



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ESTRATEGIAS DE NEGOCIOS PARA GRANDES CONSUMIDORES
EN EL NUEVO MARCO LEGAL DE ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

ROMINA PAMELA ROJAS VEGA

PROFESOR GUÍA:
NELSON MORALES OSORIO

MIEMBROS DE LA COMISION
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA
ALFREDO BERNAL ROJAS

SANTIAGO DE CHILE
DICIEMBRE 2009

ESTRATEGIAS DE NEGOCIOS PARA GRANDES CONSUMIDORES EN EL NUEVO MARCO LEGAL DE ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

A partir de las modificaciones a la ley general de servicios eléctricos realizada a través de los decretos con fuerza de ley N° 19.940 y N° 20.018, se establecieron condiciones especiales para los medios de generación no convencional provenientes de fuentes renovables. Sin embargo, el incentivo más importante se estableció con la ley N° 20.257 de fuentes de generación renovable no convencional (ley de ERNC), que obliga a las empresas generadoras a certificar entre un 5% y un 10% de la energía retirada por sus clientes finales mediante inyecciones de energía renovable no convencional (ERNC) en los sistemas SIC y SING mediante generación propia o contratada, estableciendo multas por megawatt hora no certificado. En consecuencia, la aplicación de esta ley a partir del 2010 fomenta el desarrollo de dichas tecnologías para los suministradores actuales del sistema así como para los nuevos inversionistas.

Por otro lado, dado que los grandes consumidores negocian directamente sus contratos de suministro eléctrico con las empresas de generación o distribución, requieren desarrollar una estrategia que evalúe los impactos de la nueva normativa; promoviendo un nuevo modelo de negocio entre las partes.

El objetivo de esta memoria es desarrollar modelos de negocio para grandes consumidores, que incorporen la entrada en vigencia de esta ley. Para ello, se evaluará la instalación de generación propia, la contratación de generación renovable no convencional o la negociación de nuevas condiciones contractuales. Se considerarán tecnologías de generación eólica, solar e hidráulica de pequeña escala. Además de las consecuencias globales en los sistemas SIC y SING de la aplicación de la ley N° 20.257.

En cada modelo se estudia las consideraciones técnicas, legales y económicas, con especial interés en las relaciones contractuales entre suministradores y clientes libres; y finalmente se compararán en función del sobrecosto final que producen. Se establecerán cuatro modelos de negocios: la instalación de centrales de generación mediante la creación de una nueva empresa de generación, la instalación de centrales operadas y comercializadas mediante una empresa de generación externa, contratos especiales para el suministro de la energía afecta a certificación y contratos de suministro aceptando los mayores costos por pago de multa o desarrollo de inversiones en estas tecnologías.

Como resultado de este estudio, se determinó que la tecnología más factible a desarrollar son las pequeñas hidráulicas por sus menores costos, gran potencial existente y experiencia en su operación; luego la tecnología eólica, que si bien tiene un costo superior a la energía hidráulica y es más innovadora en el mercado, aún es viable de desarrollar. Por último, las tecnologías solares presentaron costos muy superiores a las anteriores no siendo rentables para las condiciones actuales, pese a las condiciones inmejorables que se presentan en el país. En cuanto a la evaluación de los modelos de negocios, se determinó que la formulación de contratos de suministros especiales es la mejor alternativa; seguido por la instalación de generación propia, favoreciendo la que se opera y comercializa desde un generador externo en comparación a formular una empresa de generación. La alternativa más desfavorable es acepta el costo alternativo de la multa por energía no certificada al cliente, ya que produce un mayor sobrecosto que las alternativas anteriores.

He recorrido un largo camino para poder llegar a este momento. Años de estudios y dedicación que con la entrega de este trabajo están cerrando un ciclo. Para esto necesité trabajo duro, un apoyo familiar extraordinario y mucha suerte.

Quisiera dedicar este trabajo en primer lugar a mi familia: a mis padres Inés y Gustavo, a mi abuela y a mis hermanos Paola, Rodrigo y Pablo. Sé que todos han esperado y ansiado el fin de este camino por muchos años y que sé que siempre se han sentido orgullosos de mí.

Quisiera también dedicárselo con especial cariño a mi abuelo Reinaldo que sé que habría disfrutado enormemente este momento tanto como yo.

También agradezco a mis compañeros y amigos que he conocido estos años de estudios tanto en bachillerato como en ingeniería por las innumerables horas de estudio, historias, carretes y vivencias compartidas en especial a Ana, Iván, Oscar, Nelson y el resto del grupo.

Quisiera agradecer el apoyo de mi profesor guía Sr. Nelson Morales y de Sr. Alfredo Bernal con conjunto con la empresa Anglo American, ya que tanto su guía académica y soporte han sido indispensables para completar este trabajo.

A mis padres, hermanos y abuelos.

Índice General

1. Introducción	1
1.1. Motivación	2
1.2. Objetivo Principal	3
1.3. Objetivos Específicos	3
1.4. Alcances	3
1.5. Estructura de la Memoria	4
2. Sistema Eléctrico Chileno y Tecnologías de Generación Eléctrica	5
2.1. Sistema eléctrico chileno	6
2.1.1. Segmento de Generación	6
2.1.2. Evolución del mercado eléctrico desde la década del '90	8
2.1.3. Tecnologías Actualmente Masificadas en el Sector Eléctrico Chileno	9
2.1.4. Grandes Consumidores	11
2.2. Tecnologías en energías renovables no convencionales	14
2.2.1. Fuentes de Energías Renovables	14
2.2.2. Motivaciones para su desarrollo.	15
2.2.3. Barreras Generales de Implementación.	16
2.2.4. Contexto mundial de energías renovables no convencionales	17
2.2.5. Energía Eólica	20
2.2.6. Energía Solar	27
2.2.7. Pequeñas Hidroeléctricas	37
3. Situación actual y proyecciones para el desarrollo de ERNC en Chile	45
3.1. Situación Actual de las ERNC en Chile.	46
3.1.1. Marco Legal de desarrollo de ERNC	47
3.1.2. Mecanismos de desarrollo limpio con proyectos ERNC	53
3.1.3. Alternativas de financiamiento de proyectos ERNC	55
3.2. Efectos de ley para generación renovable no convencional	57
3.2.1. Antecedentes para evaluación de ERNC en el mercado chileno.	58
3.2.2. Metodología de desarrollo	64
3.2.3. Resultados	68
4. Marco de desarrollo de ERNC para un gran consumidor	78
4.1. Aspectos generales de Anglo American Chile	79
4.1.1. Divisiones de Anglo American	79
4.1.2. Proyectos y Expansiones	80
4.1.3. Consumo de electricidad en Anglo American	80

4.2. <i>Proyectos ERNC para Anglo American y estudios preliminares</i>	81
4.2.1. Estudios de energía eólica	82
4.2.2. Estudios de energía solar	90
4.2.3. Estudios de energía hidráulica	92
4.2.4. Conclusiones de estudios anteriores	96
4.3. <i>Efectos de Ley ERNC en consumos de Anglo American</i>	96
4.3.1. Antecedentes para evaluación de normativa	97
4.3.2. Alternativas de generación en ERNC para la empresa globalmente y por división	99
4.4. <i>Metas de Eficiencia energética</i>	101
4.4.1. Aplicación de proyectos ERNC en metas de eficiencia energética	102
5. Evaluación Técnica de los modelos de negocios.	105
5.1. <i>Antecedentes para formulación de modelos de negocios</i>	106
5.1.1. Efectos de ley ERNC en contratos de suministro.	106
5.1.2. Características generales de los modelos de negocios a considerar.	106
5.2. <i>Modelo 1: Empresa de generación</i>	107
5.2.1. Clasificación de la Central	107
5.2.2. Modelo de operación	108
5.2.3. Dimensionamiento de Central	108
5.2.4. Participación en el CDEC	109
5.2.5. Negocio Operacional	109
5.2.6. Negocio Comercial	112
5.2.7. Situaciones especiales de suministro	113
5.3. <i>Modelo 2: Instalación de unidades de generación</i>	114
5.3.1. Modelo de Operación	114
5.3.2. Dimensionamiento de central	115
5.3.3. Modelo de comercialización	115
5.3.4. Valorización de la energía y potencia	116
5.4. <i>Modelo 3: Contratos por compra de ERNC para certificar retiros</i>	117
5.5. <i>Modelo 4: Contrato directo con la empresa de generación</i>	118
6. Evaluación Económica de Modelos de Negocios	119
6.1. <i>Antecedentes Generales</i>	120
6.1.1. Costos de tecnologías estudiadas	120
6.1.2. Costos de conexión y líneas de transmisión	127
6.1.3. Antecedentes de los sistemas eléctricos SIC y SING	127
6.1.4. Antecedentes comunes para la evaluación.	131
6.2. <i>Evaluación económica preliminar de tecnologías</i>	133
6.2.1. Energía Eólica	133
6.2.2. Energía Solar	135
6.2.3. Energía Hidráulica	137
6.3. <i>Análisis económico de modelos planteados</i>	139
6.3.1. Modelo 1: Empresa de generación	139

6.3.2. Modelo 2: Instalación de unidades de generación	143
6.3.3. Modelo 3: Contratos por compra de ERNC para certificar retiros	144
6.3.4. Modelo 4: Contrato directo con la empresa de generación	146
6.3.5. Comparación de modelos de negocios	147
7. Discusión y conclusiones	152
7.1. <i>Discusión y conclusiones</i>	153
8. Referencias	155
9. Anexos	158

Índice de figuras, gráficos y tablas

Índice de Figuras

Fig. 2.1: Distribución de la matriz energética en el SING.	7
Fig. 2.2: Distribución de Matriz Energética en el SIC.	7
Fig. 2.3: Fuentes Primarias de Energías Renovables. KALTSCHMITT, MARTIN. STREICHER, WOLFGANG AND WIESE, ANDREAS. "Renewable Energy Technology, Economics and Environment". Springer. 2007.	15
Fig. 2.4: Posible distribución tecnológica de Energías Renovables en comparación a matriz global [6].	18
Fig. 2.5: Comparación de emisiones entre escenario 450 y referencia [9].	19
Fig. 2.6: Proyecciones de distintos tipos de generación según escenario 450 [9].	19
Fig. 2.7: Estructura de aerogenerador horizontal típico.	20
Fig. 2.8: Rosa de los vientos para distintas velocidades de viento e histrograma de velocidades del viento.	21
Fig. 2.9: Relación entre la frecuencia de ocurrencia del viento (a), la curva de potencia (b) y la energía final extraíble (c) [12].	23
Fig. 2.10: Dimensiones de Aerogeneradores en función de su potencia nominal.	24
Fig. 2.11: Esquema de conexión a la red de un aerogenerador o parque aerogenerador.	25
Fig. 2.12: Mapa con índices de radiación directa anual en Sudamérica.	27
Fig. 2.13: Esquema de distribución de distintas tecnologías de aplicación de generación solar.	29
Fig. 2.14: Conversiones energéticas de una central solar térmica. [12].	30
Fig. 2.15: Radiación Concentrada con concentradores parabólicos: (a) colector parabólico. (b) colector de Fresno.	30
Fig. 2.16: Descripción de una central solar termoeléctrica con un ciclo de vapor.	31
Fig. 2.17: Funcionamiento de colector parabólico.	31
Fig. 2.18: Modelos de Plantas Solar con Colectores Solares Parabólico con sistema híbrido.	32
Fig. 2.19: Concentradores con motores Stirling y esquema de funcionamiento.	32
Fig. 2.20: Funcionamiento de celda fotovoltaica.	33
Fig. 2.21: Cantidad de energía obtenida con paneles estáticos y con seguimiento de acuerdo a la hora.	34
Fig. 2.22: Esquema de Central Solar con paneles fotovoltaicos con celdas concentradas. [13].	35
Fig. 2.23: Ciclo Hidrológico, distintos tipos de aprovechamiento de aguas. [19].	37
Fig. 2.24: Curva para clasificar los años hidrológicos y curva de caudales medios diarios para un año normal. [19].	38
Fig. 2.25: Curva de caudales clasificados y variables a considerar para determinar el salto neto. [19].	39
Fig. 2.26: Diagrama de funcionamiento de una central con desvío de la corriente. [19].	40
Fig. 2.27: Central hidroeléctrica de embalse.	41
Fig. 2.28: Aplicaciones para distintas turbinas hidráulicas.	42
Fig. 3.1: Ciclo de proyecto de MDL para obtener la certificación de emisiones de CER's.	54
Fig. 4.1: Ubicación y descripción de divisiones de Anglo American Chile. [42].	79
Fig. 4.2: Promedio anual de velocidad del viento en las cercanías de las divisiones: (a) Los Bronces; (b) Mantos Blancos y (c) Chagres.	83
Fig. 4.3: Mapa del área de interés de Mantos Blancos, con las tres paradas indicadas anteriormente.	84
Fig. 4.4: Mapa del área de interés de Los Bronces, con las tres paradas indicadas anteriormente.	85
Fig. 4.5: Rosa de los Vientos de los datos recolectados por la Fundación Chagres.	86
Fig. 4.6: Ubicación geográfica de localizaciones en mapa topográfico de la zona.	86
Fig. 4.7: Frecuencia de ocurrencia de la velocidad del viento para 01/2003 locación 1 y 2 (izquierda a derecha).	87
Fig. 4.8: Posibles configuraciones de parques eólicos dependiendo de su capacidad y ubicación.	88
Fig. 4.9: Gráfico de potencia y energía con el aerogenerador en cerro Altos de Llay-Llay y terreno de la empresa.	89
Fig. 4.10: Instalaciones de La Ermita, compuertas de bocatoma.	92
Fig. 5.1: Operación de generador neto.	108
Fig. 5.2: Esquema del sistema de transmisión chileno.	112
Fig. 5.3: Modelo contractual entre empresa de generación, suministrador principal y cliente.	113
Fig. 5.4: Modelo de operación en isla parcial.	114
Fig. 5.5: Modelo de comercialización de la central ERNC del cliente libre mediante un generador externo.	115
Fig. 5.6: Modelo de comercialización de la central ERNC del cliente libre mediante el mismo suministrador.	116
Fig. 5.7: Modelos contractual para certificar cuotas ERNC mediante contratos exclusivos de suministro ERNC.	117

Índice de Gráficos

Gráfico 2.1: Generación eléctrica bruta entre SIC y SING (1996 -2008).....	8
Gráfico 2.2: Evolución de precios de nudo en el SIC y SING	9
Gráfico 2.3: Restricciones de gas natural argentino en relación con cantidad demandada	11
Gráfico 2.4: Capacidad de renovables no convencionales para los 6 países top de desarrollo (2008) [10].	17
Gráfico 2.5: Inversiones globales en energías renovables por región. (2004 -2007) [11].....	18
Gráfico 2.6: Curva de Potencia de un aerogenerador de 2 MW.	23
Gráfico 2.7: Aumento progresivo de a nivel mundial y distribución de productores de aerogeneradores al 2008.[10]	26
Gráfico 2.8: Irradiación Global Anual, En Plano Horizontal de la 1ª Región a la Metropolitana.[16]	28
Gráfico 2.9: Variación de la radiación horariamente y anualmente para Calama.[16].....	28
Gráfico 2.10: Variación de la radiación mensual para distintas inclinaciones durante Febrero en Calama.[16]	29
Gráfico 2.11: Desarrollo de tecnología fotovoltaica conectada a red en forma global en los últimos 4 años.[10]	35
Gráfico 2.12: Composición actual mundial de centrales CSP.[18]	36
Gráfico 2.13: Crecimiento esperado de generación solar concentrada. (CSP)[18].	36
Gráfico 2.14: Potencial hidroeléctrico por continentes. [19]	43
Gráfico 3.1: Distribución de tecnologías actualmente instaladas.....	46
Gráfico 3.2: Porcentaje exento de peaje troncal en función del excedente de potencia.....	48
Gráfico 3.3: Porcentaje de capacidad reconocida para certificar cuotas.	52
Gráfico 3.4: Proyección de demanda futura del SIC en base a operación real. [25]	58
Gráfico 3.5: Comparación de tasas de crecimiento proyectadas y las del informe de precios de nudo.	58
Gráfico 3.6: Proyección de demanda futura del SING en base a operación real.[24].....	59
Gráfico 3.7: Distribución de generación actualmente disponible.....	62
Gráfico 3.8: Distribución de generación estimada por la CNE.	63
Gráfico 3.9: Distribución de generación de proyecto de SEIA.	64
Gráfico 3.10: Distribuciones Tecnológicas para los antecedentes recolectados	64
Gráfico 3.11: Energía a certificar cuotas de ERNC por casos – Periodo 1.....	68
Gráfico 3.12: Energía a certificar cuotas de ERNC por casos – Periodo 2.....	68
Gráfico 3.13: Comparación de Cuota de ERNC teórica y esperada por caso- Periodo 1	69
Gráfico 3.14: Comparación de Cuota de ERNC teórica y esperada por caso- Periodo 2	69
Gráfico 3.15: Energía Retirada a certificar por caso y energía proyectada por CNE.....	70
Gráfico 3.16: Porcentaje Excedente Total producido con las proyecciones de la CNE.....	71
Gráfico 3.17: Porcentaje de energía proyectada necesaria para cumplir las cuotas.	71
Gráfico 3.18: Porcentaje de Proyectos Aprobados en SEIA para cumplir cuotas	72
Gráfico 3.19: Porcentaje de Proyectos Aprobados y en calificación en SEIA para cumplir cuotas	72
Gráfico 3.20: Potencia acumulada necesaria a instalar para cubrir cuotas	73
Gráfico 3.21: Potencia acumulativa para caso con fuerte desarrollo hídrico – Alternativa 1.....	74
Gráfico 3.22: Potencia acumulativa para caso con desarrollo a la par – Alternativa 2	75
Gráfico 3.23: Potencia acumulativa para caso con desarrollo hídrico y solar – Alternativa 3	76
Gráfico 4.1: Distribución de Consumos de Anglo American para todas sus divisiones.	80
Gráfico 4.2: Variaciones Anuales de Energía 2004 – 2008.[26].....	81
Gráfico 4.3: Curva de demandas máximas mensuales típica en división Los Bronces.	81
Gráfico 4.4: Curva de carga diaria típica en Chagres.	81
Gráfico 4.5: Radiación Mensual esperada en las divisiones Mantos Blancos y Mantoverde.....	91
Gráfico 4.6: Radiación horaria para día de invierno y verano medido horizontalmente sobre la superficie.....	91
Gráfico 4.7: Caudal Total disponible para La Ermita.	92
Gráfico 4.8: Curvas de Potencia Teóricas y curva de potencia teórica de los años de funcionamiento de la central.	93
Gráfico 4.9: Potencia promedio histórica con turbina Francis operativa con la potencia teórica más cercana.	93
Gráfico 4.10: Simulación de energía, factor de carga y potencia generada por La Ermita con maquinas nuevas y antiguas.....	94
Gráfico 4.11: Caudales de estero San Francisco por probabilidad de excedencia.....	95
Gráfico 4.12: Potencia extraíble por PE [%] para altura de 150 m y 100 m respectivamente.	95
Gráfico 4.13: Estimación de inversiones en obra gruesa para las tres centrales abastecidas por el estero.	95
Gráfico 4.14: Energía Retirada del SIC y SING por las divisiones de la empresa.	97
Gráfico 4.15: Retiros de energía a certificar cuotas ERNC.....	98
Gráfico 4.16: Porcentaje actual de cumplimiento de cuotas.....	98
Gráfico 4.17: Energía a certificar cuotas ERNC por división.	99
Gráfico 4.18: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas globales de la empresa	99
Gráfico 4.19: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división Los Bronces.....	100
Gráfico 4.20: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división El Soldado.....	100
Gráfico 4.21: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división Chagres	100
Gráfico 4.22: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división Mantos Blancos.....	101

Gráfico 4.23: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división Mantoverde	101
Gráfico 4.24: Progresión de reducciones de emisiones de carbono y consumos de energía.....	102
Gráfico 4.25 Contribución de electricidad a las emisiones de CO ₂ e por división y en total de la compañía.....	103
Gráfico 4.26: Reducción anual de emisiones de CO ₂ considerando energía afecta de cuotas ERNC entre 2010 y 2014	104
Gráfico 6.1: Costos medios considerando casos de inversión y factores de planta.	127
Gráfico 6.2: Costos Marginales proyectados para el SING y SING.	128
Gráfico 6.3: Variación del precio de contrato y VAN asociado para proyectos de rentabilidad del 15% - Energía Eólica	133
Gráfico 6.4: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato de energía eólica - caso sin cuotas.....	134
Gráfico 6.5: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato de energía eólica - caso con cuotas.....	134
Gráfico 6.6: Precio de contrato de energía con atributo ERNC y sin atributo ERNC. – energía eólica.....	135
Gráfico 6.7: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato – tecnología fotovoltaica.	136
Gráfico 6.8: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato – tecnología solar termoeléctrica.	136
Gráfico 6.9: Variación del precio de contrato y VAN para proyectos de rentabilidad del 15% - energía hidráulica.....	137
Gráfico 6.10: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato de energía hidráulica - caso sin cuotas.....	138
Gráfico 6.11: Variación del VAN y la rentabilidad frente a distintos costos marginales del sistema. – Tecnología hidráulica	138
Gráfico 6.12: Energía instalada, excedentaria y requerida para el cumplimiento de cuotas ERNC.....	140
Gráfico 6.13: Precio de contrato respecto a VAN y rentabilidad para centrales construidas al 2015.....	140
Gráfico 6.14: Precio de contrato respecto a VAN y rentabilidad para centrales construidas en etapa al 2020.	141
Gráfico 6.15: Precio de contrato respecto a VAN y rentabilidad para centrales construidas en etapa al 2025	141
Gráfico 6.16: Sobrecosto que produce el modelo de empresa de generación.	142
Gráfico 6.17: Sobrecosto que produce el modelo de instalación de unidades de generación.	144
Gráfico 6.18: Comparación entre energía contratada y requerida – Modelo 3.....	145
Gráfico 6.19: Precio de energía contratada con atributo para cada caso de estudio.....	145
Gráfico 6.20: Sobrecosto que produce por modelo de contratación de ERNC para ambos casos de estudio.	146
Gráfico 6.21: Pago de Multas por división – Modelo 4.....	147
Gráfico 6.22: Sobrecosto que produce al pagar por las multas asociadas a no cumplimiento – Modelo 4	147
Gráfico 6.23: Resumen del sobrecosto en los distintos modelos considerados	148
Gráfico 6.24: Variación de sobrecosto en modelo 3 para los dos casos en función del precio de contrato de energía hidráulica.	149

Índice de Tablas

Tabla 2.1: Emisiones actuales de CO ₂ y proyecciones futuras [9].....	19
Tabla 2.2: Caracterización del Potencial Eólico dependiendo de la densidad de potencia.	22
Tabla 2.3 Eficiencia tecnológica de distintos materiales fotovoltaicos.[12].....	34
Tabla 2.4: Factor k dependiendo de tipo de turbina hidráulica a utilizar.....	39
Tabla 3.1: Capacidad instalada de ERNC hasta diciembre del 2008 por sistema.	46
Tabla 3.2: Potencial técnicamente factible a instalar por tecnología.[20]	47
Tabla 3.3: Medios de generación no convencional establecidos en la ley de ERNC.....	51
Tabla 3.4: Procesos de Licitación realizados con anterioridad a la publicación de la ley.[40]	59
Tabla 3.5: Factores de Plantas de Tecnologías ERNC	60
Tabla 3.6: Centrales Actualmente instaladas que certifican cuotas ERNC.[35][36][37].....	61
Tabla 3.7: Centrales en construcción a la fecha que certifican cuotas ERNC.[24][25]	61
Tabla 3.8: Generación Actualmente disponible para certificar cuotas.[24][25]	61
Tabla 3.9: Generación estimada de centrales propuestas por la CNE.[24][25].....	63
Tabla 3.10: Generación estimada de proyectos en estudio de impacto ambiental por tecnología. [41]	63
Tabla 3.11: Calculo de Energía Afecta a Certificación	65
Tabla 3.12: Casos de Estudio dependiendo de contratos clientes libres.....	66
Tabla 3.13: Cumplimiento de cuotas de ERNC para caso base.....	70
Tabla 3.14: Energía cubierta de ERNC inyectada según casos.....	70
Tabla 3.15: Generación proyectada ajustada a energía a certificar final para el 2019.	71
Tabla 3.16: Datos utilizados para la simulación de escenarios.....	73
Tabla 3.17: Distribución tecnológica durante los años de estudio – Alternativa 1	74
Tabla 3.18: Potencia a instalar por cada periodo de tiempo – Alternativa 1	74
Tabla 3.19: Distribución tecnológica durante los años de estudio – Alternativa 2.....	75
Tabla 3.20: Potencia a Instalar por cada periodo de tiempo – Alternativa 2	75
Tabla 3.21: Distribución Tecnológica durante los años de estudio – Alternativa 2.....	76
Tabla 3.22: Potencia a Instalar por cada periodo de tiempo – Alternativa 3	76
Tabla 4.1: Datos Técnicos Generales de Anglo American – 2008.[26].....	80
Tabla 4.2: Tecnologías Aplicables dado condiciones geográficas y climáticas.....	82

Tabla 4.3: Coordenadas de tres posibles zonas de medición	84
Tabla 4.4: Coordenadas de tres posibles zonas de medición para Los Bronces	85
Tabla 4.5: Características técnicas del aerogenerador y curva de potencia modelo Vensys V77	89
Tabla 4.6: Generación estimada para todas las opciones de instalación de un parque eólico.	89
Tabla 4.7: Resumen de costos operacionales.....	94
Tabla 4.8: Generación eléctrica [MWh] proyectada en La Planchada.	96
Tabla 4.9: Consumos afectos a certificación proyectados para la empresa por división entre 2010 y 2025.	97
Tabla 4.10: Proyectos Actuales en Desarrollo	98
Tabla 4.11: Factores de conversión para electricidad a energía y emisiones de carbono.	102
Tabla 4.12: Cálculo de emisiones desplazadas por energía afecta a certificación de cuotas ERNC.	103
Tabla 5.1: Características de modelos de negocios en estudio	107
Tabla 6.1: Costos de Instalación de parques eólicos al 2005.[12]	120
Tabla 6.2: Centrales eólicas en construcción o planeamiento. [41]	121
Tabla 6.3: Costos y proyecciones de centrales fotovoltaicas en California. [12][27]	122
Tabla 6.4: Costos y detalles de distintas centrales solares termoeléctricas con cilindros parabólicos.[28].....	123
Tabla 6.5: Distribución de costos presentes y proyectadas en base a distintos antecedentes.[17]	123
Tabla 6.6: Distribución típica de costos de una central hidráulica.	124
Tabla 6.7: Proyectos actualmente en SEIA de centrales hidráulicas menores a 20 MW.[41]	125
Tabla 6.8: Valores de inversión, operación para determinar costos medios de tecnologías.	125
Tabla 6.9: Factores de plantas sensibilizados según característica del recurso asociado.....	126
Tabla 6.10: Cálculos para determinar los valores medios por tecnología.....	126
Tabla 6.11: Costos típicos para la conexión a redes de transmisión.	127
Tabla 6.12: Porcentaje de peaje asociado por ubicación de divisiones de Anglo American.[25][24].....	128
Tabla 6.13: Presupuesto anual calculado en base a potencia total de generadores menores 300 MW.	129
Tabla 6.14: Precios de informes de precios de nudo a Abril del 2009 (SIC y SING).[24][25]	129
Tabla 6.15: Datos del sistema para cálculo aproximado de potencia firme de centrales ERNC.	129
Tabla 6.16: Potencia firme asociada a cálculo simplificado y casos sensibilizados.	130
Tabla 6.17: Costos de inversión en ingreso de proyectos a MDL.[21]	130
Tabla 6.18: Precios de Contrato CERs[23].....	130
Tabla 6.19: Precios de multa en US\$ y valor futuro de la energía.	131
Tabla 6.20: Valor residual de las inversiones tecnológicas.....	132
Tabla 6.21: Fórmulas para el flujo de caja general.....	132
Tabla 6.22: Potencia a instalar por periodo [MW] – Modelo empresa de generación.....	139
Tabla 6.23: Inversión inicial y costos de O & M – Modelo empresa de generación.....	139
Tabla 6.24: Resumen final de valorización de centrales de acuerdo a los precios de contratos establecidos.....	142
Tabla 6.25: Costo actual total de la energía a instalar, por concepto de precios de contrato.- Modelo 1.....	143
Tabla 6.26: Precio de atributo a pagar por gran consumidor.	143
Tabla 6.27: Costo actual total de la energía a instalar, por concepto de precios de contrato.- Modelo 2.....	144
Tabla 6.28: Potencia a contratar por periodo y caso de estudio – Modelo 3.....	145
Tabla 6.29: Costo actual total de la energía a contratar a de precios de contrato.- Modelo 3.....	146
Tabla 6.30: Costo actual total de pagar el costo equivalente en de la multa por no certificación de cuotas – Modelo 4.	147
Tabla 6.31: Cuadro comparativo de modelos estudiados.	150

Capítulo 1

1. Introducción

En el presente capítulo se entrega el marco general en que se desarrolla esta memoria respecto a las motivaciones personales y antecedentes generales que le dan fundamento a su desarrollo. Se establecen los objetivos principales, secundarios y la estructura del trabajo empleada. La memoria se realiza en torno al desarrollo de energías renovables no convencionales desde la perspectiva de los grandes consumidores por lo cual este trabajo se hace en conjunto con la empresa minera Anglo American Chile.

1.1. Motivación

Las ERNC, son energías obtenidas en procesos de transformación que no se consumen ni se agotan en una escala humana y tienen un menor grado de aprovechamiento y penetración en los mercados energéticos. Entre las energías que comúnmente se consideran: la eólica, solar, pequeñas hidráulicas, y mareomotriz; dependiendo del proceso productivo pueden incluirse además las plantas geotérmicas, de biomasa y la cogeneración. Estas centrales además de tener menores impactos ambientales, generan menos emisiones de gases contaminantes y entregan mayor seguridad de suministro al diversificar las fuentes de generación eléctrica y permitir la participación de nuevos actores en el mercado.

En Chile en los últimos años, como modo de contribuir a los objetivos de seguridad del suministro y sustentabilidad ambiental de las políticas energéticas, se ha desarrollado una serie de incentivos para fomentar el desarrollo de centrales con ERNC. Los primeros se desarrollaron en la Ley Corta I y II y su reglamentación estableciendo una exención del pago del peaje troncal en forma parcial o total, una nueva categorización de las pequeñas empresas de generación que les permite competir de mejor forma frente a las grandes empresas; además de subsidios a investigación y estudios de proyectos mediante el fondos CORFO y datos de la CNE. El segundo y más significativo fue el establecido en la Ley de Energías Renovables no Convencionales aprobada el 2007 que obliga a las empresas generadoras a certificar desde el 5% de sus retiros del sistema, este porcentaje aumenta gradualmente hasta un 10%; utilizando inyecciones de ERNC propias o contratadas de todos los sistemas. Esta ley implica la necesaria incorporación de tecnologías que se categoricen como ERNC, lo que genera una oportunidad de negocio para todos los actores del sector eléctrico y una obligación para las empresas generadoras que se traspasan a sus clientes.

Por otro lado, Anglo American Chile (AACH), empresa minera de cobre con una importante participación en el mercado, cuenta con cinco divisiones productivas a lo largo del país, produce anualmente 620.000 toneladas de mineral y consume cerca de 191 MW entre todas sus divisiones en los sistemas eléctricos SIC y SING. La empresa es parte del grupo Anglo American, líder mundial en la extracción de minerales y recursos naturales en todo el mundo, que ha desarrollado una serie de proyectos a nivel global para todas sus operaciones que impliquen un mejoramiento de sus estándares de rendimiento, la principal son sus metas de eficiencia en el uso de la energía, la reducción de emisiones contaminantes y el buen uso del agua. En términos generales establecen mejorar en un 15% la eficiencia en el uso de la energía y reducir las emisiones de CO₂ en un 10%.

El nuevo marco legal busca potenciar el desarrollo de ERNC en el país, lo que lleva a todos los actores del sistema a estudiar sus consecuencias en sus líneas de negocios y en los costos energéticos futuros. Una de dichas alternativas es la instalación de sus propias centrales versus aceptar las nuevas relaciones contractuales de las empresas suministradoras; estudiando los efectos que tienen en sus políticas ambientales, en especial, con las referentes a sus metas de eficiencia energética y desarrollo sustentable.

1.2. Objetivo Principal

Comparar modelos de negocios desde el punto de vista de un gran consumidor para enfrentar los cambios normativos con la aplicación de la ley 20.257 que establece el cumplimiento de cuotas de energía ERNC para los generadores del sistema. Se busca comparar el desarrollo de generación propia para cumplir cuotas frente a aceptar las nuevas condiciones del mercado. Para ello se considerarán tres tecnologías de ERNC para desarrollar (eólica, solar y pequeñas hidráulicas) y se evaluará en cada modelo las implicancias técnicas, legales o contractuales y económicas en su aplicación.

1.3. Objetivos Específicos

- Estudiar las características del mercado eléctrico, en especial del sector de generación, las barreras e incentivos para el uso de estas tecnologías y las relaciones contractuales entre suministradores de servicios eléctricos y grandes consumidores.
- Estudiar distintas fuentes de generación de ERNC en base a las que pueden desarrollarse de mejor manera para los objetivos del gran consumidor.
- Normativa legal que implica el desarrollo de proyectos para la generación en base a tecnologías de ERNC.
- Estudiar implicancias globales en los sistemas eléctricos afectos a certificación de la aplicación de la ley para estimaciones del mercado futuro de estas tecnologías en el país.
- Estudiar las capacidades de instalación y tipos de tecnologías para todas las divisiones del consumidor, así como los requerimientos que permitan alcanzar las metas establecidas a nivel mundial.
- Estudiar los efectos de cada modelo en las metas de eficiencia energética del gran consumidor considerado.
- Plantearse diferentes metodologías para incluir generación propia en base a ERNC para participar del negocio de generación o la instalación de tecnologías en sus divisiones.

1.4. Alcances

Los antecedentes obtenidos para el desarrollo de este trabajo en su parte teórica provienen de datos nacionales y experiencias internacionales. Los datos para el estudio global del sistema eléctrico chileno, y específicamente, para el consumidor considerado se obtuvieron de antecedentes de libre disposición por los organismos nacionales de regulación del mercado (CDEC's y CNE) e información de internet.

Se estudian sólo tres de las tecnologías renovables: eólica, solar y pequeñas hidráulicas ya que son las que tienen mayor potencial de desarrollo en las divisiones del consumidor.

Para la formulación de modelos de negocios se consideraron las relaciones contractuales existentes a la fecha y los requerimientos energéticos de la empresa en el mediano plazo. Las centrales evaluadas se dimensionaron en base a las necesidades del gran consumidor en forma global dentro del marco de cada modelo de negocio, no incluyendo la instalación de ninguna planta específica sino las necesarias para el cumplimiento de cuotas ERNC.

1.5. Estructura de la Memoria

En el capítulo 1, se establece el marco de desarrollo de la memoria indicando objetivos a cumplir y las motivaciones para realizar este trabajo.

En el capítulo 2, se entrega un marco general del funcionamiento del mercado eléctrico y un estudio de las alternativas de generación renovable no convencional consideradas para esta memoria.

En el capítulo 3, se detalla el marco legal, técnico y recursos existentes para el desarrollo de tecnologías renovables en el país; y en una segunda parte, se estudian las consecuencias de la aplicación de la ley de ERNC en los sistemas afectos a certificación.

En el capítulo 4, se destacan las características del gran consumidor, Anglo American Chile y los antecedentes de desarrollo tecnológicos presentados por la empresa y el cumplimiento de metas de eficiencia energética con la aplicación de la ley de ERNC.

En el capítulo 5, se estudian los modelos de negocios con los que se busca enfrentar las consecuencias de la nueva normativa desde sus aspectos técnicos y contractuales.

En el capítulo 6, se analizan los costos de generación por tecnologías, una evaluación preliminar para estudiar los precios de contratos necesarios para su viabilidad comercial, un análisis económico de cada modelo de negocio planteado y una evaluación comparativa de ellos en función del sobre costo energético que enfrentan dichas tecnologías en el mercado.

En el capítulo 7, se presentan la discusión sobre las consecuencias de la aplicación de la ley para un gran consumidor, conclusiones generales de la memoria y el trabajo futuro a realizar.

Capítulo 2

2. Sistema Eléctrico Chileno y Tecnologías de Generación Eléctrica

El siguiente capítulo tratará de la documentación relevante en el desarrollo de esta memoria. En primer lugar, explica cómo se desenvuelve el mercado eléctrico chileno su comportamiento en la últimas dos décadas, se comentarán los aspectos técnicos y económicos más relevantes de las tecnologías de generación actualmente masificadas; y los aspectos claves de la relación entre generadores y clientes libres. A continuación, se entrega el marco de desarrollo de las ERNC, los aspectos claves para su incorporación en el sistema eléctrico y se, describen las tres alternativas de generación con ERNC consideradas para Anglo American Chile: energía eólica, solar y mini hidráulicas.

2.1. Sistema eléctrico chileno

Los servicios eléctricos en el país se encuentran regulados por la ley general de servicios eléctricos, la que establece que el sistema eléctrico es de un tipo pool¹ en que las tres componentes del mercado: generación, transmisión y distribución de la energía son negocios independientes. La generación es un negocio competitivo donde las empresas deciden las políticas de expansión de la matriz energética basados en principios de eficiencia económica. La transmisión se considera un monopolio natural debido a la presencia de fuertes economías de escala, lo que conlleva a que sea un rubro regulado por el estado, supervisando sus políticas de expansión y asegurando una rentabilidad del 10%. La distribución presenta características de monopolio a nivel sectorial, por lo cual, su desarrollo se produce mediante concesiones. El mercado está controlado por los operadores de mercado y red, los Centros de Despacho Económico de Carga (en adelante CDEC) por cada sistema interconectado; su misión es definir los precios marginales instantáneos de una operación a mínimo costo, preservando la seguridad de servicio, garantizando la operación más económica de las instalaciones y el derecho a servidumbre de los sistemas de transmisión. El estado se relega a un poder regularizador, fiscalizador, dando señales de planificación sólo indicativas y fijando las tarifas para cliente regulados principalmente mediante el Comisión Nacional de Energía (en adelante CNE).

Los clientes finales de todos los sistemas eléctricos pagan por la energía total que consume y la potencia que demanda en las horas de máxima exigencia del sistema (horas punta); la ley establece tres tipos de clientes:

Clientes libres: se considera todo consumo por sobre 2 MW, los cuales deben negociar directamente sus contratos con empresas generadoras o distribuidoras. Los precios acordados se les denomina precios libres o de contrato.

Clientes Medianos: se considera todo consumo entre 0,5 MW y 2 MW, los cuales pueden optar entre negociar libremente o ser clientes regulados por un periodo mínimo de 4 años de permanencia en cada régimen.

Clientes Regulados: todo consumo menor a 2 MW, conectado a un sistema de distribución. Los precios de venta de energía y potencia se encuentran regulados por los precios de nudo y el VAD (valor agregado de distribución).

Los precios de nudo son fijado por la CNE dos veces al año representado el valor esperado de los costos marginales del sistema y ajustado con los precios libres en una banda de precios. El VAD representa los costos de la empresa de distribución y lo que determina la CNE cada 4 años.

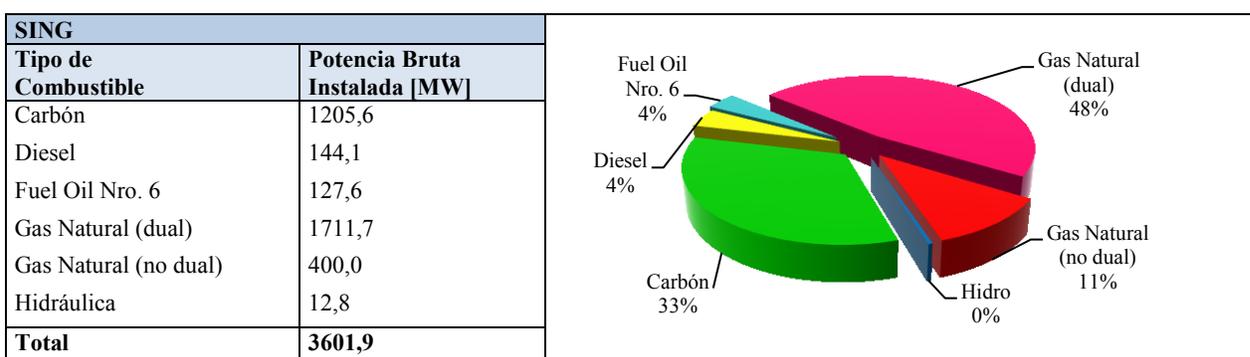
2.1.1. Segmento de Generación

La regulación chilena establece dos mercados para el segmento de generación: el mercado mayorista que transa la energía entre generadores a precios SPOT o marginales horarios y el mercado de contratos financieros entre generadores y clientes libres o regulados. El ingreso por venta de energía se complementa con un pago anual fijo por capacidad a cada unidad del sistema dependiendo de su disponibilidad en las horas punta (potencia firme). El precio de dicha potencia (precio nudo de potencia) se calcula en base a los costos de una unidad típicamente despachada en las horas de demanda máxima.

¹ *Sistema tipo pool:* Estructura de mercado en la que productores y consumidores no entran en una relación comercial directa. En él se establece a través de un mecanismo preestablecido y reconocido por todos sus miembros, el precio de mercado de corto plazo de la electricidad o precio "spot" como resultado de la realización de un despacho económico centralizado, por parte del operador de mercado (entidad sin fines de lucro), basado en la entrega de costos o de ofertas de compra y venta por parte de los agentes involucrados. Además gestiona un esquema de tarificación para el sistema de transmisión y para el conjunto de servicios complementarios necesarios para la operación segura y confiable del sistema. Por último, el pool debe actuar como intermediario frente a la aparición de discrepancias entre los participantes del mercado.

Tecnológicamente, este segmento se ha manejado en un marco de neutralidad tecnológica en cuanto a las tecnologías y combustibles, es decir, deben competir en condiciones similares de precio y calidad, lo que ha producido un fuerte desarrollo en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas como se puede observar al estudiar la composición en tecnologías de los dos sistemas eléctricos más importantes (de los cuatro existentes) que concentran el 99% de la potencia instalada:

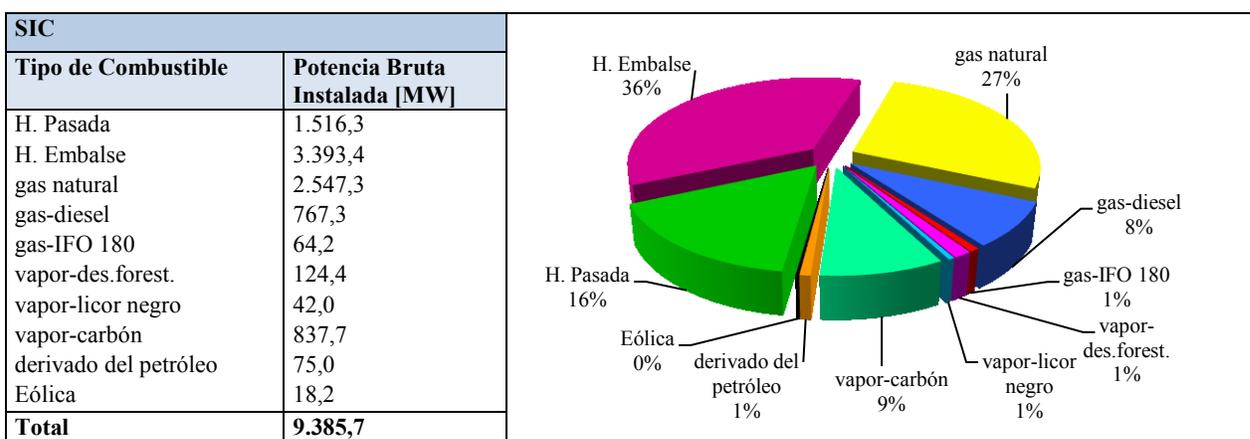
SING (Sistema Interconectado del Norte Grande): Comprende de la primera a la segunda región, se caracteriza por tener una matriz energética casi completamente térmica 99,6% y el resto hidráulica, constituyendo el 28% de la capacidad total abasteciendo a un 5,8% de la población. La gran mayoría de las centrales de gas natural pueden funcionar en forma dual con diesel, pero una de ellas sólo puede funcionar con gas natural. En cuanto a los consumos, se deben principalmente a clientes libres con cerca del 90% de minería y gran industria. La operación del sistema está regulada por los costos de operación de las centrales térmicas, por lo que es fuertemente dependiente de los precios de combustibles y el abastecimiento de gas natural.



