron idénticos a los utilizados para la demanda de energía (ver Tabla A9.1), y a partir de ellos se obtuvieron los resultados para potencia eléctrica máxima que se podrían esperar en el período 2019-2040.

Tabla A9.3

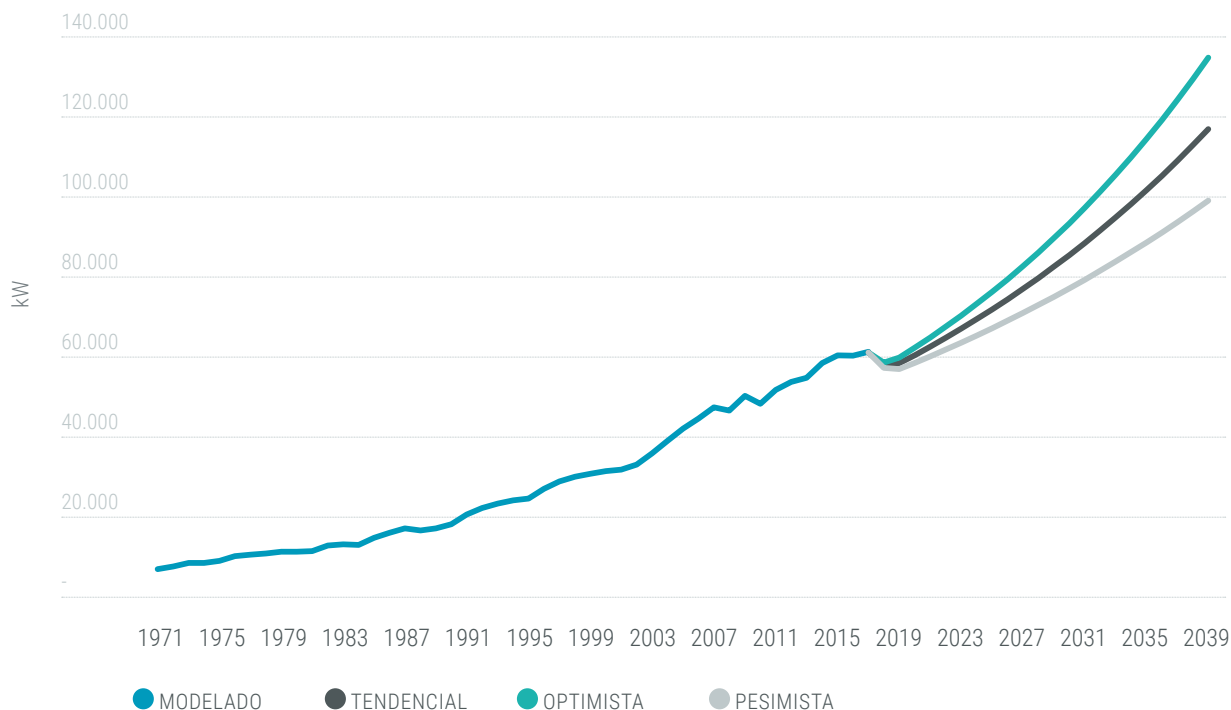
Prospectiva de potencia eléctrica máxima (kW) en los diferentes escenarios para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.

Potencia Eléctrica Máxima (kW)				Potencia Eléctrica Máxima (kW)			
Escenario	Tendencial	Optimista	Pesimista	Escenario	Tendencial	Optimista	Pesimista
Año				Año			
2019	56.815	57.508	56.126	2030	81.756	89.027	74.115
2020	57.304	58.779	55.795	2031	84.714	92.801	76.249
2021	59.377	61.270	57.402	2032	87.778	96.735	78.445
2022	61.525	63.868	59.055	2033	90.954	100.835	80.704
2023	63.751	66.575	60.756	2034	94.244	105.110	83.029
2024	66.057	69.397	62.506	2035	97.654	109.565	85.420
2025	68.447	72.339	64.306	2036	101.186	114.210	87.880
2026	70.923	75.405	66.158	2037	104.847	119.051	90.411
2027	73.488	78.602	68.063	2038	108.640	124.098	93.015
2028	76.147	81.934	70.024	2039	112.570	129.358	95.693
2029	78.902	85.407	72.040	2040	116.643	134.842	98.449

Fuente: Elaboración propia en base a EViews.

Imagen A9.5.

Potencia eléctrica máxima (kW) en los diferentes escenarios para San Carlos de Bariloche y Dina Huapi.



Fuente: CEB (años 1971 a 2018) y elaboración propia en base a EViews.

Nuevamente, estos escenarios posibles de la potencia eléctrica máxima que debería hacer frente el sistema energético de San Carlos de Bariloche y Dina Huapi, son estimaciones en base a una representación del pasado y una proyección con limitaciones impuestas por los escenarios propuestos. Sin embargo, aun con todas estas limitaciones, brindan un panorama de los valores del factor determinante en el suministro eléctrico de nuestra ciudad, tal cual está configurado el sistema actualmente.

Estos resultados brindan una herramienta importante para la planificación energética local ya que, de acuerdo a los resultados de la prospectiva, hacia el año 2040 serían esperables potencias máximas que van de los 98,5 MW a los 134,8 MW.



Anexo 10

**Historia del suministro eléctrico
en San Carlos de Bariloche.**

Los orígenes del sistema de suministro eléctrico en San Carlos de Bariloche se encuentran asociados a la historia misma de la ciudad. Según fuentes de la MSCB¹⁵⁰, “la primera mini-usina fue habilitada por los hermanos Parsons, Maceo y Alberto, en 1908. Don Benito Boock instaló la primera usina industrial en la calle Mitre 360 (se ignora fecha)”.