Fuente: CNE Estadísticas de Generación Instalada a Diciembre del 2008

Fig. 2.1: Distribución de la matriz energética en el SING.

SIC (Sistema Interconectado Central): Es el sistema más grande del país, comprendido entre Tal Tal (tercera región) hasta Quellón (isla de Chiloé), compone el 71% de la energía que se produce en el país, alimentando al 90% de la población donde el sector industrial lo compone un 30%. Tiene una matriz preferentemente hídrica con centrales de embalse y pasada, además, toda la generación con gas natural puede funcionar de forma dual con diesel.



Fuente: CNE Estadísticas de Generación Instalada a diciembre del 2008.

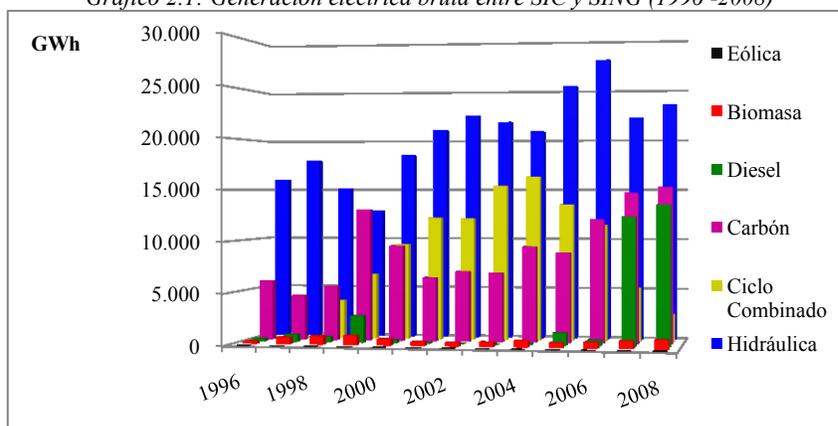
Fig. 2.2: Distribución de Matriz Energética en el SIC.

En cuanto a la composición de participantes de dichos sistemas es bastante concentrada. En el SIC hay 35 empresas generadoras, siendo el 90% de la capacidad concentrada en tres grandes holding: Endesa, Aes Gener y Colbún. Para el caso del SING existen 6 empresas, donde dominan 3 holding (Aes Gener, Gas Atacama y Suez/Codelco) con un 93% de la generación.

2.1.2. Evolución del mercado eléctrico desde la década del '90

Tradicionalmente, hasta la década del 90, la matriz eléctrica era predominantemente de generación hidroeléctrica y carbonera, pero dada la estacionalidad y dependencia climática del recurso hidráulico se buscó diversificar la matriz mediante la tecnología de centrales de ciclo combinado utilizando gas natural argentino exportado mediante un protocolo de integración eléctrica, tal como se observa en el Gráfico 2.3. La dependencia a estas tres fuentes energéticas (energía hidráulica, carbón y gas natural) han producido dos grandes crisis en el negocio eléctrico.

Gráfico 2.1: Generación eléctrica bruta entre SIC y SING (1996 -2008)

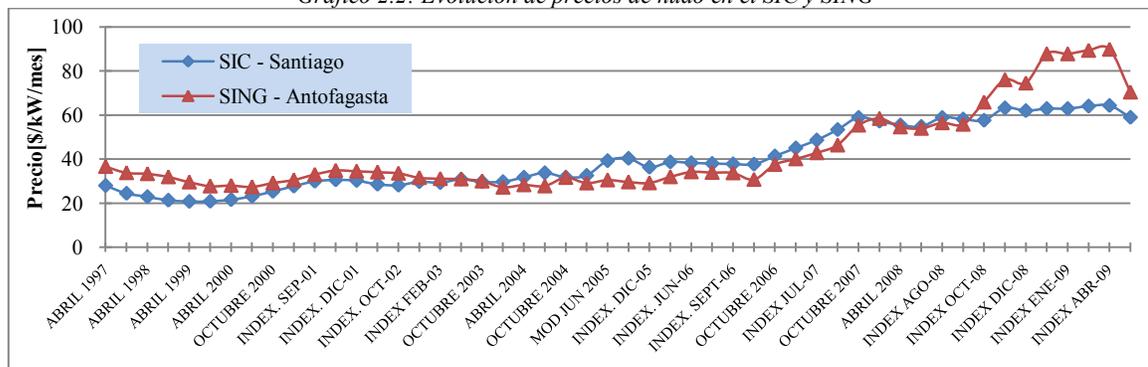


Fuente: Estadísticas de la CNE.

La primera se produjo en 1999 con una prologada sequía extrema que disminuyó la generación hidroeléctrica fuera de los límites de seguridad del sistema, llevando a decretar racionamientos, lo que introdujo una serie de cambios legales, entre ellos, la exclusión de la causal de fuerza mayor ante eventualidades del servicio, lo que implicaba indemnizar a quienes no se les aseguraba suministro; esto produjo una desmotivación de la inversión de las grandes empresas con generación hídrica y la generación de nuevos contratos entre distribuidoras y generadoras lo que hasta el día de hoy ocasiona pérdidas al sistema.

La segunda crisis se produce en el 2004, llamada crisis del gas natural, cuando el gobierno argentino colocó fuertes impuestos a los envíos de gas natural a Chile; debido a su propio desabastecimiento interno; además, restringe unilateralmente los volúmenes exportados llegando incluso al desabastecimiento total. En consecuencia, produjo un encarecimiento de los costos de operación de las centrales termoeléctricas de ciclos combinado; ya que se debió reconvertir las unidades de gas natural a diesel, en las centrales que permitían la conversión; lo que encareció el precio de nudo y generó inseguridad en el sector respecto a la dependencia del gas a un único proveedor. En la progresión de los precios medios de nudo en ambos sistemas se puede observar el efecto de la entrada de ciclo combinados a la matriz energética (antes del 2004) y la reconversión de dichas centrales a diesel (desde el 2004 en adelante):

Gráfico 2.2: Evolución de precios de nudo en el SIC y SING



Fuente: Estadísticas precios de nudo CNE.

Ambas experiencias llevan a la necesidad de implementar medidas que aseguren el abastecimiento eléctrico a largo plazo dependiendo menos de recursos fósiles extranjeros y pudiendo enfrentar las situaciones de contingencia cuando se presentan hidrologías secas prolongadas. Se han planteado tres situaciones para mejorar la sustentabilidad del sistema: la incorporación de nuevas tecnologías a la matriz energética como son las ERNC y la energía nuclear, ampliando la componente hidrológica con grandes embalses al sur del país, instalando más centrales carboneras y construir terminales de gas natural licuado (GNL) que permitan volver a tener un suministro de gas natural independiente de protocolos bilaterales.

2.1.3. Tecnologías Actualmente Masificadas en el Sector Eléctrico Chileno

2.1.3.1. Centrales Termoelectricas a Carbón

La instalación de centrales a carbón permite enfrentar las contingencias de corto plazo, son las centrales que se construyen más rápido y a un menor costo. El carbón bituminoso es el energético más abundante en la tierra con reservas extraíbles en más de 50 países que alcanzaría una vida útil de 200 años al ritmo de consumo actual. La explotación de este combustible no se encuentra limitado a una zona geográfica como el petróleo o el gas natural (68% y 67% centralizado en medio oriente) por lo que no existen monopolios actuales y se desarrolla como un mercado competitivo con alta elasticidad, dada la presencia de sustitutos como el petróleo y gas natural. Sin embargo, estas centrales tienen considerables emisiones contaminantes que las hacen menos amigables a las demandas ambientales actuales y tienen una fuerte oposición de las comunidades cercanas. Por otro lado, al no contar con reservas nacionales suficientes que aseguren un suministro interno, los costos de operación dependen de las fluctuaciones internacionales de los precios de este combustible manteniendo la dependencia externa en la generación eléctrica con esta tecnología. Actualmente estas centrales se encuentran con un nuevo auge de desarrollo, dado los requerimientos de corto plazo de la matriz que no pueden ser suministrados por otras tecnologías, dado el poco interés de desarrollar centrales térmicas a partir de gas natural o diesel por el alto costo de este combustible

2.1.3.2. Centrales hidroeléctricas a gran escala

Son parte importante de la matriz energética chilena ya que suministran, dependiendo de las condiciones climáticas, entre el 38% y 53% de la generación anual del país. Actualmente, la mayor parte de la generación hidráulica existentes son centrales de gran envergadura, ya sean de pasada o de embalse. Las primeras dan seguridad al sistema por su operación en base y su posibilidad de tomar carga rápidamente, las centrales de

embalse condicionan fuertemente la operación del sistema dado al valor estratégico que tiene el agua acumulada por lo que debe ser continuamente coordinada con los otros medios de generación, especialmente el térmico.

En Chile existe un potencial estimado de 28 GW del cual se ha desarrollado un 13%, el bajo aprovechamiento se debe principalmente a lo caro de su inversión, la superación de numerosas barreras fiscalizadoras ante su implementación y la dificultad de contar con los derechos de agua de los caudales ya que en su mayoría se encuentran en manos de privados.

Por otro lado, el desarrollo de estas tecnologías tiene importantes consecuencias en su entorno. En particular, la creación de grandes embalses produce cambios irreversibles en su entorno como las inundaciones necesarias para construir el reservorio, las alteraciones en los caudales de agua, los cambios en la vida vegetal y acuática, y los desplazamientos de asentamientos humanos. Por otro lado, se produce una fuerte sedimentación que va acortando su vida útil y puede erosionar el lecho del río aguas abajo. Esto genera una fuerte oposición ambientalista, pero también un fuerte apoyo por el hecho de que estas centrales producen energía libre de emisiones, de bajo costo de operación (casi nulos) y disminuye la necesidad de centrales térmicas y de dependencia a combustibles extranjeros. Además de construirse correctamente el embalse, puede generar mercados de pesca, pueden evitar inundaciones y controlar los caudales aguas abajo además de entregar agua de mejor calidad tanto para el riego como para la vida humana.

2.1.3.3. Centrales a Gas Natural y Diesel

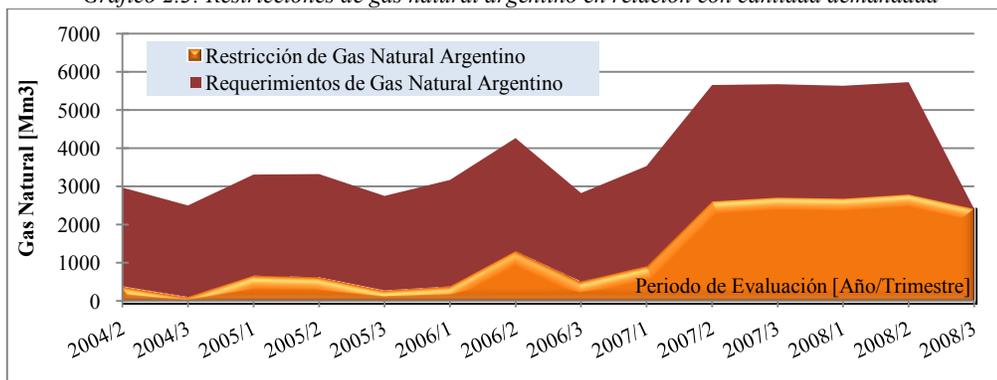
Este medio de generación utiliza un combustible (diesel o gas natural) para producir energía mediante la combustión de una turbina a gas. La tecnología más eficiente es la de ciclos combinados, que utiliza una turbina a gas y otra a vapor, el sistema plantea combinar el proceso de combustión de la turbina con la generación de vapor sobrecalentado mediante una caldera. El rendimiento de un ciclo combinado permite llevar a la máquina a eficiencias superiores al 50%, utilizando gas natural, con una muy pequeña cantidad de emisiones que le permite instalarse cerca de los centros de consumo. En el caso de usar diesel, como energético de reemplazo, se produce una mayor cantidad de contaminantes y su eficiencia disminuye en un 10%. Debido al proceso de generación y al uso de combustibles menos nocivos es que esta tecnología es más limpia que las carboneras, sin embargo, lo que define sus costos de operación son la disponibilidad y valor del recurso energético necesario de los cuales se poseen escasas reservas nacionales.

El gas natural es un recurso extraíble abundante del cual no se ha descubierto todos sus yacimientos, se concentran principalmente en medio oriente pero existe en diversas partes del mundo; este combustible puede ser transportado por medio de gasoductos que lo llevan directamente hacia las centrales o como GNL. El gas natural licuado (GNL) es el mismo gas natural extraído de sus fuentes pero enfriado a -160°C ocupando 600 veces menos espacio y es exportable desde todas partes del mundo mediante buques especiales, el proceso se revierte al llegar al cliente, para lo cual, es necesaria la instalación de plantas regasificadoras que lo reconvierten a gas y lo inyectan en las redes existentes. Este medio de disponer de gas natural es más costoso que simplemente transportarlos por gasoductos, sin embargo, tiene la posibilidad de ser exportable de una mayor cantidad de países lo que reduce los riesgos de mantener contratos con fuentes determinadas. Por otro lado, el diesel es un derivado del petróleo que al ser consumido genera una mayor cantidad de emisiones y su disponibilidad esta regida directamente por los mercados internacionales del precio del petróleo los que dependen fuertemente de las fluctuaciones económicas y los monopolios existentes entre sus exportadores.

Durante el periodo que se usó más extensamente el gas natural, entre el 2000 – 2004, los bajos precios sumado a los menores costos de inversión hicieron que estas centrales tuvieran la misma rentabilidad y eficiencia final que las hidráulicas, lo cual produjo una baja en los precios finales de la energía, ver Gráfico 2.2; pero al

comenzar a escasear el recurso implica reemplazar el energético por diesel lo que encarece el costo de operación y aumenta las emisiones. A futuro, se planea volver a utilizar gas natural con la instalación de terminales de regasificación de GNL, que permitan nuevamente inyectar gas natural a los gasoductos a un costo menor al gas argentino y diesel pero no a los precios anteriores a la crisis del 2004; lo que implica que en el mediano y largo plazo los costos energéticos finales no debiesen bajar considerablemente ni volver a los precios antiguos.

Gráfico 2.3: Restricciones de gas natural argentino en relación con cantidad demandada



Fuente: Estadísticas de la CNE.

En este momento se plantea la instalación de dos terminales de regasificación: Quintero y Mejillones. El primero entra en operación a fines del 2009 para alimentar consumos del SIC tanto residenciales, industriales y de centrales termoeléctricas; esta compuesto por un pool de consumidores: ENAP (Empresa Nacional del Petróleo), Metrogas (distribuidor de gas natural), ENDESA (empresa de generación) y BC Group (proveedor de GNL). El terminal tiene una capacidad en base de 10 Mm³/día y un máximo de 15 Mm³/día con una capacidad expandible hasta 20 Mm³/día; contiene tres estanque de almacenamiento uno con capacidad de 14 Mm³ que opera inicialmente y dos con capacidad proyectada de 160 Mm³ para operar en el segundo semestre del 2010. Para el SING se proyecta la construcción del terminal Mejillones que entra en operación entre fines del 2009 o inicios del 2010, tiene una capacidad base de 5,5 Mm³/día; la empresa esta conformada por Codelco (Corporación Nacional del Cobre) y GDF Suez (grupo energético franco-belga), plantean vender gas natural a empresas generadoras y mineras, inicialmente operará sin un estanque de almacenamiento en tierra y se utilizará la opción de una unidad flotante de almacenamiento, barco anclado en la costa (FSU).

2.1.4. Grandes Consumidores

Los grandes consumidores o clientes libres por ley deben negociar sus contratos directamente con las empresas generadoras o concesionarias de distribuidoras. Dada la gran potencia y energía que requieren en sus operaciones suelen producir efectos en sus redes cercanas, necesitan condiciones especiales de suministro y se conectan a nivel de transmisión troncal, subtransmisión o líneas adicionales.

Existen intereses de ambas partes en el negocio energético para grandes consumos; por un lado, el suministrador de energía (sea generadora o indirectamente la distribuidora) tiene mayor capacidad de manejar el precio, ya que posee mayor información del comportamiento futuro del recurso eléctrico, sin embargo, los grandes consumos representan para los generadores y distribuidores la posibilidad de tener un ingreso comercial constante independiente de la operación dispuesta por el CDEC; esto es relevante considerando que el 90% de las empresas medianas y pequeñas operan con empresas distribuidoras según la zona de concesión;

en conclusión, estos consumos estratégicamente posicionados libres de regulación producen una fuerte competencia por adquirirlos.

En contraposición, para los consumidores la electricidad representa un insumo estratégico importante dentro de sus costos de operación que incide en su futura rentabilidad, la facultad de negociación del cliente no sólo se enfoca en obtener un precio conveniente por la energía y potencia sino por otra serie de factores como son la ubicación, peajes, calidad, referencias, reajustabilidad y condiciones especiales de suministros en función de las peculiaridades que presenten sus consumos tales como condiciones de almacenamiento de productos, desplazamientos de cargas, operación continua o por turnos, respaldos, exigencias de calidad, etc. En general, deben establecer condiciones más favorables en materias de suficiencia, seguridad y calidad del suministro.

2.1.4.1. Características de los Contratos

Tienen como fin llegar a acuerdos para salvaguardar los intereses de ambas partes en el suministro de electricidad en las condiciones particulares que las requiere el cliente, de modo tal que los precios finales de la energía y potencia sean representativas de los precios del mercado, previniendo variaciones indeseables en los precios mediante fórmulas de indexación o reajustabilidad con referencias seguras y estables; y por último, dado que la energía es un recurso estratégico a nivel nacional e internacional que puede estar afecto a variaciones impredecibles o cambios normativos, es necesario contar con cláusulas que indique las condiciones en que se deben revisar y actualizar las condiciones originales acordadas.

En base a lo anterior, los contratos deben contener cláusulas que enmarquen completamente la relación contractual entre ellos en que especifiquen con claridad todos los aspectos técnicos, económicos, administrativos, legales; así como las responsabilidades y derechos de ambos participantes. Entre los aspectos más relevantes se cuentan:

Cantidades de energía eléctrica:

Se deben definir las cantidades mínimas y máximas de energía activa y reactiva, además de la modalidad en que se valore la potencia a requerir en base a potencia contratada, convenida, máxima conectada, demanda máxima leída, en punta, fuera de punta, o bien una combinación de esas modalidades; esto es de acuerdo a las características técnicas del suministro y sistemas de potencia instalados. También deben establecerse las condiciones para la adquisición de electricidad adicional: además del periodo de anticipación de la solicitud, precio y medio por el que se solicita.

Precios

Se divide principalmente en dos cargos:

- *Cargo por potencia:* refleja los costos de inversión del suministro de energía por parte del suministrador al cliente.
- *Cargo por energía:* es el que finalmente se consume y es de naturaleza muy variable y por lo tanto refleja el uso final del recurso que hace el cliente.

Las variables que afecten la negociación de ambos precios se determina, por el lado del generador, un precio que represente los costos reales de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica asociada a una operación eficiente; y desde el punto de vista del cliente, deben estar acordes con los costos de producción y utilidades razonables bajo condiciones de seguridad y continuidad establecidas. Se deben considerar

previamente a esta negociación todos los otros aspectos contractuales así como los requerimientos particulares del cliente de modo que los precios reflejen todos los costos asociados al suministro.

El valor del producto energético de un cliente libre no es comparable con los precios de mercado, principalmente debido a sus condiciones particulares, para conocer el valor real del producto requerido es necesario conocer en detalle el mercado de la energía, pero es complejo dada la información limitada que posee el cliente. Pese a lo anterior, es importante conocer los valores existentes y tener proyecciones propias de cómo se desarrolla el mercado y los costos energéticos de modo de tener un mayor poder de negociación. Hay que considerar que este precio inicial es importante dado que los contratos de suministro son a mediano o largo plazo, lo que implica una relación directa y cercana con el suministrador por un periodo considerable.

Reajustes de Precios

Estos precios deben contener cláusulas de indexación, reajustes, variaciones y modificaciones de acuerdo a la actualización del dinero (IPC o moneda dura) como al valor cambiante del producto según las variaciones de mercado energético. Estas últimas son las más difíciles de determinar dada la multiplicidad de factores que los afectan, los principales son la hidrología estacional del SIC, el precio de los combustibles primarios, cambios en los criterios de operación, modificaciones al cargo de potencia reactiva, modificaciones por razones de fuerza mayor (sequías, racionamientos de gas), cambios en el modelo de determinación del precio de nudo, modificaciones a la norma técnica de seguridad y calidad del servicio. Los indicadores deben escogerse preferentemente adimensionales y continuos como lo son los costos marginales promedios.

Una forma alternativa, que evita las correcciones es acordar el precio final, es determinar un precio en base un costo real de proveer energía más una utilidad razonable, mes a mes durante la vigencia del contrato, pero ambos actores deben contar con la misma información y confianza mutua dado que el que conoce los costos reales del producto es el suministrador, este modelo podría ser aplicable de constituirse una empresa de generación asociada al cliente libre.

Dado que no es posible predecir cómo se comportan todas las variables que afectan los costos energéticos en un mediano o largo plazo, los suministradores intentan siempre conseguir fórmulas de indexación que les permitan tener mayores ingresos futuros y los clientes que produzca menores costos o que no aparezcan costos finales no considerados previamente. Para llegar a un acuerdo es necesario establecer objetivos compartidos de beneficio mutuo, los cuales puedan medirse, sean claros e invariantes.

Los índices más utilizados son:

- *CPI (Índices de precios al consumidor en EE.UU)*: Es simple pero no acotado, es útil para grandes empresas que negocian a nivel internacional
- *Índice de variación de precios de nudo*: determinado por la CNE, considera la hidrología pero no es independiente de los precios regulados.
- Precio de energéticos primarios extraídos de fijaciones de precios de nudo.

Revisión y Actualización

Los contratos siempre se plantean en torno a un marco de antecedentes, hechos, proyecciones y circunstancias que definen sus características esenciales, pero frente a hechos no previstos o extraordinarios es necesario establecer cláusulas que determinen las causas de revisión y actualización de modo de obtener un contrato que beneficie a ambas partes participantes en base a las condiciones iniciales estimadas.

Condiciones técnicas del suministro

Se especifican las características técnicas del suministro tales como: frecuencia, tensión, número de fases, límites máximos de variaciones de tensión y frecuencia, reactivos consumido y todas aquellas características particulares del suministro. Debe detallarse el suministro mínimo y si se realiza en forma continua o a intervalos.

Calidad del suministro

Legalmente las empresas suministradoras tienen parámetros que fijan la calidad del suministro en base a parámetros como la tensión, la frecuencia y la disponibilidad pero el cliente debe asegurarse de incluir las condiciones que pueden ser superiores o iguales a las establecidas en el reglamento técnico y en la norma técnica de seguridad y calidad de servicio.

2.2. Tecnologías en energías renovables no convencionales

Se denomina energías renovables a la energía que se obtiene de fuentes naturales que no se agotan a escala humana ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse por medios naturales; se les suelen llamar energías limpias. Proviene principalmente de tres fuentes: la radiación del sol, el calor del centro de la tierra y los movimientos planetarios.

2.2.1. Fuentes de Energías Renovables

La radiación solar es la fuente de la gran mayoría de las formas de energía en la tierra, directamente como calor pero también, en conjunción con los movimientos de translación del planeta, producen las estaciones del año y los ciclos de agua, el movimiento de las olas y las corrientes marinas; también es responsable de las variaciones de presión que dan origen a los vientos. Al calentar la tierra también es la responsable de los procesos de producción de desechos que originan la biomasa. Los movimientos planetarios, en particular, los de la luna y la tierra ocasionan las mareas, debido a que giran en torno al centro de masa de ambas y que la tierra es más grande que la luna, por lo que esta última ejerce un efecto gravitacional diferente en cada punto del planeta ocasionando variaciones en el nivel del mar. Por último, el calor almacenado en el centro de la tierra, originado en la formación de la tierra y el decaimiento de isótopos radioactivos presentes en el interior de la tierra, producen liberación de energía, principalmente, por medio de las capas tectónicas. En la Fig. 2.3 se observa como de estas tres fuentes es posible inferir todas las energías renovables.

Las fuentes renovables se clasifican a su vez en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías en el mercado; por ejemplo, la generación hidráulica a gran escala es una energía renovable pero convencional ya que su uso es extensivo y tiene efectos irreversibles en su entorno. Dependiendo de su forma de aprovechamiento tienen impactos ambientales significativamente menores a las fuentes convencionales. Su implementación depende principalmente de la disponibilidad de los recursos y las características de los mercados energéticos en los cuales compete.

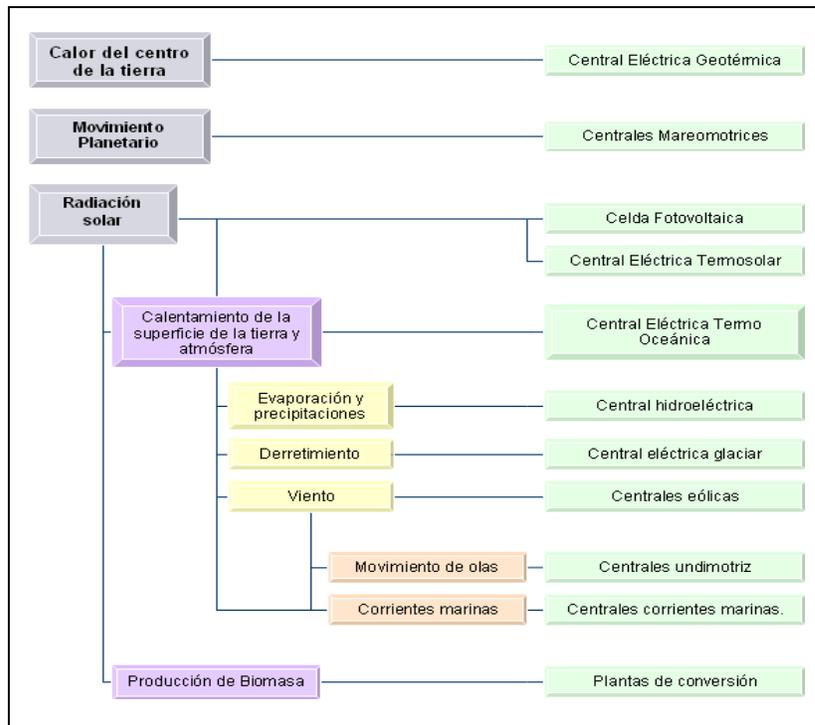


Fig. 2.3: Fuentes Primarias de Energías Renovables.[12]

En base a estas dos condiciones es posible denominar energías renovables no convencionales a:

- Centrales geotérmicas y biomasa dependiendo de su forma de explotación.
- Centrales eólicas y solares.
- Energía generada de los mares: centrales mareomotrices, undimotrices (de las olas), centrales de corrientes marinas y centrales termo oceánicas (que aprovechan los gradientes térmicos en los océanos).
- Centrales hidroeléctricas pequeñas, en general se consideran aquellas que producen menores perturbaciones en su entorno, en Chile se fijaron las centrales menores a 20 MW, pero los estándares varían en cada país.

2.2.2. Motivaciones para su desarrollo.

El interés de producir este tipo de tecnología se basa en los bajos impactos ambientales, su casi nula emisión de contaminantes, la escasa intervención del entorno y aprovechamiento de lugares usualmente despoblados. En muchas ocasiones, dependiendo de la tecnología y la disponibilidad de recursos, pueden instalarse cerca de los centros de consumo disminuyendo los costos y pérdidas en las redes. Dado que el desarrollo de las ERNC depende directamente de los recursos autóctonos de cada región contribuye a disminuir la dependencia energética externa, principalmente de combustibles, lo que reduce la producción de emisiones contaminantes, en particular de CO₂ que produce el efecto invernadero.

Otro punto que viabiliza la instalación de las llamadas “energías limpias” son precios crecientes de la energía a medida que aumenta la componente térmica de la matriz energética, si bien se planea que los precios se estabilizarán en un cierto punto no se tiene certeza cuando se llegaría a esas instancias, la inclusión del GNL, la ampliación de la matriz mediante centrales carboneras y la posible instalación de centrales nucleares llevan a pensar en un encarecimiento de los costos que producen precios crecientes de la energía. Para la mayoría de estas tecnologías al ser de naturaleza renovable sus costos operacionales son menores o casi nulo lo que lleva a operarlas en el sistema en base, a excepción de la biomasa que depende de un recurso primario. Por otro lado,

se observa un aumento progresivo de las exigencias medioambientales a nivel mundial y el rechazo de comunidades cercanas a las instalaciones de centrales térmicas, nucleares o grandes embalses; lo que genera largos periodos de estudio y tramitación de grandes proyectos en tecnologías convencionales y una fuerte oposición a su desarrollo, que conlleva progresivamente, a realizar mayores inversiones en estas tecnologías para disminuir sus emisiones o mitigaciones en su entorno e indemnizaciones para las comunidades cercanas.

Por estas razones se considera que estas tecnologías contribuyen a la seguridad de suministro eléctrico en base a una política energética sustentable con el medio ambiente, también la inclusión de nuevas tecnologías no masivamente desarrolladas o en estudio diversifica, en el corto y largo plazo, los actores en el sector de generación; lo que permite un desarrollo más descentralizado de este sector de la economía.

2.2.3. Barreras Generales de Implementación.

La generación de energía eléctrica es, en general, una actividad intensiva en capital con una tasa de retorno a varias décadas y que su planificación debe ser centralizada para asegurar el suministro, en este sentido, las centrales de tecnologías ERNC son aún comparativamente más costosas; por lo cual, menos atractivas para la inversión, esto se debe principalmente a causas puramente económicas, en relación a su costo de desarrollo; sino también a causas técnicas, legales y de políticas de largo plazo; es decir, hay un costo extra asociado no sólo a aspectos puramente de costos de ingeniería, montaje y operación sino a variables que agregan riesgos a estas inversiones y que hasta ahora han frenado una penetración de estas energías en los sistemas eléctricos en que deben competir en iguales condiciones de precios.

Las principales causas, no económicas, son las relacionadas con la estructura del sistema eléctrico chileno, la inexperiencia en el desarrollo de estas tecnologías, catastro poco detallado de los recursos, falta de incentivos para su inversión. El sistema eléctrico actual, por lo general y en particular en el SIC, tiene las redes adaptadas para funcionar de manera radial lo que dificulta la conexión de pequeñas centrales o de aprovechar recursos fuera de las redes existentes. En el caso del SING de instalarse un consumo de un cliente libre su incorporación puede implicar un perfeccionamiento de las redes, lo que puede ser un factor importante a considerar a la hora de realizar contratos a largo plazo para empresas concesionarias de distribución y clientes libres. El catastro de estos recursos impulsado por la CNE desde hace algunos años aún está en fase muy básica, no existen estudios exhaustivos que cuantifiquen el potencial disponible; lo que dificulta a las empresas la formulación y desarrollo de proyectos ERNC sobre bases sólidas. Por lo cual, los que invierten en estas tecnologías deban sumar también las tareas de exploración y determinación de la capacidad explotable, agregando más costos a los proyectos. Al ser las ERNC tecnologías innovadoras desarrolladas intensamente en las tres últimas décadas; su complejidad requiere de personal calificado, en conjunto con una infraestructura tecnológica, capacidad manufacturera y de servicios asociados; no disponibles actualmente a los niveles necesarios.

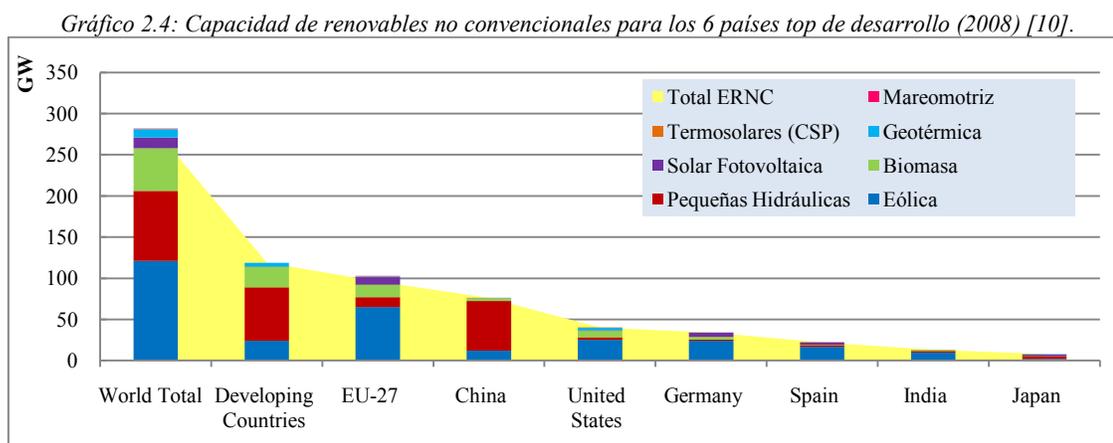
Los costos de exploración y los riesgos de instalar tecnologías nuevas implican compensar las inversiones por medio de un mayor nivel de rentabilidad; sumado a la ausencia de incentivos específicos o subsidios produce que estas tecnologías presenten señales de precios altos en comparación con las tecnologías tradicionales. Lo anterior actúa como una barrera de entrada para los promotores no tradicionales o nuevas empresas que quieran invertir en estas tecnologías; ya que dichas señales dificultan la disponibilidad de capital y financiamiento requiriendo garantías personales o de las empresas más allá de los costos y utilidades a obtener; lo cual es especialmente crítico en la etapa pre-operativa de futuros proyectos eléctricos. La carencia de incentivos específicos también limita fuertemente el desarrollo tecnológico y manufacturero de estas tecnologías, lo que en el largo plazo encarecerá los proyectos al tener que importar la tecnología; e impide un futuro campo de

desarrollo de las tecnologías emergentes o menos desarrolladas que pudiesen ofrecer perspectivas de negocios pese a las condiciones ideales presentes en el país para el estudio y desarrollo de ERNC.

En este trabajo de memoria se profundizará en los conocimientos de la energía eólica, solar y mini hidráulica ya que son estas las tecnologías que tienen mejores perspectivas de desarrollo desde el punto de vista de las posibilidades de una empresa minera: considerando su localización y disponibilidad de los recursos. En especial para Anglo American permiten su desarrollo en el mediano plazo lo que se ajusta a sus metas de eficiencia energética. Se destacará en cada tecnología, su forma de obtención energética (las condiciones necesarias y factores que afecten su potencial), los equipos utilizados, su funcionamiento integral para ser inyectado a las redes; los problemas y beneficios en su implementación, los costos relacionados con su desarrollo en el país; y sus proyecciones futuras de desarrollo e ingeniería.

2.2.4. Contexto mundial de energías renovables no convencionales

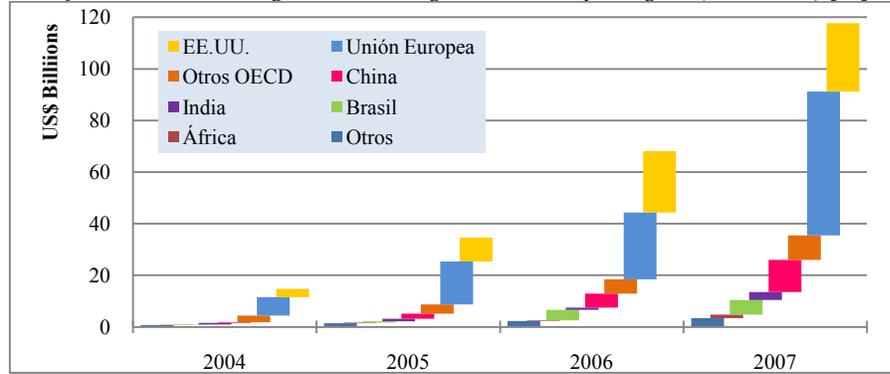
El desarrollo de tecnologías renovables no convencionales ha tenido un fuerte impulso a nivel global, enmarcado en reducir la dependencia a combustibles fósiles, diversificar las matrices energéticas y reducir la incorporación de tecnologías contaminantes. Uno de los principales impulsos son las metas de reducción de emisiones contaminantes en la atmósfera. En general, el mayor desarrollo de estas tecnologías se produce en países desarrollados, principalmente en EE.UU., Europa, China, India y Japón. Tal como se observa en la siguiente figura:



Si se compara con la generación hidráulica convencional mundial (860 GW) y la capacidad total instalada (4700 GW), actualmente estas tecnologías representan el 6% de la capacidad instalada, si se le suma la generación hidráulica convencional alcanzan el 24% de la capacidad.

En todas las tecnologías se puede observar un crecimiento exponencial de la capacidad instalada a partir del 1995, principalmente en las tecnologías solares, hidráulicas y biomasa. Esto se refleja en las inversiones globales de tecnologías renovables a nivel mundial, concentradas en Europa, EE.UU y China; las cuales son posibles principalmente por una serie de incentivos y subsidios directos tanto para su instalación como investigación. Sin embargo, la experiencia este año frente a la crisis económica muestra que este tipo de inversiones se afectan directamente ya que los productores de energías tienden a tecnologías más baratas.

Gráfico 2.5: Inversiones globales en energías renovables por región. (2004 -2007) [11].



Las proyecciones futuras del comportamiento del mercado mundial de energías renovables son bastante inciertas, debido a que dependen de una serie de factores difíciles de cuantificar: como el nivel de mejoramiento y disminución de costos de las tecnologías renovables no convencionales a mediano y largo plazo; los precios de los combustibles y el éxito de las políticas de incentivos de cada país y de forma global para potenciar el desarrollo de las tecnologías de ERNC. La tendencia indica que las tecnologías renovables (incluyendo las centrales hidráulicas convencionales) tendrán un crecimiento al menos constante en el futuro, se espera que para el 2050 abarquen más del 20% de la capacidad global, pero casi el 9% será de energía eólica, solar, geotérmica y biomasa; es decir, se producirá una reducción de la construcción de grandes embalses; las tecnologías que presentan mejores perspectivas de desarrollo son la eólica y las solares termoelectricas. Las pequeñas hidráulicas se encuentran altamente desarrolladas en los principales productores de generación renovable no convencional por lo que su aumento se considera marginal a nivel global.

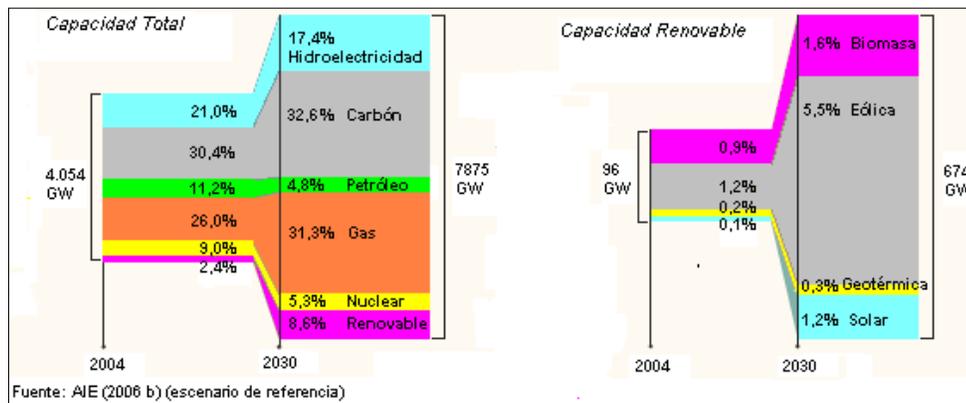


Fig. 2.4: Posible distribución tecnológica de Energías Renovables en comparación a matriz global [6].

Por otro lado, las políticas actuales en reducción de emisiones, negociados en Bangkok y Copenhague y presentadas en [9]; plantean limitar la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera en 450 partes por millón de CO₂e (emisión de CO₂ equivalentes). Para ello modelaron dos escenarios: el de referencia y el escenario 450. El primero plantea la evolución del mercado global de energía con las políticas existentes de reducción de emisiones; en contraste, el nuevo escenario plantea nuevas normas y metas para los países que emiten emisiones. Las proyecciones de ambos modelos pueden observarse en la siguiente tabla.

Tabla 2.1: Emisiones actuales de CO₂ y proyecciones futuras [9].

Año	Caso de Estudio	Emisiones Globales [Gton]	Generación Eléctrica	Emisiones por Generación [Gton]
1990		20,9	36%	7,524
2007		28,8	41%	11,808
2020	Referencia	34,5	43%	14,835
	450Escenario	30,7	41%	12,587
2030	Referencia	40,2	44%	17,688
	450Escenario	26,4	32%	8,448

Dicha tabla indica las emisiones globales al año 2007 y dos posibles escenarios al 2020 y 2030; el escenario de referencia se plantea en base a las medidas actuales de reducción de emisiones, en tanto, el escenario 450, plantea un aumento menor de emisiones para el año 2020 en comparación al año 2007 (de un 20% en el caso de referencia a un 8% del escenario 450) y de una reducción para el año 2030 del 7%, frente al aumento del 40% de producirse el caso de referencia. Es decir, el escenario 450 plantea una reducción gradual de las emisiones en un plazo de 20 años.

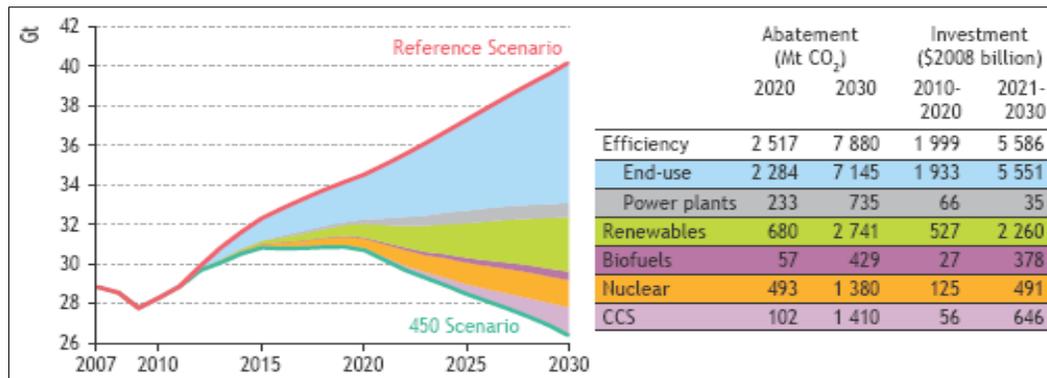


Fig. 2.5: Comparación de emisiones entre escenario 450 y referencia [9].

De cumplirse las metas del escenario 450 sería necesario un desarrollo de energías renovables a un ritmo mayor al actual, con un fuerte desarrollo de tecnologías aún en etapas pilotos en conjunto con un fuerte desarrollo hidráulico y eólico, lo que implica un sobre costo del orden de los 200 miles de MMUS\$, considerando plantas de carbón sin CCS (sistemas retención y almacenaje de carbono) en conjunto con la reducción de emisiones en otra áreas como transporte, industria y construcciones.

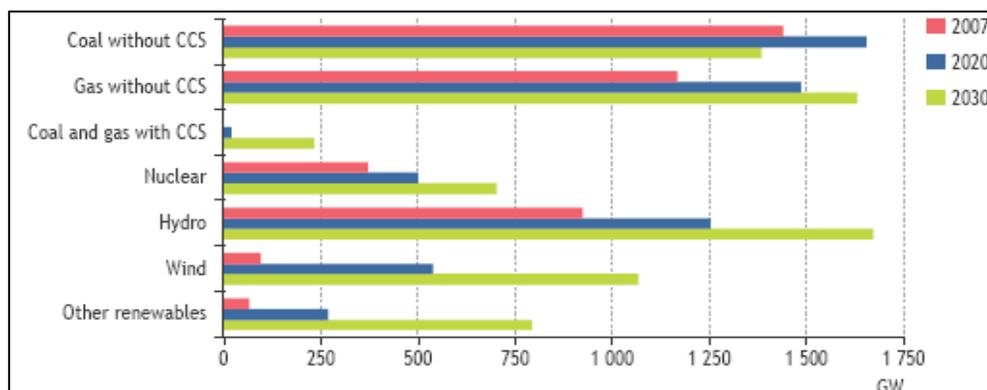


Fig. 2.6: Proyecciones de distintos tipos de generación según escenario 450 [9].

Es decir, la generación renovable no convencional actualmente crece aceleradamente, principalmente, en países desarrollados con fuertes políticas de incentivos; sin embargo, al ritmo de crecimiento actual, no será posible reducir las emisiones contaminantes de la atmósfera aportadas en un 40% por la generación convencional; para ello, sería necesario invertir más en estas tecnologías o esperar una baja considerable en los costos de inversión actuales.

2.2.5. Energía Eólica

La energía eólica es aquella que utiliza la energía cinética del viento para producir energía eléctrica. Para este proceso se usan aerogeneradores, estructuras compuestas por un sistema que transforma la energía contenida en el viento en energía mecánica por medio de aspas unidas a un rotor que giran a la velocidad del viento. Esto produce un torque mecánico que se transfiere por el eje del rotor hacia una caja de velocidad, un sistema de control y un generador que producen electricidad a las condiciones necesarias para su conexión a la red de uso, ya sea un sistema interconectado o una aplicación local.²

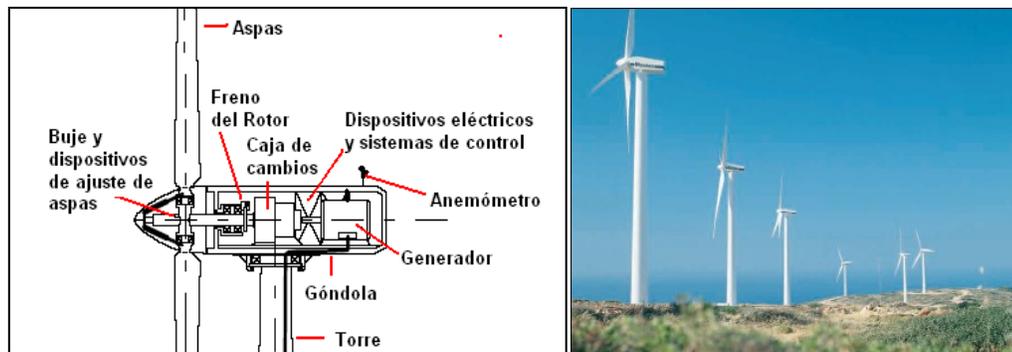


Fig. 2.7: Estructura de aerogenerador horizontal típico.

2.2.5.1. Características del Viento

El viento es el movimiento de masas de aire desde un frente de alta presión hacia uno de baja presión ocasionado por las diferencias de temperaturas en la atmósfera entre distintas áreas geográficas; lo que junto con la fuerzas de Coriolis (producida por la rotación de la tierra) originan los vientos predominantes o globales.

Diversos factores modifican la dirección y los tipos de viento. La fricción con superficie de la tierra influencia los vientos en altitudes de hasta 100 metros de altura; la rugosidad del terreno, afecta la calidad del viento dado que puede ocasionar turbulencias; en las laderas costeras el viento se afecta de las diferencias de presión; y en las colinas o montañas, por su topografía, se originan vientos de valle que pueden ocasionar efectos aceleradores o de túnel.

De lo anterior se deduce que las áreas típicas donde se presentan vientos óptimos para su aprovechamiento eléctrico son las costas, las llanuras interiores abiertas, valles transversales y zonas montañosas. El océano y superficies lacustres son fuentes de altos potenciales de aprovechamiento eólico debido a la casi nula presencia de obstáculos presentando vientos intensos y constantes. En consecuencia, las variables que afectan el viento son la densidad del aire, la temperatura, la altura del nivel del mar, su ubicación geográfica y la topología existente en la zona, por lo que determinar estadísticamente la dirección y magnitud de la velocidad del viento para una determinada posición es una tarea de alta complejidad debido a su naturaleza aleatoria.

² Referencias: [3][4][12][13][14][15][38]

2.2.5.2. Evaluación del recurso eólico

Para evaluar el recurso eólico de una zona es necesario identificar las zonas de prospección, es decir las zonas con mejor potencial extraíble de modo de determinar si hay el recurso suficiente, luego se compara con otras zonas para determinar su importancia relativa, finalmente se seleccionan pequeñas zonas de interés (micro-localización). Para considerar una zona con recurso suficiente para producir energía comercialmente es con velocidades medias de 6 a 7 m/s a 50 metros de la superficie. En la identificación de estas zonas suelen usarse programas computacionales que determinan por consideraciones orográficas y climáticas.

Escogida una zona específica (micro-localización) para cuantificar el recurso se deben realizar mediciones al menos durante un año, idealmente 4 o 5 años, a una altura mínima de 30 metros. De ello se obtiene una clara relación de los vientos disponibles y sus variaciones, estos datos analizados estadísticamente pueden determinar el potencial extraíble del viento con un error medio entre el 30 al 40% en un horizonte diario y en un 20% en un horizonte horario en cuanto a su operación. Para ello se usan equipos específicos, anemómetros y sensores de dirección, además de dimensionar correctamente el factor de rugosidad para tener mediciones precisas. A esto puede agregarse los datos de estaciones meteorológicas a menores alturas que contengan datos de largo plazo, utilizando una regresión lineal mediante mínimos cuadrados es posible aproximar el comportamiento interanual; sin embargo, estas estimaciones no son tan precisas como las obtenidas con instrumentos en terreno a la altura correspondiente.

De los datos se desprende el comportamiento del viento en el tiempo, no sólo sus valores medios, ya que es necesario estimar estadísticamente sus valores para un periodo completo cada intervalos cortos de tiempo. Las mediciones entregan información sobre la dirección preponderante de los vientos las cuales se pueden describir mediante una rosa de los vientos, un gráfico polar que indica la frecuencia de velocidades del viento para cada posición entorno al punto de medición, esto permite establecer la orientación de los aerogeneradores de modo que aprovechen de mejor manera las condiciones del sector. A continuación, se construye un histograma que indique la probabilidad de ocurrencia de cada valor de viento, para una dirección determinada del viento en un tiempo dado.

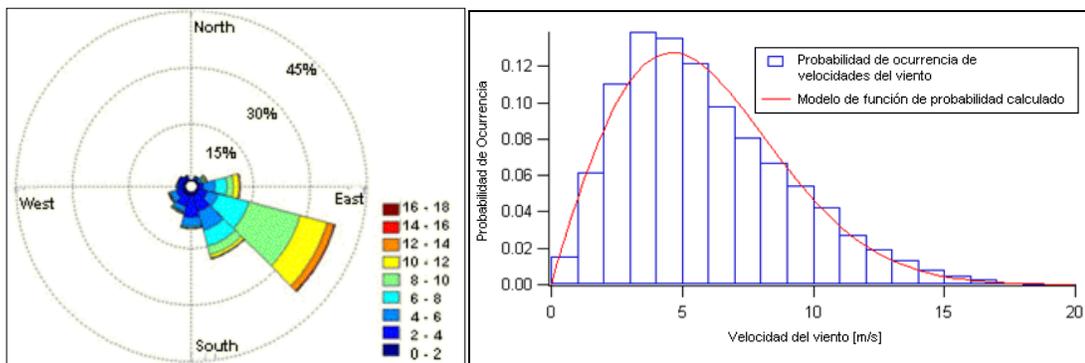


Fig. 2.8: Rosa de los vientos para distintas velocidades de viento e histograma de velocidades del viento.

Para determinar la potencia extraíble del viento es necesario definir la energía cinética del viento (E_{cin}) en función a su velocidad y masa. Esta última se definirá en función de su densidad (ρ) y volumen $V(t)$.

$$P_o(v) = \frac{1}{2} \rho A * v^3 \quad (1)$$

De la fórmula se infiere que la potencia del viento depende linealmente de la densidad de aire, el área de la masa de aire (que se traduce en el diámetro de sus aspas) y principalmente de su velocidad al variar al cubo la cantidad de energía a generar. La densidad del aire se considera un factor relativamente menos variable, su

valor disminuye con la temperatura y la altitud. Sin embargo, la energía útil final depende de la cantidad de energía cinética que pueda transformarse en energía mecánica y luego a energía eléctrica. Según la ley de Betz el aerogenerador actúa como un obstáculo para el libre movimiento del viento, por lo cual, no es posible aprovechar todo el potencial cinético del viento y se obtiene un nivel máximo de eficiencia teórica del 59%, llamado límite de Betz. Sin embargo, la energía eléctrica producida finalmente depende de una serie de pérdidas en los aerogeneradores dados por todas sus partes móviles, su esquema aerodinámico y conversión a energía eléctrica, las mayores se producen en las aspas debido a su efecto de obstáculo al viento, del orden del 50% de las pérdidas. Comercialmente se pueden obtener máquinas con eficiencias entre el 30% y el 40%, las cuales dependen fuertemente de las características del viento.

En base a lo anterior, se puede definir la densidad de potencia eólica, W/m^2 , como:

$$DPE(v, \rho) = \frac{P_{mec}}{A} = \frac{1}{2} \rho * v^3 \quad (2)$$

Esta fórmula independiza a la función de potencia del área a cubrir, dato que se determina por el tamaño del aerogenerador a utilizar, por lo cual, queda una función dependiendo de la densidad de potencia y la velocidad del viento, dos factores extraídos de mediciones en terreno que permiten establecer el potencial extraíble.

Al evaluar la DPE para la velocidad promedio anual y la densidad de aire para una altura dada, es posible obtener un factor considerado un estándar para definir el potencial eólico-energético de una zona. Este no define la energía final extraída ni el dimensionamiento del aerogenerador a colocar, pero sí entrega información sobre la existencia preliminar de potencial en la zona, para lo cual, es necesario contar con mediciones precisas a lo largo de un año. Este factor puede ser categorizado dependiendo de la velocidad y la DPE promedio como las presentes en la siguiente tabla:

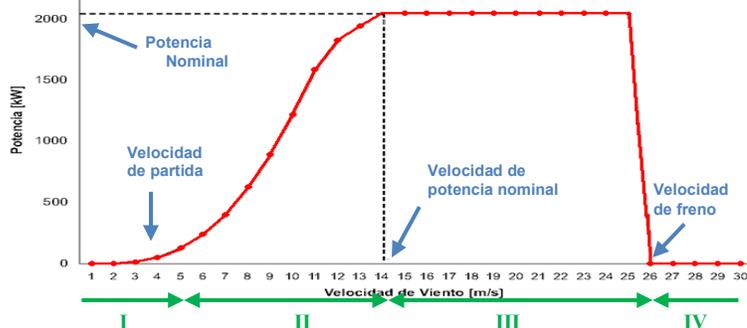
Tabla 2.2: Caracterización del Potencial Eólico dependiendo de la densidad de potencia.

Categoría	10 metros		50 metros	
	DPE ≤ [W/m ²]	Vel. del viento ≤ [m/s]	DPE ≤ [W/m ²]	Vel. del viento ≤ [m/s]
1	100	4,4	200	5,6
2	150	5,1	300	6,4
3	200	5,6	400	7
4	250	6	500	7,5
5	300	6,4	600	8
6	400	7	800	8,8
7	1000	9,4	2000	11,9
densidad promedio = 2,3 kg/m ³				

Con una categoría mayor a 4 puede considerarse que hay un recurso suficiente para desarrollar un proyecto eólico, los datos se entregan para mediciones a dos alturas distintas, la primera (10 metros) es la distancia típica en que se realizan mediciones meteorológicas, mientras la segunda es la altura típica a la que se evalúa el potencial eólico.

Operacionalmente los aerogeneradores extraen cierta potencia para cada velocidad del viento, a dicha curva se le llama curva de potencia del aerogenerador, la cual es obtenida experimentalmente en una región de pocas turbulencias y de viento viniendo directamente a la parte delantera de la turbina, es decir, en condiciones óptimas de operación. Las turbinas eólicas están construidas para operar a potencia máxima para una determinada velocidad del viento, potencia nominal, rango de velocidad nominal del viento, por lo cual tiene una serie de rangos en los que la máquina opera con distintas eficiencias:

Gráfico 2.6: Curva de Potencia de un aerogenerador de 2 MW.



De la curva se observan al menos cuatro etapas: la primera (etapa I), es aquella en la cual los vientos débiles no pueden vencer la inercia de la máquina lo que impide producir energía. Sobrepasada la velocidad de partida, comienza la etapa II en la que se comienza a producir energía pero no a su valor nominal pero al aumentar la velocidad aumenta la potencia generada al cubo de su velocidad de acuerdo con la ecuación de potencia del viento, en este instante la máquina opera pero no con su máxima eficiencia. Luego superada la velocidad de potencia nominal, la máquina funciona a todo su potencia donde las pérdidas son mínimas (etapa III), y opera de manera óptima para un determinado rango de velocidad. Sin embargo, cuando el viento es demasiado rápido, superior a la velocidad de freno; se pueden producir un deterioro mecánico de la estructura, por lo tanto, los aerogeneradores dejan de funcionar (etapa 4), actuando los frenos o redireccionándolos en dirección contraria al viento. Comparando distintas curvas para modelos de aerogeneradores Vestas y Nordex, fue posible concluir que las curvas sólo difieren en la potencia nominal que alcanzan, la velocidad típica en que operan a máxima capacidad es entorno a los 13 m/s, su velocidad de partida está entorno a los 5 m/s y la mayoría sólo opera hasta 25 m/s.

Considerando lo anterior y si se aplica la distribución de vientos a la curva del aerogenerador es posible obtener la curva de potencia extraíble del viento, donde el área bajo la curva corresponde a la energía generada en el periodo en que se toman las mediciones. La construcción de dicha curva se puede observar en la figura siguiente:

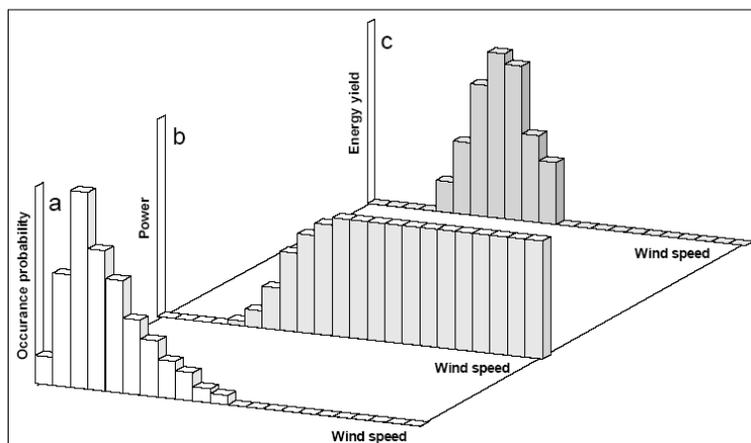


Fig. 2.9: Relación entre la frecuencia de ocurrencia del viento (a), la curva de potencia (b) y la energía final extraíble (c)[12]

Es decir, en base a las mediciones de tiempo y la potencia extraíble según la función de densidad, es posible dimensionar el recurso existente. Luego, dependiendo de las dimensiones de la turbina a utilizar, se calcula la potencia y energía final a generar.

2.2.5.3. Consideraciones para implementar un parque eólico

Al plantear la instalación de un parque eólico es importante considerar todos los aspectos técnicos necesarios desde la evaluación del potencial eólico, la elección de los aerogeneradores, el diseño del parque eólico, las instalaciones necesarias para conectarlos a la red; como todas las consideraciones ambientales y el mercado eólico mundial, principalmente el de productores de equipos y servicios en energía eólica.

El tamaño de los aerogeneradores depende directamente de la potencia nominal que se quiera obtener, no depende del recurso existente. Su elección debe considerar las dimensiones de emplazamiento, los costos, la disponibilidad de redes de inyección, las condiciones del suelo para soportar las cimentaciones de las turbinas, los accesos disponibles u obras civiles para su instalación, operación y mantenimiento.



Fig. 2.10: Dimensiones de Aerogeneradores en función de su potencia nominal.

Los aerogeneradores grandes se utilizan, por ejemplo, al tener un gran recurso de viento pero una pequeña superficie de emplazamiento o cuando se instalan off-shore (en el mar). Para este último, si bien las instalaciones off-shore ofrecen pocos obstáculos y vientos más constantes que permiten mejorar el factor de planta de la central, su instalación depende de la profundidad del lecho marino, las cimentaciones pueden ser directas (usadas comúnmente en el océano Atlántico y mar Báltico) o en superficies flotantes con anclajes en el fondo menos desarrollados por la industria eólica; los costos de estas instalaciones superan el doble de una central eólica terrestre.

Los aerogeneradores presentan economías de escala, entre más grandes menor es el costo final de la energía producida pese a que será de mayor costo de inversión. Sin embargo, en presencia de una red débil o una instalación donde se quiera una menor fluctuación en la electricidad de salida y una gran superficie de instalación convienen aerogeneradores más pequeños en mayor cantidad. Más aún de no existir infraestructura vial apropiada para el traslado y montaje de grandes aerogeneradores que deben realizarse con maquinaria especial. Los aerogeneradores utilizados comúnmente en instalaciones de parques eólicos interconectados a la red suelen ser de una potencia nominal superior al 1 MW con velocidad variable y regulación por cambio de ángulo de paso.

Al construir un parque generador, un conjunto de aerogeneradores, no sólo se debe estudiar la potencia de los generadores a instalar, también es importante considerar las distancias entre aerogeneradores de modo de no

crear excesivas turbulencias pero al mismo tiempo ser eficientes en la cantidad de uso de suelo y las pérdidas producidas en la interconexión a la subestación elevadora. La distancia común entre aerogeneradores es de 5 a 9 diámetros del rotor en la dirección predominante de los vientos y de 3 a 5 diámetros de rotor en la dirección perpendicular a los vientos dominantes; se debe optimizar distribución geométrica respecto a la producción de energía, la infraestructura disponible, la viabilidad económica y los impactos ambientales.

Otros aspectos a considerar en la instalación de parques eólicos son su conexión a red, cables subterráneos desde los aerogeneradores hasta una subestación elevadora que cuenta con transformadores elevadores y equipos necesarios para su conexión a la red. La instalación cuenta con caminos de acceso, casetas de control y estaciones meteorológicas de monitoreo del viento. Es decir una planta eólica puede verse como:

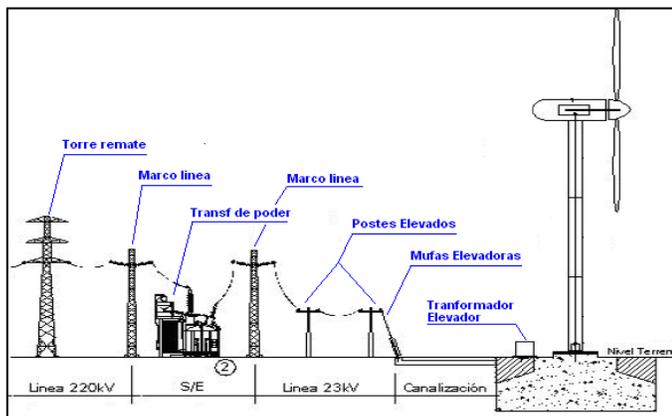


Fig. 2.11: Esquema de conexión a la red de un aerogenerador o parque aerogenerador

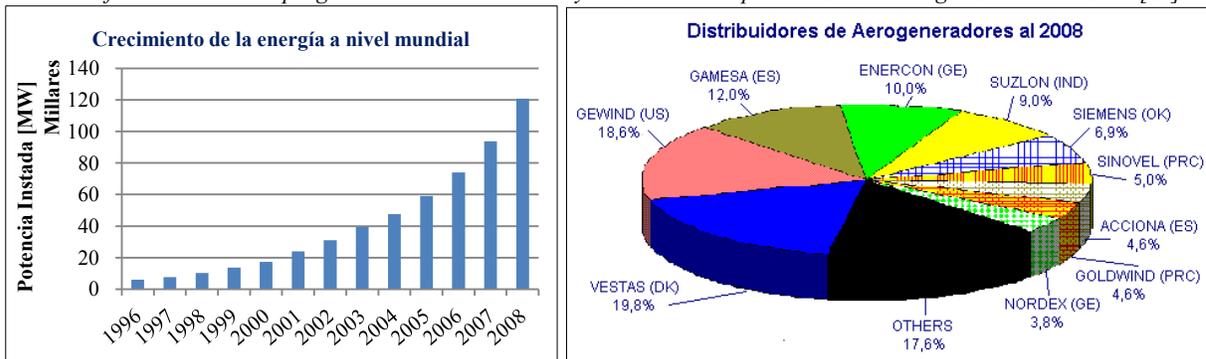
Los problemas técnicos que presentan los aerogeneradores correctamente instalados se relacionan con su factor de planta entre el 30% y el 40% dependiendo del recurso. Se le considera un recurso intermitente, sin embargo, las variaciones más significativas son: horarias, diariamente y estacionalmente, anualmente son menores al 10%. Es decir, la evaluación horaria o diaria debe ser compensada con otro tipo de generación de reserva como la térmica y la hidráulica; la coordinación entre ambos medios de generación es absolutamente necesaria. En Chile, ese control sería posible realizarlo justo con la regulación de las centrales hidroeléctricas. Para el caso de utilizar aerogeneradores con generadores asíncronos estos pueden tener fluctuaciones de tensión y frecuencia, si bien tiene equipamiento para compensar estas fluctuaciones mediante un correcto dimensionamiento de los equipos de compensación reactiva, las fluctuaciones de frecuencia disminuyen al colocar un mayor número de unidades en un mismo emplazamiento y de ser demasiado intensas los equipos de control desconectan y conectan automáticamente las centrales a la red mediante partidas suaves con tiristores.

Los aerogeneradores tienen una vida útil de 20 años con un periodo de construcción menor a un año, por lo que es una fuente de ERNC de mediano plazo, una vez instalados tiene casi nulos gastos operacionales por lo que su operación sería en base. Sin embargo, es necesario preliminarmente evaluar en detalle el recurso eólico, realizar toda la ingeniería y procesos de tramitación de permisos y por último conseguir el financiamiento para su implementación; hoy en día las empresas de aerogeneradores suelen entregar soluciones completas en cuanto a la ingeniería y necesidades de la zona en que se desee instalar un parque eólico.

La ventaja más importantes es el desplazamiento con centrales que utilizan combustibles fósiles, por cada MWh producido mitiga la emisión de 0,9 toneladas de CO₂ en comparación con una central a carbón y 0,41 para el caso de una central de gas natural; es compatible con otras actividades como la ganadería o la agricultura dado que tiene un uso no invasivo de las superficies en que se instalan. En comparación con otras tecnologías renovables tiene una mayor madurez tecnológica y un gran desarrollo comercial, lo que ha

incrementado exponencialmente la capacidad instalada a nivel mundial, incluso a tener problemas para cubrir la demanda en el 2007 al 2008.

Gráfico 2.7: Aumento progresivo de a nivel mundial y distribución de productores de aerogeneradores al 2008. [10]



Entre las consideraciones medioambientales más relevantes de esta tecnología está el efecto sombra, el ruido generado y el desplazamiento de algunos animales. Al instalarlo cercano a algún asentamiento humano hay que estudiar el efecto sombra, al rotar las aspas del rotor generan un efecto de parpadeo, lo que puede evitarse escogiendo adecuadamente el emplazamiento. Por otro lado, la emisión de ruidos se ha ido perfeccionando con el tiempo, dadas las características constructivas se puede decir que el sonido de las turbinas se incrementa en 1 db a medida que aumenta la velocidad del viento en un m/s, y disminuye al aumentar la potencia del aerogenerador lo cual es comparable con cualquier otro medio de generación.

Entre los factores que desincentivan el uso de este tipo de recursos se debe a la falta de catastros y mediciones de comportamiento de viento en alturas de 50 a 80 metros; además de carecer de aspectos regulatorio respecto de derechos de exploración de recursos eólicos, costos del terreno y franjas de paso; aspectos especialmente importantes a la hora de realizar mediciones para estimar el recurso existente. Otro punto es la inexperiencia en la integración de parques eólicos a las redes locales y al mercado eléctrico, lo que implica dudas sobre la incorporación de proyectos relacionados con esta tecnología por parte de los propietarios de las redes. En Chile hay solo dos experiencias en funcionamiento, Alto Baguales y Canela I (18,2 MW). Existen proyectos para instalarse centrales de Canela II (60 MW), Punta Colorada (20 MW) y Totoral (46 MW), existiendo en la actualidad muchos proyectos en estudios ambientales sin saber cuantos de ellos se materializarán finalmente.

2.2.6. Energía Solar

La energía solar depende directamente de la radiación incidente del sol en la tierra. El desarrollo de este recurso para la generación de energía eléctrica se encuentra con distintos desarrollos a nivel tecnológico; entre sus aplicaciones algunas están en nivel piloto mientras otras tienen un desarrollo comercial más acabado. Actualmente existen tecnologías tanto para generación de calor como de electricidad; en este caso, sólo se estudiará su aplicación a nivel de centrales generadoras, si bien estas, en general, son tecnologías escalables en el sentido que puede instalarse tanto de unos pocos kW como centrales de varios MW.³

2.2.6.1. Características del recurso

La radiación solar es la energía emitida por el sol mediante reacciones nucleares en su interior que se propagan al espacio por ondas electromagnéticas.

Existen dos tipos de radiación provenientes del sol: la radiación directa e indirecta. La primera es la componente vertical de la radiación incidente que no dispersa ni se absorbe dependiendo de la constante solar, la altura del sol sobre el horizonte y la transparencia atmosférica. La segunda es la radiación difusa, la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal desde todos los lugares de la atmósfera producida por el efecto de difusión. Cuando la radiación llega a la superficie de la tierra, esta puede ser absorbida o reflejada; ambas contribuye a mantener la temperatura en la atmósfera. La suma de la radiación directa y difusa se le suele llamar radiación global o total que es básicamente toda la radiación incidente sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180° medida entre las 6 de la mañana y las 6 de la tarde.

Dada la ubicación espacial de Chile, tiene zonas de alta radiación solar en la zona norte del país, más cercana a los trópicos, y disminuye paulatinamente hacia el sur. Las condiciones para el uso de este recurso se dan de forma excepcional en el desierto de Atacama, que cuenta con uno de los índices de radiación más elevados de la tierra.

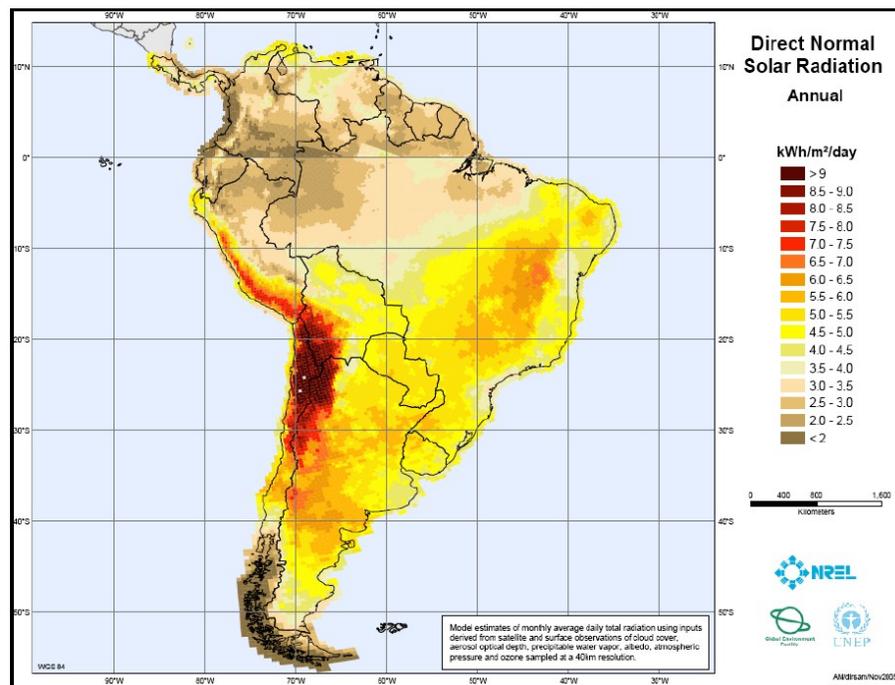
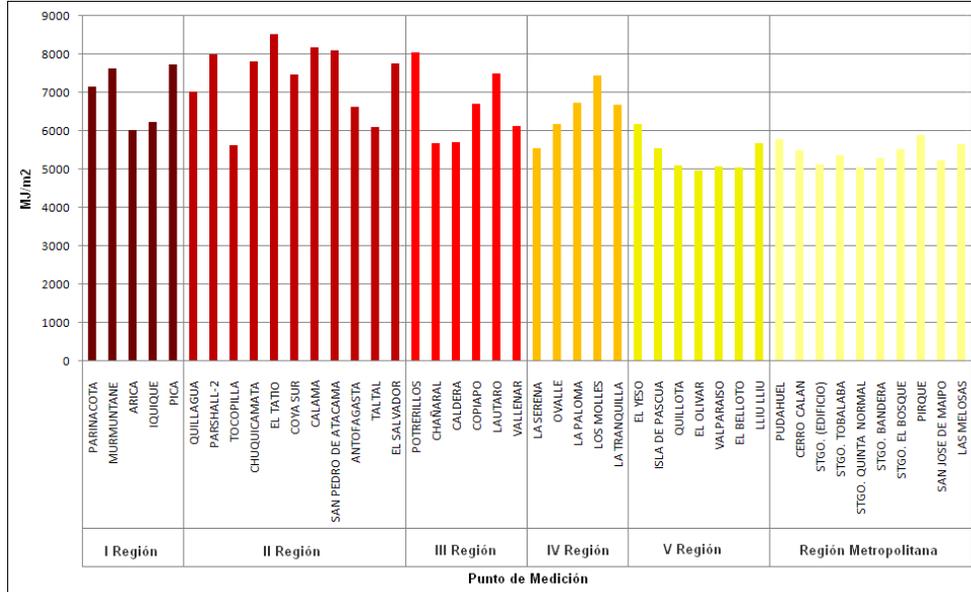


Fig. 2.12: Mapa con índices de radiación directa anual en Sudamérica.

³ Referencias: [12][13][16][17][18]

Alternativamente, considerando los datos del registro solarimétrico (ver referencias) se pueden observar los índices de irradiación anual (energía por unidad de superficie, $3,6\text{MJ/m}^2=1\text{kWh/m}^2$) de las primeras regiones del país.

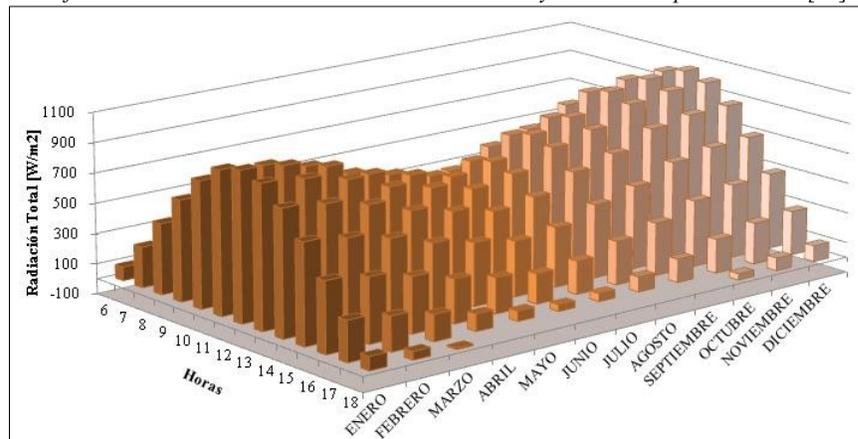
Gráfico 2.8: Irradiación Global Anual, En Plano Horizontal de la 1ª Región a la Metropolitana.[16]



De él se desprende que las variaciones de radiación que se producen dentro de la misma latitud se producen por su cercanía al mar donde se produce mayor nubosidad y por ende, menores índices de radiación.

Temporalmente, las variaciones de la radiación pueden ser del tipo horarias y estacionarias, es posible de todos modos que debido a factores locales se produzcan variaciones estocásticas. Los índices que se pueden obtener durante el año en una zona desértica como Calama son mostradas en el gráfico siguiente:

Gráfico 2.9: Variación de la radiación horariamente y anualmente para Calama.[16]

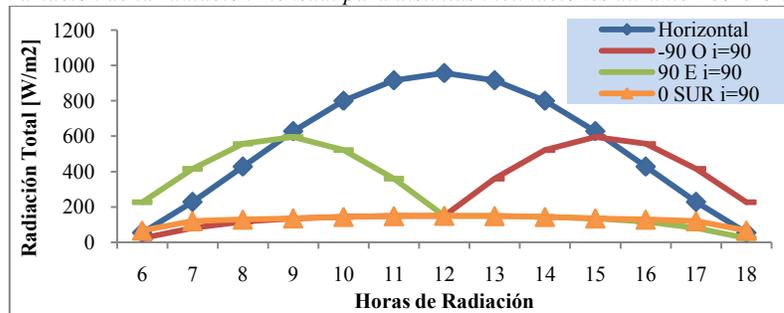


Los datos del gráfico anterior representan los valores promedio mensuales de radiación para cada hora del día; que finalmente representa la variación diaria y mensual de ella. Se desprende que entre los meses de abril a septiembre las horas de radiación disminuyen en una hora en la mañana y en la tarde, en comparación a los

meses de primavera y verano en la zona. La radiación durante el día aumenta paulatinamente hasta llegar a su máximo al medio día. El resto de las horas del día no son consideradas ya que sus valores son marginales en comparación a los que reciben radiación directa.

La orientación en que se mide la radiación también es relevante a la hora de diseñar los equipos de captación de la radiación solar, los datos anteriores se calcularon considerando la radiación horizontal en función a la superficie terrestre; en ella se obtienen los mayores índices de radiación, sin embargo, en las primeras horas de la mañana y últimas horas de la tarde al cambiar el ángulo de captación de la radiación permite superar los valores obtenidos horizontalmente, tal como se observa en el siguiente gráfico. Esto que implica que con un sistema de rastreo del sol se puede maximizar la radiación a obtener.

Gráfico 2.10: Variación de la radiación mensual para distintas inclinaciones durante Febrero en Calama. [16]



Se observa que al inclinar en 90° el colector en dirección 90° E se obtiene una mayor radiación en las primeras horas del día; lo mismo ocurre con la misma inclinación en dirección 90° O, en la tarde, corroborando la mejoría en la captación del recurso con un sistema de rastreo solar.

2.2.6.2. Tipos de aprovechamiento eléctricos de la radiación solar

Existen actualmente dos formas de aprovechar la radiación solar para generar energía:

- La conversión de la radiación en calor, por medio de concentradores, para luego mediante un medio de transmisión de calor (agua) convertirla en energía mecánica por medio de motores o turbinas térmicas (turbina a gas) y luego la conversión a energía eléctrica.
- La utilización de celdas fotovoltaicas convierten directamente la radiación solar en electricidad, es decir, transforman la luz en electricidad.

Esquemáticamente puede verse la clasificación de las distintas tecnologías en torno a ambas formas de aprovechamiento energético:

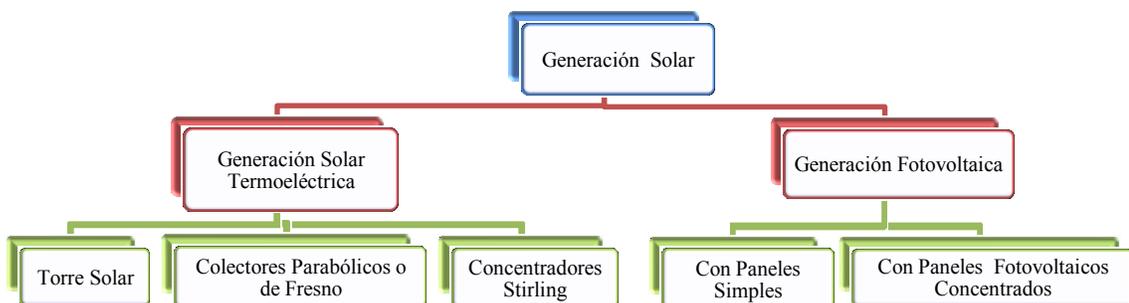


Fig. 2.13: Esquema de distribución de distintas tecnologías de aplicación de generación solar.

2.2.6.3. Generación Solar Termoelectrica

El uso de estas tecnologías supone el uso del calor como método de generación eléctrica. Dicho proceso implica termodinámicamente que para obtener la mayor eficiencia posible en relación a la cantidad de radiación incidente es necesario contar con altas temperaturas; o en su defecto, optimizar el sistema de manera técnica-económica utilizando temperaturas medias pero una mayor superficie de captación de radiación.

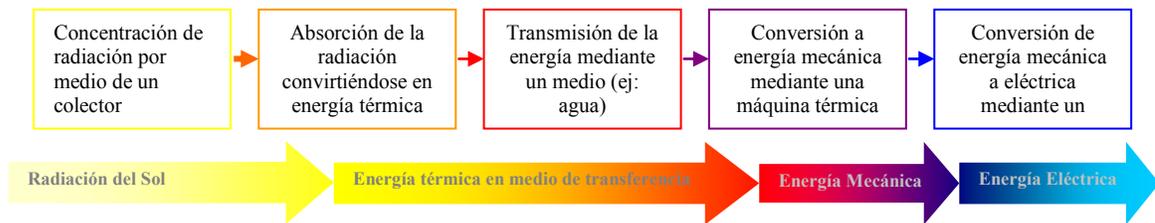


Fig. 2.14: Conversiones energéticas de una central solar térmica.[12]

Los sistemas de concentración de radiación captan en una superficie mayor por medio de un colector y la concentran en una superficie menor en forma de lente de forma de obtener mayor temperatura y eficiencia termodinámica. Como se observa en la Fig. 2.15, las flechas representan la radiación, los colectores reciben y reflejan parte o la totalidad de ella concentrándolas en un punto o línea determinado.

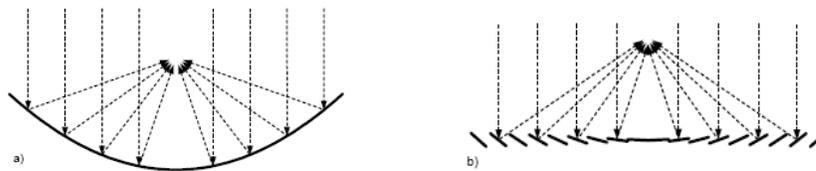


Fig. 2.15: Radiación Concentrada con concentradores parabólicos: (a) colector parabólico. (b) colector de Fresno.

A continuación se presentan las tecnologías más desarrolladas y las con mejores expectativas futura de desarrollo.

Generación con Torres Solares

Se constituyen por una serie de colectores inmóviles llamados helióstatos, compuestos de espejos altamente reflectantes que pueden rastrear el sol en dos direcciones (vertical y horizontal) mediante motores controlados electrónicamente para obtener el mejor ángulo de incidencia del sol. Se orientan hacia un concentrador ubicado en la parte alta de una torre, en ella el calor es transferido a un medio que puede ser aire o sal líquida llegando a temperaturas entorno a los 1000 °C. Luego puede pasar por dos procesos: producir vapor por medio de un intercambiador de calor y accionar una turbina a vapor; o usando aire caliente presurizado a 15 bar se puede alimentar una turbina a gas, el calor excedente puede alimentar una caldera y producir vapor para generar energía como un tipo de ciclo combinado. El sistema puede complementarse parcialmente con el uso de gas natural o biocombustibles en la alimentación de la caldera, de este modo se obtiene una eficiencia mayor y reemplazar el funcionamiento en ausencia parcial de sol o utilizarlo en la noche. También cuentan con sistemas de almacenaje de energía mediante su ciclo de vapor o de sal fundida, esto les permite tener ciertas horas de autonomía de funcionamiento.

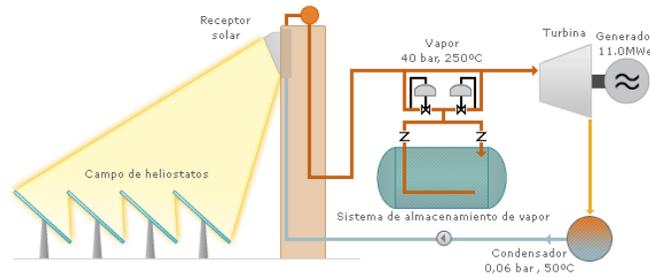


Fig. 2.16: Descripción de una central solar termoeléctrica con un ciclo de vapor.

Generación con centrales parabólicas de canal y planos de Fresno.

Estas centrales utilizan colectores parabólicos o planos de Fresno, los cuales reflejan la luz incidente en un concentrador tipo tubo, tienen un sistema de seguimiento del sol en torno a su eje inferior. La superficie reflectante está construida típicamente de cristal de hierro negro a plateado, tiene un diámetro entre 1 y 1,5 m. El sistema de rastreamiento se realiza con motores hidráulicos o eléctricos y un sensor de posicionamiento angular junto con un sensor solar.

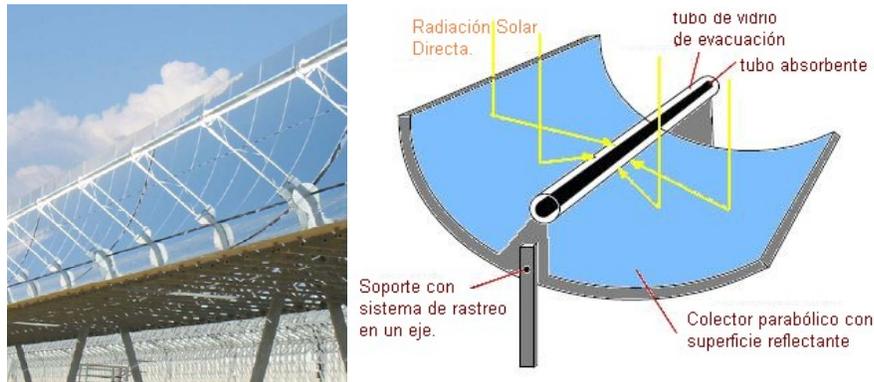


Fig. 2.17: Funcionamiento de colector parabólico.