Hacia el año 1920, según Abalerón ^[82], se estima comenzó a operar la primera usina eléctrica. Y en textos asociados al Archivo Visual Patagónico¹⁵¹ (AVP) se menciona a uno de los pioneros de la localidad, Primo Capraro, como propietario de una usina eléctrica, sin fecha asociada. En fotografías del mismo archivo pueden observarse los avances en el tendido eléctrico en distintas zonas e incluso en la Imagen A10.1 pareciera registrarse una farola de alumbrado público en lo alto del poste que se ubicaba en el centro de la calle.

De acuerdo a los registros fotográficos del AVP, que recoge los del Archivo General de la Nación, y coincidiendo con lo mencionado en párrafos previos, puede establecerse que al menos para el año 1927 ya se encontraba operando la usina de Boock.

Imagen A10.1.

Vista hacia el edificio de la Usina eléctrica de Bariloche, propiedad del Sr. Benito Boock (Actual Paseo de la Catedral). Fotógrafo: Pablo Mange (hijo). Año 1927.



Fuente: Archivo Visual Patagónico.

Hacia fines de la década de 1920¹⁵² aproximadamente, se habilitaría la Usina hidroeléctrica de Puerto Moreno, cuyo edificio se ha mantenido (con modificaciones) hasta el presente, a unos 10 km al oeste del centro de la ciudad. De esta manera, se planteaba el abastecimiento para acompañar el desarrollo

150 Datos Históricos de la ciudad de San Carlos de Bariloche, 1902-2002.

151 <https://www.flickr.com/photos/archivovisualpatagonico/10425833943>

152 La más antigua referencia fotográfica encontrada de la edificación data de 1928, aunque no puede precisarse si se encontraba operativa.

turístico proyectado para la zona, con la construcción del hotel Llao Llao como máximo exponente en la segunda mitad de 1930.

Imagen A10.2.

Vista aérea de la Usina de Puerto Moreno.



Fuente: Departamento de Documentos Fotográficos, Archivo Visual Patagónico. Año (est.) 1940.

Entre la puesta en servicio de la Usina de Puerto Moreno y el año 1936, la misma perteneció a la Compañía San Martín, y en el año 1938 ya formaba parte de la Compañía de Servicios Públicos del Río Negro. Esta última brindaba el servicio eléctrico en otras localidades del entonces territorio nacional de Río Negro. Esto se desprende de las Memorias del Club Andino Bariloche (CAB) entre los años 1933 a 1937, y luego de 1938 hasta 1956, en las cuales se observa la publicidad de dichas compañías y la invitación a visitar la "Usina Hidráulica".

Imagen A10.3 (izquierda) e imagen A10.4 (derecha)

Hojas de publicidad en la Memoria del Club Andino Bariloche de 1932-1933 y 1937-1938, respectivamente.



Fuente: CAB.

Entre la puesta en servicio de la Usina Puerto Moreno y el comienzo de operación de la Usina Ing. Juan E. Pechón¹⁵³ en 1957, se desconoce que hayan entrado en funcionamiento otras centrales de servicio público considerables¹⁵⁴. Sin embargo, se presume que hacia el año 1950 la Usina de Puerto Moreno sumó a la generación hidroeléctrica equipos de generación térmica, según se desprende de las menciones en el Boletín Oficial de la República Argentina (ver Imagen A10.7).

Imagen A10.5.

Una de las turbinas hidráulicas y generadores en la Usina Puerto Moreno en 2021.



Fuente: elaboración propia.

¹⁵³ Usina térmica para generación eléctrica que se convertiría en la de mayor capacidad en Bariloche, ubicada en el barrio Ñireco.

¹⁵⁴ No se conoce información sobre la Usina del Hotel Llao Llao que se registra en el Archivo Visual Patagónico y habría estado en servicio en ese período de tiempo.

Una incorporación de potencia para generación eléctrica a tener en cuenta, aunque no se trate de una central de servicio público ya que su función ha sido abastecer el consumo interno, fue la Usina Hidroeléctrica Subof. My. Mec. Inst. Jorge Gette de las instalaciones del Ejército Argentino. Este aprovechamiento hidroeléctrico, compuesto por tres turbinas francis de eje horizontal de 100 kW cada una, comenzó su construcción hacia el año 1936 y la puesta en marcha oficial data de 1946.”¹⁵⁵

Según los registros hallados, el 16 de febrero de 1950, durante la presidencia del Gral. Juan Domingo Perón, se dispuso la expropiación de la Usina Puerto Moreno, ya por entonces descrita como “Central Hidráulico-Térmica”. Dicha expropiación se estima que formó parte de la nacionalización de distintos activos del sistema eléctrico en el marco del Decreto N° 22.389 de 1945 (ratificado por Ley N° 13.892) que le dio estructura a la Dirección Nacional de Energía. Pese a lo anterior, en el Boletín Oficial de la República Argentina del 24 de noviembre de 1950 se dejó sin efecto dicha expropiación ya que “los propósitos de interés general que se tuvieron en mira al incluir la Central Hidráulico-Térmica de propiedad de la Compañía de Servicios Públicos del Río Negro, Sociedad Anónima (...) han resultado modificados al presente por la aparición de nuevos hechos que hacen innecesaria la expropiación dispuesta.”

Imagen A10.6.

Instalaciones de la Usina del Ejército Argentino en 2021.



Fuente: elaboración propia.

155 Información suministrada por miembros del Ejército Argentino

Imagen A10.7.

Extracto del Boletín Oficial de la República Argentina del 22 de febrero de 1950, en el cual se publica el decreto que ordena la expropiación de la Central Hidráulico-térmica de Puerto Moreno.

SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA A SAN CARLOS DE BARILOCHE

Expropiase la Central Hidráulico-térmica, de la Cia. de Servicios Públicos de Río Negro (Pto. Moreno-Río Negro)

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Año del Libertador General San Martín DECRETO N° 3.580 — Bs. As., 16/2/50.

VISTO este Expediente M.T.C. número 13.818/45 y el memorial presentado en su oportunidad por un numeroso grupo de vecinos de San Carlos de Bariloche, en el Territorio Nacional del Río Negro en el que se denuncia la forma deficiente en la prestación del suministro de energía eléctrica por parte de la Empresa concesionaria, la Compañía de Servicios Públicos del Río Negro, hecho constatado por las autoridades municipales de San Carlos de Bariloche por intermedio de su oficina técnica, que ha verificado numerosas transgresiones; y CONSIDERANDO: Que es urgente regularizar la prestación del servicio público a la población de Bariloche para lo cual es preciso que la citada central eléctrica integre el sistema explotado por Agua y Energía Eléctrica con el objeto de lograr un adecuado ordenamiento y racional aprovechamiento de la producción de la misma a los fines señalados; Que por su parte, la Administración General de Parques Nacionales y Turismo requiere una eficiente y segura fuente de energía eléctrica para el funcionamiento del alambre-carril, próximo a habilitarse en el Cerro Castedal, y accesoriamente a la zona de Liao-Liao que se encuentra fuera de la jurisdicción de la Municipalidad de Bariloche y hasta donde la Compañía citada ha extendido sus líneas con autorización precaria de la Administración General de Parques Nacionales y Turismo; Que por las razones indicadas es necesario proceder a la expropiación aludida, concordante además con la política de recuperación para el Estado de los servicios públicos que se encuentran en poder de particulares; Que a los efectos de la expropiación corresponde que la misma sea realizada por la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Industria y Comercio de la Nación en razón de que es el organismo que tiene a su cargo como función específica la prestación del servicio público de energía eléctrica, en un todo de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 13.892 (Decreto - Ley N° 22.389/45); Que a los efectos de coordinar un plan de acción inmediato es precedente autorizar a la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica para que convenga todo lo necesario con la Administración General de Parques Nacionales y Turismo inclusive la transferencia temporal y precaria de la central referida; Que a los fines de la expropiación, la valuación de los bienes comprendidos en la misma y el ofrecimiento del precio deberá efectuarse conforme a las disposiciones del artículo 40° de la Constitución Nacional; Por ello y lo propuesto por los señores Ministros Secretarios de Estado en los Departamentos de Obras Públicas e Industria y Comercio, El Presidente de la Nación Argentina, Decreta:

Artículo 1° — Determinase que se encuentra comprendida en la declaración de utilidad pública contenida en el artículo 21° del Decreto-Ley N° 22.389/45 — Ley N° 13.892 — y por tanto sujeta a expropiación, la Central Hidráulico-térmica, obras anexas e instalaciones complementarias, de propiedad de la Compañía de Servicios Públicos del Río Negro, situado en Puerto Moreno, Territorio Nacional del Río Negro.

Art. 2° — Facílitase a la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Industria y Comercio de la Nación para que ofrezca por el artículo 1° de la suma que resulte en la valuación que practique conforme las disposiciones del artículo 40° de la Constitución Nacional.

Art. 3° — Autorízase a la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Industria y Comercio de la Nación para que proceda con arreglo a las disposiciones del artículo 17° de la Ley N° 13.894 y en caso de no existir avenimiento, inicia juicio de expropiación contra la Compañía de Servicios Públicos del Río Negro o contra los que resulten sus legítimos propietarios y realice los trámites necesarios para obtener la posesión de urgencia libre de ocupantes.

Art. 4° — Los fondos necesarios para atender las erogaciones que resulten de la expropiación que se dispone por el presente decreto, se efectuará con cargo al Fondo Nacional de la Energía.

Art. 5° — La Dirección General de Agua y Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Industria y Comercio podrá convenir directamente con la Administración General de Parques Nacionales y Turismo dependiente del Ministerio de Obras Públicas la transferencia temporal y precaria de la explotación de la central eléctrica a que se refiere el artículo 1° del presente decreto, como así la aplicación de los procedimientos técnicos y administrativos y demás condiciones que correspondan.

Art. 6° — El presente decreto será refrendado por el señor Ministro Secretario de Estado en el Departamento de Obras Públicas y los señores Ministros Secretarios de Estado, Miembros Permanentes del Consejo Económico Nacional.

Art. 7° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección General del Registro Nacional y previo conocimiento del Ministerio de Obras Públicas, pase a la Contaduría General de la Nación a sus efectos.

FERON,
José O. Barro. — Ramón A. Corraljo. — Roberto A. Arca. — Alfredo Gómez Morales. — Juan Pizarini.

Fuente: Boletín Oficial R.A.

Imagen A10.8.

Extracto del Boletín Oficial de la República Argentina del 24 de noviembre de 1950, en el cual se publica el decreto que deja sin efecto la expropiación de la Central Hidráulico-térmica de Puerto Moreno.

SE DEJA SIN EFECTO LA EXPROPIACION DE LA CENTRAL HIDRAULICO-TERMICA SITA EN SAN CARLOS DE BARILOCHE

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Año del Libertador General San Martín DECRETO N° 21.316. — Bs. As., 21/11/50.

VISTO el presente Expediente Número 5.101/50 (MIO), y CONSIDERANDO: Que los propósitos de interés general que se tuvieron en mira al incluir la Central Hidráulico-Térmica de propiedad de la Compañía de Servicios Públicos del Río Negro, Sociedad Anónima, en la declaración genérica de utilidad pública del Decreto N° 22.389/45, (Ley 13.892), han resultado modificados al presente por la aparición de nuevos hechos que hacen innecesaria la expropiación dispuesta; Por ello, y atento a lo propuesto por el Ministerio de Industria y Comercio de la Nación, El Presidente de la Nación Argentina, Decreta:

Artículo 1° — Déjase sin efecto el Decreto N° 3.580/50 de fecha febrero 16 de 1950, Año del Libertador General San Martín, por el que se disponía la expropiación de la Central Hidráulico-Térmica ubicada en la localidad de San Carlos de Bariloche, de propiedad de la Compañía de Servicios Públicos del Río Negro, Sociedad Anónima.

Art. 2° — El presente decreto será refrendado por el Señor Ministro Secretario de Estado en el Departamento de Obras Públicas y los Señores Ministros Secretarios de Estado, miembros perma-

mentos del Consejo Económico Nacional.

Art. 3° — Comuníquese, publíquese, dese a la Dirección General del Registro Nacional, pase a conocimiento de la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica y archívese.

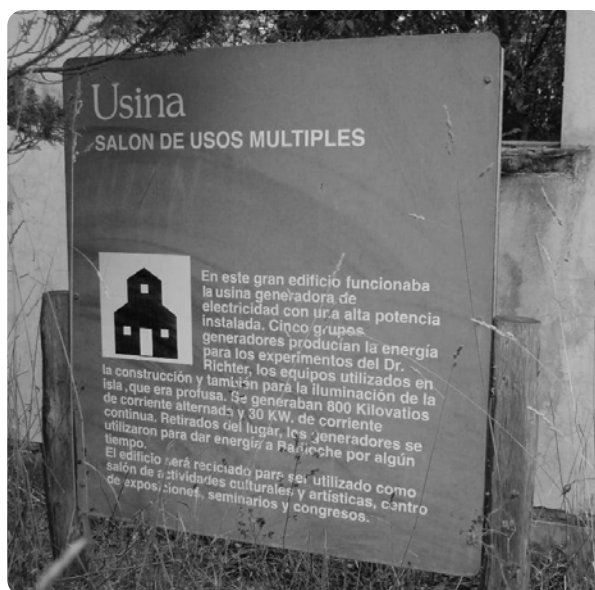
FERON
José O. Barro. — Juan Pizarini. — Ramón A. Corraljo. — Alfredo Gómez Morales. — Roberto A. Arca

Fuente: Boletín Oficial R.A.

Algunos equipos de generación térmica que formaron parte del servicio de generación eléctrica en la ciudad habrían provenido del desmantelamiento de las instalaciones en la isla Huemul, luego de que se cancelara el proyecto nuclear del Dr. Richter, alrededor del año 1952. De los 800 kW que habrían llegado a estar en funcionamiento en la isla, un poco menos de esa potencia se supone que formó parte del abastecimiento eléctrico de la ciudad.

Imagen A10.9.

Cartel en donde se funcionaba la Usina que abastecía de electricidad las instalaciones de la isla Huemul.



Fuente: elaboración propia.

A principios de la década de 1950, de acuerdo al relato del origen de la CEB, el servicio eléctrico era considerado deficiente, en términos generales, por los pobladores, lo que motivó la creación de la Cooperativa de Electricidad de Bariloche (CEB), fundada en septiembre de 1953¹⁵⁶. Entre la puesta en servicio de las primeras usinas de generación eléctrica y el traspaso de la concesión del servicio a la CEB, la principal compañía que brindó el servicio en la localidad fue la Compañía de Servicios Públicos del Río Negro.

En este período de transición entre concesionarios durante la década de 1950, el gobierno municipal adquirió el sistema de generación y transporte eléctrico operativo en la ciudad para luego cederlos a la recientemente creada CEB.

Para esta fecha, se estima que la única central operativa era la Usina de Puerto Moreno. Hacia el año 1957, según el Boletín Estadístico de Electricidad que elaboraba la Dirección Nacional de Energía y Combustibles (ver Imagen A10.11), en Bariloche se encontraban operativos para servicio público en la Usina Puerto Moreno 452 kW de potencia con motores diésel y 428 kW de potencia hidráulica.

¹⁵⁶ Ver ponencia "CEB, la empresa cooperativa multiservicios de Bariloche", Totonelli L.I.

Imagen A10.10.

Usina construida por Enrique Lunde e Ing. Napoleón Beveraggi para San Martín & Cía. Año de la fotografía (est.), 1950.



Fuente: Archivo Visual Patagónico.

Imagen A.10.11.

Boletín Estadístico de Electricidad. Dirección Nacional de Energía y Combustibles, 1957.

- 14 -

Nº	LOCALIDAD	EMPRESA	CLASE DE CENTRAL				PRODUCCION KWH
			DIESEL KW	VAPOR KW	HIDRO KW	TOTAL KW	
Cois. de NERQUE							
1	Nerque	Cooperativa	1.310			1.310	2.885.530
2	Zapala	"	397			397	728.700
Cois. de RIO NEGRO							
1	Choele Choel	Cooperativa	120			120	290.000
2	Ing ^a . Jacobacci	"	166			166	342.570
5	Huquíncho	"	57			57	76.247
4	San Antonio Oeste	"	472	500		972	656.852
5	San Carlos de Bariloche	"	452		428	880	4.736.450
6	Valcheta	"	56			56	49.085

Ya para el año 1958 (ver Imagen A10.12) se observa un aumento en la capacidad instalada, con 800 kW de máquinas a combustión interna (C.I) en la nueva Usina Ñireco (Ing. Pechón) aunque aún sin generación efectiva, y también una nueva máquina a vapor de 500 kW en la Usina Puerto Moreno, con registro de producción eléctrica para dicho año.