Los colectores Fresno, son similares a los anteriores pero en vez de ser una única superficie reflectante se utilizan segmentos individuales orientados en un sólo plano, Fig. 2.15-b, los cuales pueden ser direccionados de modo de obtener el mismo efecto de concentración. Estos colectores han sido utilizados sólo de manera experimental entregando una eficiencia menor a la de los parabólicos, además de requerir un sistema de control más sofisticado; por otro lado, el uso de colectores planos (espejos) podría a futuro reducir considerablemente sus costos de fabricación reduciendo los costos totales de la tecnología lo que puede compensarse con la menor eficiencia.

Los colectores solares se ubican en campos solares, alineados en largas filas paralelas de unos 600 m cada una, todos interconectados con un punto de entrada (alimentador) y otro de salida (línea de descarga). El primero recibe el aceite frío, mediante una bomba y pasa por los colectores hasta la línea de descarga. El fluido mediante un intercambiador de calor (calentadores), transfiere el calor a un ciclo de generación de vapor, cual lo transformará en energía eléctrica mediante una turbina de vapor. El proceso puede funcionar en forma híbrida junto con algún combustible fósil, como gas natural y biocombustibles; mediante la inyección de calor a una caldera y repetir todo el proceso anterior, tal como se observa en el segundo modelo de planta presentado.

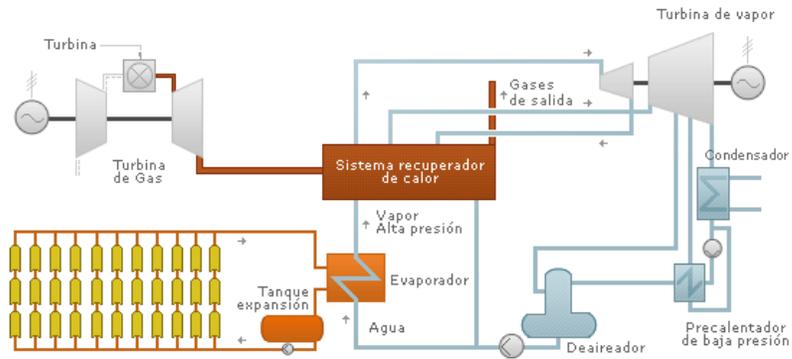


Fig. 2.18: Modelos de Plantas Solar con Colectores Solares Parabólico con sistema híbrido.

Estas plantas se instalan en áreas de alta radiación (por sobre los 2700 kWh/m^2 anuales) el proceso completo tiene una eficiencia dada por el colector, el campo de colectores y el ciclo de vapor. El primero depende del ángulo de incidencia alcanzado hasta el 75% de la radiación incidente, las pérdidas conjuntas de los colectores son menores al 10% y el proceso térmico de conversión tiene una eficiencia del 35%, dando a esta tecnología una eficiencia total del 15%. Pese a que su eficiencia es menor que las centrales de torres solares, esta tecnología se encuentra en una etapa más madura de desarrollo comercial con varias empresas establecidas y centrales con probada capacidad.

Centrales con concentradores Stirling

Este tipo de equipos utilizan un colector parabólico cóncavo compuesto de un solo disco o varios de ellos orientados hacia un concentrador (receptor) que transfiere el calor a un motor Stirling el cual transforma la energía térmica en mecánica y luego a energía eléctrica mediante un generador asíncrono. El colector tiene un sistema de rastreo en dos direcciones, en torno a su eje; puede elevarse, moverse verticalmente y en torno a su eje. El receptor por su parte, puede alcanzar temperaturas entre 600 y $800 \text{ }^\circ\text{C}$ con presiones entre 40 a 200 Bar ; por lo general, utilizan sodio líquido como medio de transferencia de calor, el cual se evapora en la superficie absorbente del receptor; esto mejora la eficiencia térmica del orden del 90%. El motor Stirling por su parte, es una máquina térmica de ciclo cerrado que comprime el gas de trabajo cuando es frío para extraerle el calor y luego calentar gas comprimido para conseguir el movimiento mecánico.

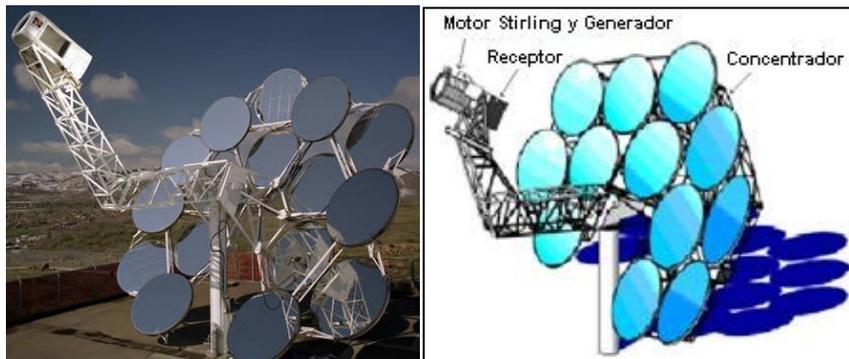


Fig. 2.19: Concentradores con motores Stirling y esquema de funcionamiento.

Este modelo de planta solar, presenta ciertas ventajas frente a los anteriores, el sistema tiene menores pérdidas de su ciclo térmico y que los motores pueden alcanzar una alta eficiencia; este tipo de colectores puede alcanzar una eficiencia en conjunto cercana al 30%. Pueden ser usados tanto en pequeña como a gran escala, debido a que operan de forma independiente, además los motores pueden complementarse con el uso de combustibles

fósiles o biocombustibles. Sin embargo, aún son de un alto costo, requiere un sistema muy exacto de rastreo solar y sólo su producción en serie podría reducirlos.

2.2.6.4. Generación Solar Fotovoltaica

Se caracteriza por la utilización de materiales semiconductores capaces de transformar energía luminosa en energía eléctrica. Se construyen de manera similar al diodo, con dos materiales dopados positiva y negativamente, de modo tal, que al recibir los fotones contenidos en la radiación rompen los enlaces de valencia y producen electrones libres que ocasiona la diferencia de voltaje y por ende generación de electricidad de corriente continua.

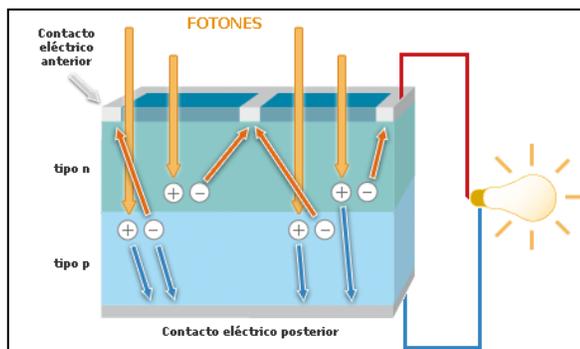


Fig. 2.20: Funcionamiento de celda fotovoltaica.

Las centrales de este tipo están constituidas por paneles fotovoltaicos, los que a su vez están compuestos por células fotovoltaicas conectadas en serie de modo de obtener un voltaje entorno a los 6 a 12 V por panel. La cantidad de energía que pueden generar las celdas depende del tipo y área del material semiconductor, de la intensidad de la radiación solar y de su longitud de onda. También puede aumentar la cantidad de energía que generen mediante un sistema de rastreo solar, las cuales pueden mejorar el funcionamiento de esta tecnología entorno a un 30%.

Las celdas más típicamente comercializadas a gran escala están construidas con silicio monocristalino, policristalino y amorfo de láminas delgadas. Este semiconductor no es el material ideal para este uso, pero es el que tiene mayor penetración comercial debido a sus propiedades absorbentes, su abundancia y facilidad de control. Las celdas de mejor eficiencia son las de silicio monocristalino, cercanas al 20%, el cual tiene un silicio de alta pureza, superior al alcanzado con los procesos comunes de refinación de otras aplicaciones, lo encarece sus costos de producción. El uso de las celdas policristalinas implica que el silicio tiene pequeñas impurezas que disminuyen su eficacia pero abaratan sus costos de producción pueden llegar a eficacia del orden del 15%; por otro lado, las de silicio amorfo utiliza láminas delgadas pero su efectividad es menor al 10%. Aparte de este material se han investigado celdas utilizando el telururo de cadmio y sulfuros y seleniuros de indio.

Tabla 2.3 Eficiencia tecnológica de distintos materiales fotovoltaicos. [12]

Material	Tipo	Eficiencia		Estado Tecnológico
		Laboratorio en %	Industria en %	
Silicon	monocristalino	24,7	14,0 – 18,0	producción a gran escala
Polysilicon, simple	policristalino	19,8	13,0 – 15,5	producción a gran escala
MIS inversion layer (silicon)	monocristalino	17,9	16	producción a pequeña escala
Concentrator solar cell (silicon)	Monocristalino	26,8	25	producción a pequeña escala
Silicon on glass substrate	tecnología de transferencia	16,6		producción piloto
Amorphous silicon, simple	capa delgada	13	8	producción a gran escala
Tandem 2 layers, amorphous silicon	capa delgada	13	8,8	producción a pequeña escala
Tandem 3 layers, amorphous silicon	capa delgada	14,6	10,4	producción a gran escala
Gallium indium phosphate / Gallium arsenide (GaInP/GaAs)	celda tandem	30,3	21	producción a pequeña escala
Cadmium-telluride (CdTe)	capa delgada	16,5	10,7	producción a pequeña escala
Copper indium di-selenium (CuInSe)	capa delgada	18,4	12	producción a pequeña escala

Actualmente la tecnología que presenta mejores expectativas de desarrollo y se encuentran en etapa de comercialización a pequeña escala son los sistemas de concentración fotovoltaica, utilizando principalmente silicio o arseniuro de galio en múltiples capas. Se aplica el mismo concepto de concentración de radiación visto en las centrales térmicas, con ello se disminuye la superficie de material fotovoltaico mediante lentes o espejos para obtener altas eficiencias del orden del 25 al 30% dependiendo de las condiciones de ubicación y del material fotovoltaico. Estas celdas se iluminan 500 veces más que las convencionales, estas plantas deben estar situadas en zonas de alta radiación directa y cuentan con sistemas sofisticados de rastreo solar.

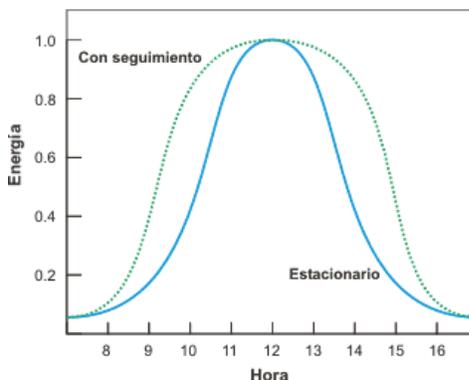


Fig. 2.21: Cantidad de energía obtenida con paneles estáticos y con seguimiento de acuerdo a la hora.

Las plantas solares con tecnología fotovoltaica, por lo general, se componen del sistema fotovoltaico, en el cual se conectan los paneles en serie y paralelo de modo de obtener un voltaje y corriente controlable, el que se inyecta al inversor que lo convierte en energía alterna en bajas tensiones 380-800 V el cual debe elevarse para inyectarse en media tensión a las redes. Además se pueden agregar baterías de ciclo profundo para abastecer en circunstancias de poco sol o de noche. Geográficamente se necesita una superficie con alta radiación y un área relativamente plana.

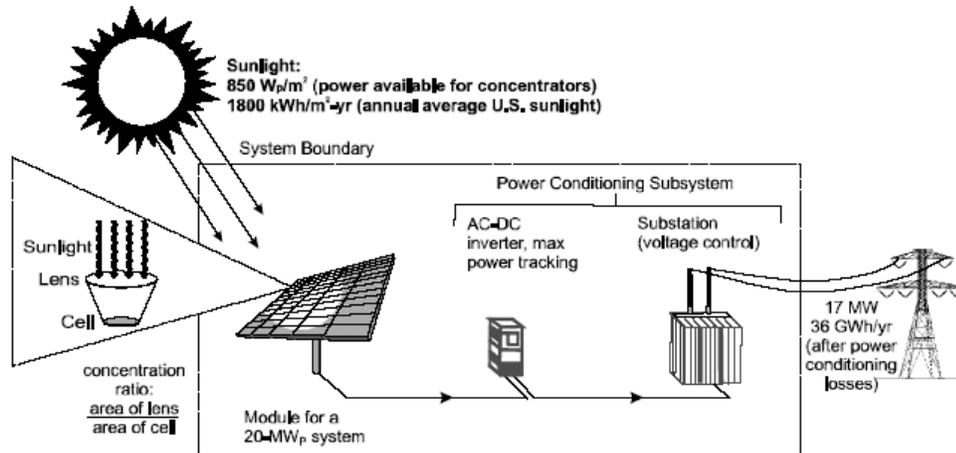


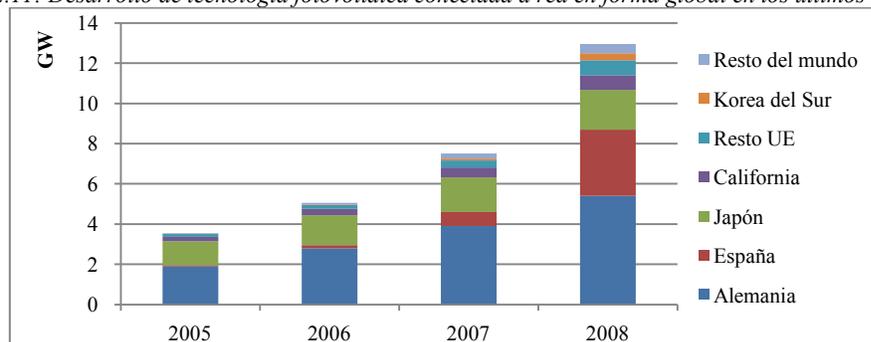
Fig. 2.22: Esquema de Central Solar con paneles fotovoltaicos con celdas concentradas.[13]

El desarrollo de este tipo de tecnología en centrales a gran escala aún está restringido por las altas inversiones pese a que tiene bajos costos de mantenimiento y operación, la baja eficiencia de los paneles más comercializados masivamente hace necesario la instalación de grandes cantidades de ellos; el hecho que es un recurso estacionario, es decir, que no produce energía continuamente, implica tener otro medio de generación que complemente su uso o un sistema de almacenamiento que lo hace aún más costoso, lo que puede representar entre un 30% y un 40% de la inversión.

2.2.6.5. Consideraciones para el desarrollo de proyectos solares

La situación actual de las tecnologías solares es que tienen rentabilidades menores a las otras tecnologías renovables dado su alto costo si bien se construyen celdas hace décadas su desarrollo a gran escala aún es limitado. A nivel mundial, los máximos productores de paneles fotovoltaicos son Alemania, Japón y EE.UU; sin embargo, el mayor desarrollo de esta tecnología es con paneles conectados a la red desde zonas residenciales o industriales, por ejemplo, en el mercado europeo las instalaciones a gran escala representan sólo el 10% del mercado fotovoltaico y se produce en zonas en que no existe competencia por el uso del terreno.

Gráfico 2.11: Desarrollo de tecnología fotovoltaica conectada a red en forma global en los últimos 4 años.[10]



Se espera que a futuro se desarrollen estas tecnologías con menores costos de producción, por ejemplo, en el uso de otros materiales aparte del silicio y con la tecnología de concentración fotovoltaica.

En el caso de las tecnologías solares termoelectricas su instalación aún es más cara que las demás tecnologías renovables en que se espera un mayor desarrollo futuro dada la capacidad de almacenar energía, construir centrales híbridas con gas natural o biocombustibles; anualmente los costos se van reduciendo y los factores de

plantas de estas tecnologías, al ubicarlas en zonas desérticas, tienen cada vez valores más cercanos a la energía eólica. De acuerdo, a diversos estudios las centrales de este tipo tendrán un crecimiento considerable en los próximos años.

Gráfico 2.12: Composición actual mundial de centrales CSP.[18]

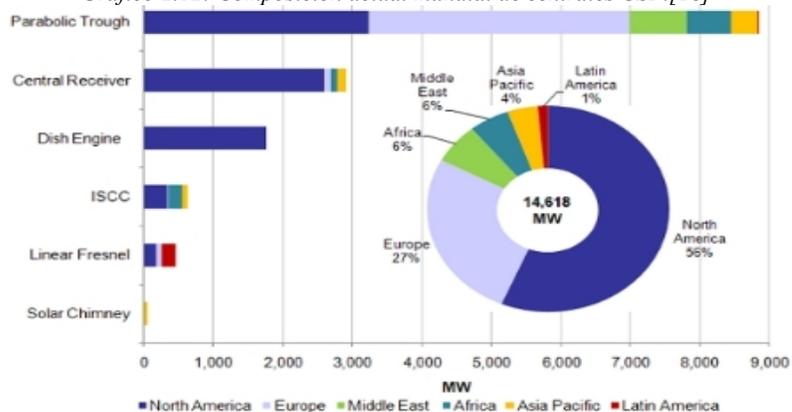
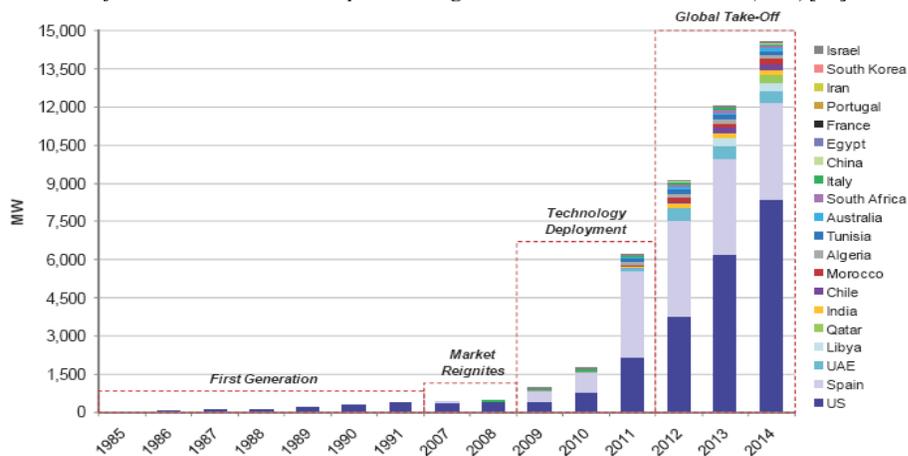


Gráfico 2.13: Crecimiento esperado de generación solar concentrada. (CSP)[18].



En cuanto a los efectos medioambientales en la instalación de centrales solares son principalmente la necesidad de contar con grandes extensiones de terreno aptas para el uso intensivo de los equipos y la necesidad de aplanar sectores para evitar efectos sombras, sin embargo, en la práctica, no presentan problemas de instalación.

2.2.7. Pequeñas Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía cinética y potencial de un río, dentro de los distintos desarrollos de estas tecnologías se clasifican como mini hidráulicas o pequeñas centrales a aquellas con una influencia menor en su entorno que el de las grandes centrales convencionales. El límite de potencia instalada para considerar una central como mini-hidráulica no tiene un criterio común y responde a decisiones legales de cada región o país. Por ejemplo, mientras la Unión Europa considera centrales pequeñas con una potencia menor a 10 MW, otras lo hacen con 1 MW; en Chile, se les considera pequeñas centrales a aquellas de potencia instalada menor a 20 MW, rango común al resto de Latinoamérica y China. Técnicamente, la potencia instalada no es un indicativo para diferenciar centrales a menor escala de las convencionales ya que las primeras no son centrales en miniatura de las convencionales sino que responden a distintos criterios de diseño, equipos e intervención del entorno.⁴

2.2.7.1. El recurso hídrico y medición de potencia extraíble

La energía hidráulica proviene indirectamente por el sol y se obtiene del movimiento de masas de agua a través de ciclo hidrológico natural del agua que produce ríos y lagos donde es posible aprovechar la energía cinética del agua para producir electricidad. Todo se basa en el ciclo termodinámico del agua al pasar por sus distintos estados: las altas temperaturas producen la evaporación o condensación de las masas de agua o nieve. En el primer caso, forman las nubes que luego al bajar las temperaturas vuelven a las masas de agua en forma de precipitaciones o nieve. La producción de deshielo en zonas cordilleranas producto del aumento de temperatura genera la formación de cuencas de ríos y lagos que desembocan en el mar, repitiendo continuamente el ciclo.

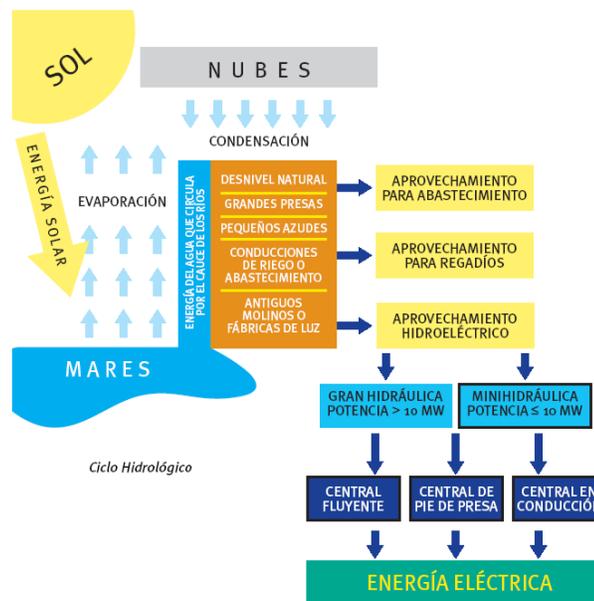


Fig. 2.23: Ciclo Hidrológico, distintos tipos de aprovechamiento de aguas.[19]

Las centrales y mini-centrales hidráulicas transforman la energía en electricidad aprovechando la diferencia de desnivel entre dos puntos para convertir la energía hidráulica en energía mecánica utilizando una turbina y luego en energía eléctrica mediante un generador.

La energía hidráulica se define como la energía cinética y potencial presente en cada punto del río, las cuales se definen respecto a dos variables: la altura del salto de agua y el caudal instalado:

⁴ Ref: [12][13][19].

Caudal: flujo de agua proveniente de precipitaciones, deshielos y filtraciones de cuencas hidrográficas que circula a través de cada una de las secciones de conducción, se mide en $[m^3/s]$.

Desnivel o salto de agua entre dos puntos del río: paso brusco o caída de masas de agua desde un nivel, más o menos constante, a otro inmediatamente inferior.

La potencia hidráulica es directamente proporcional a ambas variables y una serie de parámetros:

$$P(Q, h) = \rho * g * Q * \Delta h \quad (3)$$

Siendo ρ la densidad del agua, g constante de gravedad, Q el caudal volumétrico y Δh la diferencia de altura entre los puntos del río en que se toma el flujo de agua y pasa por las turbinas hidráulicas.

Para dimensionar el potencial extraíble es necesario realizar un estudio hidrológico consistente en conocer las condiciones del caudal para la ubicación donde se quiere instalar la central. Para ello se hacen mediciones que registran los caudales instantáneos que circulan en un tramo del río mediante estaciones de aforo, lo que determina valores máximos, medios y mínimos diarios medidos en un horizonte de un gran número de años, agrupándolos en series por años hidrológicos⁵. De no existir mediciones en terreno se puede realizar un estudio hidrológico teórico basado en datos de precipitaciones de la zona, la comparación con otras cuencas similares y la medición de los caudales por lo menos de un año. Con cualquiera de los métodos se busca obtener una serie anual lo suficientemente grande para realizar una distribución estadística que clasifique los años en función del nivel del caudal; los datos se clasifican entre años húmedos y secos dependiendo del aporte anual al caudal permanente en el río y de ellos obtener los caudales correspondientes a los años normales o medios para finalmente, calcular caudales medios diarios.

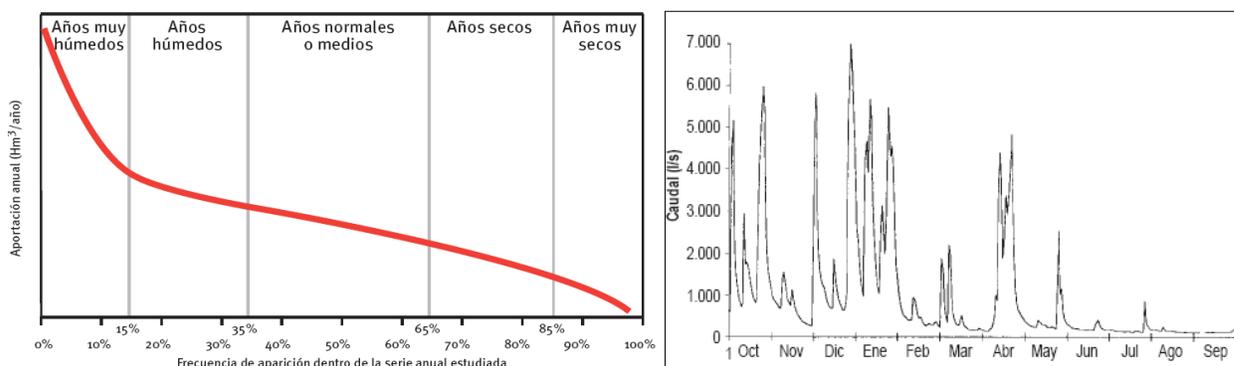


Fig. 2.24: Curva para clasificar los años hidrológicos y curva de caudales medios diarios para un año normal. [19]

En base a esta curva, se construye una curva de caudales clasificados de la *cuenca* que representa el número de días del año en que se presenta determinado caudal. De la curva se calcula el caudal turbinado o caudal instalado (Q_e), que es el que pasa finalmente por la tubería forzada hasta la turbina; el caudal ecológico o de servidumbre (Q_{rs}), volumen que permanece en el río y que es considerado generalmente como el 10% del caudal interanual; también existe un caudal que será vertido en los momentos que se supere el caudal instalado. Por otro lado, es necesario determinar el caudal mínimo técnico (Q_{mt}) para el funcionamiento de la turbina lo que depende del caudal instalado y un factor k definido por el tipo de turbina. El caudal instalado se determina considerando que el volumen turbinado sea máximo, para lo cual se descuenta el canal de servidumbre y se considera el intervalo de la curva comprendido en el caudal que circula por el río durante los 80 días al año y el

⁵ Año hidrológico: Periodo de un año que comienza el primero de octubre y termina el 30 de septiembre del año calendario siguiente. Ej: (1/10/09 al 30/09/10).

caudal que circula durante 100 días al año. También está condicionado por la inversión necesaria, las instalaciones ya existentes o por las repercusiones ambientales que origine.

El salto neto se determina considerando el máximo que permite la topografía de la zona, además de todas las variables anexas a las dimensiones del recurso, como costos o capacidad de los equipos; en base a ello, se define salto bruto (H_b) como la distancia comprendida entre el nivel máximo aguas arriba del salto y el nivel normal del río de donde se descarga el caudal turbinado. El salto útil (H_u) es el desnivel comprendido entre la superficie libre del agua en el punto de carga y el nivel de desagüe de la turbina. Por último, se considera salto neto o altura del salto (H_n) el que impulsa la turbina; es decir, el salto útil menos las pérdidas por fricción, turbulencias, cambios de dirección de flujo producidas a lo largo de la conducción forzada (H_p), las cuales se pueden estimar entre el 5 y el 10% del salto bruto.

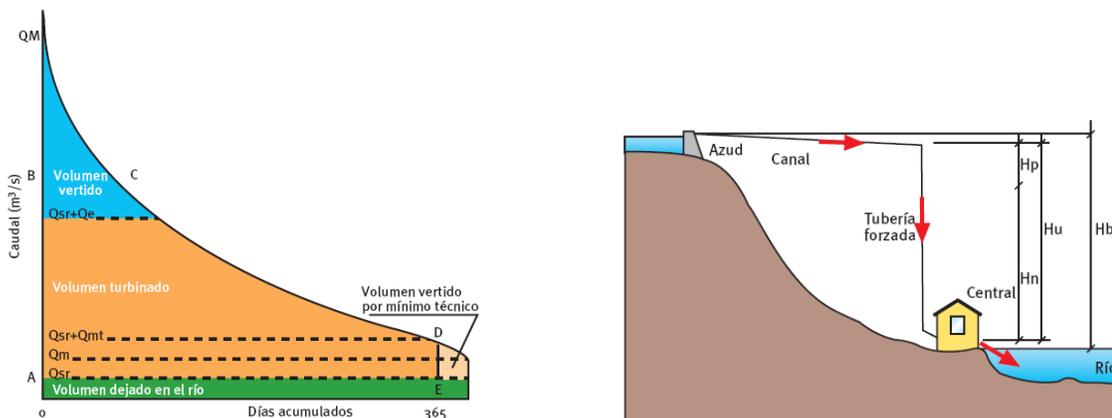


Fig. 2.25: Curva de caudales clasificados y variables a considerar para determinar el salto neto. [19]

Tabla 2.4: Factor k dependiendo de tipo de turbina hidráulica a utilizar.

Tipo de Turbina	Factor k
Pelton	0,1
Kaplan	0,25
Semi Kaplan	0,4
Francis	0,4

En base a las variables definidas, caudal y salto, es posible redefinir la expresión anterior, considerando el factor de eficiencia de la central en función de los rendimientos de los equipos que intervienen en la producción de electricidad.

$$P(Q, h) = 9,81 * Q_e * H_n * e \quad (4)$$

$$e = R_t * R_g * R_s$$

R_t : rendimiento de la turbina
 R_g : rendimiento del generador
 R_s : rendimiento del transformador de subida.

Dependiendo de los equipos utilizados se puede considerar que el factor de eficiencia es del orden del 85% de su potencia instalada. Sin embargo, su factor de planta depende básicamente del año hidrológico, en un año seco generará menos o casi nula energía, en tanto en un periodo húmedo podrá generar incluso entorno a un 90% de su operación.

2.2.7.2. Tipos de Centrales Hidroeléctricas

Para extraer la energía hidráulica de un río es necesario eliminar las pérdidas naturales producidas por los cursos naturales de agua, como remolinos, erosión de sus riberas, ruidos del torrente, etc. Para ello se encausa en forma artificial para que fluya con las menores pérdidas y conseguir un aprovechamiento energético más eficiente. Existen dos formas de encausar o aprovechar el recurso hídrico; sin embargo, ambas comparten el mismo principio de conversión de energía hidráulica en energía mecánica, por otra parte, es la clasificación más general entre centrales su principal diferencia se basa en que el salto se considera constante para el primer caso, mientras que el caudal es variable en ambos.

Método de desviación de corriente:

Este método se aprovecha generalmente en presencia de un salto de agua considerable, desviando parte del caudal de agua con una ligera pendiente para luego aprovechar el salto existente mediante un sistema de tuberías hasta el punto donde se encuentra la turbina que extrae la energía mecánica mientras el agua ya turbinada vuelve a ser encausada a su cuenca natural. Estas centrales, llamadas comúnmente centrales de pasada, dependen directamente de su hidrología, sin capacidad de regulación de su caudal en las turbinas y puede ser muy variable por condiciones meteorológicas; por ello este tipo de centrales se considera que operan en base en un sistema interconectado. Estas centrales tienen un salto prácticamente constante por lo que la potencia generada sólo depende del caudal instantáneo.

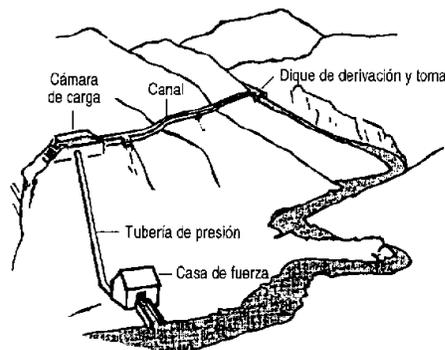


Fig. 2.26: Diagrama de funcionamiento de una central con desvío de la corriente. [19]

Entre los elementos que componen una central de este tipo son: son el azud, la toma de agua, el canal de derivación, la cámara de carga, la tubería forzada, la turbina, el equipamiento electromecánico y el canal de descarga.

- **Azud:** muro transversal al curso del río de poca altura que sirve para desviar parte del caudal hacia la toma.
- **Toma:** estructura que desvía parte del agua y facilita su entrada en el azud, se diseña de modo de disminuir las pérdidas energéticas y filtrar la entrada de elementos sólidos. También puede ser sumergida excavando un canal transversal al cauce del río (centrales de caverna) que sale transversal al río hacia el canal de derivación; esta forma de toma produce pocos efectos en el entorno.
- **Canal de derivación:** Es el canal entre la toma y la cámara de carga, la cual se puede realizar mediante túneles, canales o tuberías; los cuales pueden ser superficiales, enterrados o a presión.
- **Cámara de carga:** es un depósito situado al final del canal de derivación y antes de la tubería forzada que lleva el agua a la turbina, su función es entregar un arranque a la turbina sin intermitencias. En su diseño se evitan al máximo las pérdidas de cargas y remolinos para mejorar el rendimiento de las turbinas.

- **Tubería forzada:** Es la que lleva finalmente el agua a la turbina, esta debe soportar la presión de la columna de agua, puede estar enterrada o ser aérea dependiendo de la orografía y factores medioambientales. Dicha agua va directamente a la turbina y luego el flujo de agua va hacia el canal de salida que la devuelve al río.

Intercepción de la corriente en un embalse mediante una presa.

Se utiliza preferentemente en presencia de un gran caudal pero la ausencia de un salto de agua considerable, en este tipo de centrales se intercepta la corriente del río mediante una presa, construyendo un embalse, reservorio o lago artificial. La presa crea el salto de agua, disminuyendo la velocidad media de la corriente y las pérdidas. Las presas se suelen construir aprovechando zonas angostas del cauce cerrando el valle. En este tipo de centrales, llamadas centrales de embalse, puede existir un control del flujo del agua dado que es posible reservar parte del agua o del cauce en el embalse; ello implica que el recurso adquiere un costo de oportunidad por su uso o reserva futura. Dependiendo del emplazamiento de la central y del tipo de clima estos pueden tener una regulación horaria, diaria o estacional. En el caso de mini centrales, el embalse suele ser pequeño o utilizar uno ya existente aguas abajo, se puede usar de manera programada dado su costo de oportunidad, por ejemplo, para producir energía en las horas punta o los fines de semana llenándose el embalse en el tipo en que no esta en funcionamiento.

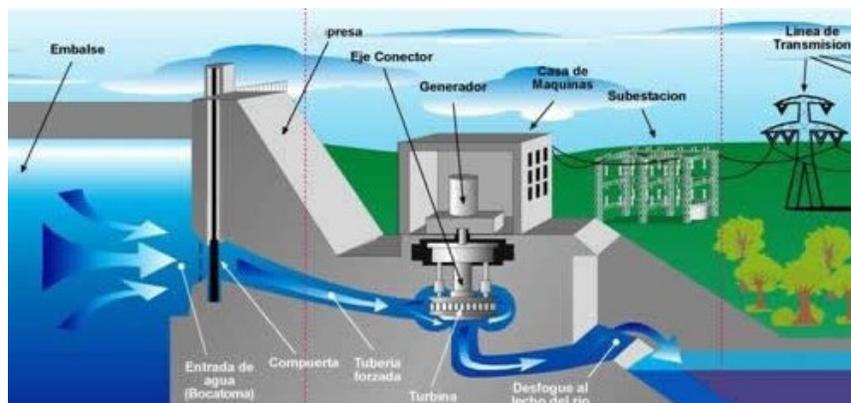


Fig. 2.27: Central hidroeléctrica de embalse.

Los componentes de una planta hidroeléctrica son similares a los de las centrales de pasada, sin embargo, parte del equipamiento no es necesario ya que en la parte inferior de la presa actúa como cámara de carga, por lo cual, su equipamiento cuenta del embalse, la tubería forzada, el equipo electromecánico y la subestación para inyectar la energía

- **Adaptación o construcción de las condiciones de la presa a la mini-central:** Es un muro construido generalmente de hormigón que producen una elevación notoria del río mediante la creación de un embalse o lago artificial. Para centrales mini hidráulicas suelen usarse modelos de presas de gravedad que contrarresta el empuje del agua por su propio peso, estas pueden estar construidas de tierra o escollera como también de hormigón; otro tipo de presa son las de arco las cuales transmiten el esfuerzo del empuje del agua hacia las laderas, se sitúan en valles angostos o laderas rocosas.
- **Uso de canales de riego o de abastecimiento:** aprovecha desniveles producidos por infraestructuras existentes, no suelen generar centrales muy grandes, por lo general, microcentrales que podrían conectarse en instalaciones de media tensión o baja tensión, por ejemplo, en instalaciones de distribución o instalaciones de las redes de alimentación de una empresa.

- **Centrales de pie de presa que se aprovecha un salto existente:** nacen en función de un embalse ya existente y aprovecha el mismo salto, estas instalaciones suelen utilizarse para otras necesidades distintas del recurso, por ejemplo, riego o abastecimiento humano.

2.2.7.3. Equipos Electromecánicos

En ambos tipos de centrales se tienen los mismos equipamientos electromecánicos que convierten la energía hidráulica en energía mecánica, las turbinas hidráulicas y luego con el generador se transforma de energía mecánica a energía eléctrica. Todos estos equipamientos se encuentran contenidos en una sala de máquinas junto con el equipamiento instrumental, eléctrico y electrónico para los sistemas de regulación, control, protección y medida.

Determinar el tipo de turbina hidráulica a utilizar depende, básicamente, de los parámetros de diseño de la central: la caída de agua, el caudal utilizado y la potencia final a instalar. Estas se clasifican entre turbinas de acción y de reacción, las primeras usan la velocidad del flujo de agua para funcionar, en tanto, las de reacción emplean tanto la presión como la velocidad del agua en su operación. Existen tres tipos de turbinas comerciales para centrales hidroeléctricas: turbinas Pelton, Francis y Kaplan.

Elegir el tipo de turbina a utilizar depende principalmente de las condiciones del recurso hidráulico, es decir, depende de los parámetros de salto y caudal. Como guía se considera el siguiente gráfico, donde se muestran los rangos de funcionamiento como guía para seleccionar el modelo más apropiado. Hay que considerar las variaciones en rendimiento donde se instala la central; por otro lado, las turbinas de reacción poseen menos eficiencia al ser más grandes, lo que puede hacerlas inapropiadas para una instalación pequeña.

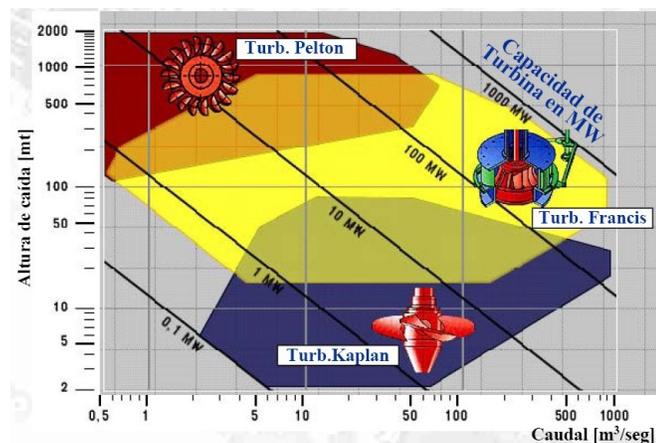


Fig. 2.28: Aplicaciones para distintas turbinas hidráulicas.

En este tipo de centrales suelen usarse generadores síncronos o asíncronos dependiendo de si se conecta a una red u opera aislado, también es relevante considerar los criterios técnicos con que funciona la central y los costos de estos equipos. Los generadores síncronos suelen emplearse con potencias superiores a 2 MW conectadas a la red o que funcionan aisladas de la red, permiten controlar la cantidad de reactivos que se aplican a la red; sin embargo, en el último tiempo se han incluido generadores asíncronos, dada su sencillez, robustez y menores precios, sin embargo, estos debe estar conectados a la red ya toman energía de ella para magnetizar el rotor en su partida, además necesita una compensación reactiva de la misma red o mediante equipamiento para este efecto como condensadores o equipos de electrónica de potencia, se usan principalmente en centrales menores a 0,5 MW. Entre 2 y 0,5 MW se pueden emplear ambos dependiendo de la central a instalar.

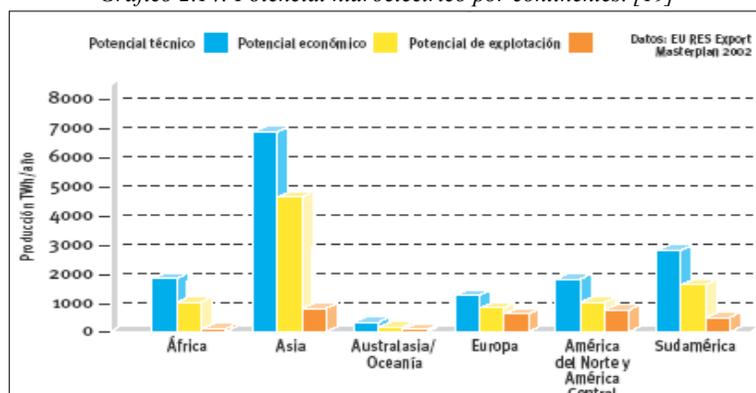
Otros equipamientos de la central son los que permiten su conexión a las redes mediante una subestación elevadora dependiendo si se genera a media o baja tensión; entre los equipos que la componen se encuentran: el transformador elevador, disyuntores, seccionadores, transformadores de medida, transformadores para equipos auxiliares y pararrayos.

2.2.7.4. Consideraciones para la instalación de centrales hidráulicas

La producción anual media de energía hidroeléctrica a nivel mundial es de 2,600 TWh (19% de total de energía producida) la potencia instalada es de 700 GW. A gran escala estas centrales se encuentran en un estado de desarrollo muy avanzado, especialmente en países desarrollados y los grandes proyectos en construcción presentan obstáculos ambientales y sociales.

Las pequeñas centrales están en un alto grado de desarrollo en países desarrollados que han aplicado políticas de fomento de energías renovables; actualmente al ser la ERNC más rentable es una de las que presenta un fuerte desarrollo en países que no han aprovechado todo su potencial ya que permite aprovechar caudales no considerados anteriormente, producir energía rehabilitando centrales inactivas o instalar centrales a pie de presas ya existentes o aprovechamiento de caudales ecológicos.

Gráfico 2.14: Potencial hidroeléctrico por continentes. [19]



Entre las ventajas de desarrollar centrales hidráulicas se puede mencionar que evita casi el doble de las emisiones que una pequeña hidráulica.

Las desventajas y barreras para su desarrollo se producen tanto por efectos tecnológicos, económicos y locales. La ventaja principal es que no requieren grandes instalaciones, tiene un menor impacto ambiental, es un recurso autóctono y limpio, desplaza más emisiones contaminantes que una central hidráulica convencional. Las centrales hidráulicas a pequeña escala tienen periodos relativamente superiores a las tecnologías solares e hidráulicas (de 2 a 4 años dependiendo de la capacidad). Los emplazamiento al estar determinado por características naturales por lo que quedan lejos de los centros de consumos o de redes de inyección por lo cual la inversión total del proyecto debe agregarse el diseño y construcción de la línea transmisión para conectarla al sistema o el reforzamiento de una ya existente lo que puede encarecer considerablemente un proyecto e incluso hacerlo inviable.

Los efectos medioambientales más comunes de la construcción de centrales hidráulicas son las inundaciones de terrenos para construcción de presas, cambio en características de la zona por instalación de canales o tuberías afectando terrenos agrícolas; puede afectar temporal o permanentemente hábitats naturales en especial de fauna terrestre y acuática; lo cual puede mitigarse construyendo pasos para la vida acuática. La construcción de

centrales tiene efectos aguas arriba por la disminución en la velocidad del flujo que produce la deposición de los materiales transportados en suspensión; y aguas abajo, el curso de agua tiene una mayor capacidad erosiva.