Imagen A10.12.

Boletín Estadístico de Electricidad. Dirección Nacional de Energía y Combustibles, 1958.

LOCALIDADES	CLASE		POTENCIA INSTALADA kW	CARGA MÁXIMA kW	PRODUCCION kWh	VENTA kWh	PÉRDIDAS kWh	USUARIOS
	(*)	(**)						
Pcia. de RIO NEGRO (Cont.)								
San Carlos de Bariloche	C.I.	A	800	750	-			
Bariloche	C.I.	A	452	-	2.729.940			
Puerto Moreno	H	A	428	-	1.351.640	3.785.810	1.177.018	2.454
"	V	A	500	850	369.230			
Valcheta	(h)	A	24	-	-			150
TOTALES			3.004	2.225	6.518.120	5.040.167	1.400.075	4.718

Posteriormente, hacia el año 1962 (ver Imagen A10.13), ya con la Usina Ing. Pechón en funcionamiento, la potencia instalada total de la ciudad se había incrementado de forma importante, hasta un valor de 4.410 kW entre potencia térmica e hidráulica.

Imagen A10.13.

Boletín Estadístico de Electricidad. Dirección Nacional de Energía y Combustibles, 1962.

POTENCIA INSTALADA, PRODUCCION, ENERGIA FACTURADA Y USUARIOS EN CAPITAL FEDERAL, PARTIDOS O DEPARTAMENTOS

JURISDICCION	Potencia instalada kW	Produc. miles kWh	Energía facturada miles kWh	Usuarios
MENDOZA (Continuación)				
San Rafael (56)	77.152	270.980	22.820	13.117
Santa Rosa	618	1.736	1.537	518
Tunuyán (55)	2.234	2.972	4.823	2.709
MISIONES (Departamentos)				
Apóstoles	585	965	775	1.124
Candelaria	53	56	46	131
Capital	4.872	12.211	12.046	6.315
Concepción	124	151	135	329
Eldorado (57)	633	1.162	1.304	1.585
General M. Belgrano	64	38	31	69
Guaraní	120	39	34	100
Iguazú	609	569	480	305
Leandro N. Alem	575	858	749	885
Líb. Gral. San Martín	370	651	497	341
Monte Carlo (57)	292	692	665	412
Oberá	1.360	1.900	1.566	1.480
San Ignacio	248	196	177	301
San Javier	124	172	160	206
San Pedro	126	98	84	178
Toay	124	46	42	138
NEUQUEN (Departamentos)				
Confluencia (58)	3.235	6.624	6.386	5.977
Chos Malal	159	269	207	403
Huiliches (59)	—	—	141	108
NEUQUEN (Continuación)				
Lacor	400	1.132	958	842
Lanquehue	25	60	52	127
Los Lagos	88	85	64	94
Picunches	168	130	102	171
Zapala	840	969	846	933
RIO NEGRO (Departamentos)				
Adolfo Alsina (60)	1.360	2.808	3.180	3.373
Avellaneda	1.125	1.474	1.234	1.110
Bariloche	4.410	7.316	5.167	3.378
Coneca	270	218	190	311
General Roca (61)	18.205	70.562	59.888	15.672
9 de Julio	156	84	72	68
Rosquines	62	65	46	26
Pichi Mahuida	920	1.248	980	1.064
San Antonio	704	1.386	1.221	1.275
Valcheta	241	124	109	303
25 de Mayo	560	563	499	720
SALTA (Departamentos)				
Anta	508	382	335	306
Cuchí	64	23	20	58
Cafayate	402	272	235	282
Candelaria	62	60	56	77
Capital (62)	12.260	16.090	27.919	23.021
Gral. M. M. de Güemes (63)	617	1.096	1.156	1.388

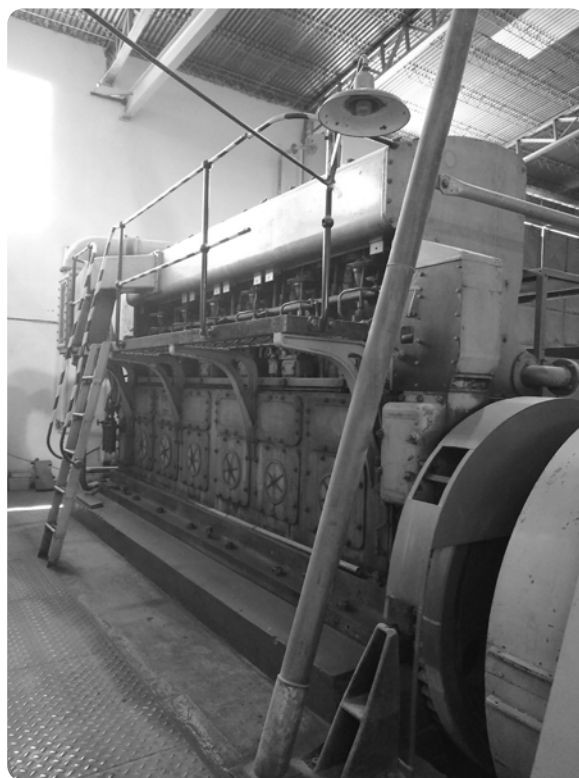
En el año 1968, la CEB encomendó a la Fundación Bariloche un estudio¹⁵⁷ para evaluar económicamente el potencial aprovechamiento hidroeléctrico de los arroyos Casa de Piedra y Jacob, en comparación con alternativas de generación diésel. Para esta época, la potencia de generación eléctrica en Bariloche

157 Alternativas de Equipamiento Eléctrico, San Carlos de Bariloche, 1970 - 1980. Sarraliet, H., Suárez, C., Fundación Bariloche, 1968.

estaba compuesta por: dos turbinas hidroeléctricas de 180 y 220 kW de potencia, un motor M.A.N. y un grupo FIAT -ambos diésel- de 550 y 1.550 kW de potencia, respectivamente, en la Usina Puerto Moreno; un motor Mirrlees diésel de 1.092 kW y un motor diésel G.M. de 800 kW en la Usina Pechón, y dos turbinas hidroeléctricas de la Usina Frey (lago Mascardi) de 1.200 kW (se desconoce fecha de construcción y puesta en servicio).