Especialmente para el caso chileno, el desarrollo de esta tecnología se encuentra limitado por la lejanía de los recursos de las redes de transmisión, los regímenes interanuales que pueden producir distintos tipos de hidrologías pudiendo presentarse años húmedos, normales o secos lo que afecta directamente el factor de planta de la central, de un 90% a un 10%, lo que le agrega una variable impredecible a la generación hidráulica. Otra barrera local es la existencia de derechos de aguas en manos de privados que limita la entrada de nuevos inversionistas en estas tecnologías.

Capítulo 3

3. Situación actual y proyecciones para el desarrollo de ERNC en Chile

En el presente capítulo se entregan los antecedentes actuales de las ERNC, su participación actual en el mercado, la normativa legal que favorece su implementación, su participación en mecanismos de desarrollo limpio a nivel internacional e incentivos estatales para su promoción dentro de la matriz energética. Por otro lado, se estudiará el mercado futuro de ERNC en base al incentivo más relevante establecido hasta ahora: la nueva normativa sobre ERNC, que obliga a las empresas generadores a certificar parte de sus retiros a clientes finales por medios de generación renovable no convencional; el estudio plantea determinar los alcances que tiene en el sistema la aplicación de esta ley y los posibles escenarios de desarrollo tecnológico en base a la energía necesaria a certificar de fuentes renovables no convencionales.

3.1. Situación Actual de las ERNC en Chile.

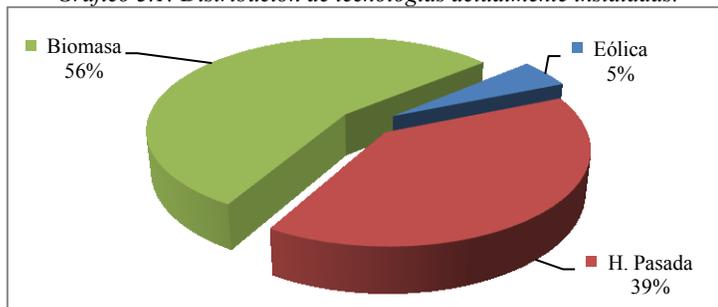
Las energías renovables hasta el año 2004 debían competir en igualdad de condiciones en precios, calidad y seguridad de suministro frente a las fuentes convencionales; lo que implicó un fuerte desarrollo de la generación hidráulica convencional disminuyendo a mediados de la década de los '90 debido a la bonanza del gas natural, pero que pese a ello, sigue siendo una parte importante del abastecimiento nacional. Por otro lado, el resto de las tecnologías renovables no convencionales, no podía competir en las condiciones del sistema hasta ese entonces, esto produjo que hasta el año 2008 la matriz energética tenga un desarrollo de ERNC del orden de 3,1% de la capacidad instalada distribuyéndose principalmente pequeña hidráulica y biomasa pese a que las condiciones geográficas y climáticas chilena muestra un potencial privilegiado para el desarrollo de todas las energías renovables:

Tabla 3.1: Capacidad instalada de ERNC hasta diciembre del 2008 por sistema.

Sistema		SIC	SING	Magallanes	Aysén	Total
Total de Generación	MW	9.385,7	3.601,9	98,7	50,40	13.136,8
Eólica	MW	18,2	0	0	2,0	20,1
H. Pasada	MW	128,5	12,8	0	20,7	162,0
Biomasa	MW	228,0	0	0	0	228,0
Total ERNC	MW	374,7	12,8	0	22,7	410,1
% ERNC	MW	4,0%	0,4%	0%	45%	3,1%

Fuente: Estadísticas de CNE.

Gráfico 3.1: Distribución de tecnologías actualmente instaladas.



Entre las condiciones naturales que favorecen el desarrollo de energías renovables se cuentan:

-*Gran extensión de costa*: permite el aprovechamiento de las corrientes marinas, las mareas y olas; además de la generación eólica en zonas costeras y offshore. En cuanto a la energía mareomotriz o de las olas no existe muchos avances comerciales ni iniciativas de desarrollo. La energía eólica terrestre por otro lado, tiene un fuerte desarrollo a lo largo de la costa de todo el país, la generación offshore, instalaciones en el mar que tienen mayores eficiencias por la mínima presencia de obstáculos y vientos constantes está limitado por la profundidad del suelo marino, teniendo que establecer plataformas flotantes las cuales tienen menos desarrollos que los enclavamientos en el fondo marino.

-*Altos índices de radiación en el norte del país*: permite el aprovechamiento térmico y eléctrico de la energía solar a gran escala utilizando colectores o paneles fotovoltaicos de menor eficiencia. El desarrollo de electricidad por medio de la generación solar aún se encuentra limitado dado su alto costo de instalación, sin embargo, la energía solar también se puede utilizar para la producción de calor, punto no tratado en esta memoria pero que si es de interés nacional y principalmente residencial.

-*Geografía accidentada por presencia de cordones montañosos:* permite el aprovechamiento para el desarrollo de energía eólica, los cordones montañosos o valles son una de las mejores fuentes de este recurso. Sin embargo, el desarrollo potencial más atractivo es el de la generación geotérmica debido a la fuerte actividad volcánica de la cordillera de los Andes, parte del cordón de fuego del pacífico, sin embargo, este potencial se encuentra escasamente dimensionado y aún se desarrollan proyectos solo en etapa de exploración de los recursos impulsados por la ley de concesiones geotérmicas que regula tanto la exploración y explotación de estas fuentes.

-*Cuencas de ríos no explotadas:* Se sabe que se ha aprovechado menos del 17,2% de los recursos hidroeléctricos existentes, ubicados mayoritariamente de la zona central al sur, debido al desincentivo a la inversión con las modificaciones a la ley en 1999, la incorporación de ciclos combinados dado el auge del gas natural argentino y los derechos de aguas ya adquiridos y no utilizados que limitan las zonas donde desarrollar proyectos.

- *Desechos de procesos productivos para la generación de biomasa:* principalmente a partir de residuos forestales y licor negro.

- *Condiciones climáticas para desarrollo de distintas fuentes de biocombustibles a lo largo del país:* para la generación de biodiesel existe potencial utilizando algas, jathopha (planta que crece en zonas áridas) y raps en el sur del país; para el caso de bioetanol, se puede generar maíz, trigo, papas, celulosas y algas.

Considerando dichas condiciones geográficas y climáticas, en base a datos calculados hasta el 2007 se han desarrollado estimaciones preliminares de los potenciales existentes por tecnología y lo que técnicamente es factible instalar de acuerdo a los grados de desarrollo potencial, costos de tecnologías, existencia de proyectos actuales, limitaciones técnicas del sistema y del marco regulatorio de las tecnologías.

Tabla 3.2: Potencial técnicamente factible a instalar por tecnología.[20]

Recurso ERNC	Factor de Planta	Potencial Bruto [MW]	Potencial Técnicamente Factible [MW]
Hidráulica	0,6	20.392	3.003
Geotérmica	0,8	16.000	1.500
Eólica	0,3	40.000	1.500
Biomasa	0,8	13.675	3.249
Solar	0,2	100.000	1.051
Fotovoltaica	0,15	1.000	500
Total		191.067	10.803

Sin embargo, el potencial a instalar real depende de las condiciones del mercado, el costo de las tecnologías y de la energía, por lo cual, el potencial real de instalación varía dependiendo de las condiciones futuras del mercado. El nuevo marco que entrega la ley de energías renovables no convencionales abre un nuevo rumbo de las ERNC, sin embargo, dado que no existen incentivos directos a la inversión (subsidios) o precios estabilizados de venta de estas tecnologías, hay reticencia por los actores del sistema para su masiva incorporación.[20]

3.1.1. Marco Legal de desarrollo de ERNC

En los últimos años, a partir de las modificaciones a la ley general de servicios eléctricos, se ha potenciado el desarrollo de proyectos en tecnologías renovables y se ha dado un impulso a los pequeños generadores para eliminar algunas de las barreras de entrada al desarrollo de estas tecnologías, sin embargo, aún así están sujeta a una serie de regulaciones en cuanto a conectarse al sistema y participar en el negocio eléctrico. Por lo cual se

revisará aquellos aspectos que fomenten su desarrollo y luego se tratarán los aspectos legales comunes que atañen a la formulación de proyectos de generación.

Considerando en el alcance de esta memoria el desarrollo de las energías eólica, solar y mini hidráulica se concentrará la atención en aquellas leyes que benefician directamente el desarrollo de ellas, se excluirá la ley de geotermia, que regula las concesiones para explorar y explotar el recurso, sin embargo, es parte de las leyes que han permitido un incipiente desarrollo de ERNC.

3.1.1.1. Ley Corta 1 (19.940)

Es la primera instancia legal donde se da un trato diferenciado a las tecnologías en base a fuentes renovables no convencionales y cogeneración incorporando perfecciones en el marco regulatorio de acceso a los mercados de generación eléctrica conectada a la red y beneficios:[29][32]

Liberación total o parcial del pago troncal:

Se libera el pago total o parcial del peaje por transmisión troncal a las fuentes generadoras con energías renovables no convencionales, en adelante MGNC, cuyos excedentes de potencia⁶ suministrados al sistema sean menores de 20MW. El peaje a pagar se pondera por un factor proporcional igual al exceso por sobre los 9 MW de los excedentes de potencia suministrados al sistema dividido por 11MW, si la central tiene excedentes menores a 9MW el factor es nulo.

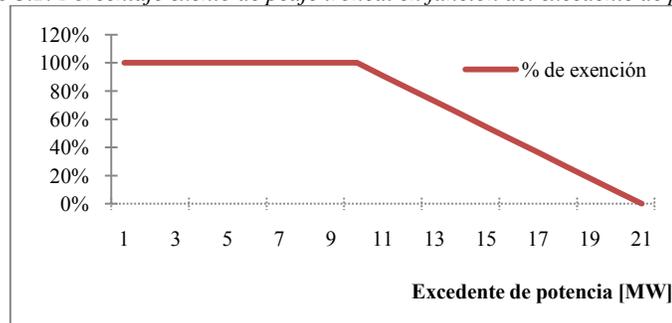
Para el $MGNC_i$, el peaje a pagar corresponde:

$$PNC1_i = Pbase_i * FP_i \quad (5)$$

Considerando que $Pbase_i$ es el valor monetario del peaje que le correspondería pagar aplicando las normas generales de peajes troncales; FP_i corresponde al factor proporcional asociado al $MGNC_i$, si el excedente de potencia asociado se define como- $EPNC_i$:

$$FP_i = \begin{cases} 0 & ; si \quad EPNC_i < 9MW \\ \frac{EPNC_i - 9}{11} & ; si \quad 9MW < EPNC_i < 20MW \end{cases} \quad (6)$$

Gráfico 3.2: Porcentaje exento de peaje troncal en función del excedente de potencia.



El límite de la exención cubre hasta cuando la capacidad conjunta exceptuada de peajes (CEP) sea menor al 5% de la capacidad instalada total del sistema eléctrico (CIT); entendiéndose como capacidad conjunta la suma de los excedentes cubiertos por la liberación de pagos.

⁶ Excedente de potencia: cualquier potencia inyectada por un medio de generación a un sistema interconectado o a las instalaciones de una empresa propietaria de líneas de distribución, medida en su punto de conexión sin considerar los consumos propios de la instalación.

$$CEP = \sum_i EPNC_i(1 - FP_i) \quad (7)$$

Al superar el límite se agrega un peaje adicional $PNC2_i$, equivalente a los montos exceptuados ponderado por un factor único igual al cociente entre el excedente de potencia y el 5% de la capacidad total del sistema y la capacidad conjunta exceptuada de peajes anterior:

$$PNC2_i = (Pbase_i - PNC1_i) * \left(\frac{CEP - 0,05 * CIT}{CEP} \right) \quad (8)$$

Finalmente el pago total de peajes correspondientes a transmisión troncal ($PNCtot_i$) se define en función de todas las variables anteriores:

$$PNCtot_i = \begin{cases} PNC1_i & ; si \quad CEP \leq 0,05 * CIT \\ PNC1_i + PNC2_i & ; si \quad CEP > 0,05 * CIT \end{cases} \quad (9)$$

Derecho de vender potencia y energía:

Se asegura el derecho de vender la potencia y energía a precio de nudo al mercado mayorista para cualquier generador, independiente de su tamaño, pudiendo vender energía al sistema a costo marginal instantáneo; de vender los excedentes de potencia al precio de nudo de potencia y el reconocimiento de precios en los puntos de inyección (troncal, subtransmisión y distribución)

Condiciones para pequeñas centrales:

Establece condiciones para dar estabilidad y seguridad en la remuneración de la energía de las pequeñas centrales de generación, en particular, de aquellas centrales que sus aportes de excedentes de potencia al sistema no superen los 9 MW. Se les permite un tratamiento de menor riesgo comercial en sus flujos de ingreso mediante mecanismos de estabilización de precios. También se les da certeza jurídica de su acceso a redes de distribución para centrales de menos de 9 MW para evacuar energía.

3.1.1.2. Ley Corta II (20.018)

Permite la participación de las energías renovables no convencionales en las licitaciones reguladas de suministro y asegurar un nivel de precios competitivos y no discriminatorios, permitiendo el derecho a suministrar a los concesionarios de distribución hasta el 5% del total de demanda destinada a clientes regulados. El precio de compra para la distribuidora de estos medios no convencionales es parte de la canasta de precios con que se calcula el precio finalmente traspasado al usuario final por las distribuidoras, el que se encuentra limitado al precio máximo para licitaciones de empresas distribuidoras que se establezcan en cada fijación tarifaria de precios de nudo.

3.1.1.3. Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación

En base a las formulaciones planteadas para generadores de menos de 20 MW impuestas en la ley corta 1 y 2, se hizo necesario aclarar los mecanismos con que se cumplirían dichas disposiciones para lo cual se formula este reglamento. Donde se establecen tres categorías de generadores dependiendo de su punto de conexión y fuente energética.[32]

- *Pequeños Medios de Generación Distribuidos (PMGD)*: Medios de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW. Conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución que utilicen bienes nacionales de uso público.
- *Pequeños medios de generación (PMG)*: Medios de generación cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema sean menores o iguales a 9 MW conectados a instalaciones pertenecientes a un sistema troncal, de subtransmisión o adicional.
- *Medios de Generación cuya fuente sea no convencional (MGNC)*: Medios de generación cuya fuente sea no convencional y sus excedentes de potencia suministrada al sistema sean inferiores a 20 MW. Esta categoría no excluye pertenecer a algunas de las anteriores.

En base a lo anterior se establecen que los pequeños generadores se clasifican según su punto de conexión⁷ al sistema y además pueden obtener la clasificación de MGNC.

Modos de operación en el sistema interconectado correspondiente:

Los PMGD operan con autodespacho, lo que implica no estar sujeto al resultado de la optimización de la operación del sistema efectuada por el CDEC respectivo, ya que se considera que no tiene capacidad de regulación de sus excedentes siendo responsable de determinar la potencia y energía que inyecta a la red de distribución. En el caso de PMG sólo puede optar a la clasificación de autodespacho si además es un MGNC o mediante una solicitud fundada al CDEC; de no ser así deben coordinar su operación con el CDEC. Pese a ello, operando como autodespacho en ambos casos deben regular su operación con el CDEC para efectos de la programación global del sistema eléctrico y las transferencias entre generadores, en el caso de un PMGD, además debe coordinar su operación con la distribuidora.

Valorización de las inyecciones de energía y potencia:

Para valorizar su energía y potencia deben sumarse al balance de inyecciones y retiros del CDEC de modo que también puedan participar en las transferencias entre empresas de energía y potencia. Para el caso de los PMGD se considera como punto de inyección la barra de tensión más alta de la subestación de distribución primaria asociada, en el caso de un PMG se considera su punto de conexión al sistema.

Ambos tipos de generadores pueden vender energía a costo marginal instantáneo o a un régimen de precios estabilizados; perteneciendo en cada régimen por un mínimo de cuatro años. El primero es costo marginal horario calculado por el CDEC para el punto de conexión correspondiente. El régimen de precios estabilizados corresponde a valorizadas las inyecciones de energía al precio de nudo de la energía aplicable a las inyecciones de los PMGD o PMG según corresponda fijados mediante el decreto tarifario.

Por otro lado, las inyecciones de potencia se valorizan al precio de nudo de potencia aplicable a las inyecciones de los PMGD que se fijen mediante decreto tarifario.

De participar en transferencias de potencia y energía ambos deben concurrir en el pago de los costos de transmisión asociados al uso de los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional, en el caso de un PMGD se consideran los excedentes de potencia no suministrados a las instalaciones de la empresa de distribución. De tener la clasificación de MGNC podrán optar a la liberación total o parcial del pago por uso del sistema de transmisión troncal.

⁷ *Punto de conexión*: punto de las instalaciones de transporte o distribución de energía eléctrica en la que se conecta un medio de generación a un sistema interconectado.

Esta normativa también detalla el mecanismo de excepción parcial o total del pago de peaje la cual fue detallada en el punto anterior.

Marco regulación de PMGD con distribuidoras:

La normativa establece en líneas generales, las obras necesarias para permitir la inyección de los excedentes de potencia deberán ser ejecutadas por las distribuidoras y costeadas por los propietarios de PMGD, para lo cual se considera los costos adicionales en las zonas adyacentes a los puntos de inyección, como los ahorros de costos en el resto de la red de distribución. Obliga a ambos actores a entregar toda la información técnica de las instalaciones y de los proyectos para diseñar y evaluar la conexión del PMGD en base a la NTCO⁸ establecida para este tipo de medios que entrega los formatos estándares de solicitud como de entrega de información.

3.1.1.4. Ley 20.257: Ley de Fomento de las Energías Renovables no Convencionales

En la nueva ley, que modifica la ley general de servicios eléctricos, obliga a las empresas a acreditar ante el CDEC respectivo que el 10% de sus retiros de energía corresponden a ERNC propias o contratadas. Esto es válido para las empresas de generación que efectúen retiros de energía en los sistemas eléctricos mayores de 200 MW que comercialicen con empresas distribuidoras o clientes finales estén o no sujetos a regulación de precios. Se pueden acreditar inyecciones de ERNC incluso del año anterior que no fuesen acreditadas el año correspondiente. Los excedentes al 10% de ERNC generadas pueden ser traspasados entre las empresas, incluso de sistemas eléctricos distintos. De tener un déficit en los retiros a acreditar la empresa puede postergar de hasta el 50% de la obligación para el año siguiente. De no cumplir esta obligación se pagará una multa de 0,4 UTM por MW/h no acreditado y 0,6 UTM si se repitiese por más de 3 años, traspasando estos ingresos a los usuarios finales de los generadores cumplen la acreditación.[30]

Se les considera como medios de generación renovable no convencional:

Tabla 3.3: Medios de generación no convencional establecidos en la ley de ERNC.

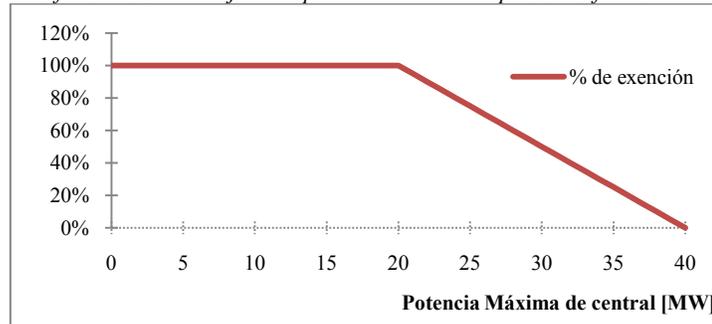
Medio de generación	Descripción general
Geotermia	Energía obtenida del calor natural de la tierra.
Eólica	Energía obtenida de la conversión de la energía cinética del viento
Solar	Energía obtenida por radiación solar
Biomasa	Obtenida a partir de materia orgánica y biodegradable sólida, líquida o gaseosa; la cual será usada directamente como combustible. Se considera como biodegradable la fracción obtenida de desechos domiciliarios.
Mareomotriz	Corresponde la energía de los mares, producidas por mareas, olas y corrientes así como por el gradiente térmico del mar.
Pequeñas hidráulicas	Centrales con potencia instalada menores a 20 MW.
Cogeneración	Energía obtenida de proceso de elevado rendimiento energético que genere energía y calor de una potencia menor a 20 MW.

Sólo para efectos de acreditación, se les reconoce una parte de la generación de centrales hidráulicas de hasta 40 MW, para lo cual a sus inyecciones de energía se les aplica un factor proporcional en relación a su potencia máxima (PM).

⁸ NTCO: Norma técnica de conexión y operación: norma técnica que establece los procedimientos, metodologías y demás requisitos para la conexión y operación de los PMGD en instalaciones de media tensión

$$FP = 1 - \frac{PM-20}{20} \quad (10)$$

Gráfico 3.3: Porcentaje de capacidad reconocida para certificar cuotas.



Estos son los medios más típicos de ERNC pero la CNE puede considerar cualquier otro medio que use energías renovables para la generación de electricidad que contribuyan a la diversificación de la matriz energética, cause un bajo impacto ambiental para la certificación de ERNC.

Disposiciones transitorias de la ley

La aplicación de esta ley se realizará de forma gradual a partir del año 2010 durante 25 años partiendo con exigir un 5% de los retiros en el año inicial hasta el 2014 y aumentando desde el 2015 cada año en un 0,5%. El aumento progresivo no será exigible a retiros asociados al suministro de empresas concesionarias de distribución para satisfacer a clientes regulados que iniciaran el proceso de licitación del suministro para sus clientes regulados por tres años con anterioridad a la promulgación de la ley; es decir, aquellos que ya realizaron grandes contratos con clientes regulados se les exigirá continuamente el 5%.

La normativa se aplica a todo retiro cuyo contrato se suscriba a partir del 31 de agosto del 2007 y se consideran energías renovables instaladas a partir del 1 de Enero del 2007, se pueden usar centrales anteriores a la fecha si aumentan su capacidad instalada considerando un factor proporcional del cociente entre la potencia adicional instalada y la potencia máxima total de la planta. Todas las consideraciones de carácter técnico que permitan la implementación de esta tecnología se establecerán mediante resolución exenta.

Observaciones

Esta normativa plantea, desde la autoridad reguladora, un impacto en la capacidad instalada de ERNC, desde su promulgación a la fecha ha producido un importante incremento de los proyectos a estudiar y de distintos inversores extranjeros en el desarrollo de estas tecnologías; se ha potenciado el estudio de diversas centrales en esta tecnología, surgiendo proyectos por lo menos a nivel de estudios o declaraciones de impacto ambiental; principalmente en exploración de recursos geotérmicos, parque eólicos, centrales mini-hidráulicas, usos de cogeneración y proyectos de biomasa con desechos forestales, licor negro y algunos utilizando desechos de procesos productivos. Por otro lado, los proyectos en energía solar no han tenido el mismo crecimiento dado el alto costo y poco desarrollo comercial, la energía proveniente de los mares tampoco ha tenido desarrollo dado que se encuentra actualmente en etapa de estudios y prototipos a nivel mundial.

Por otro lado la ley, y en especial sus condiciones transitorias, establecen una serie de ambigüedades desde el punto de vista de dimensionar cómo se aplicará esta ley y proyectar cual será su influencia real en el mercado, esto debido a que no todos los retiros estarán sujetos a certificación, sólo los con contratos posteriores al 31 de agosto del 2007 y se exceptúa del aumento progresivo de la cuota a los contratos con empresas distribuidoras

para clientes regulados; es decir, dado que estos datos no son públicos en relación a cuando finalizan los contratos o cuando se han suscritos muchos de ellos la cantidad de energía que se certificará es incierta y la cantidad de medio de generación de fuentes ERNC necesarios para cumplir dichas metas también. La falta del marco reglamentario en sus aspectos técnicos es otra de las deficiencias que entrega dudas sobre la ley ya que hasta la fecha no se han establecido.

3.1.2. Mecanismos de desarrollo limpio con proyectos ERNC

Es uno de los mecanismos establecidos en el protocolo de Kioto⁹ para la reducción de emisiones contaminantes en el que pueden participar naciones en desarrollo. Este permite a los países industrializados que deben cumplir cuotas de reducción de emisiones certificarlas mediante proyectos de reducción de emisiones que propicien un desarrollo sustentable en países que han ratificado el tratado. Estos proyectos se cuantifican por medios de unidades de “reducciones certificadas de emisiones” (CER) que equivale a una tonelada de dióxido de carbono equivalente (ton CO₂e) y que se transan en el mercado de carbono. [21] [22]

Todo proyecto de reducción de emisiones de GEI (gas de efecto invernadero), que forme parte del Mecanismo de Desarrollo Limpio (Proyecto MDL) debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Participación voluntaria.
- Reducir emisiones consideradas adicionales a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto.
- Demostrar tener beneficios reales, medibles y de largo plazo en relación con la mitigación de los gases de efecto invernadero.
- Contribuir al desarrollo sustentable del país.
- Reducir alguno de los gases de efecto invernadero: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de Azufre (SF₆).
- Ser desarrollado en un país que haya ratificado el Protocolo de Kioto y con una Autoridad Nacional Designada (AND/DNA) para el MDL.

Se han diferenciado los proyectos en los de pequeña escala y a gran escala; las ERNC con capacidad instalada menor a 15 MW se consideran proyectos de pequeña escala. Estos últimos pueden optar a procesos simplificados para el cálculo de las emisiones reducidas, agrupación de distintos proyectos y menores costos por cada etapa del ciclo de proyectos de MDL.

Ciclo de proyectos MDL

Para que un proyecto pueda ser reconocido para la emisión de CERs y su comercialización en el mercado del carbono debe seguir un proceso

⁹ *Protocolo de Kioto*: Convenio internacional firmado por los países industrializados en el año 1997 en Kyoto, Japón, y que tiene por objetivo reducir en al menos un 5% las emisiones de gases de efecto invernadero globales, en comparación a las emisiones de 1990, para el periodo 2008-2012.

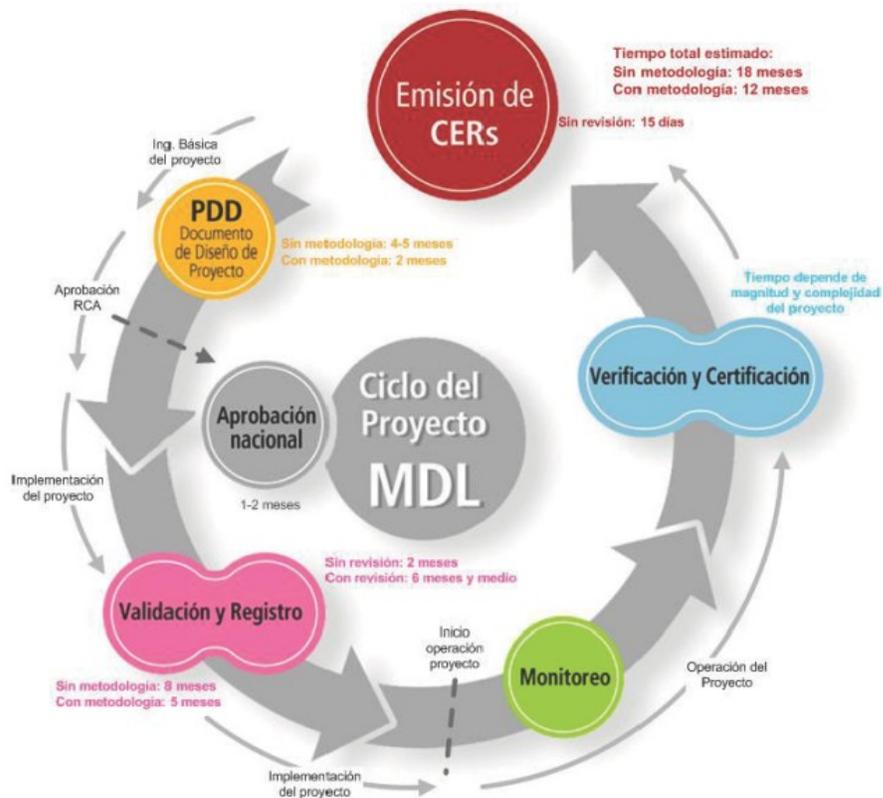


Fig. 3.1: Ciclo de proyecto de MDL para obtener la certificación de emisiones de CER's

Este ciclo se inicia con la construcción de un documento PDD (Project design document), en él se indica las condiciones bajo las cuales se está desarrollando, cuánto durará el proyecto MDL, cuándo comenzará, la forma de cálculo de las reducciones de emisiones (metodología de línea base), cantidad de reducciones atribuibles al proyecto, plan de monitoreo, etc.

Para que el documento sea aprobado es necesario que cuente en primer lugar con una carta de aprobación entregada por la DNA (autoridad nacional designada), que para el caso chileno corresponde a la CONAMA; ésta debe indicar si las partes participan voluntariamente del proceso y que contribuya con el desarrollo sustentable del país.

A continuación, en la etapa de Validación una Entidad Operacional Designada (DOE) define mediante un proceso de evaluación independiente si se ajusta a los requisitos del MDL. Al contar con la validación del DOE, el proyecto debe ser registrado por la junta ejecutiva del MDL (JE) de modo que sea considerado como proyecto del MDL.

Al ser implementado el proyecto MDL entra a la fase de verificación; el examen periódico independiente y la determinación, a posteriori, por una DOE diferente a la que realizó la validación (en el caso de proyectos de gran escala) de las reducciones GEI que sean atribuibles al proyecto MDL registrado. Éste es un proceso in situ y considera: análisis de documentación, entrevistas con los participantes del proyecto y los interesados locales, recopilación de mediciones, observación de las prácticas establecidas, comprobación de la exactitud del equipo de monitoreo, entre otras.

Por último la emisión y certificación es la seguridad dada por escrito por la DOE de que durante un período determinado que el proyecto consiguió las reducciones de GEI que se han verificado.

Metodologías de línea base para cálculo de emisiones

Para calcular las emisiones de un proyecto es que se aplican distintas metodologías dependiendo de la naturaleza del proyecto. Para el caso de proyectos de energías renovables se utilizan las metodologías ACM0002, AM0019 y AM0026 las cuales permiten calcular los factores de emisión FE de línea base, lo que depende principalmente de las condiciones del sistema interconectado en que se instala la central de ERNC. Con ello las CER's finales se calculan en relación a la generación anual de la central como:

$$\text{ReducciónCO}_2e = FE * (\text{MWh/año}) \quad (11)$$

Para efectos de esta memoria, se consideraron los datos presentes en el “*Emisiones de gases de efecto invernadero de la minería del cobre de Chile. 2001 – 2007*”, estipulado para el año 2007, en el cual se obtuvieron los siguientes FE para los sistemas SIC y SING de 0,3441 y 0,9151 [tCO₂/MWh] respectivamente.

Mercado de carbono

Es un sistema de comercio a través del cual los gobiernos, empresas o individuos pueden vender o adquirir reducciones de emisiones de GEI. En estos se transan distintos productos de reducción de emisiones; para el caso de los CERs estos pueden transarse mediante transferencias inmediatas (spot-sales), acuerdos de inversión y transferencias futuras, siendo este último el más utilizado.

Las transferencias futuras de CERs se basan en proyectos donde los CERs serán expedidos luego de implementado el proyecto y verificadas las reducciones reales. A la hora de la firma del contrato de compraventa no existe una certeza completa de la cantidad real de CERs que serán emitidos por lo que los precios dependen principalmente de la orientación del riesgo (si el riesgo lo asume el vendedor los precios serán mayores, pero si son asumidos por el comprador los precios son menores). Este tipo de transferencia de CERs es el más utilizado en la actualidad y utiliza los ERPA (Emission Reductions Purchase Agreement) como formato base para los contratos de compra y venta.

3.1.3. Alternativas de financiamiento de proyectos ERNC

El organismo que financia, en parte, las inversiones en este tipo de energías, es la CORFO¹⁰. Estos incentivos se enfocan en créditos para desarrollar las ERNC, subsidios para las etapas preliminares del desarrollo de estos proyectos y por último subsidios para los estudios necesarios para participar en MDL.[39]

Crédito CORFO Energía Renovable No Convencional (CCERNC)

Crédito de largo plazo o leasing bancario que financia inversiones de empresas privadas que desarrollen sus actividades productivas en el país para la implementación de proyectos de generación y transmisión de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y de proyectos de ERNC para usos distintos de generación y distribución eléctrica.

Pueden postular empresas productoras de bienes y servicios con ventas anuales de hasta el equivalente a US\$ 40 millones, excluido el IVA; financian inversiones requeridas para la implementación de proyectos de ERNC de generación, transmisión y distribución eléctrica o no eléctrica. El financiamiento es otorgado por bancos comerciales con recursos de CORFO y de Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) de Alemania.

¹⁰ CORFO: Corporación de Fomento de la Producción

El monto máximo del crédito es de US\$ 15.000.000. Se otorga en dólares o en unidades de fomento (UF), a tasa de interés fija, con plazos de pago de hasta 12 años y períodos de gracia de hasta 36 meses. La empresa puede solicitar hasta el 30% del total del financiamiento para costear capital de trabajo.

Este crédito busca fomentar el desarrollo de esta tecnología en nuevos actores en el sistema y con proyectos a pequeña escala, no aplicable para empresas grandes ya establecidas.

Subsidio a Estudios de Preinversión en la Etapa Avanzada para proyectos de ERNC

Subsidio para cubrir parte de los costos de estudios en fases avanzadas, para proyectos de generación de energía eléctrica sobre la base de fuentes renovables no convencionales.

Pueden postular empresas privadas, sean personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que pretendan desarrollar proyectos de inversión en generación de energía eléctrica sobre la base de fuentes renovables no convencionales; o personas jurídicas de derecho privados sin fines de lucro, nacionales o extranjeras, tales como corporaciones, fundaciones y asociaciones gremiales.

Subsidia proyectos cuyo monto de inversión estimada supere los US\$ 400.000.- (cuatrocientos mil dólares). Financia hasta un 50% del costo total de los estudios de ingeniería en etapas avanzadas. Entrega un monto máximo de hasta un 5% del valor estimado de la inversión, con un tope máximo de US\$ 160.000 por proyecto evaluado.

Entre las actividades que financia:

- Ingeniería Básica, estudios de ingeniería específicos y estudios de ingeniería de detalle.
- Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental o Declaración de Impacto Ambiental
- Estudio de conexión eléctrica
- Estudio de factibilidad técnica y económica del proyecto de generación de energía.

Al igual que el anterior, este crédito se plantea para proyectos a pequeña escala, pero no existen limitaciones en sus ventas anuales para las empresas interesadas en participar.

Programa de Preinversión en Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Apoyo a proyectos para la generación de energía a partir de fuentes renovables, que sean elegibles de acuerdo al Protocolo de Kyoto, subsidiando estudios de Pre Inversión o asesorías especializadas. Es decir apoya proyectos que busquen generar energía en base a fuentes renovables: geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, y otras similares determinadas por la CNE, con excedentes de potencia iguales o inferiores a 20.000 kW.

Pueden postular, en la región metropolitana, empresas con ventas anuales netas de hasta 1.000.000 UF, con proyectos de inversión en generación de energía a partir de fuentes renovables, por montos de inversión iguales o superiores a 12.000 UF. En el resto del país se aplica el “*Subsidio a Estudios y/o Asesorías Especializadas en la Etapa de Preinversión*” que beneficia a empresas privadas, sean personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que pretendan desarrollar proyectos de inversión en diversas regiones del país, con exclusión de la Región Metropolitana.

Subsidia proyectos de inversión de carácter productivo por montos iguales o superiores a US\$ 400.000 cuando se trate de proyectos nuevos, y por montos iguales o superiores a US\$ 250.000 para proyectos de expansión que hayan cumplido satisfactoriamente la fase inicial de inversión. Cubre hasta un 50% del costo total del estudio o consultoría con un tope de US\$ 60.000. No financia más del 2% del valor estimado de la inversión del proyecto.

CORFO subsidia la consultoría para:

- Estudios de prefactibilidad.
- Estudios de factibilidad.
- Otros estudios necesarios para la materialización de la inversión.
- Asesorías Especializadas necesarias para materializar el proyecto.
- Documento de Diseño de Proyecto (PDD) según el Protocolo de Kyoto.

Este subsidio está pensado para nuevos actores en el sistema, pequeñas y medianas empresas, en proyectos de mayor envergadura que necesiten estudios específicos y acabados para la participación en MDL.

3.2. Efectos de ley para generación renovable no convencional

Bajo el nuevo marco normativo de fomento de tecnologías renovables no convencionales y pequeños medios de generación se han producido una serie de efectos en todos los actores del sistema eléctricos. Si bien, la cantidad de energía a certificar es marginal en relación de la generación global del sistema (del 5% al 10% de los retiros de energía) ha producido un boom de proyectos en estudio, búsqueda de capitales de inversión; entrada de nuevos actores al sector energético (principalmente extranjeros) e incertidumbre en contratos entre empresas generadoras y clientes libres.

El boom de proyectos en estudio, tanto por los actores ya existentes en el mercado como los que se incorporan, son un avance en el desarrollo de estas tecnologías en el país, en comparación a los años anteriores a las publicaciones de la ley corta 1 y 2; ya que se abren programas para dimensionar los recursos existentes y se establecen zonas de prospección de recursos. Se construyen instalaciones pilotos, principalmente en energía eólica, solar y geotérmica; se da viabilidad técnica y económica a proyectos de pequeñas hidráulicas o se rehabilitan instalaciones en desuso; y fomenta el crecimiento de la generación e investigación de biomasa y proyectos de cogeneración. En contraposición, la inexperiencia en el dimensionamiento, instalación y operación de centrales eólicas, solares y geotérmicas unidas a la falta de catastros detallados y extensos de los recursos genera incertidumbre en el mercado y principalmente agrega riesgos extras a las inversiones que repercuten en la búsqueda de capitales para su desarrollo.

La incorporación de nuevos actores en el negocio de generación tiene como ventaja promover la desconcentración de negocio de generación, pero su menor conocimiento del mercado eléctrico chileno y la incertidumbre normativa en aplicación de la ley de ERNC, actualmente aún no se tiene la resolución exenta que detalle los procedimientos para la certificación de cuotas, pueden producir repercusiones futuras en el retorno de las inversiones

Para los operadores y controladores del sistema, la incorporación masiva de centrales de generación intermitente, principalmente la generación eólica, implica estudiar las modificaciones en la operación global del sistema, especialmente frente a eventualidades como la salida masiva de aerogeneradores por vientos demasiados intensos; la operación frente a fallas y perturbaciones; la estabilidad y seguridad en la operación del sistema.

Para la evaluación del efecto real que tiene la normativa a futuro en el mercado de generación es que se estudiará la cantidad de energía necesaria a inyectar en las redes de acuerdo a las proyecciones actuales que se tienen de la demanda del mercado, la generación existente y en construcción; y la proyectada por la CNE y los estudios de impacto ambiental. Dicho estudio se realizará en un horizonte de 25 años, tiempo de aplicación de la ley, el que se dividirá en dos partes, dada la información disponible. Finalmente se estimarán algunas proyecciones de la potencia necesaria a instalar de modo que se cumplan las metas propuestas.

Estas estimaciones anteriores se realizan en forma global en el sistema, por lo que se establecerá como supuesto que se traspasaran los excedentes de potencia entre las generadoras para cumplir al máximo la cuota y evitar las multas. Este estudio no da indicaciones de la energía a certificar por empresa generadora, sino de manera global y entrega antecedentes referenciales de la cantidad de potencia a instalar.

3.2.1. Antecedentes para evaluación de ERNC en el mercado chileno.

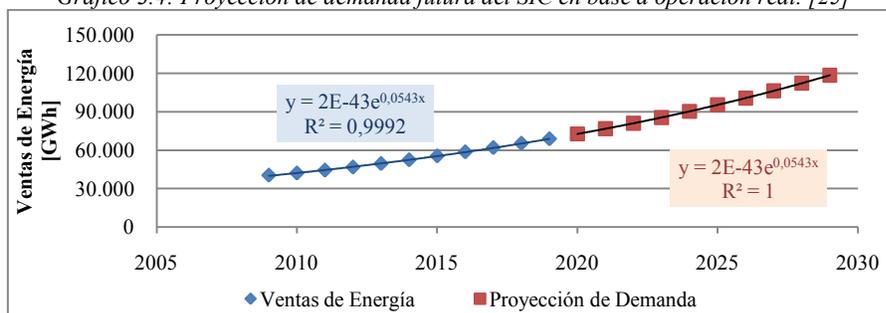
3.2.1.1. Antecedentes para la evaluación del mercado

Para evaluar el efecto de la entrada de generación renovable no convencional en el mediano y largo plazo es necesario contar con información tanto de la demanda como de la oferta de energía en los dos sistemas afectos a la normativa, SIC y SING. Para ello se utilizará información obtenida de la CNE y los CDEC respectivos, además de la información de los estudios de evaluación ambiental presentados a la CONAMA que son de carácter público.

Proyecciones de la demanda futura del SIC y SING:

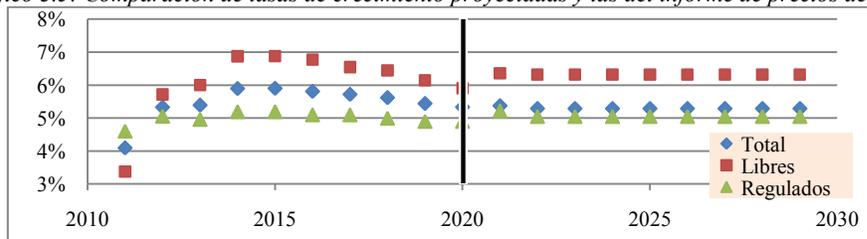
Se utilizan para estimar el porcentaje de retiros afectos a la aplicación de la ley. Los datos se basan en los antecedentes de la CNE de la operación real del sistema y la demanda proyectada en el informe de precios de nudo de Abril del 2009; que entregan antecedentes hasta el 2019. Para proyectar la demanda hasta del 2035 se realizó una regresión dado el crecimiento exponencial de la demanda.

Gráfico 3.4: Proyección de demanda futura del SIC en base a operación real. [25]

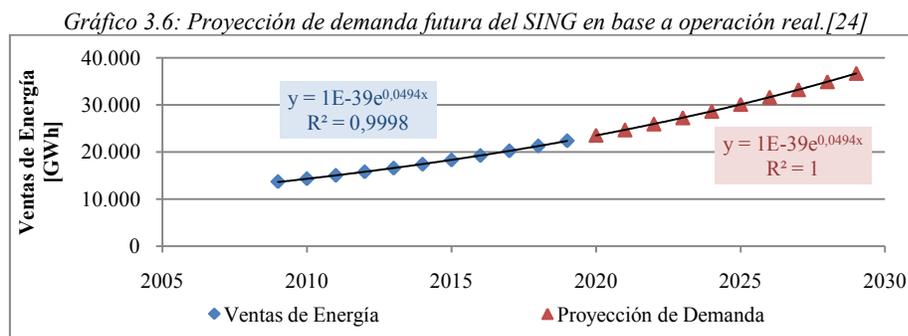


Las estimaciones de crecimiento de demanda en el SIC entregadas en el informe de precios de nudos varían año a año dependiendo de la entrada al sistema de nuevos requerimientos por clientes libres; que representan el 45% de la demanda de dicho sistema. Esta entrada se realiza en bloque y no gradualmente lo que produce tasas de crecimientos dispares año a año. Para estimar la tasa de crecimiento desde el 2020 en adelante se consideró en conjunto con un crecimiento anual de 5,3% de la demanda de energía, tal como se observa en el siguiente gráfico de crecimiento de demanda anual.

Gráfico 3.5: Comparación de tasas de crecimiento proyectadas y las del informe de precios de nudo.



Para el caso de la demanda del SING, en base a los informes de nudo de dicho sistema, se obtiene:



En el SING la proyección de demanda se realizó bajo una curva de crecimiento exponencial del 5,2%, la cual esta fuertemente condicionada a los proyectos de inversión mineros que se hagan en la zona. En este sistema, los clientes libres representan el 90% de la demanda lo que implica que estas proyecciones pueden afectarse por una crisis externa que aplase la expansión o instalación de nuevas faenas de minería a gran nivel. Pese a lo anterior, se espera un crecimiento sostenido de la demanda dado la gran cantidad de proyectos mineros que se desarrollan en el norte del país.

Energía exenta de certificación

Según la normativa eléctrica, tanto clientes libres como regulados que tengan contratos antes del 31 de Agosto del 2007 no están afectos a la aplicación de certificación de cuotas ERNC. Para determinar la cantidad de energía no afecta a la aplicación de la normativa hay que distinguir entre clientes regulados y libres:

Cientes regulados: Las empresas distribuidoras están obligadas a mantener contratos de energía para satisfacer a sus clientes por un mínimo de 3 años¹¹. Los contratos se realizan por licitaciones públicas de bloques de energía para un periodo promedio de 15 años; dichos procesos deben ser públicos, abiertos, no discriminatorios y transparentes. Desde la publicación de esta normativa, ley corta 2, hasta la promulgación de la ley de ERNC se han establecido 3 procesos de licitaciones para consumos regulados del SIC:

Tabla 3.4: Procesos de Licitación realizados con anterioridad a la publicación de la ley. [40]

Fecha Licitación	Energía Licitada [GWh]	Energía Adjudicada [GWh]	Precio Techo de Energía Licitada [US\$/MWh]	Precio Medio de Energía Licitada [US\$/MWh]
Octubre 2006	14.170	12.760	61,7	52,8
Octubre 2007	14.731	5.700	62,7	61,2
Marzo 2008 ₁₂	1.800	1.800	71,1	65,5
Energía Total - Precio Prom	30.701	20.260	65,2	59,8

En base a la tabla, sólo el primer proceso de licitación no esta afecto a la aplicación de esta normativa. En general, los contratos son por 15 años, por lo que si dicha licitación su suministro comienza en el 2010 la renovación de dicho contrato a partir del 2025, implicaría que esa energía comience a certificar cuotas a partir del 2025.

¹¹ Basado en el artículo 131° de la ley general de suministro eléctrico: DFL-4

¹² Segundo llamado de segundo proceso de licitación

Para el SING no se iniciaron procesos de licitación antes de la fecha límite, por lo cual, toda la energía retirada por empresas de distribución para abastecer clientes regulados de dicho sistema estará afecta a certificación de cuotas.

Clientes Libres: Considerando que estos contratos son de naturaleza confidenciales entre las partes no existen antecedentes públicos que permitan cuantificar cuantos contratos han sido suscritos después del 31 de Agosto; y por ende, cual es la cantidad de energía retirada por estos clientes del sistema afectas a la certificación de cuotas. Se consideran como suscritos tanto las modificaciones a contratos antiguos como estipulación de contratos nuevos, renovaciones, extensiones y otras convenciones de igual naturaleza. Para dimensionar la energía de clientes libres que está afecta a certificación se considerará que sólo una proporción de ellos están afectos a certificación, es decir, que han sido suscritos con posterioridad a la fecha establecida, y este porcentaje aumentará gradualmente de modo que al 2020 toda la energía retirada por clientes libres está afecta a certificación ya que todos los contratos hayan sido renovados. Dicho porcentaje se sensibilizará frente a un caso base y uno desfavorable y otro más favorable, de acuerdo, a la cantidad de energía que inicialmente certificará y la tasa de incorporación a partir de entonces, considerando como antecedente que los contratos se realizan a lo menos por 5 años y en promedio a 10 años.

Energía exenta de aumento progresivo de porcentaje de acreditación

Según la normativa, las cuotas ERNC aumentan progresivamente un 0,5% a partir del 2015, de un 5% a un 10%, pero para las distribuidoras que iniciaran procesos de licitación antes de la publicación de la ley (abril de 2008) este aumento no es aplicable, lo que implica, que la energía licitada en los 3 procesos descritos en la

Tabla 3.4 certificará un 5%. La energía de la primera licitación no esta afecta a las cuotas en los primeros 15 años, mientras la energía de los dos procesos posteriores (7500 GWh) no se afecta del aumento progresivo; para el año 2025, la energía de la primera licitación será renovada o adjudicada en un nuevo proceso, por lo cual, no seguirá exenta pero sólo certificará el 5% de la energía.

3.2.1.2. Generación ERNC existente y en desarrollo

Para determinar la generación existente se utilizó la información de la CNE sobre la capacidad instalada en el país a Diciembre del 2008, junto con el informe de precio de nudo donde se indican las centrales actualmente en construcción y su fecha de puesta en marcha.

Para las centrales con ERNC se considerará que operarán en base en el sistema, es decir, su generación siempre será despachada por el CDEC respectivo ya que operan a bajos costos operacionales y en función a la magnitud del recurso existente. Para calcular la energía que se generarán anualmente se utilizarán factores de planta típicos por tecnología y que las centrales operan los 365 días del año.

Tabla 3.5: Factores de Plantas de Tecnologías ERNC

Tecnología	Factor de Planta
Pequeñas hidráulicas	0,6
Eólica	0,3
Geotérmica	0,8
Biomasa	0,8
Cogeneración	0,8
Solar	0,2
Horas del año considerados	8760

Estos factores se establecen de acuerdo al desarrollo tecnológico actual; las centrales hidráulicas se consideran en base a un año típico, pese que en un año lluvioso pueden llegar a factores mayores a 85%, se consideran que

en promedio llegan a un 60%. Para el caso de la energía en base a biomasa, geotermia, eólica y cogeneración se consideraron valores típicos coincidentes en varias publicaciones.

La ley establece que sólo pueden certificar centrales que se encuentran en operación después del 1 de enero del 2007; actualmente sólo existen centrales que pueden certificar ERNC en el SIC.

Tabla 3.6: Centrales Actualmente instaladas que certifican cuotas ERNC.[35][36][37]

Año	Proyectos existentes	Empresa	Tipo	MW	GWh	Sistema
2007	Canela	ENDESA ECO	Eólica	18,2	47,7	SIC
2007	Eyzaguirre	S.C. DEL MAIPO	Pasada	1,5	7,9	SIC
2007	Chiburgo	COLBUN S.A.	Pasada	19,4	102,0	SIC
2007	El Rincón	S.C. DEL MAIPO	Pasada	0,3	1,6	SIC
2007	Palmucho	ENDESA	Pasada	32,0	67,3	SIC
2008	Puclaro	Hidroeléctrica Puclaro	Pasada	5,4	28,4	SIC
2008	Ojos De Agua	ENDESA ECO	Pasada	9,0	47,3	SIC
2008	Coya	Pacific Hydro	Pasada	11,0	57,8	SIC
2008	Nueva Aldea III	ARAUCO GENERACION S.A.	Biomasa	25,0	175,2	SIC
	CrisToro (Lebu)	Cristalería El Toro	Eólica	9,0	23,7	SIC
2008	Lircay	Hidromaule	Pasada	19,0	99,9	SIC
2008	El Manzano	El Manzano S.A.	Pasada	4,9	25,5	SIC
Total				154,6	640,3	

Considerando la información entregada en el informe de nudo de Abril del 2009 del SIC y SING, las centrales que pueden certificar emisiones en construcción se instalarán en su totalidad para el 2010 y se encuentran solamente en el SIC:

Tabla 3.7: Centrales en construcción a la fecha que certifican cuotas ERNC.[24][25]

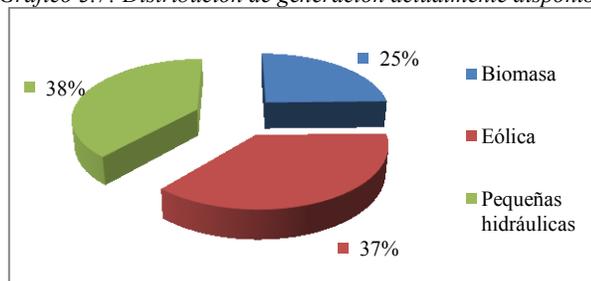
Año	Proyectos en Construcción	Empresa	Tipo	MW	GWh	Sistema
2009	<i>Canela II</i>	ENDESA ECO	Eólica	60	157,7	SIC
2009	<i>Punta Colorada</i>	Barrick	Eólica	20	52,6	SIC
2009	<i>Totalal</i>	Norvind	Eólica	46	120,9	SIC
2009	<i>Licán</i>	Candelaria	Pasada	17	89,4	SIC
2009	Nueva capacidad cogeneradora Arauco	ARAUCO GENERACION S.A.	Cogeneración	23	99,9	SIC
2009	Monte redondo	Suez	Eólica	38	161,2	SIC
Total				204	681,7	

Se observa que para fines del 2010 aumentará significativamente la incorporación de energía eólica en el sistema, 5 veces la cantidad existente hasta el 2008, tal como se observa en la distribución de la generación por tecnologías para el primer año de certificación de cuotas de la tabla siguiente:

Tabla 3.8: Generación Actualmente disponible para certificar cuotas.[24][25]

Generación en GWh/año	Construidas	En construcción	Total general
Biomasa	175,2	161,2	336,4
Eólica	71,4	431,0	502,3
Pequeñas hidráulicas	437,6	89,4	526,9
Total general	684,1	681,5	1.365,6

Gráfico 3.7: Distribución de generación actualmente disponible



La ley establece que la energía ERNC excedente de cumplimiento de cuotas puede comercializarse entre generadores incluso de distintos sistemas eléctricos, pero no queda claro si estos excedentes pueden ser entregado por los sistemas medianos (Aysén y Magallanes), los cuales no deben certificar cuotas, y si los traspasos son entre todos los sistemas o aquellos afectos a la obligación. De considerar dichos sistemas la única central actualmente instalada que puede certificar cuotas es Cuchildeo de 0,7 MW (3,679 GWh) perteneciente al sistema de Aysén, en el sistema de Magallanes sólo existe generación a partir de gas natural y diesel; sin embargo, dichas centrales no serán consideradas en el análisis.

3.2.1.3. Proyecciones de generación ERNC desde el 2010 en adelante

Para estimar los efectos en el mercado energético global de la obligación de certificar cuotas ERNC se estudiarán las proyecciones tecnológicas de cada fuente reconocida como renovable no convencional, y con ello, los posibles escenarios de incorporación de dichas centrales a las matrices de los sistemas SIC y SING.

Se consideraron tres fuentes de información para estudiar el comportamiento futuro de las tecnologías ERNC:

- Centrales propuestas por la CNE en los informes de nudo.
- Los proyectos presentados para SEIA desde el 2007.
- Datos externos de estudios, proyecciones y noticias recolectadas.

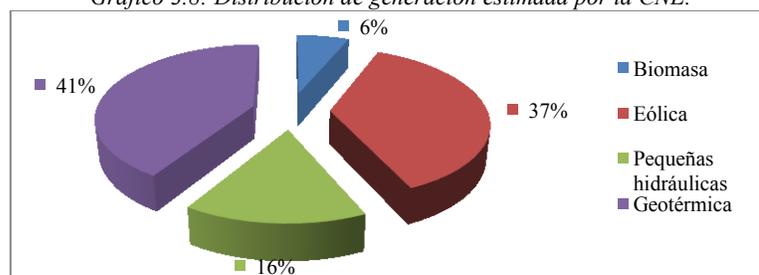
Estas inversiones proyectadas o recomendadas por la CNE se basan en un “Estudio de programa de obras de generación y transmisión de mínimo costo de abastecimiento” que se detallan en los informes de nudo de precios del SIC y SING. Estos estudios tiene como objetivo determinar un plan de obras indicativo mediante un proceso de optimización global de los costos del sistema basados en los costos de cada tecnología factible de desarrollar en el sistema como costos de inversión, las características del recurso primario y los costos operacionales de dichas centrales y como éstos varían en el tiempo; por otro lado, se consideran las líneas de transmisión necesarias a construir para abastecer la demanda proyectada por el sistema y la entrada de nuevas centrales. Para el caso de tecnologías renovables no convencionales, en el estudio del SIC se consideran centrales mini hidráulicas, eólicas y geotérmicas; en las centrales hidráulicas de pequeña envergadura se utilizó la información dada por las empresas a la comisión; para el caso de centrales eólicas se consideran bloques de 40 MW y su factor de planta (variable durante el año) se determina en función de las estadísticas de viento de dos regiones (Coquimbo y Bio Bio); y por último, la expansión de la tecnología geotérmica se consideraron centrales ubicadas en las zonas cordilleranas de la región del Maule y Bio Bio entrando en bloques de 40 MW y 2 MW. Para cada tecnología se utilizaron costos de inversión del orden de 1700 US\$/kW, 1800 US\$/kW y 3550 US\$/kW respectivamente. En el SING se consideraron tecnologías eólicas y geotérmicas con costos similares a los del SIC, suponiendo factores de planta de 30% y del 95% respectivamente.

En conclusión, la generación recomendada a invertir distribuida por tecnologías durante los 10 años de estudio que contemplan los informes de precios de nudo:

Tabla 3.9: Generación estimada de centrales propuestas por la CNE. [24]/[25]

Generación en GWh/año	2011-2013	2014-2016	2017-2019	Total general
Eólica	893,5	420,5	420,5	1.734,5
Geotérmica		735,8	1.191,4	1.927,2
Biomasa	294,3			294,3
Pequeñas hidráulicas	311,4	412,8		724,2
Total general	1.499,3	1.569,1	1.611,8	4.680,3

Gráfico 3.8: Distribución de generación estimada por la CNE.



De acuerdo con lo anterior, a partir del 2014, comenzaría la instalación de proyectos geotérmicos, mientras que la generación hidroeléctrica de pequeña escala disminuirá levemente y la energía eólica mantendrá su tasa de crecimiento durante los 10 años de estudio.

Este tipo de señales dadas en los estudios indicativos de la CNE no son necesariamente la forma en que se compondrá la matriz energética, ya que existe una serie de factores no evaluados, como la importancia del mercado de ERNC, la factibilidad de entrada de nuevos generadores, los riesgos y rentabilidades asociados al desarrollo de cada tecnología, y principalmente, de los compromisos contractuales que tenga cada empresa generadora por contratos licitados con distribuidoras o lateralmente acordados con clientes libres.

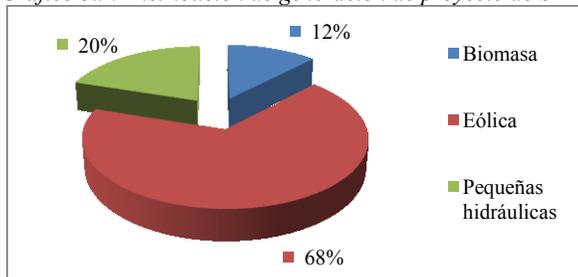
Otra forma de observar el comportamiento futuro del mercado eléctrico, al menos en el mediano plazo, es estudiar los proyectos que actualmente se están barajando por las empresas existentes y nuevos actores e inversionistas. Una de las instancias públicas de conocer dichos procesos es cuando entran en proceso de calificación ambiental SEIA válido para centrales mayores a 3 MW. Si bien, estas centrales que entran a proceso de calificación necesitan la autorización de este organismo para instalar la central, la aceptación del proyecto no indica necesariamente su implementación, ya que esta depende de la posibilidad de conseguir el financiamiento necesario, la situación actual del mercado y de la empresa participante, la situación normativa actual y futura, y la posibilidad de adquirir contratos por dicha tecnologías que les aseguren un ingreso comercial por su operación y un retorno esperado de la inversión. Pese a lo anterior, estos datos si indican a las tecnologías que se inclina el mercado de generación.

Considerando los proyectos ingresados para tramitación ambiental desde el 2007 se tiene la siguiente posible configuración tecnológica en fuentes ERNC.

Tabla 3.10: Generación estimada de proyectos en estudio de impacto ambiental por tecnología. [41]

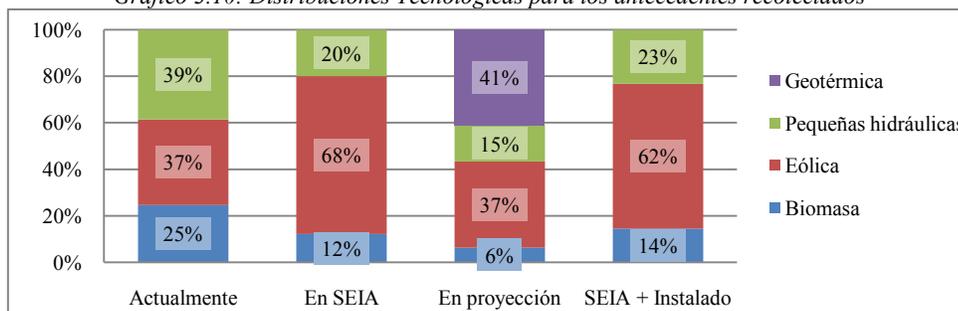
Generación en GWh/año	Aprobado	En Calificación	Total general
Biomasa	677,0	98,1	775,1
Eólica	1.735,3	2.567,6	4.302,8
Pequeñas hidráulicas	844,7	422,1	1.266,7
Total general	3.256,9	3.087,7	6.344,6

Gráfico 3.9: Distribución de generación de proyecto de SEIA.



Al comparar las proyecciones por tecnologías en base a la existencia actual de proyectos, los que han entrado al SEIA desde el 2007 y los que proyecta la CNE, se observan diferencias comparativas en la proporción de participación del mercado, principalmente en la generación geotérmica. El desarrollo de dicha tecnología tiene una etapa previa de exploración que aún no entrega resultados lo suficientemente concretos para proyectar la construcción de centrales ni su magnitud, por lo que su desarrollo sólo se conocerá en un par de años, pese a la existencia de una normativa que regula las concesiones para exploración y explotación del recurso.

Gráfico 3.10: Distribuciones Tecnológicas para los antecedentes recolectados



A las proyecciones ya descritas anteriormente se agrega otro caso (SEIA + Instalado) en que se suma la cantidad de energía actualmente instalada y en construcción con la existe en estudios de impacto ambiental, suponiendo que se materializa la misma distribución de proyectos en tramitación u aprobados. Dicho caso proyecta un fuerte crecimiento de la energía en base a generación eólica; esta tecnología es de fácil y rápida instalación (requieren entre 2 a 3 años para su planeamiento y construcción) debe tener una evaluación detallada de los recursos y diseño de parque; dado su estado tecnológico maduro y sus bajos impactos ambientales es que se bajaran como la mejor alternativa para el corto y mediano plazo. Por otro lado el desarrollo de las pequeñas hidráulicas está fuertemente condicionado con la propiedad de derechos de agua y la ubicación alejada de las redes de transmisión actual, pese que por costos, factores de planta y bajos riesgos tecnológicos es una de las tecnologías más atractivas de desarrollar. La energía geotérmica entre exploración y explotación requiere al menos 5 años para su desarrollo y dado que no existen proyectos actualmente se puede pensar en su entrada al sistema a partir del año 2015 en adelante.

3.2.2. Metodología de desarrollo

Para estudiar el cumplimiento de las cuotas de ERNC se realizarán dos estudios distintos: el primero busca determinar la cantidad de energía afecta a certificación de cuotas mediante la inyección de ERNC al sistema y el alcance que tendría la generación existente al 2010, la proyectada por estudios de impacto ambiental y centrales propuestas por la CNE. Un segundo estudio determina cuanta generación es necesaria instalar para cumplir las cuotas bajo distintas distribuciones tecnológicas con posibles escenarios futuros.

3.2.2.1. Periodos de estudio

Considerando que la ley se aplica por 25 años a partir del 2010 y de los datos obtenidos en el informe de precios de nudo se realizan proyecciones hasta el 2019 es que se han definido dos periodos de estudio:

Periodo 1 (2010 -2019): Se utilizan las estimaciones de demanda y las proyecciones tecnológicas propuestas por la CNE. También se considerará que el porcentaje de proyectos en tramitación ambiental que sería necesario instalar en el mediano plazo. Considerando que las tecnologías solares, eólicas pueden instalarse en 1 año de aprobado los proyectos; las centrales hidráulicas menores de 20 se pueden instalar en 2 años y las menores a 40 entre 3 a 4 años. Por otro lado, las centrales de biomasa necesitan cerca de 1 a 2 años de desarrollo, según su complejidad. La energía geotérmica se considerará disponible a partir del 2015 en adelante.

Periodo 2 (2020 -2035): La información sobre este periodo es más especulativa y se basa en una proyección de la demanda realizadas en base al periodo anterior con una tasa de crecimiento exponencial constante, la cual no es necesariamente cierta dado que depende de las inversiones privadas de clientes libres que pueden disminuir o aumentar los requerimientos energéticos; y el comportamiento de la demanda de clientes regulados puede cambiar por mayores consumos, como el uso de autos eléctricos, o reducciones por inclusión de tecnologías más eficientes en el uso de la energía. También pueden producirse significativos cambios en el desarrollo tecnológico de las energías renovables no convencionales que afecten su rentabilidad: paneles solares más eficientes, proliferación de instalaciones eólicas off-shore, desarrollo de la energía mareomotriz o unimotriz, etc. Durante 10 años pueden producirse cambios normativos del sistema, como normativas especiales para mejorar la eficiencia energética, inclusión de nuevas tecnologías (energía nuclear). En consecuencia, en este periodo se realizan estimaciones de la energía que certificará ERNC y la posible distribución tecnológica, en base a los recursos existentes y distintas tasas de incorporación de las tecnologías.

3.2.2.2. Modelación de la ley

Para determinar la energía que finalmente certifica cuotas de ERNC se consideraron la normativa y las disposiciones transitorias.

A la energía retirada proyectada para ambos sistemas se le resta la generación no afecta a certificación para clientes libres y regulados. En base a ello se determina la energía que finalmente certifica cuotas ERNC y la cantidad que debe certificarse. Para energía no sujeta a aumento progresivo de las cuotas, su porcentaje de participación se agrega al final. El desarrollo metodológico se explica en la siguiente tabla:

Tabla 3.11: Calculo de Energía Afecta a Certificación

Retiros de Energía SIC (R_{SIC})	GWh	Proyecciones de demanda del SIC.
Retiros de Energía SING (R_{SING})	GWh	Proyecciones de demanda del SING.
Retiros Exentos Clientes Regulados (R_{exenta})	GWh	Energía de primer proceso de licitación.
Energía certificada al 5% ($R_{5\%}$)	GWh	Energía licitada antes del Abril del 2008.
% contratos no renovados (FP_L)	%	Depende de caso de estudio
Retiros Exentos Clientes Libres SIC	GWh	$R_{L\ SIC} = R_{SIC} * FP_L * 0,45^{13}$
Retiros Exentos Clientes Libres SING	GWh	$R_{L\ SING} = R_{SING} * FP_L * 0,9$
Energía Total SIC – SING	GWh	$R_{SIC} + R_{SING}$
Energía Afecta a certificación progresiva	GWh	$R_{afecta} = (R_{SIC} + R_{SING}) - (R_{exenta} + R_{5\%} + R_{L\ SIC} + R_{L\ SING})$
Cuota ERNC establecida en Ley Nro 20257	%	FP_{cuota}
Energía Final a Certificar	GWh	$R_{ERNC} = R_{afecta} * FP_{cuota} + R_{5\%} * 0,05$

¹³ Porcentaje de clientes libres en el SIC (45%) y en el SING (90%).

La energía finalmente certificada se sensibiliza en relación a la proporción de contratos suscritos antes del 31 de Agosto del 2007. Dicha energía se compara con la generada por las distintas opciones vistas anteriormente que se detalla a continuación:

3.2.2.3. Escenarios sobre contratos de clientes libres

Dado que no es posible conocer los contratos de clientes libres que se encuentran afectos a certificación es que se consideran diversos casos de estudio:

Tabla 3.12: Casos de Estudio dependiendo de contratos clientes libres

% contratos no renovados		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Caso base	%	50%	45%	40%	35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%				
Caso favorable	%	70%	65%	60%	55%	50%	45%	40%	35%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%
Caso desfavorable	%	30%	25%	20%	15%	10%	5%	0%								

Considerando que los contratos entre clientes libres y regulados son, en general, planteados a mediano o largo plazo pero modificables bajo ciertas condiciones como cambios normativos que varíen las condiciones para cualquiera de los dos participantes, es que estimaron los tres casos anteriores. El caso base, implica suponer que todos los contratos se renuevan en un plazo de 10 años lo que equivale a la existencia de contratos firmados en el 2007 por 13 años. El caso más favorable es que gran parte de los contratos no se modifiquen bajo los nuevos cambios normativos y que existan largos contratos por más de 17 años. El caso más desfavorable, desde la perspectiva de los grandes consumidores, es que la mayoría de los contratos, por los cambios normativos, se hayan modificado desde la publicación de la ley o este ad-portas de hacerlo, en tal caso, se considera que los últimos contratos a certificar se plantearon el 2007 a 7 u 8 años, lo que se considera un plazo relativamente corto.

3.2.2.4. Energía instalada al 2010 y proyectada

Se estudiará cuales son sus alcances reales en el cumplimiento de cuotas de la energía ya existente en las redes al año de aplicación de la ley y en que instante se hace necesaria la incorporación de nueva tecnología.

Para las proyecciones de la CNE se estudiará si el modelo de proyección empleado se ajusta a los requerimientos de la ley para el cumplimiento de cuotas ERNC y la capacidad de cobertura de dicha tecnología si se cumplieran las proyecciones.

Para el caso de proyectos en tramitación ambiental no se estipula el momento en que dichas inversiones pueden materializarse, por lo cual, se considerará su ingreso mediante distintos porcentajes necesarios para el cumplimiento de metas.

Todos estos estudios se realizarán para el primer periodo considerado, es decir, evaluar las consecuencias en el corto y mediano plazo.

3.2.2.5. Proyecciones futuras del mercado

En esta etapa se busca dimensionar la cantidad de potencia necesaria a instalar bajo distintos escenarios de desarrollo tecnológico. Para realizar este estudio se utilizan los antecedentes actuales en cuanto a distribuciones tecnológicas, principalmente, para estimar los primeros años de estudios. Para el segundo periodo, las estimaciones son menos consistentes y solamente especulativas; el fin, no es determinar el porcentaje de

desarrollo de tecnologías en base a ERNC sino vislumbrar distintos escenarios posibles en cuanto a las proyecciones tecnológicas en la matriz considerando 5 de las tecnologías de ERNC:

Pequeñas Hidráulicas: existe un potencial explotable en base a cuencas no estudiadas y la rehabilitación de antiguas centrales pero su desarrollo depende fuertemente de la disponibilidad de derechos de aguas y su distancia de las redes de transmisión o distribución.

Centrales Eólicas: si bien ahora existe un boom de proyectos en estudios, no existe certeza en la magnitud de proyección real de desarrollo de esta tecnología y dependerá fuertemente de cómo se coordinará su operación en el sistema a medida que se masifiquen en el sistema.

Centrales Solares: para todos los estudios se han considerado factores de plantas discretos del 15%, pero se espera una mayor eficiencia en los equipos futuros a menor costo lo que permitiría llegar a eficiencias del 30% para todas las tecnologías a costos más competitivos con el resto de las tecnologías de ERNC.

Centrales Geotérmicas: el desarrollo de este recurso depende principalmente de la etapa previa de exploración y del uso del agua necesario para las instalaciones, principalmente en el norte del país, el que debe competir por su uso en agua potable para la población y las aplicaciones mineras.

Centrales de Biomasa: estos suelen estar ligados a proyectos de cogeneración pero de inyectarse directamente a redes de distribución o transmisión pueden utilizarse para certificar cuotas; su masificación podría producirse si a las actuales leyes se sumara otra para mejorar la eficiencia energética que permitiría generar más interés en los inversionistas por desarrollar este recurso.

Por ello se estudiarán distintos escenarios

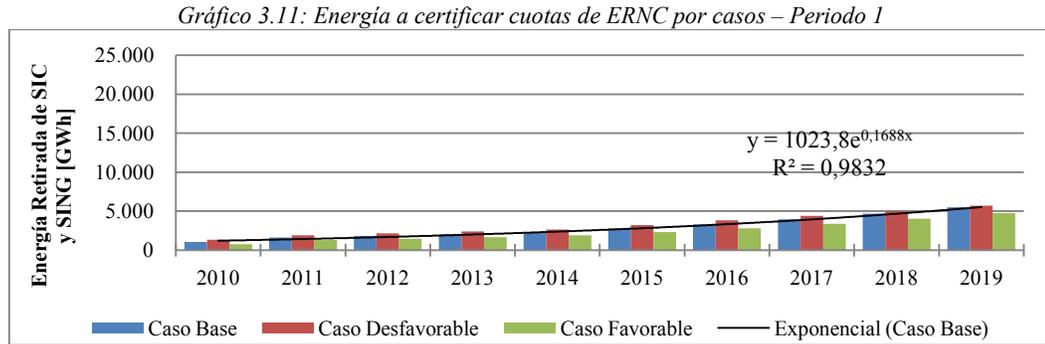
- a) Fuerte desarrollo hídrico y un crecimiento relativo de la energía eólica y biomasa, un crecimiento constante de la energía geotérmica, desplazando a la energía eólica y biomasa, y un desarrollo marginal de la energía solar.
- b) Desarrollo hídrico a la par con la energía eólica y de biomasa, un crecimiento paulatino de la energía geotérmica y un desarrollo marginal de la energía solar.
- c) Fuerte desarrollo eólico y un crecimiento relativo de biomasa y pequeñas hidráulicas, un crecimiento paulatino de geotérmica y un desarrollo menos marginal de la energía solar.

3.2.3. Resultados

3.2.3.1. Energía a certificar y alcances de energía proyectada.

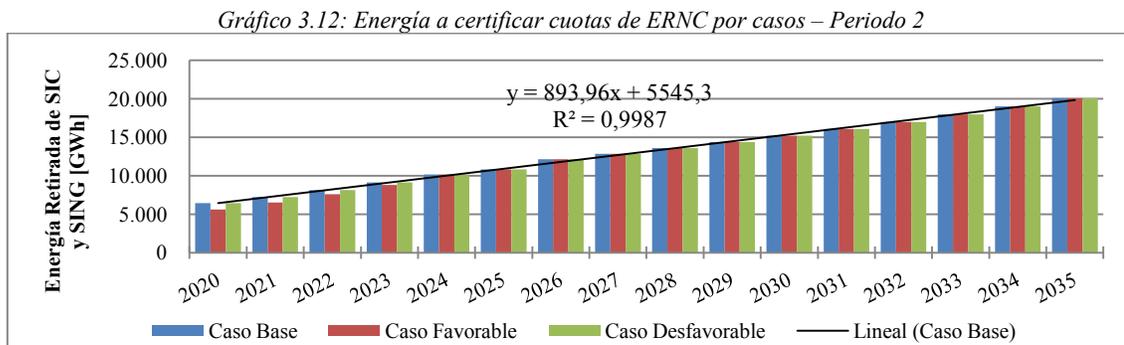
Porcentaje real del sistema que debe certificarse con cuotas ERNC

Los resultados se obtienen para las tres proyecciones de clientes libre que certifican cuotas:



En los tres casos estudiados la curva conserva la misma condición que la demanda total del sistema, un crecimiento exponencial, pero en este caso la curva es más plana.

Si se compara con la proyección del segundo periodo donde se comenzará a certificar todos los retiros de clientes libres:



A partir del año 2024 para los tres casos se comienza a certificar el 100% de la energía retira por clientes libres de ambos sistemas. En este caso, la curva no tiene un crecimiento exponencial como en la demanda de ambos sistemas sino un crecimiento lineal, pese a que las cuotas a partir del 2024 son del 10% de los retiros afectos a certificación. Lo anterior indica que existe una cantidad de energía considerable de energía proveniente de los procesos de licitación de clientes regulados que sigue certificando al 5%, estos representan entorno entre 15% (2024) a un 10% (2035) de la energía total retirada por el SIC y SING.

En base a lo anterior, el porcentaje real de energía que finalmente se acredita como ERNC nunca llega al 10%, y que siempre se mantienen por debajo del porcentaje real de certificación.

Gráfico 3.13: Comparación de Cuota de ERNC teórica y esperada por caso- Periodo 1

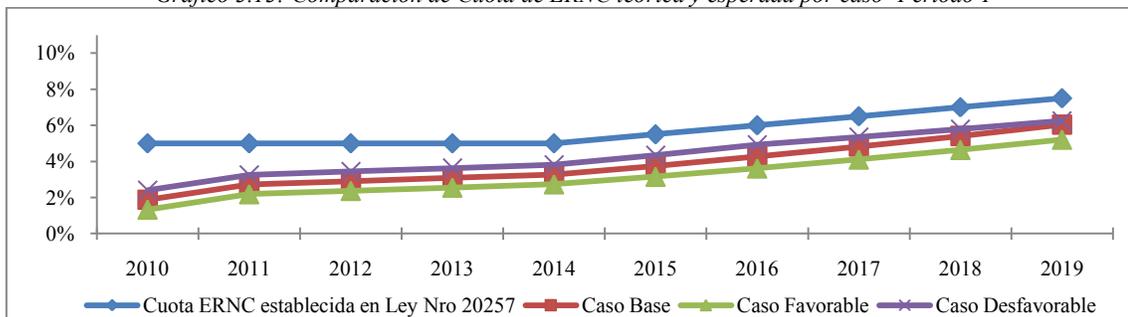
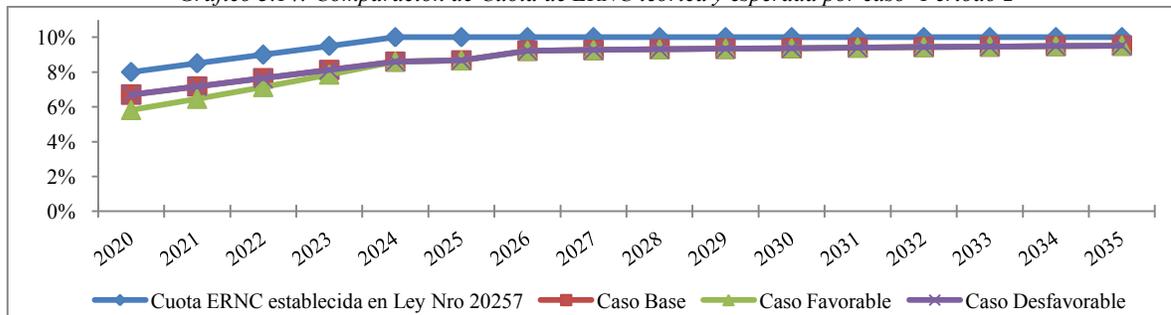


Gráfico 3.14: Comparación de Cuota de ERNC teórica y esperada por caso- Periodo 2



Para el primer periodo, dada la gran cantidad exenta de energía a certificación las cuotas hasta el año 2014 se mantienen muy por debajo de la cuota real a certificar, en hasta más dos puntos porcentuales menos para el primer año de certificación. A partir del 2014 que existirá un aumento considerable de la cantidad de energía dado al aumento progresivo de cuotas y a la incorporación de retiros de clientes libres afectos a certificación, lo que será de ayuda para que el sistema se adecue a la nueva normativa y se regularicen los contratos con clientes libres y viabilice la incorporación de nueva tecnología al sistema.

Para el segundo periodo, a partir del año 2024 comienza a certificar el 10% de las cuotas y ya no hay clientes libres no afectos a certificación, pese a lo anterior, la cantidad de energía a certificación se mantiene al menos medio punto porcentual menos de la demanda real estimada para ese entonces. La energía afecta a certificación en la fecha anterior es del 9,2% y aumenta paulatinamente hasta un 9,5% para el año 2035, el que corresponde al último año de certificación de cuotas. Estas proyecciones podría variar si es que para este entonces no se mantienen el ritmo de crecimiento actual de la demanda con la cual fue proyectada para este periodo.

Cumplimiento de cuotas con Energía instalada y en construcción

Para determinar si se cumplen las cuotas a la energía retirada final a certificar se compara con la inyectada en el SIC con la que actualmente está proyectada a certificar. Dado que es posible utilizar retiros del año anterior que no se haya utilizado para certificar cuotas el año correspondiente en que se generó dicha energía; se obtiene que la energía actualmente instalada y en construcción permite certificar cuotas hasta el 2013 (caso base), pese al déficit del 22% que se produce el año anterior, esto porque la ley permite postergar en un año la mitad de la obligación sobre sus retiros. En dicho año, el déficit de energía del sistema supera el 50% y por lo tanto, hay un 2% de ERNC deficientes en el sistema.

Tabla 3.13: Cumplimiento de cuotas de ERNC para caso base

Años de Aplicación de Ley		2010	2011	2012	2013	2014
Energía Retirada Final a Certificar	GWh	1.055	1.617	1.818	2.043	2.287
Energía ERNC Inyectada SIC - SING	GWh	1.366	1.366	1.366	1.366	1.366
Energía Excedentaria/Deficitaria Año Anterior			310	59	-394	-1.071
Energía Excedentaria/Deficitaria		310	59	-394	-1.071	-1.992
% de Energía Cubierta por ERNC inyectada		29%	4%	-22%	-52%	-87%

Aplicando la misma metodología para los casos favorables y desfavorables, al compararlos con el caso base, en el favorable las cuotas se cumplen por dos años más hasta el 2015 y por un año menos para el desfavorable:

Tabla 3.14: Energía cubierta de ERNC inyectada según casos

Años de Aplicación de Ley	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Caso Base	29%	4%	-22%	-52%	-87%	-123%
Caso Favorable	81%	52%	38%	14%	-16%	-54%
Caso Desfavorable	1%	-29%	-63%	-99%	-138%	-172%

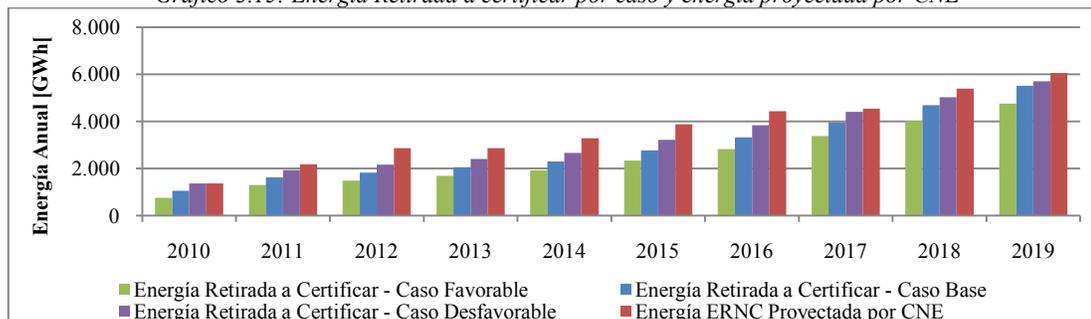
De lo anterior, se observa que las variaciones entre casos radican simplemente en la cantidad de años que se cubren con la energía existente; aún en el peor caso existe una ventana de 3 años para poder generar centrales nuevas. Es decir, que las condiciones actuales permiten enfrentar los dos primeros años con relativa holgura en el sistema.

Lo anterior, no se traduce en el no pago de multas, sino en que existe capacidad necesaria para que todos los generadores cumplan sus cuotas. Cabe destacar que toda esta generación se realiza con energía inyectada en el SIC, por lo cual, para cumplir las cuotas en el SING serán necesario realizar transferencias entre generadores a de ambos sistemas de modo de poder evitar las multas.

Cumplimiento de cuotas con proyecciones de la CNE

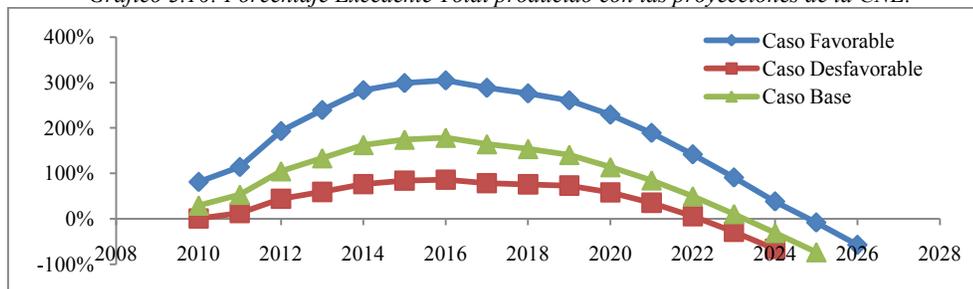
Realizando el mismo estudio anterior pero agregando a la energía existente al 2010 las proyecciones tecnológicas de la CNE consideradas como centrales propuestas a desarrollar; se observa para los tres casos un sobredimensionamiento de la capacidad necesaria para certificar cuotas:

Gráfico 3.15: Energía Retirada a certificar por caso y energía proyectada por CNE



En base a la normativa los excedentes producidos año a año se suman para certificar al año siguiente, por lo que la energía excedentaria es aún mayor:

Gráfico 3.16: Porcentaje Excedente Total producido con las proyecciones de la CNE.

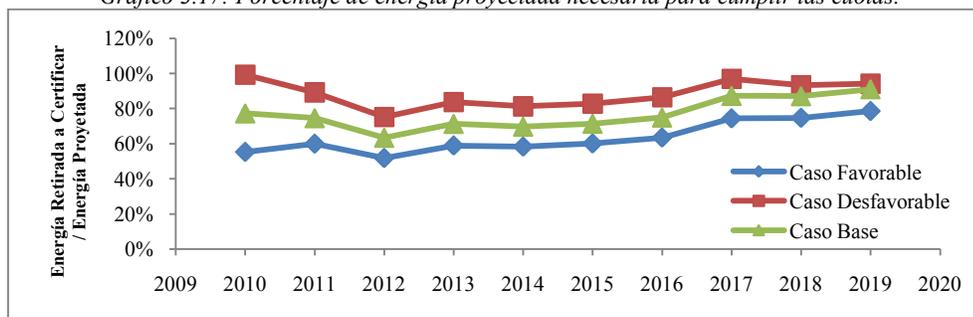


Este porcentaje excedente total incluye tanto los excedentes que se producen año a año como los que se acumulan del año anterior. De lo anterior, se puede concluir que la generación renovable propuesta supera largamente la energía necesaria a certificación ya que los excedentes producidos superan a más del doble de la energía necesaria a certificación en el caso base y sobre 300% en el caso favorable y hasta un 80% de la energía para el caso más desfavorable.

La generación propuesta por la CNE permite cubrir cuotas hasta el 2025 para el caso base, pese a que está proyectada hasta el 2019; y hasta el 2024 para el caso desfavorable y el 2026 para el favorable.

En conclusión, instalando sólo parte de la generación propuesta es posible cumplir las cuotas de los sistemas, para ello se calcula el porcentaje de energía proyectada que cumple con la energía afecta a certificación:

Gráfico 3.17: Porcentaje de energía proyectada necesaria para cumplir las cuotas.



Para el caso base instalando en promedio al 77% de las centrales que se proyectó se cumplen las metas; para el caso favorable el promedio es del 64% y el desfavorable del 88% de la generación propuesta por la CNE. Considerando la misma distribución de tecnologías previstas por la CNE, la cantidad final a instalar es relativamente menor en los mismos porcentajes anteriores. Para calcular la potencia a instalar se consideraron los factores de plantas previos, que las centrales funcionan todo el año y que mantienen la misma distribución de tecnologías.