Imagen A10.14.

Motor Mirrlees en Usina Ing. Pechón, 2021.



Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a información suministrada por la CEB¹⁵⁸, el sistema de abastecimiento y distribución de la ciudad fue evolucionando históricamente de acuerdo a la localización de la demanda. En un principio, al estar localizada principalmente en la zona oeste (áreas cercanas a Llao Llao), justificó la ubicación de una central de abastecimiento en Puerto Moreno (Usina Pto. Moreno), como se puede observar en los registros.

158 Información obtenida mediante el gerente general de la Cooperativa, Dr. Federico Lutz, y la página de la empresa www.ceb.coop.

Posteriormente, al ir desplazándose el baricentro de carga y la demanda de energía hacia la zona del casco urbano de entonces, surgió la necesidad de la creación de otro centro de abastecimiento térmico en la zona aledaña al arroyo Ñireco (Usina Ing. Juan E. Pechón). No obstante, el crecimiento de la demanda en áreas del cerro Catedral y la expansión combinada con la atomización de barrios residenciales entre el casco urbano y la Usina Pto. Moreno, hacen que los dos centros de abastecimiento hayan mantenido su importancia relativa por bastante tiempo. De esta forma ambos centros de abastecimiento contribuyeron a abastecer las demandas máximas, funcionando con dos centros de distribución radiales vinculados con dos líneas de 13,2 kV.

Imagen A10.15.

Edificación donde habría funcionado la Usina del Hotel Llao Llao. Año (est.) 1950.



Fuente: Archivo Visual Patagónico.

A medida que fue creciendo la demanda de electricidad en la ciudad, se fueron reforzando las instalaciones de las usinas mediante la incorporación de motores diésel de mayor potencia y turbinas de gas.

En marzo de 1987 la Provincia de Río Negro habilitó la Línea 132 kV Alicurá - Pilcaniyeu - Bariloche (ALI-PIBA) con una estación transformadora (ET) 132/33/13,2 kV, vinculada al Sistema Eléctrico Nacional. La ET Bariloche se situó en la zona despoblada al este del casco urbano, en terrenos de la Estancia La Paloma, a unos 5 km del centro de la ciudad. Esto motivó que la CEB construyera 2 líneas de 33 kV para vincular la ET Bariloche con la ET Ñireco, ubicada en el centro de abastecimiento y distribución en la Usina Pechón. A partir de la interconexión, durante 2 años, el sistema funcionó con un solo centro de abastecimiento distante de los anteriores y de sus respectivas distribuciones radiales.

Imagen A10.16.

Turbina a gas de aproximadamente 3 MW en Usina Ing. Pechón, 2021.



Fuente: elaboración propia.

Las usinas térmicas de Puerto Moreno y Pechón, que contaban con una potencia instalada de 5.092 kW diésel y 8.920 kW de turbinas a gas, y 5.376 kW de motores diésel y 360 kW hidráulica¹⁵⁹, respectivamente, a partir de esa fecha comienzan a funcionar como reserva fría. Ambas centrales mantuvieron un rol importante dentro del abastecimiento del servicio, dada la situación de la ciudad de San Carlos de Bariloche ubicada en punta de línea, en una zona con clima desfavorable y con restricciones periódicas en el abastecimiento por fallas o déficit en el Sistema Interconectado Nacional, y fallas o cortes por mantenimiento en la LAT 132 kV y Estaciones Transformadoras.

El sistema, concebido para funcionar con dos centros de abastecimiento y distribución radial vinculados con líneas de 13,2 kV, comenzó a mostrar sus falencias al funcionar con un solo centro, con importantes caídas de tensión en las líneas de 13,2 kV que iban hacia el oeste, hasta la Usina Pto. Moreno. Posteriormente, la CEB efectuó importantes inversiones para recrear la situación precedente a la interconexión: se construyeron dos estaciones transformadoras de 33/13,2 kV, una en Usina Pechón (ET Ñireco) y otra en Usina Pto. Moreno (ET Puerto Moreno) con transformadores de 10 MVA, y una línea de sub-transmisión de 33 kV para transportar energía entre ambos centros de distribución radiales.

¹⁵⁹ Potencia declarada ante la Secretaría de Energía de la Nación en 2011 e informada en el Anexo 1 del Informe del Sector Eléctrico de dicho año.

Luego, dado el crecimiento de potencia en el casco urbano, y el crecimiento global que superaba la capacidad de transformación de los 20 MVA instalados, la CEB construyó una tercera estación transformadora (ET Cipresales) de 33/13,2 kV con otro transformador de 10 MVA, en cercanías del baricentro de carga y próximo a un nuevo gran usuario de 1,5 MVA (Bombas del Departamento Provincial de Aguas). Esta nueva ET, inicialmente de una única LMT de 33 kV de Al 95 mm², estaba vinculada hacia el este a la ET Ñireco y hacia el oeste con la ET Pto. Moreno, totalizando una capacidad de transformación en la ciudad de 30 MVA.