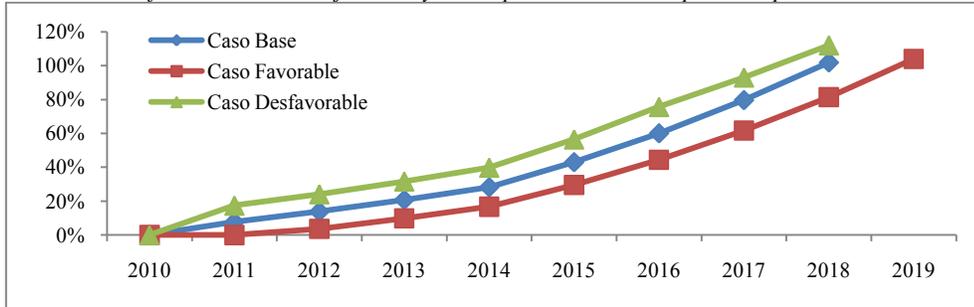
Tabla 3.15: Generación proyectada ajustada a energía a certificar final para el 2019.

Tecnologías [MW]	Proyectado CNE	Caso	
		Caso Base	Caso Favorable Desfavorable
Biomasa	42	37	30 39
Eólica	660	584	477 610
Geotérmica	275	243	199 254
Pequeñas hidráulicas	1756	122	100 127
Total	1153	986	0,0 1031

Cumplimiento de Cuotas dado proyectos en tramitación ambiental

Considerando que existe proyectos aprobados por 3256,9 GWh se alcanzan a cubrir las cuotas para el primer periodo y 3087,7 GWh en tramitación ambiental para el mismo periodo, se puede estimar la proporción de ellos que debieran ser instalados año a año de modo que se cumplan las cuotas.

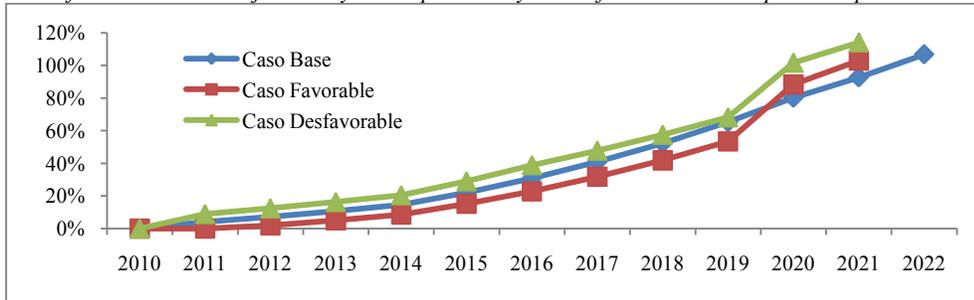
Gráfico 3.18: Porcentaje de Proyectos Aprobados en SEIA para cumplir cuotas



En este caso, consideraron proyectos aprobados, estos son eólicos, de biomasa y pequeñas hidráulicas; con un periodo de construcción de 2 a 3 años, entrarían entre el 2011 o 2013, necesitándose menos del 30% de los proyectos para cumplir las cuotas. Para el 2015, 5 años después de la aplicación de la ley, sería necesaria la instalación de menos de la mitad de ellos, para todos los casos. La energía prevista por el SEIA permitiría cumplir cabalmente las cuotas hasta el 2017 para los casos base y desfavorable y hasta el 2018 para el caso favorable.

Por otro lado, considerando los proyectos aprobados y en calificación:

Gráfico 3.19: Porcentaje de Proyectos Aprobados y en calificación en SEIA para cumplir cuotas



Considerando que los proyectos en tramitación ambiental utilizados se resuelven a más tardar a mediados del próximo año, (un año después de los aprobados) la proporción de centrales a construir es aún menor: para el 2015 es menor al 30% de los proyectos e instalado cerca del 60% de la energía se podrían cumplir las cuotas hasta el 2019. De instalarse todas las centrales propuestas estas cubrirían hasta el 2019, 2020 y 2021 para los casos desfavorable, favorable y base respectivamente.

3.2.3.2. Escenarios futuros de tecnologías

Proyectar los posibles escenarios futuros de las tecnologías renovables resulta complejo dado que las tecnologías en ERNC son actualmente un mercado en expansión y desarrollo, pero considerando las proyecciones de la CNE y la matriz existente es posible prever lo que sucederá en los próximos 5 años, se espera que la generación instalada y la que actualmente se proyecta puedan cumplir dichas cuotas. El escenario

más complejo se produce al disminuir paulatinamente los retiros exentos de certificación y el aumento progresivo de las cuotas, es decir, en el segundo periodo de estudio o sea a partir del 2019.

Considerando lo anterior, para las proyecciones tecnológicas se utilizaron como base los datos obtenidos para cinco años de estudio:

Tabla 3.16: Datos utilizados para la simulación de escenarios

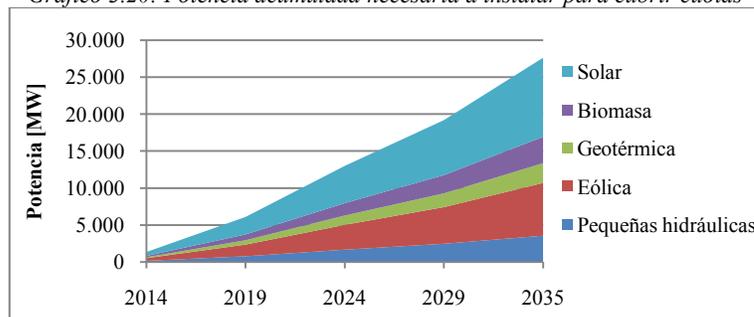
Años de Aplicación de Ley		Periodo 1			Periodo 2		
		2010	2014	2019	2024	2029	2035
% contratos no renovados	%	50%	30%	5%	0%	0%	0%
Energía Total SIC - SING	GWh	56.422	69.807	91.153	118.327	153.922	211.105
Energía Afecta a certificación progresiva	GWh	21.110	38.238	68.385	98.067	133.662	190.845
Cuota ERNC establecida en Ley	%	5,0%	5,0%	7,5%	10,0%	10,0%	10,0%
Energía Final a Certificar	GWh	1.055	2.287	5.504	10.182	14.379	20.097
Energía ya instalada	GWh	1.366	1.366	1.366	1.366	1.366	1.366
Energía Faltante a Certificar	GWh	-310	921	4.138	8.816	13.014	18.732

De lo anterior, se considera la instalación existente y en construcción para el año 2010 como caso de referencia. Además todos los cálculos posteriores se realizarán en función del caso base de contratos de clientes libres exentos de cuotas. Para proyectar la potencia a instalar por caso de estudio se considerarán los factores de planta ya propuestos

Tabla 3.5.

Con lo anterior, se puede estimar la cantidad de energía necesaria por tecnología, para cumplir las cuotas, sobre el supuesto en que toda la generación se hace en base a cada una de las tecnologías.

Gráfico 3.20: Potencia acumulada necesaria a instalar para cubrir cuotas



Debido a los factores de planta de cada tecnología, para cumplir las cuotas se necesitan distintos niveles de potencia. Por ejemplo, para cubrir los mismos GWh de cuotas es necesario instalar el doble de generación eólica que de biomasa y pequeña hidráulica. En este sentido, la tecnología más eficiente es la energía geotérmica pero es una de las que tiene el mayor costo por MW instalado y alta incertidumbre por su etapa exploratoria. La energía solar, los paneles comerciales típicos son del orden de eficiencia del 20% pero se espera que en el futuro superen el 30%, dato que se sensibilizará en el último estudio.

Se entiende como potencia acumulada la capacidad necesaria para el año de cumplimiento de cuotas. En base a esta curva, se observa un fuerte aumento de la potencia necesaria a instalar para el segundo periodo de estudio, coincidente cuando todos los contratos de clientes libres comienzan a cumplir las cuotas y vence el contrato por 15 años de la primera licitación de clientes regulados, lo que lleva a una certificación del orden del 9,5% de los retiros del SIC y SING bajo el escenario de un crecimiento exponencial de la demanda a la tasa prevista hoy.

Para evaluar los posibles desarrollos de cada tecnología se supondrá un porcentaje de desarrollo por caso lo que permitirá estimar la cantidad de potencia acumulable por periodo y la cantidad de potencia a instalar entre cada intervalo de tiempo.

Alternativa 1

“Fuerte desarrollo hídrico y un crecimiento relativo de la energía eólica y biomasa, un crecimiento constante de la energía geotérmica, desplazando a la energía eólica y biomasa, y un desarrollo marginal de la energía solar.”

La distribución tecnológica utilizada para describir este caso:

Tabla 3.17: Distribución tecnológica durante los años de estudio – Alternativa 1

Tecnología [%]	2014	2019	2024	2029	2035
Pequeñas hidráulicas	40%	38%	38%	36%	35%
Eólica	30%	20%	16%	16%	16%
Geotérmica	0%	17%	25%	30%	30%
Biomasa	30%	24%	20%	17%	17%
Solar	0%	1%	1%	1%	2%

Los porcentajes son sólo estimaciones, de acuerdo, a la distribución que permite presentar un mayor desarrollo en pequeñas hidroeléctricas, considerando que es la tecnología con mejor conocimiento por los actores actuales del sistema eléctrico y que pueden entrar sin problemas a la matriz energética. En la segunda etapa, existe un aumento progresivo del uso de centrales geotérmicas que desplazan la generación en biomasa, eólica y la pequeña hidráulica, considerando que se encuentren reservas suficientes para satisfacer los niveles de potencia propuestos a desarrollar.

De acuerdo, a la distribución anterior la potencia acumulable a estudiar y la potencia instalable por periodo de tiempo por tecnología:

Gráfico 3.21: Potencia acumulativa para caso con fuerte desarrollo hídrico – Alternativa 1

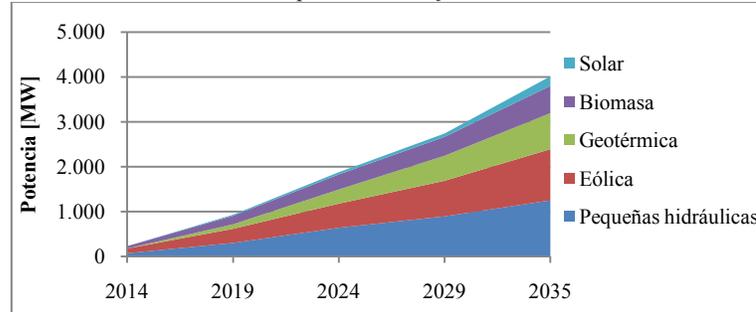


Tabla 3.18: Potencia a instalar por cada periodo de tiempo – Alternativa 1

Tecnología [MW]	2014	2019	2024	2029	2035
Pequeñas hidráulicas	70	229	338	254	356
Eólica	105	210	222	256	348
Geotérmica	0	100	214	243	245
Biomasa	53	136	147	85	185
Solar	0	24	27	24	140
Total	228	699	947	861	1.273

Estos datos sirven para dimensionar la cantidad de recurso necesario a instalar dada la distribución propuesta anteriormente. Cada 5 años (6 para el último periodo 2029-2035), sería necesario instalar en promedio 300 MW de pequeñas hidráulicas, lo que equivale a 15 centrales de 20 MW, lo cual es superior a lo observado hasta ahora, tanto en la matriz actual y en estudios de impacto ambiental. Para el caso de la energía eólica con una proporción del 16% de la matriz es necesario instalar cerca de 5 proyectos de 50 MW cada 5 años. La energía

geotermia requiere centrales, que en conjunto, entreguen en promedio 240 MW cada 5 años desde el 2024 en adelante. La energía biomasa debería mantener proyectos por 130 MW. El último periodo la proyección cambia, principalmente, por el aumento de la demanda lo que requiere en el plazo de 6 años instalar 1273 MW.

Alternativa 2

“Desarrollo hídrico a la par con la energía eólica y de biomasa, un crecimiento paulatino de la energía geotérmica y un desarrollo marginal de la energía solar.”

Para este caso, la distribución tecnológica propuesta:

Tabla 3.19: Distribución tecnológica durante los años de estudio – Alternativa 2

Tecnología [MW]	2014	2019	2024	2029	2035
Pequeñas hidráulicas	33%	32%	28%	28%	27%
Eólica	33%	24%	22%	21%	21%
Geotérmica	0%	15%	22%	23%	24%
Biomasa	33%	28%	26%	25%	24%
Solar	0%	1%	2%	3%	4%

Esta distribución pretende un desarrollo a la par de todas las tecnologías en cuanto a la cantidad de potencia instalada, pero la proporción que ocupan cada tecnología es distinta dado sus factores de carga. Se ha considerado un desarrollo marginal de la energía solar y a la par de las otras tecnologías pero con un desarrollo gradual de la energía geotérmica.

Calculando la potencia acumulativa necesaria para cumplir las metas con la distribución de tecnologías considerada se obtiene:

Gráfico 3.22: Potencia acumulativa para caso con desarrollo a la par – Alternativa 2

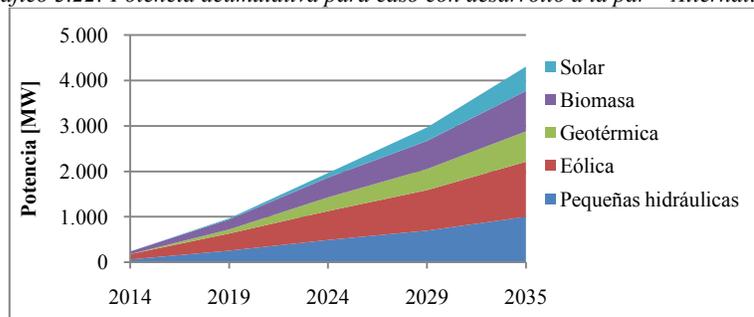


Tabla 3.20: Potencia a Instalar por cada periodo de tiempo – Alternativa 2

Tecnología [MW]	2014	2019	2024	2029	2035
Pequeñas hidráulicas	58	194	234	207	305
Eólica	117	261	259	254	320
Geotérmica	0	89	213	162	204
Biomasa	58	162	216	183	272
Solar	0	24	77	196	237
Total	234	729	1.000	1.002	1.338

Con un desarrollo a la par es necesario 250 MW, en promedio, de energía solar y cerca de 270 MW en energía eólica, la energía en biomasa necesitaría un desarrollo del orden de 230 MW cada 5 años. Para la energía solar, se ha considera un desarrollo marginal relativamente superior, lo que implica, aumentar paulatinamente la instalación de estas centrales en valores menores de 170 MW en promedio.

Alternativa 3

“Fuerte desarrollo eólico y un crecimiento relativo de biomasa y pequeñas hidráulicas, un crecimiento paulatino de geotérmica y un desarrollo relativo de la energía solar, considerando un mejor factor de planta (30%)”

Para este caso, la distribución tecnológica propuesta:

Tabla 3.21: Distribución Tecnológica durante los años de estudio – Alternativa 2

Tecnología [MW]	2014	2019	2024	2029	2035
Pequeñas hidráulicas	30%	24%	24%	24%	24%
Eólica	40%	36%	28%	27%	26%
Geotérmica	0%	16%	18%	20%	20%
Biomasa	30%	24%	22%	20%	20%
Solar	0%	4%	8%	9%	10%

Para este caso se ha considerado un desarrollo mayor de la energía eólica y un desarrollo progresivo mayor de la energía solar. El desarrollo eólico es una de las alternativas de diversificación de la matriz energética, existen actualmente muchos proyectos en carpeta y aún muchas zonas en prospección; más aún de avanzar el desarrollo de instalación off-shore, regularmente de mayores magnitudes. La energía solar por otro lado, para esta alternativa, se plantea su desarrollo pensando en factores de planta del orden de 30% desde el 2024 en adelante, suponiendo una mejora en la eficiencia de paneles fotovoltaicos o menores costos de plantas eólicas termo-solares. La energía eólica y solar, por otro lado, son una de las tecnologías menos contaminantes y de menor influencia en su entorno; y de especial interés en la zona norte del país, por la escasez de recursos en otras tecnologías (biomasa y hidráulica) y la dificultad técnica de desarrollo de la energía geotérmica que compite con las reservas de agua.

En base a lo anterior, la potencia acumulativa para cumplir las cuotas de ERNC en base a la distribución tecnológica propuesta:

Gráfico 3.23: Potencia acumulativa para caso con desarrollo hidrico y solar – Alternativa 3

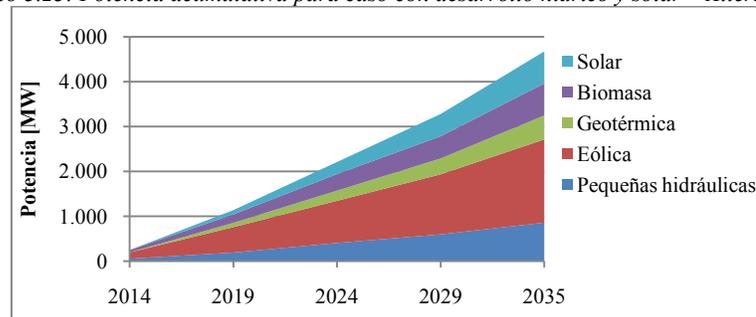


Tabla 3.22: Potencia a Instalar por cada periodo de tiempo – Alternativa 3

Tecnología [MW]	2014	2019	2024	2029	2035
Pequeñas hidráulicas	53	136	214	192	261
Eólica	140	427	372	398	516
Geotérmica	0	94	132	126	182
Biomasa	53	136	180	126	218
Solar	0	94	174	227	218
Total	245	888	1.072	1.069	1.394

En este caso, se observa que el desarrollo eólico debe ser significativamente mayor con cerca de 400 MW instalados para los primeros periodos. En el primer intervalo, la energía eólica debería crecer 4 veces en

relación a la existente al 2019; en los siguientes años, la entrada de energía geotérmica en pequeña escala y energía solar produce una disminución de la energía eólica a cerca de 380 MW, lo que implica casi 7 instalaciones de 50 MW en 5 años. Por otro lado, la energía solar se desarrolla a un paso creciente entre intervalos de tiempo suponiendo una baja progresiva de sus costos de instalación y mejoramiento de su eficiencia de funcionamiento. Para la biomasa y la energía geotérmica las proyecciones se mantuvieron marginales y relativamente constantes; en tanto, las pequeñas hidráulicas son de una proporción relativamente menores a las anteriores considerando un desarrollo constante.

Comparación de Alternativas

De las tres alternativas anteriores se estudiaron los efectos en la cantidad de energía a instalar considerando distintos grados de desarrollos de las tecnologías solar, eólica, geotérmica e hidráulica de pequeña escala; de lo anterior, se observa que para cumplir las proyecciones de cuotas de ERNC previstas es necesario instalar una magnitud mayor de proyectos que los dimensionados hasta ahora. Para el primer periodo de estudio, entre el 2010 y el 2019, el desarrollo de proyecto mantiene la similar a la actual, pero a partir del 2020 será necesario una mayor cantidad de proyectos y una mayor tasa de crecimiento dado que la energía a certificar es considerablemente mayor con la entrada plena de la energía de los contratos de clientes libres y a partir del 2025 con el fin de la energía licitada exenta a certificación. Considerando desarrollos significativos en energía hidráulica es necesario que se instalen entre 250 y 350 MW cada 5 años; de potenciar el desarrollo de energía geotérmica esta necesita alcanzar por sobre los 200 y 250 MW; la energía eólica, de ser la fuente de mayor desarrollo es necesario una mayor potencia a instalar dado a su factor de planta, lo que al 2035 llevaría a tener cerca de 1800 MW lo que implicaría cambios sustantivos en la manera de operar el sistema en forma global dada la gran cantidad de energía intermitente. El desarrollo de la energía solar, se hace más viable de mejorar sus factores de plantas, de este modo puede competir a la par con la energía eólica y podría tener un desarrollo significativo considerando las condiciones naturales del norte del país.

Capítulo 4

4. Marco de desarrollo de ERNC para un gran consumidor

En este capítulo se presentan los antecedentes que enmarcan el interés de la empresa Anglo American Chile en estudiar las alternativas de negocios para desarrollar tecnologías ERNC y enfrentar el nuevo marco normativo; para ello, se estudian las características de esta empresa, los estudios preliminares realizados en las tres tecnologías de estudio y sus alcances en el cumplimiento de cuotas. Por otro lado, se estudiarán las implicancias en la aplicación de la nueva normativa de ERNC para el gran consumidor, en base a sus proyecciones de demanda del sistema y se compondrán distintos escenarios de tecnologías a instalar para cumplir las cuotas ERNC. Por último, se estudiará el efecto las cuotas ERNC en las metas de reducción de emisiones contaminantes de la empresa a nivel mundial.

4.1. Aspectos generales de Anglo American Chile

A continuación, se detallarán aspectos generales de las divisiones operativas de Anglo American sobre las cuales se estudiará el desarrollo de tecnologías de ERNC; se describirán sus divisiones operativas y las características de sus consumos como cliente libre.

4.1.1. Divisiones de Anglo American

La empresa minera Anglo American Chile Ltda., reúne la operación de 5 divisiones productivas de cobre y molibdeno a lo largo del país, además de la participación de 44% en la compañía Doña Inés de Collaguasi. Pertenecen al grupo Anglo American el cual tiene operaciones mineras en todo el mundo en una gran gama de productos: platino, diamantes, carbón, minerales industriales y metales básicos (entre los que se encuentra el cobre) y metales ferrosos.[42]

Mantos Blancos: Se encuentra ubicada en la II Región, a 45 kilómetros de la ciudad de Antofagasta y a 800 metros sobre el nivel del mar. Produce cobre fino en cátodos de alta pureza y cobre contenido en concentrado.

Mantoverde: Se encuentra ubicada en la III Región, a 56 kilómetros de la ciudad de Chañaral y a 900 metros sobre el nivel del mar. Comprende una mina a rajo abierto y produce cobre fino.

El Soldado: Se encuentra ubicada en la V Región, en la comuna de Nogales, a 132 kilómetros de Santiago y a 600 metros sobre el nivel del mar. Comprende una mina a rajo abierto y otra subterránea, produce cobre fino en cátodos de alta pureza y cobre contenido en concentrado.

Fundición Chagres: Se encuentra ubicada en la V Región, en la comuna de Catemu, a 100 kilómetros al norte de Santiago y a 400 metros sobre el nivel del mar. Su proceso productivo se realiza por fusión de concentrados de cobre produce cobre ánodico y ácido sulfúrico.

Los Bronces: Se encuentra ubicada en la Región Metropolitana, a 65 kilómetros de Santiago y a 3.500 metros sobre el nivel del mar. Los Bronces es una mina de cobre y molibdeno que se explota a rajo abierto por cobre fino en cátodos de alta pureza y cobre contenido en concentrado.



Fig. 4.1: Ubicación y descripción de divisiones de Anglo American Chile.[42]

Geográficamente, 4 divisiones se encuentran conectadas al SIC y una de ellas conectadas al SING. Productivamente la empresa consume 1624,3 GWh para una producción de 494.228 Ton de cobre fino.

Por otro lado, a nivel nacional también cuenta con la participación del 44% de la empresa Doña Inés de Collaguasi, sin embargo, dado que esta empresa minera funciona de manera autónoma no será considerada en los estudios de eficiencia energética y desarrollo de tecnologías renovables.

4.1.2. Proyectos y Expansiones

La división Los Bronces se encuentra en proceso de desarrollo construyendo nuevas instalaciones de molienda, transporte de mineral y de concentración con el fin de aumentar la producción de 230.000 a 400.000 toneladas. El desarrollo implica un reforzamiento en líneas de transmisión y nuevos equipos en subestaciones, la planta aumentará sus consumos en electricidad en más del doble a la actual.

Por otro lado en la fundición Chagres se está estudiando aprovechar el vapor generado en los procesos de enfriamiento de los gases de los hornos flash de fundición y conversión proyectados mediante una planta de cogeneración, si bien, dicho proceso no califica como tecnología de ERNC propuestas en la ley de fomentos de estas tecnologías, si contribuye a mejorar sus metas de eficiencia energética y a un mejor aprovechamiento de los recursos utilizados en la división.[26]

4.1.3. Consumo de electricidad en Anglo American

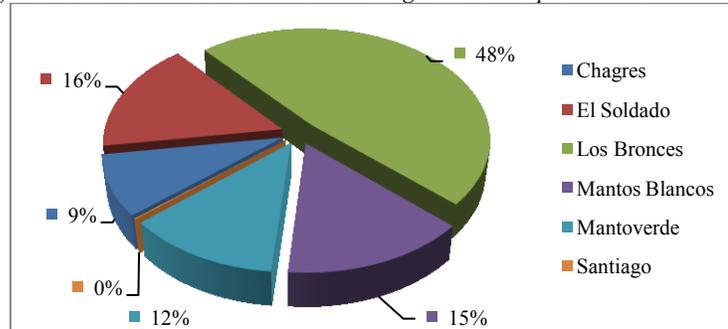
Considerando las 5 divisiones antes mencionadas más las oficinas administrativas en Santiago, los consumos de la empresa se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 4.1: Datos Técnicos Generales de Anglo American – 2008.[26]

División	Producción [ton]	% Producción	Consumo [GWh]	% Consumo
Los Bronces	235.792	41%	781,0	48%
El Soldado	49.791	9%	259.8	16%
Chagres	146.144	25%	141.7	9%
Mantoverde	62.501	11%	200.3	12%
Mantos Blancos	87.734	15%	239.6	15%
Santiago			0,202	0%
Total	494.228		1.624,3	

En función de lo anterior, la distribución de consumos de energía se centra preferentemente en Los Bronces, la división más grande de Anglo American; tal como se observa en el gráfico siguiente.

Gráfico 4.1: Distribución de Consumos de Anglo American para todas sus divisiones.



La empresa mantiene contratos de suministro de electricidad individuales con empresas generadoras para cada una de sus divisiones; estos establecen la cantidad de potencia y energía que requieren así como las condiciones particulares de sus suministros. Las instalaciones se conectan a redes de transmisión o subtransmisión, sus curvas de demandas son principalmente planas, como se puede observar al medir las variaciones anuales de energía requerida y curvas de carga diaria y mensual para las divisiones Chagres y Los Bronces respectivamente.

Gráfico 4.2: Variaciones Anuales de Energía 2004 – 2008. [26]

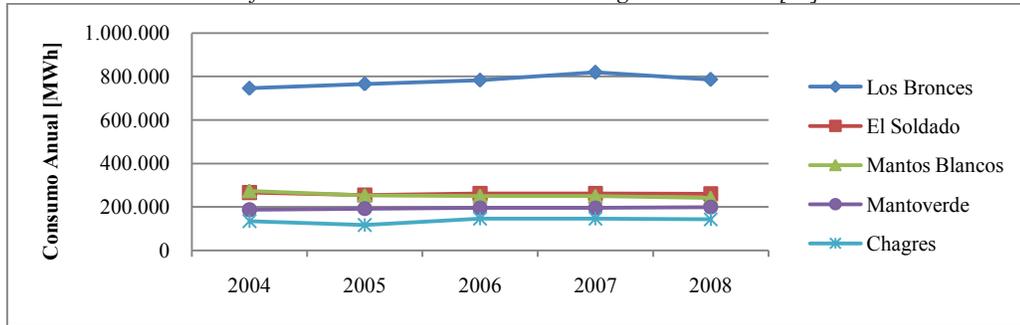


Gráfico 4.3: Curva de demandas máximas mensuales típica en división Los Bronces.

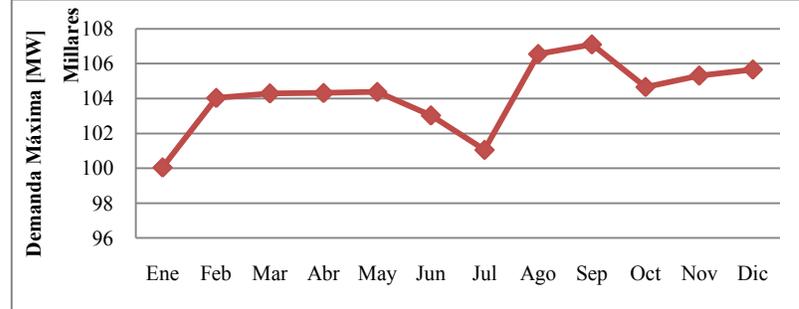
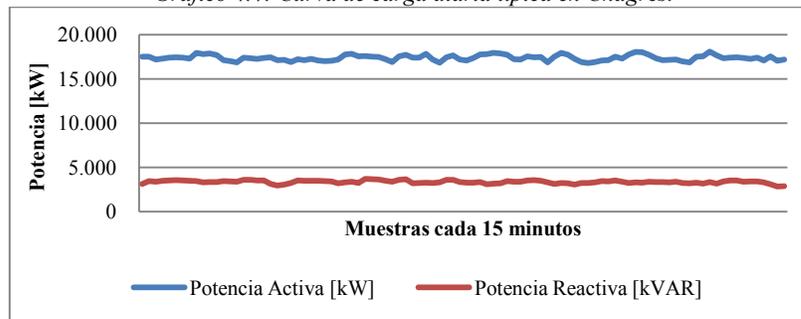


Gráfico 4.4: Curva de carga diaria típica en Chagres.



Para un gran consumidor los costos de electricidad pueden ser parte importante de sus gastos operacionales, en particular para la industria minera dada las características de sus procesos productivos. Éstos pueden significar entre un 15% y 25% de sus costos operacionales; lo que les motiva a estudiar detalladamente su contratos de suministros.

4.2. Proyectos ERNC para Anglo American y estudios preliminares

Para considerar el potencial desarrollo de tecnologías en base a ERNC en las divisiones de la empresa es necesario dimensionar la magnitud de los recursos existentes en las zonas aledañas a las divisiones. Para ello es necesario tener mediciones y estudios de factibilidad técnica y económica que permita dimensionar el potencial real a explotar.

Preliminarmente, en función a la ubicación de cada división y en base a las tecnologías estudiadas (eólico, solar e hidráulico), se puede estimar el tipo de tecnología aplicable a estudio por división:

Los Bronces: Su ubicación en la zona central y en un área de alta montaña hace de las tecnologías con mayor prospección de estudio la energía eólica y pequeñas hidráulicas. La primera debido a que en los valles se

pueden aprovechar los vientos de laderas; y en la segunda, se aprovechan las caídas de agua de cauces conocidos donde es posible determinar el potencial existente y se poseen los derechos de agua correspondientes.

Chagres y El Soldado: Ambas se encuentran en la V región donde se estudian tecnologías eólicas e hidráulicas, dado que es una zona geográfica de valles y clima templado.

Chagres se encuentra emplazada en el sector de Llay-Llay, llamado valle de los vientos, por lo cual el recurso eólico en esa zona puede tener características particulares que hacen factible su aprovechamiento eléctrico.

Para ambas divisiones el recurso hidráulico puede ser una alternativa si se encuentran cauces adecuados en los que se pueda adquirir sus derechos de agua.

Mantos Blancos y Mantoverde: Ambas divisiones ubicadas entre la 2 y 3 región, son zonas desérticas y montañosas, lo que permite un posible desarrollo en tecnologías solares y eólicas. En especial, con la energía solar hay muchas expectativas dado altos índices de radiación solar y la poca nubosidad que asegura un suministro solar con poca variabilidad año a año.

El recurso eólico por otro lado, también es una alternativa por la presencia de cordones montañosos, por lo cual debe ser estudiadas en las ubicaciones de valles en que se puedan aprovechar vientos de laderas.

Tabla 4.2: Tecnologías Aplicables dado condiciones geográficas y climáticas.

División	Tecnologías Instalables
Los Bronces	Eólico y Mini hidráulica
El Soldado	Eólico y Mini hidráulica
Chagres	Eólico y Mini hidráulica
Mantoverde	Solar y eólico
Mantos Blancos	Solar y eólico.

La información anterior es preliminar, para dimensionar el recurso existente se deben realizar mediciones en el lugar o considerar mediciones realizadas en zonas aledañas. Dado que los estudios gubernamentales son poco aplicables para cuantificar proyectos se han considerado los datos recolectados por la empresa para el recurso eólico; datos del archivo solarimétrico para el recurso solar y datos de la empresa para la energía hidráulica. De ello es posible tener información eólica para las divisiones Mantos Blancos, Chagres y Los Bronces; solar de las divisiones de Mantos Blancos y Mantoverde y pequeña hidráulica de la división los Bronces.

4.2.1. Estudios de energía eólica

Para estimar el potencial extraíble del viento es necesario determinar la velocidad de los vientos en un periodo mínimo de un año a la altura que se planean instalar las torres (mediciones por sobre los 50 m). Pero preliminarmente es necesario establecer las zonas de potencial más interesante a estudiar, esto se realiza mediante la obtención de mapas de distribución de vientos promedios para la zona de estudio. Los mapas de viento se obtienen con un estudio de viabilidad espacial utilizando datos meteorológicos o satelitales que plantean las zonas con vientos potenciales. En base a lo anterior y de una evaluación en terreno se determinan los puntos de mejor interés en relación a las mediciones del recurso como de accesibilidad de redes, presencia de obstáculos, topología e instalaciones existentes en la zona; es decir, buscar zonas despejadas pero cercanas a las divisiones para su control.

4.2.1.1. Mapas de Viento

El primer estudio es de viabilidad del recurso en las zonas circundantes a tres de sus divisiones: Mantos Blancos, Chagres y Los Bronces; se escogieron zonas aledañas para un mejor control de la planta y su instalación en las redes propias de la empresa. En el estudio se utilizaron modelos numéricos de pronóstico meteorológicos (NWP) los que permiten formular mapas de vientos promedio en función a su velocidad en base a datos satelitales. Éste analizó la zona a lo largo de un año con un modelo no hidrostático de ecuación primitiva regional de la atmósfera, para lo cual se realiza una simulación individual de cada día calendario, eligiendo el año aleatoriamente de un registro correspondiente a los años 1998-2007. El modelo numérico usa un diseño de cuadrícula anidada. El tamaño de la cuadrícula más gruesa se definió para considerar los efectos de eventos sinópticos del clima sobre el recurso eólico en la región de interés, así como también para permitir que el modelo desarrollara circulaciones causadas por factores térmicos. Las cuadrículas cada vez más finas de 40.5 km, 13.5 km, 5 km, 1.5km, y 500m son usadas para simular el efecto de terreno local y las circulaciones atmosféricas locales.

A continuación se pueden observar los resultados para cada división comparando la distribución espacial del viento. Los datos de la distribución espacial representan el promedio anual de velocidad del viento para el dominio de 500m a una altura de 50m de enero a diciembre. El cuadro de color rojo muestra el límite del área de estudio.

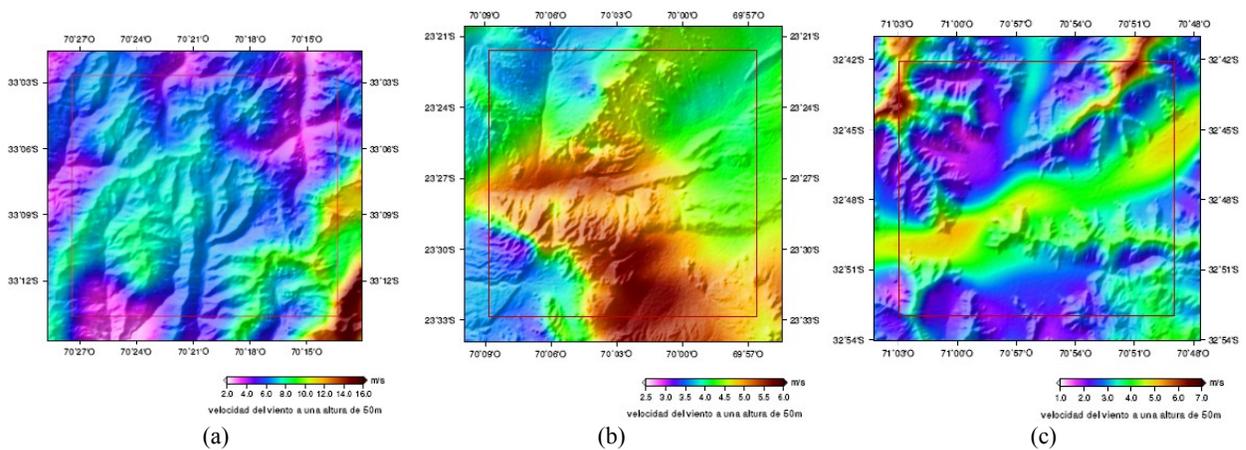


Fig. 4.2: Promedio anual de velocidad del viento en las cercanías de las divisiones: (a) Los Bronces; (b) Mantos Blancos y (c) Chagres.

El segundo paso es determinar las zonas de prospección más adecuadas para instalar equipos de medición que puedan dar señales reales del potencial extraíble. Considerando los antecedentes que se obtuvieron con visitas a las tres zonas se definieron puntos de prospección donde es conveniente instalar los equipos de medición:

4.2.1.2. Zonas de Prospección Eólica

Mantos Blancos

Los mapas satelitales anteriores indican la presencia de vientos de mayor intensidad se encuentran entre los paralelos 23°27' y 23°30', los cuales presentan una estacionalidad anual, siendo los meses de verano los que presentan mejores vientos. De los puntos estudiados en los mapas, llamados "mástiles virtuales", se observa dos puntos de medición relevantes, el primero presenta la mejor media esperada de 5,89 m/s con vientos de predominancia Este, mientras el segundo es un poco menor de velocidad media de 5,4 m/s; pero en

contraposición se encuentra cerca de la mina, consta con espacios más amplios y conexión a las líneas de consumo de la mina sin producir interferencias en las operaciones pudiendo instalar unas 10 o 20 turbinas. En esta división de la compañía se analizó, visitó y determinó tres zonas de prospección denominadas “paradas”:

Tabla 4.3: Coordenadas de tres posibles zonas de medición

Parada 1	Latitud	23° 25' 28,74"	Oeste
	Longitud	70° 3' 39,14"	Sur
	Altura	1.044	metros sobre el nivel del mar
Parada 2	Latitud	23° 26' 48,77"	Oeste
	Longitud	70° 3' 11,64"	Sur
	Altura	867	metros sobre el nivel del mar
Parada 3	Latitud	23° 27' 3,62"	Sur
	Longitud	70° 2' 47,23"	Oeste
	Altura	808	metros sobre el nivel del mar

La parada 3 es la que presenta mayor potencial debido a que cuenta con amplios espacios y conexión a líneas de consumo de la empresa sin interferir con sus operaciones.

En la figura siguiente se muestra el área física de estudio del entorno de Mantos Blancos, el cuadrado define la misma área de estudio que el mapa de viento de la zona, se incluye la ubicación de la división y las tres paradas estudiadas.



Fig. 4.3: Mapa del área de interés de Mantos Blancos, con las tres paradas indicadas anteriormente.

Los estudios no son concluyentes de la existencia de un potencial explorable dado que las velocidades medias son menores a 6 m/s, sin embargo, su relativa cercanía al mar hacen interesante este proyecto considerando una mayor densidad de aire entorno a 1 kg/m³.

Los Bronces

Las zonas de mejor prospección se encuentran en el corredor de los paralelos 33°06' y 33°12' con vientos mayores en invierno que en verano con un promedio estimado por sobre los 7 m/s a 50 metros de altura. Se consideran tres puntos de medición a evaluar de acuerdo con los mapas de viento: el que presenta mejor comportamiento es una media estimada de 7,73 m/s con dirección de viento norte con vientos estables durante todo el año; el segundo con velocidad media de 7,7 m/s de las mismas condiciones anteriores. El tercero con una media menor de 7,35 m/s pero con amplios espacios, conexión inmediata a la red eléctrica sin generar interferencias con las operaciones. En esa división se determinaron tres zonas de prospección en función de los puntos de medición:

Tabla 4.4: Coordenadas de tres posibles zonas de medición para Los Bronces

Parada 1	Latitud	33° 09' 44,78"	Sur
	Longitud	70° 19' 40,64"	Oeste
	Altura	3.036	metros sobre el nivel del mar
Parada 2	Latitud	33° 09' 1,79"	Sur
	Longitud	70° 19' 10,81"	Oeste
	Altura	3474	metros sobre el nivel del mar
Parada 3	Latitud	33° 08' 8,10"	Sur
	Longitud	70° 20' 12,60"	Oeste
	Altura	3223	metros sobre el nivel del mar

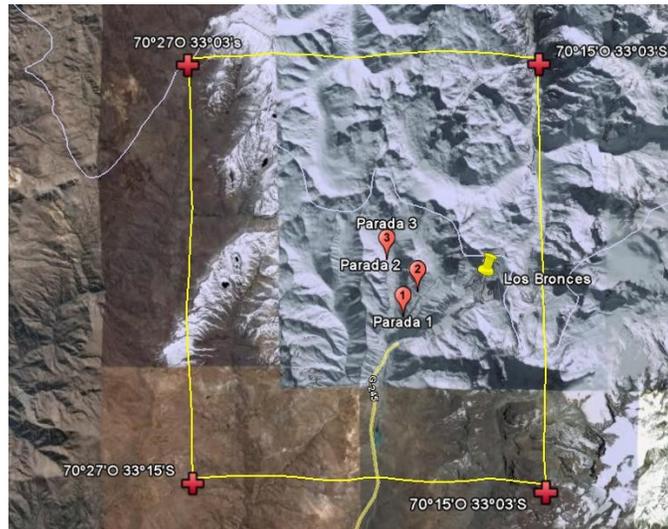


Fig. 4.4: Mapa del área de interés de Los Bronces, con las tres paradas indicadas anteriormente.

La densidad del aire de la zona es menor debido a la altura por lo cual, si bien se tiene un buen recurso eólico por sobre los 7 m/s podría verse disminuido por una baja densidad de aire. Es necesario establecer con claridad este valor para los puntos de medición y estudiar el efecto de instalar aerogeneradores en climas de cordillera. Esto no debería ser un problema ya que los aerogeneradores han sido investigados por países nórdicos en condiciones más extremas, sin embargo, es un punto importante a considerar en la evaluación técnica de los equipos.

4.2.1.3. Pre-factibilidad técnica y económica de proyectos eólicos en Chagres

En particular para esta división, se evaluó la pre-factibilidad de generación eólica, en base a distintas alternativas de ubicación, diseño de equipos, potencia instalable de acuerdo con los datos actuales de viento en la zona, punto de conexión a la red, e implicancias normativas y ambientales; se incluyó una evaluación económica que determinó la viabilidad del proyecto estudiado.

Fuentes de información

El estudio usa como base información de informes de CORFO, CNE; fuentes propias, mapeos de sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución; cartografías de la zona de instalación del Instituto Geográfico Militar y datos de estación meteorológica de la fundación Chagres.

Alternativas de diseño

Se consideran tres alternativas de diseño de parque eólicos con subestación elevadora considerando tres capacidades instaladas:

- Parque eólico de capacidad instalada menor o igual a 3 MW (proyecto piloto expandible a otras alternativas)
- Parque eólico de capacidad instalada menor o igual a 9 MW (permite acogerse como pequeño medio de generación y representa la mitad de los consumos de la empresa)
- Parque eólico de capacidad instalada menor o igual a 20 MW (puede cubrir el 100% de la demanda eléctrica de Chagres y acogerse a disposiciones legales favorables)

Alternativas de ubicación

Considerando las zonas que presentan mejor potencial eólico y la dirección predominante de los vientos obtenidas en base a las mediciones de vientos de la zona; se obtuvieron dos zonas donde se puede localizar el parque eólico.