La última incorporación de potencia en ambas usinas fueron 3 motores MAN (2 para Usina Pechón y uno para Puerto Moreno) de aproximadamente 2 MW de potencia, provenientes de instalaciones de la CNEA en Pilcaniyeu durante la década de 1990.

Imagen A10.17.

Motor MAN en Usina Ing. Pechón, 2021.



En julio de 1996, la CEB recibió la concesión de explotación de la Central Hidráulica Mascardi, su Línea de Media Tensión (LMT) 13,2 kV Mascardi - Bariloche y la responsabilidad del abastecimiento a los usuarios de dicha LMT por 30 años, en compensación de una deuda importante que la Provincia de Río Negro mantenía con la CEB. A partir de esta fecha los 5 o 6 meses que hay condiciones hidráulicas, la CH genera¹⁶⁰ con dos turbinas de 500 kW, y aporta energía que disminuye la compra de energía a EDESA (proveedor acorde a Contrato desde ET Bariloche LAT ALIPIBA).

Posteriormente, se instaló un nuevo transformador de 10 MVA en la ET Ñireco para atender requerimientos de incrementos de demanda de potencia en la zona del casco urbano y la zona este del área servida. Entre 2004 y 2006 se amplió la ET Cipresales, poniendo en servicio un nuevo transformador de 10 MVA, y llegando la capacidad de transformación de 33/13,2 kV a 50 MVA.

¹⁶⁰ Ver Tabla A10.1

A fines del año 2006 se iniciaron las obras de la nueva LMT de 33 kV. Esta nueva LMT, conceptualmente es un nuevo electroducto, necesario para acompañar el crecimiento de Bariloche y su demanda en aumento. La nueva LMT fue diseñada para cumplir, por un lado, con el abastecimiento de las ampliaciones ET Cipresales y, por otro lado, para liberar de carga a las casi saturadas LMTs de 33 kV existentes en el momento desde la ET Bariloche. Esta obra permitió inyectar energía y potencia en proximidades del baricentro de carga, necesaria para acompañar el crecimiento del consumo.

En 2011 y parte de 2012 se concretó la ampliación de potencia de ET Puerto Moreno, duplicando de 10 a 20 MVA la capacidad de abastecimiento eléctrico a la zona oeste.

En 2011, dada la situación límite que empezaba a encontrarse en el sistema de abastecimiento, se instaló en un predio adyacente a la ET Bariloche un sistema de generación térmico modular de 20 MVA compuesto por 22 equipos de combustión interna Caterpillar, provistos por la empresa So Energy en el marco del programa Generación Distribuida del entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Esta central térmica fue incorporada al sistema de abastecimiento tanto para entrar en servicio y brindar potencia durante picos de demanda, como también para abastecer energía para una parte del consumo de la ciudad en caso de contingencias o durante mantenimientos programados de la LAT ALIPIBA.

Tabla A10.1

Centrales y máquinas para generación de energía eléctrica en San Carlos de Bariloche y área de servicio de la CEB, año 2021.

Nombre	Número de Máquinas	Potencia Nominal (kW)	Comentarios
CH Emilio Frey	2	1.600	
CT Ing. Pechón (Motores Diésel)	3	5.092	
CT Ing. Pechón (Turbogas)	3	8.920	
CT Puerto Moreno (Motores Diésel)	3	5.376	
CH Puerto Moreno	2	360	
CT Hospital Regional Dr. Ramón Carrillo (Motores Diésel)	1	103	Grupo de cogeneración, alta en año 2003.
CT Bariloche (Motores Diésel)	22	20.000	Central de generación ENARSA, So Energy. Alta en año 2011.

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

A partir de dicho momento, las Usinas Pechón y Puerto Moreno dejaron de cumplir con el rol de Reserva Fría ante cortes generales, ya que este rol le corresponde al nuevo agente generador. La Usina Pechón quedó ubicada en pleno casco urbano sin capacidad de ampliación y con instalaciones que no cumplen con la normativa¹⁶¹ para generación continua. Por su parte, la Usina Pto. Moreno quedó ubicada en plena zona turística a orillas del lago Nahuel Huapi con instalaciones que tampoco cumplen con la norma para generación.

¹⁶¹ Normativa ambiental nacional y local, referida a emisiones y niveles acústicos, así como almacenamiento y transferencia de combustibles, entre otras.

Tabla A10.2

Centrales y máquinas para generación de energía eléctrica en San Carlos de Bariloche y área de servicio de la CEB, año 2021.

	CH Emilio Frey	CT Ing. Pechón (Motor Diésel)	CT Ing. Pechón (Turbo-gas)	CT Puerto Moreno (Motor Diésel)	CH Puerto Moreno	CT Hospital Regional (Motor Diésel)	CT Bariloche (Motor Diésel)	Total
2002	5.671,0	507,0	43,0	81,0	459,0	-	-	6.761,0
2003	5.942,0	94,0	175,0	156,0	155,0	-	-	6.522,0
2004	6.020,0	297,0	185,0		155,0	177,0	-	6.834,0
2005	6.288,0	102,0	183,0	121,0	-	-	-	6.694,0
2006	6.205,0	111,0	249,0	195,0	-	-	-	6.760,0
2007	3.594,0	154,0	272,0	165,0	-	-	-	4.185,0
2008	5.898,7	56,5	220,5	113,7	-	-	-	6.289,4
2009	5.660,0	143,2	319,0	173,0	-	-	-	6.295,2
2010	5.038,1	3,6	22,9	23,9	-	-	-	5.088,6
2011	5.254,8	5,0	12,4	15,1	-	7,5	26,0	5.320,9
2012	4.448,0	26,0	36,0	73,0	36,0	-	6.000,0	10.619,0
2013	4.622,9	32,6	-	47,4	-	-	12.566,0	17.268,9
2014	4.854,9	49,8	-	77,0	-	-	8.690,0	13.671,7
2015	784,3	-	-	62,2	-	-	6.217,0	7.063,5
2016							8.649,0	8.649,0
2017							1.836,4	1.836,4
2018							2.088,2	2.088,2

Fuente: elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

Imagen A10.18.

Central Térmica Bariloche.



Fuente: CALF.

En mayo de 2016 se inició una nueva ampliación de la ET Cipresales con dos nuevos *boxes* antisísmicos y anti llama, habilitándose las nuevas instalaciones civiles y electromecánicas con un nuevo transformador de 20 MVA en abril de 2017. De esta forma, la ET cuenta con una capacidad de transformación y suministro de 30 MVA + 10 MVA de reserva.

Toda esta evolución básica del sistema de distribución fue acompañada, con una acotada expansión y adecuación del sistema de 13,2 KV y de Baja Tensión (BT) para abastecer el crecimiento de la demanda.

El sistema de MT se compone aproximadamente de unos 375 km de LMT, de las cuales unos 63 km se corresponden con el tipo constructivo subterráneo, unos 8 km son del tipo constructivo pre ensamblado en MT y el resto bajo el tipo constructivo aéreo convencional con columnas de acero, hormigón y postes de madera en zonas suburbanas-rurales. Por su parte, el sistema de Baja Tensión cuenta con alrededor de 760 km de Líneas de Baja Tensión (LBT) aérea y unos 93 km de LBT subterránea

En cuanto a la capacidad de transformación, entre las tres Estaciones Transformadoras (Ñireco, Cipresales y Puerto Moreno) se cuenta con una capacidad de 70 MVA más otros 20 MVA de reserva.

En la actualidad se está construyendo una cuarta estación transformadora, denominada ET Este, que en 2020 recibió el transformador de potencia de 20 MVA con el que la capacidad instalada total de la CEB alcanzará alrededor de 90 MVA firmes en su sistema de transformación a media tensión. Este último valor es el que podría alcanzar también la ET Bariloche, que recibió en 2020 un nuevo transformador de 30 MVA, instalado como reserva operativa hasta que se amplíe la capacidad de ALIPIBA.

En la actualidad la CEB continúa obteniendo el abastecimiento de energía eléctrica para la ciudad mayoritariamente a través del SIN con la LAT ALIPIBA, operada por la empresa EDERSA, mediante una ET -operada por Transener- en la Central Hidroeléctrica Alicurá que cuenta con dos transformadores 500/132 kV (el principal de 100 MVA y una reserva de 150 MVA), que pueden ser operados alternativamente y conectan a una doble barra de 132 kV que energiza a ALIPIBA. La CH Alicurá, concesionada hasta 2023, es operada en la actualidad por AES Argentina, tiene una capacidad instalada de 1.050 MW y tiene una generación muy variable de acuerdo al régimen hídrico del Comahue, pero en los últimos años promedia unos 150 GWh.

Esta única línea de unos 125 km de longitud, que también abastece la pequeña localidad de Pilcaniyeu, así como las localidades de la línea sur hasta Los Menucos, transporta la energía a la ET Bariloche de 132/33/13,2 y aproximadamente 60 MVA de capacidad, también operada por EDERSA.

Conforme fue creciendo la demanda de energía eléctrica, la LAT ha llegado a un estado de saturación en los meses de invierno en horario de máxima carga, ya que la demanda máxima es próxima a los 60 MVA¹⁶², muy próxima a la capacidad de transporte de la línea. De acuerdo a la CEB, la CT Bariloche comienza a operar y despacha energía cuando se alcanzan valores cercanos a los 54 MVA.

Entre 2015 y 2016, de hecho, se trajeron a la ciudad cinco equipos de generación térmica móviles con 2 MVA de capacidad cada uno¹⁶³ -similares a los previamente instalados en la CT La Paloma-, dado que se creía que la ciudad no iba a poder responder a la demanda en los picos con el abastecimiento proveniente de ALIPIBA y la generación térmica local.

La base operativa del sistema de distribución se ubica en Usina Pechón, donde se encuentra el Centro de Operaciones de Distribución (COD) de la CEB.

Si bien la construcción de la segunda línea de alta tensión proveniente de Alicurá se encuentra en etapa de proyecto y ha sido incluida en 2020 como obra prioritaria para el Sistema Interconectado Nacional¹⁶⁴, la fecha de concreción de la misma es incierta al momento de finalizar esta tesis.

162 Los registros eléctricos con los que se cuenta dan muestra de un máximo de potencia histórico de 60.044 kV el 3 de julio de 2018, con valores máximos de años anteriores y los sucesivos muy similares.

163 https://www.rionegro.com.ar/se-llevaron-los-generadores-que-trajo-pichetto-AARN_8057257/

164 En el documento "Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Eléctrica" de la Secretaría de Energía de la Nación del año 2020, se incluyeron en conjunto las obras de fortalecimiento del Sistema Eléctrico ALIPIBA y la interconexión a Villa La Angostura.

MAESTRÍA EN
ECONOMÍA Y POLÍTICA
ENERGÉTICO AMBIENTAL

Estudio de
prefactibilidad
para la instalación
de una **central
Termoeléctrica** a
base de **biomasa
forestal residual**
en San Carlos de
Bariloche