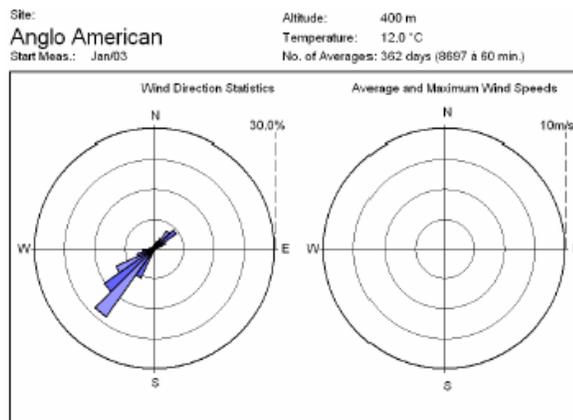


Fig. 4.5: Rosa de los Vientos de los datos recolectados por la Fundición Chagres

En base a mapas topográficos se identificaron las zonas más potenciales y mediante mapas de isovientos (líneas de velocidad media anual del viento) se obtuvo una estimación a priori del recurso de la zona, definiendo dos zonas de interés:

Localización 1: en la cumbre del cerro Alto de Llay-Llay localizado al sur de la Fundición (en adelante Cerro o Localización 1).

Localización 2: en los terrenos al norte de la Fundición de propiedad de Anglo American (en adelante Terrenos o Localización 2).

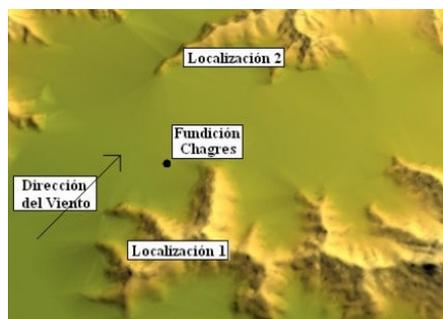


Fig. 4.6: Ubicación geográfica de localizaciones en mapa topográfico de la zona.

Estimación del recurso eólico

Para determinar la características de los vientos en las zonas planteadas se utilizaron estudios de conocimiento del recurso eólico en el país por parte de la CNE; los registros de vientos en Chagres y el modelo matemático WindPro.

Datos de la CNE: son solamente indicativos y no permiten estimar el régimen de viento para la zona utilizada.

Datos de Chagres: las mediciones corresponden a una estación meteorológica situada en una zona de alta influencia de obstáculos por los cerros circundantes como de las instalaciones propias de la fundición. La altura de medición es de 30 m, siendo necesario medir con torres de 50 m para estimar el recurso eólico necesario. Los datos de la estación son cada 60 minutos y su base de datos está incompleta para un número considerable de horas.

Modelo WindPro: modelo numérico que determina el potencial eólico en una zona en base a las mediciones, comúnmente de registros meteorológicos de un gran número de años para la zona de interés; luego se filtran efectos de rugosidad, obstáculos y topografía del terreno para obtener la velocidad características de la zona. Luego se incluye las correcciones a la altura de la turbina (curva de cizallamiento). Para que la estimación de régimen de viento de las zonas seleccionadas los datos deben obtenerse un lugar cercano a la zona de instalación para que sean comparables. Los datos tienen que medirse en intervalos cada 10 minutos, de modo tal de obtener, una dimensión real y confiable de la energía generada.

En base a lo anterior, no es posible evaluar en forma concluyente el potencial existente en las dos locaciones empleadas; principalmente, porque las mediciones de la estación en Chagres se realizaron a intervalos mayores a los necesitados, están incompletas y ubicadas relativamente lejos de los puntos previstos de instalación. Pese a ello, considerando los datos disponibles se estimó que las velocidades promedio del viento son de 7,08 m/s y 4,99 m/s para localizaciones 1 y 2 respectivamente. En base a estos datos se construyen los histogramas con las distribuciones de velocidad para ambas locaciones.

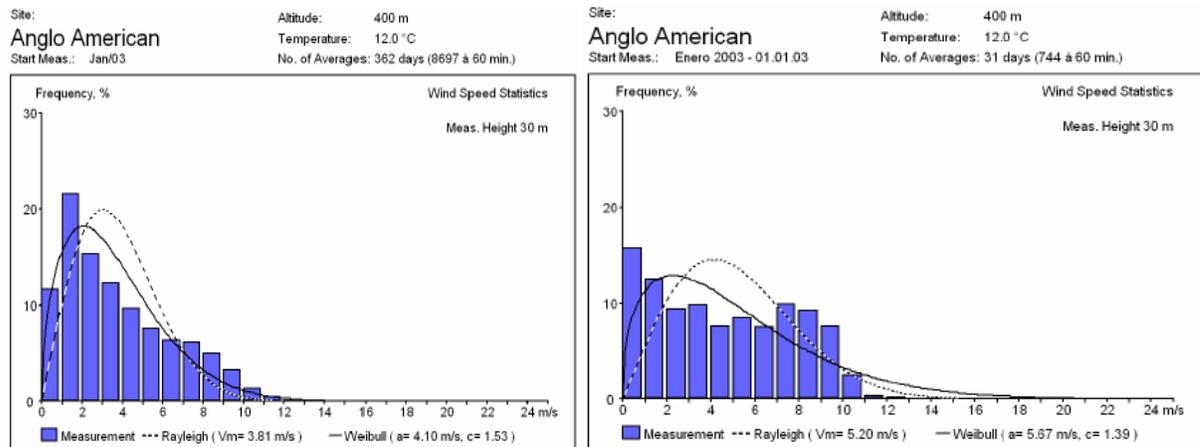


Fig. 4.7: Frecuencia de ocurrencia de la velocidad del viento para 01/2003 locación 1 y 2 (izquierda a derecha)..

Configuración del Parque eólico

En la actualidad, la tendencia mundial en la industria eólica es la construcción de aerogeneradores cada vez más grandes; principalmente, por las restricciones en la disponibilidad de terrenos y por economías de escala. Para instalaciones eólicas conectadas a las redes de un sistema interconectado se consideran equipos con

potencias entorno a los 1,5 MW y 2 MW; sin embargo, como modo de reducir la inversión se pueden colocar aerogeneradores más pequeños entorno a las 1 MW.

En base lo anterior y a las tres alternativas de capacidad instalada en ambas localizaciones se determinaron distintas configuraciones de parques eólicos considerando las distancias mínimas entre aerogeneradores posicionándolos a 8 diámetros de distancia en la dirección del viento y 2 diámetros en la dirección perpendicular.

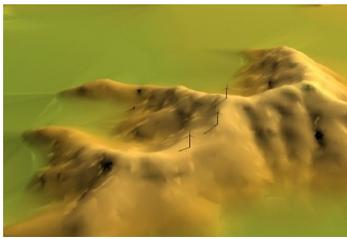
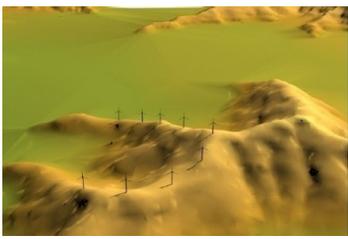
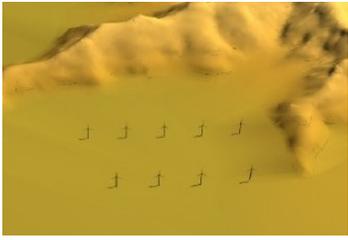
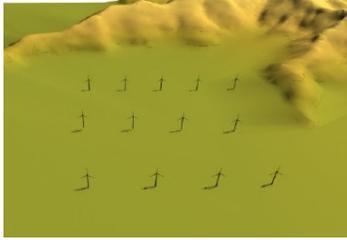
	Menos de 3 MW	Menos de 9 MW	Menos de 20 MW
Cerro Alto de Llay-Llay			
Terrenos de Anglo American			

Fig. 4.8: Posibles configuraciones de parques eólicos dependiendo de su capacidad y ubicación.

La implementación de un parque eólico en un cerro implica dificultades técnicas y logísticas que se compensan con una mayor eficiencia en su funcionamiento, y por ende, un mejor factor de planta; específicamente en el Cerro Alto de Llay-Llay existen accesos dada la instalación de torres celulares por lo que pueden ser adaptados para el transporte de los equipos. Los terrenos en el cerro son de propiedad privada por lo que se debe sumar un costo de arriendo o compra de terrenos en la evaluación económica de esta alternativa.

Para el caso de la alternativa en los terrenos de la empresa, para parques de 3 o 9 MW los equipos calzan en el terreno dispuesto, este tiene espacio para unos 9 aerogeneradores de 1 MW y 6 de 1,5 MW. Al considerar centrales de mayores a 9 MW es necesario negociar el arrendamiento o compra de terrenos aledaños o instalar aerogeneradores de mayor potencia.

En el informe se estudiaron distintos modelos de aerogeneradores verticales de 3 aspas de marcas Enercon, Fuhrlander y Vensys, sin embargo, la evaluación técnica de distribución espacial de los aerogeneradores se hizo considerando generadores de 1 MW y para efectos de evaluación económica se consideró el modelo Vensys V77 de 1,5 MW dada la tendencia mundial a usar aerogeneradores más grandes. Si se diseña un plan piloto de 3 MW se podrían considerar equipos más pequeños.

Tabla 4.5: Características técnicas del aerogenerador y curva de potencia modelo Vensys V77

Potencia nominal	1.500 kW	Wind Energy Converter: Vensys77	Catalog: VENSYS.CAT Hub Height: 85.0 m Control: PITCH
Diámetro del rotor	77 m		
Altura do eje	61,5 /85 / 100 m		
Concepción de la turbina	Con caja de engranajes / multiplicador. Control de velocidad por estol.		
Área de barrido	4.617 m ²		
Material de las aspas	Fibra de vidrio (resina epoxi integrada con protectores de descargas eléctricas – GRP).		
Control de ángulo de paso de las aspas	4 sistemas eléctricos		
Generador	Eje rígido, accionado directamente por el rotor		
Control de orientación	Activo por engranajes		
Velocidad del viento inicial	3 m/s		
Velocidad del viento:			
Potencia nominal	13 m/s		
Velocidad del viento máxima	20 m/s		

Para el pronóstico del comportamiento del parque eólico es necesario tener como base los datos del viento y los datos técnicos de los equipos; en el estudio se realizaron mediciones para todos los aerogeneradores estudiados considerando los datos de viento de la división para los años 2003, 2004 y 2005 como las curvas de potencia de cada modelo de forma tal de generar la curva de potencia y generación de energía para cada modelo en las dos alternativas de ubicación de la central, siendo el modelo anterior el que presentó el mejor rendimiento.

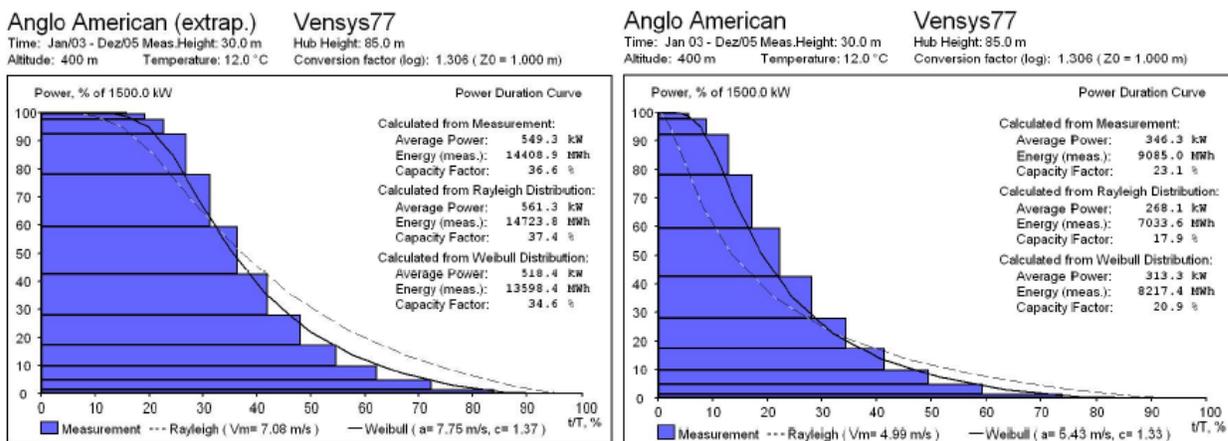


Fig. 4.9: Gráfico de potencia y energía con el aerogenerador en cerro Altos de Llay-Llay y terreno de la empresa

Considerando el modelo anterior se aplica a las tres alternativas de generación eléctrica y ambas ubicaciones es posible determinar la energía anual estimada para todas las posibilidades:

Tabla 4.6: Generación estimada para todas las opciones de instalación de un parque eólico.

	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Tamaño de planta (MW)	3	9	19,5
Potencia Nominal de aerogeneradores (MW)	1,5	1,5	1,5
Número de Unidades	2	6	13
Factor de Capacidad (%) Ubicación 1 (Cerro)	36,6	36,6	36,6
Factor de Capacidad (%) Ubicación 2 (Valle)	23,1	23,1	23,1
Energía Estimada (MWh/año) Ubicación 1 (Cerro)	9.618,5	28.855,4	62.520,1
Energía Estimada (MWh/año) Ubicación 2 (Valle)	6.070,7	18.212,0	39.459,4

De la generación estimada para ambas ubicaciones, las instalaciones en el cerro presentan mejores factores de planta de acuerdo a las mediciones de viento y generación anual para todas las alternativas de capacidad instalada. Si bien ambas alternativas presentan factibilidad técnica de instalación sólo la localización en el cerro tiene factibilidad económica de acuerdo a las estimaciones de costos marginales y potencia firme con un modelo de operación de venta de energía y potencia al mercado SPOT.

Programa Futuro

Este estudio plantea la necesidad de contar con mediciones más confiables para evaluar el potencial eólico por lo que se propone una campaña de monitoreo de vientos y parámetros ambientales (temperatura, densidad del aire, velocidad del viento, etc.) durante un año, además, de un sistema de procesamiento de dicha información. Esto se materializa con la construcción de dos torres de medición de 60 metros de altura, especialmente diseñadas para evaluar recursos eólicos, lejos de los obstáculos de los equipos de la división y ubicadas en puntos cercanos y equivalentes a las localizaciones planteadas. Estos datos, en conjunto con los datos actuales obtenidos con la torre de 30 metros de Anglo American, permiten proyectar en el tiempo los recursos existentes y determinar el potencial explotable en la zona.

Además, se plantea la necesidad de estudios topográficos que permitan determinar obstáculos y los índices de rugosidad; y estudios de suelos para determinar las fundaciones necesarias para los aerogeneradores.

4.2.2. Estudios de energía solar

La energía solar es una de las fuentes más abundantes en el mundo y en especial en el norte de Chile, sus altos índices de radiación son superiores a los 1700 kWh/m² al año entre la primera y la tercera región; sin embargo, el alto costo de las inversiones en equipos fotovoltaicos o con tecnologías de aprovechamiento térmico sumado a un bajo factor de planta las hacen menos atractivas en relación a las demás tecnologías renovables no convencionales. Sin embargo, los costos están tendiendo a la baja y la eficiencia de los equipos ha aumentado año a año por lo que se espera que en el mediano plazo se rentabilicen dichos proyectos; por lo cual, es necesario estimar las condiciones del recurso existente actualmente.

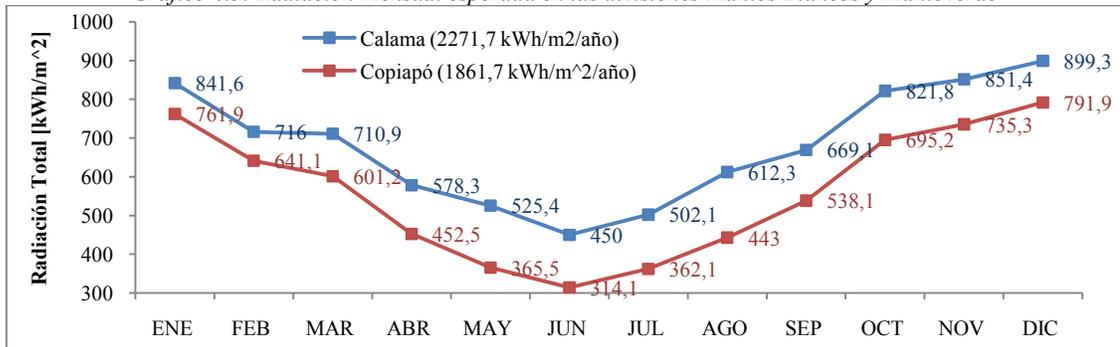
Si bien es posible instalar centrales solares con una relativa eficiencia en toda la zona norte y centro del país, el clima desértico del norte grande y chico ofrecen mejores proyecciones debido a sus altos índices de radiación, la escasa nubosidad y grandes superficies abiertas que permiten una generación con una potencia esperada relativamente estable.

En base a ello, se estudiará el desarrollo del potencial solar para las dos divisiones de Anglo American en el norte del país: Mantos Blancos y Mantoverde mediante los datos del archivo solarimétrico ya que no se cuenta con mediciones en las zonas cercanas a las planta. Para determinar las mediciones del archivo más equivalentes a las ubicaciones de las divisiones se usaron dos criterios de decisión: la cercanía a la división y la existencia de condiciones climáticas similares.

Ambas divisiones se encuentran localizadas en la cordillera de la costa, Mantos Blancos se encuentra geográficamente más cerca de Antofagasta pero ésta corresponde a una zona costera, por otro lado, Calama si bien se encuentra a una distancia mayor de la división posee similares condiciones climáticas, por lo que sus mediciones son más adaptables a la de la planta. Para el caso de Mantoverde, geográficamente es más cercana a Chañaral, pero se considerarán los datos obtenidos en Copiapó por ubicarse en una localización de condiciones climáticas más similares.

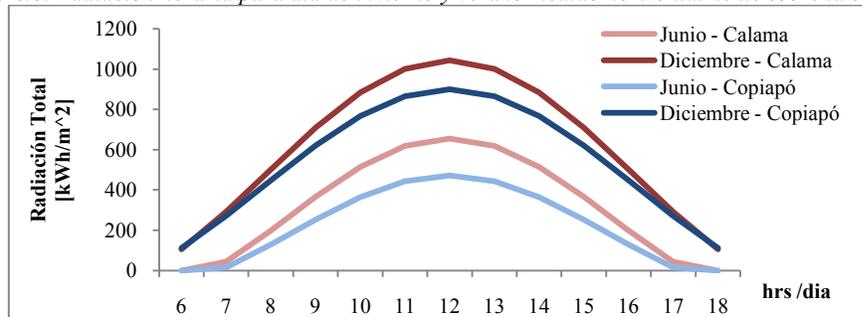
Calama y Copiapó, cuentan con una radiación anual de 2271,7 kWh/m² y 1861,7 kWh/m² respectivamente, los valores máximos se dan durante el verano y tienen una variación estacional entorno al 50% y el 60% respectivamente.

Gráfico 4.5: Radiación Mensual esperada en las divisiones Mantos Blancos y Mantoverde



Por otro lado, las dos ubicaciones presentan el mismo comportamiento de radiación esperada en forma diaria y sólo varían en magnitud, tal como se observa al comparar los índices de radiación para un día de invierno y otro de verano, medido horizontalmente en función de la superficie de la tierra.

Gráfico 4.6: Radiación horaria para día de invierno y verano medido horizontalmente sobre la superficie.



A lo largo del día, ambas regiones poseen una distribución de radiación solar, es decir, entre las 6 a las 18 horas en verano y entre las 7 y 17 horas en invierno. Esto hace necesario de instalar una central de este estilo se utilice un sistema de almacenaje que permita el funcionamiento de la central en las horas que no hay sol o para inyectar su energía en las horas más caras del sistema.

El único proyecto del grupo Anglo American con este tipo de tecnología se encuentra en una mina de zinc ubicada en Namibia al suroeste de África; se planea la construcción de una central solar termoelectrica mediante colectores parabólicos con un ciclo de vapor, el proyecto está en etapas preliminares por lo que no existe certeza de que el proyecto se realice.

4.2.3. Estudios de energía hidráulica

En esta área se han inspeccionado proyectos, principalmente en la división Los Bronces, para aprovechar caídas de aguas procedentes de sus procesos o la rehabilitación de plantas antiguas fuera del funcionamiento. Mientras el primero no puede ser considerado como una ERNC, en la rehabilitación de plantas se han estudiado dos proyectos:

- Rehabilitación de la central La Ermita.
- Rehabilitación de centrales del Estero San Francisco: Paso Marchant, La Planchada y Maitenes: son de menor potencial que La Ermita y se encuentran en un mayor estado de deterioro.

Para cada una de estas opciones se han realizado estudio donde se ha evaluado el potencial explotable según su caudal y caída del agua, como de las condiciones en que se encuentran estas instalaciones.

4.2.3.1. Central La Ermita

Se abastece de los caudales de estero San Francisco, Yerba Loca y en menor proporción El Tordo; la central estuvo en funcionamiento por 11 años entre 1989 y 1999.

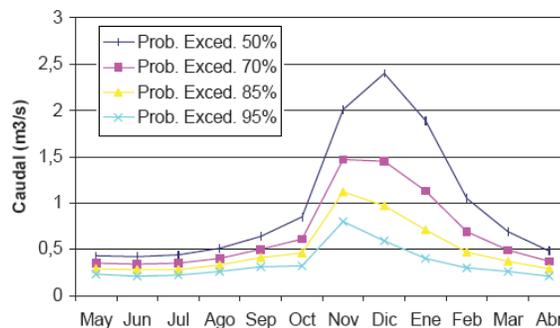


Fig. 4.10: Instalaciones de La Ermita, compuertas de bocatoma.

La rehabilitación implica un mejoramiento de la obra gruesa y una modernización del equipo electromecánico para un mejor funcionamiento.

Dado la alimentación de los tres caudales se obtiene el siguiente caudal total disponible:

Gráfico 4.7: Caudal Total disponible para La Ermita.

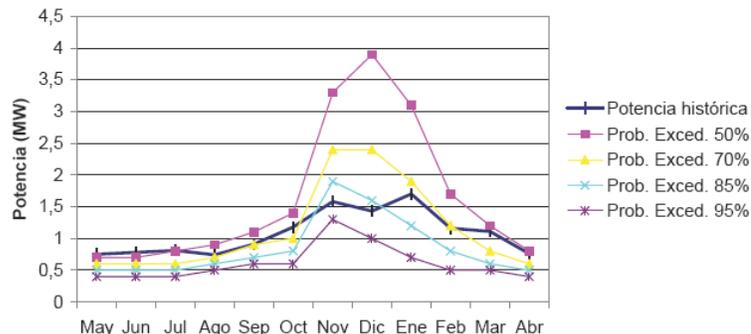


Los datos presentan un aumento de caudal excedente durante los meses de octubre a febrero, época caracterizada por los deshielos, siendo los 7 restantes meses de estiaje del régimen hidrológico.

De acuerdo con la hidrología de la zona, y la capacidad de las dos turbinas Pelton y una Francis, la central tiene una generación conjunta de 3 MW que no puede ser sobrepasada y la caída de agua correspondiente es de 165

mt. Considerando los datos de los 11 años de operación de la central se pudo obtener la potencia histórica total promedio lo que se compara con la producción teórica esperada para distintas probabilidades de excedencia.

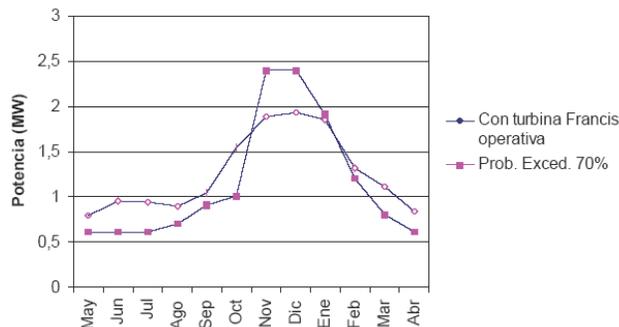
Gráfico 4.8: Curvas de Potencia Teóricas y curva de potencia teórica de los años de funcionamiento de la central.



De los datos se infiere que la curva teórica que más se ajusta a los datos históricos es la que presenta una probabilidad de excedencia del 70%, ambas presentan una potencia media anual de 1,1 MW histórica y 1,14 MW teórica, siendo la primera un 3,5% menor a la estimada.

Sin embargo, durante los años de funcionamiento de la central la turbina Francis tuvo muy poca operación dado problemas mecánicos, por lo que si se agregara su funcionamiento a los datos históricos la nueva curva con una potencia promedio histórica de 1,25 MW la cual se sigue ajustando a la curva teórica con una PE del 70%. Siendo la histórica un 8% mayor.

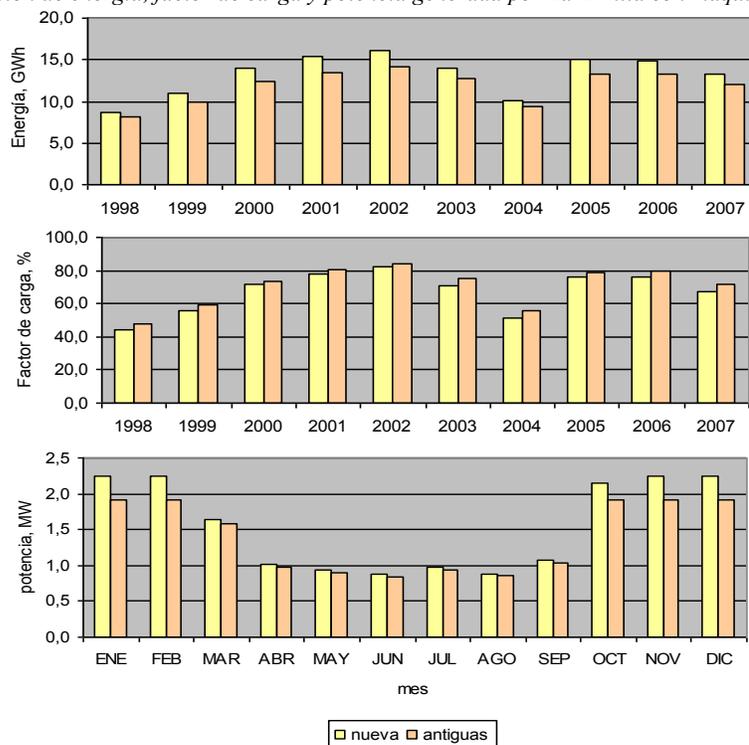
Gráfico 4.9: Potencia promedio histórica con turbina Francis operativa con la potencia teórica más cercana.



En el gráfico anterior, se compara la curva teórica con probabilidad excedencia del 70% con los datos históricos incorporando el funcionamiento de la turbina Francis que tuvo muy poco uso debido a problemas técnicos.

La rehabilitación se ha planteado de dos maneras: reparando las máquinas antiguas para operación o incluir máquinas nuevas para obtener una mayor potencia final, estas modificaciones incluyen cambios en sala de máquinas, generadores y transformadores; instalación de PLC, gobernador y sistema de excitación estática. Comparando la energía generada, factor de carga y potencia con la rehabilitación de máquinas antiguas o cambios por máquinas nuevas basados en los datos históricos conocidos se obtiene:

Gráfico 4.10: Simulación de energía, factor de carga y potencia generada por La Ermita con maquinas nuevas y antiguas.



A nivel de costos de inversión, se observa que las obras civiles son las mismas en ambos casos y difieren sólo en el equipamiento electromecánico de la central, en el que uno se plantea la reparación y potenciamiento de las máquinas y en la otra se reformula la sala de máquinas, siendo el segundo un 70% más costoso. De los datos obtenidos para la implementación de la Ermita, la inversión en equipos para la rehabilitación utilizando equipos nuevos es una inversión 41% mayor, dado por el área de sala de máquinas versus la reparación y potenciamiento. Los otros costos están relacionados con costos de importación; fletes, seguros y bodegas; administración e inspecciones ITO y contingencias; en el caso de máquinas nuevas es levemente mayor principalmente por la compra de más equipos.

En cuanto a los costos operacionales de ambas plantas se difieren en los costos de la inversión anualizada, las máquinas nuevas tiene menores costos de operación y una leve mejor potencia media, la generación es un 14,4% mayor:

Tabla 4.7: Resumen de costos operacionales

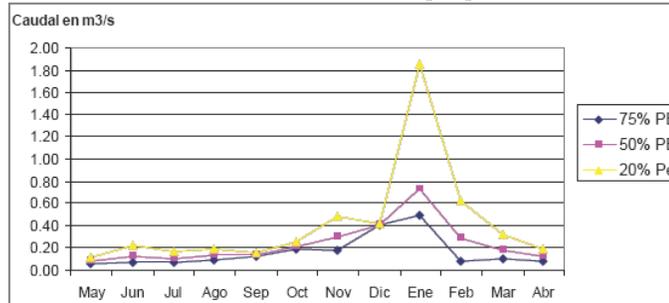
		Máquinas Antiguas	Máquinas Nuevas
Potencia Media Horaria	MW	1,34	1,50
Factor de Carga	%	70%	67%
Generación Media	GWh/año	11,8	13,5
Total O&M	MMUS\$	0,4	0,3
Costo Inversión	MMUS\$	2,0	3,0
Costo de Generación	US\$/MWh	85	98
Costos directos	US\$/MWh	34	22

Los costos de operación de la central con equipos nuevos relativamente mayor principalmente dado por el pago de la inversión, sin embargo, los costos directos determinados como el costo neto menos los cargos por depreciaciones, amortizaciones y administrativos, esto permite compararlos por el costo de la unidad producida independiente de la inversión, en la cual, la central con máquinas nuevas es menor dado que es más eficiente.

4.2.3.2. Centrales del estero San Francisco

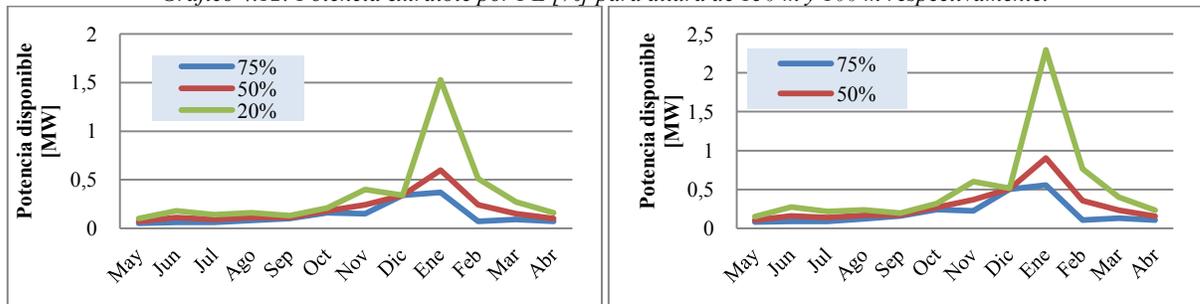
Las tres centrales que se abastecen del estero San Francisco; dicho caudal cuenta con la siguiente información hidrológica para tres escenarios de probabilidad de excedencia o caudal aprovechable para la generación eléctrica.

Gráfico 4.11: Caudales de estero San Francisco por probabilidad de excedencia



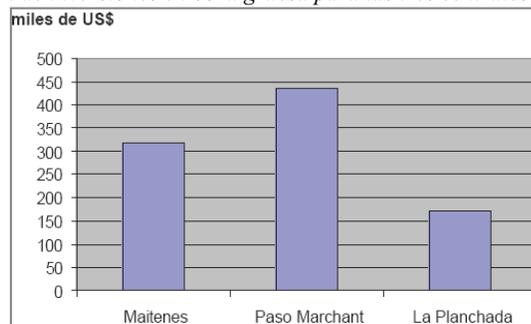
En estos se observa un mayor caudal correspondiente a los meses de deshielo entre octubre y febrero, considerándose 7 meses de estiaje del régimen hidrológico del río en el que disminuye ostensiblemente la potencia extraíble.

Gráfico 4.12: Potencia extraíble por PE [%] para altura de 150 m y 100 m respectivamente.



Las instalaciones existentes en las tres centrales requieren un fuerte inversión en su rehabilitación pero en distintos grados entre ellas, estas incluyen tanto obras civiles como equipo electromecánico. Tal como se observa al comparar la estimación de inversiones por central

Gráfico 4.13: Estimación de inversiones en obra gruesa para las tres centrales abastecidas por el estero.



Considerando rehabilitar la central La Planchada dado que es la que presenta un menor estado de deterioro se evaluó la generación proyectada y la inversión necesaria considerando una turbina Pelton de 600 kVA.

Tabla 4.8: Generación eléctrica [MWh] proyectada en La Planchada.

P de excedencia	Generación [MWh]	%perdida anual
75%	1.554	2%
50%	2.070	13%
20%	2.687	52%

Considerando un presupuesto de US\$ 600.000 se obtendría una tasa de retorno del 2,8% la cual puede mejorarse hasta un 6,4% con la implementación de una represa de 8000 m³ con lo que se asegura potencia firme pero aumenta la inversión a US\$850.000. Esta evaluación se realizó en base a datos del mercado del 2006 en una evaluación a 15 años con la ejecución del proyecto en unos 6 meses.

4.2.4. Conclusiones de estudios anteriores

De acuerdo a los antecedentes anteriores, existiría un potencia hidráulico conocido en Los Bronces en base a centrales existentes a rehabilitar, el cual es cercano a 2 MW y desarrollo discreto de potencial eólico en Chagres con un máximo de 20 MW; y existen zonas a estudiar energía eólica especialmente en Mantos Blancos y Los Bronces, considerando los mapas de viento. Sin embargo, pese a ello no es posible dimensionar todos los recursos existentes ya que sería necesario realizar mediciones en todas las divisiones y determinar potenciales de desarrollo de tecnologías renovables en Mantoverde y El Soldado, de los que no se posee dato. En conclusión, en base a los antecedentes recolectados no es posible conocer todo el potencial explotable siendo necesario realizar más estudios de prospección de recursos en cauces no intervenidos, instalación de torres de monitoreo para determinar el potencial eólico y medir la radiación existente en las dos divisiones del norte del país de las que se tienen sólo valores estimativos. Para efecto de la evaluación de efecto de consumos, se supondrá el desarrollo del proyecto La Ermita cómo único con un real avance de desarrollo.

4.3. Efectos de Ley ERNC en consumos de Anglo American

Para los clientes libres, relacionados con el mercado por medio de sus contratos de suministros con empresas generadoras o distribuidoras, las variaciones normativas y principalmente sus repercusiones en los precios finales de la energía implican el replanteamiento de las condiciones contractuales previamente establecidas. Si bien los clientes finales no son los que deben responsabilizarse por las cuotas de energía; la obligación hacia las empresas generadoras puede repercutir en el precio final de la energía mediante el traspaso del costo de la nueva inversión o el traspaso del valor de las multas. Considerando que para la industria minera, sus consumos de energía representan parte importante de sus costos operacionales, los aumentos en el costo de la energía pueden producir cambios significativos en sus utilidades.

La empresa Anglo American, como un cliente típico del rubro minero, es sensible a cualquier variación en los costos energéticos dado su influencia en los costos de producción y en la rentabilidad final de su proyectos. Por ello, la incorporación de tecnología ERNC para cumplir las metas descritas en el punto anterior o el pago alternativo de no incorporarla (valor de la multa) implica evaluar los cambios que producen en el sistema para las magnitudes de energía que requiere la empresa en sus operaciones.

La certificación anual de cuotas de energía permite que los problemas horarios o bajo situaciones de contingencia sean de menor incidencia en este estudio, más si se considera una participación máxima del 10% de la generación total del SIC y SING.

4.3.1. Antecedentes para evaluación de normativa

Proyección de consumos y horizonte de evaluación

Tal como se realizó al estudiar los sistemas SIC y SING anteriormente, se proyectan los consumos de la empresa en el horizonte de aplicación de la ley. De acuerdo a las proyecciones de la empresa se han agregado la ampliación del proyecto Los Bronces; un crecimiento anual del 2% para Chagres y los Bronces; se considera un crecimiento nulo para Mantos Blancos, Mantoverde y El Soldado; y supuesto que todas las plantas se mantienen en funcionamiento hasta el 2025. Se escogió un horizonte de evaluación de 15 años para la empresa en consideración a que sus políticas energéticas pudiesen cambiar a más largo plazo, para proyectar sus consumos en 15 años se ha realizado una regresión lineal de los datos iniciales ya que tienen un crecimiento relativamente constante o nulo.

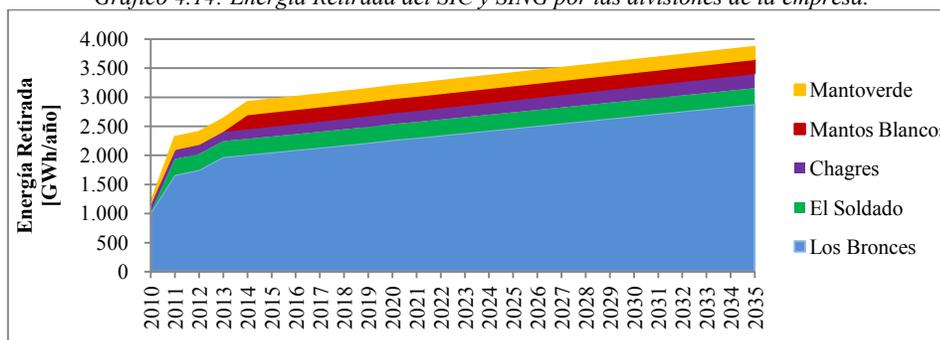
Por otro lado, los contratos de suministro energético son individuales para cada división y su renovación o modificaciones se realizan en distintas etapas de participación del mercado.

Tabla 4.9: Consumos afectos a certificación proyectados para la empresa por división entre 2010 y 2025.

Consumos Proyectados [GWh]	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Los Bronces	1.010	1.661	1.746	1.969	2.008	2.049	2.089	2.130	2.172	2.213	2.262	2.298	2.340	2.381	2.423	2.464
El Soldado		273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
Chagres	166	170	173	176	180	184	188	191	195	199	203	206	210	213	217	221
Mantos Blancos					243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243	243
Mantoverde		210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210	210
Consumo Total	1.176	2.314	2.402	2.628	2.914	2.959	3.003	3.047	3.093	3.138	3.191	3.230	3.275	3.321	3.366	3.411

Se observa que tanto Chagres como Los Bronces renuevan sus contratos en el 2010, en tanto, El Soldado y Mantoverde sus contratos terminan al 2011 y en el caso de Mantos Blancos deben variarse desde el 2014 en adelante. Lo anterior implica que las tres últimas divisiones mencionadas no certifican cuotas ERNC antes de la fechas de términos de sus contratos, en tanto Los Bronces y Chagres deben considerar los cambios normativos desde el próximo año; es decir, que la energía a certificar inicialmente es 62% de los requerimientos de la empresa compuesta principalmente por la energía de la división Los Bronces:

Gráfico 4.14: Energía Retirada del SIC y SING por las divisiones de la empresa.



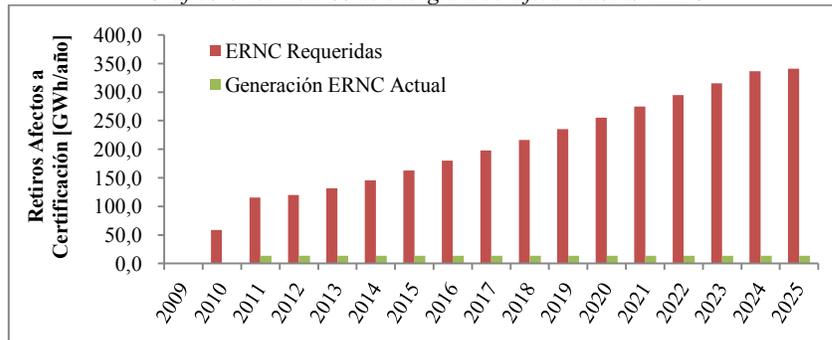
Aplicación de la ley

La cantidad de energía que será afecta a certificación se determina a partir de las proyecciones de consumos o retiros de parte de alguna empresa generadora al aplicarles el porcentaje de ERNC correspondiente a cada año, considerando su cumplimiento desde el año en que se modifican sus contratos.

$$R_{ERNC} = R_{afecta} * FP_{cuota} \quad (12)$$

En base a lo anterior, se consideraron las cuotas progresivas aplicables a los retiros de la empresa en función de la energía que generan y se determinó la energía a certificar por los suministradores correspondientes a los retiros de la empresa.

Gráfico 4.15: Retiros de energía a certificar cuotas ERNC



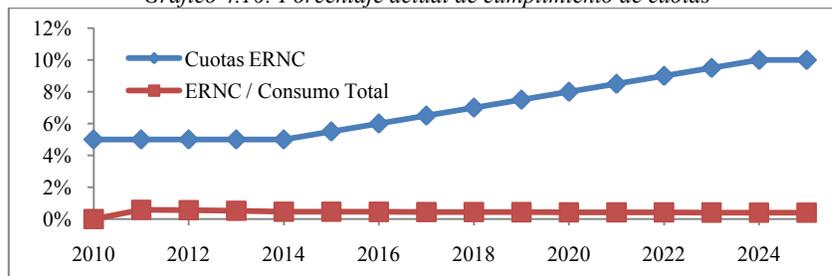
La generación de ERNC actual hace referencia a los proyectos en actual desarrollo, el proyecto hidroeléctrico de La Ermita para la división los Bronces. El proyecto de cogeneración de ampliarse la fundición Chagres no califica para certificar cuotas ya que tiene un recurso primario no renovable.

Tabla 4.10: Proyectos Actuales en Desarrollo

Proyectos	Energía Esperada [GWh]	Potencia Instalada [MW]	Inicio de Operación	División	Factor de Planta
La Ermita	13,5	1,5	2011	Los Bronces	91%

Por esto, que inicialmente sólo considerando el proyecto de los Bronces se estaría muy lejos de cumplir las cuotas ERNC con la generación existente:

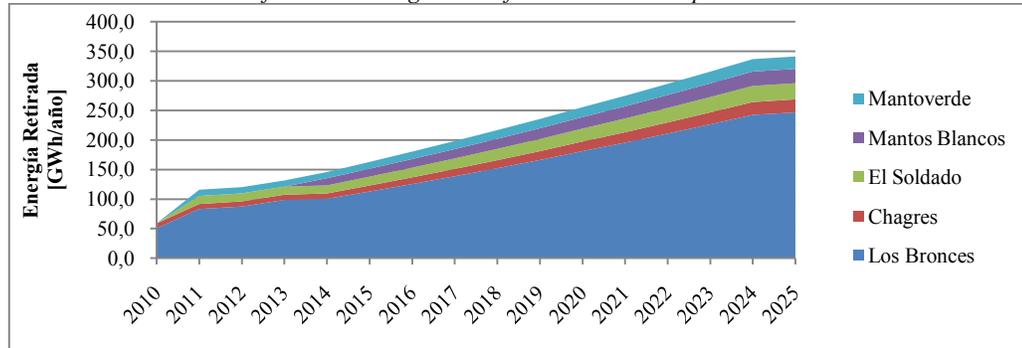
Gráfico 4.16: Porcentaje actual de cumplimiento de cuotas



Considerando el caso de instalar toda la generación necesaria para cumplir cuotas estas corresponderían a casi la totalidad de la energía a certificar. Si se considera la existencia de contratos individuales por división para determinar la capacidad necesaria para cumplir las cuotas las tecnologías se evaluarán según los recursos existentes en cada una de ellas.

Considerando el caso por división, la cantidad de energía a certificar con cuotas ERNC corresponde:

Gráfico 4.17: Energía a certificar cuotas ERNC por división.

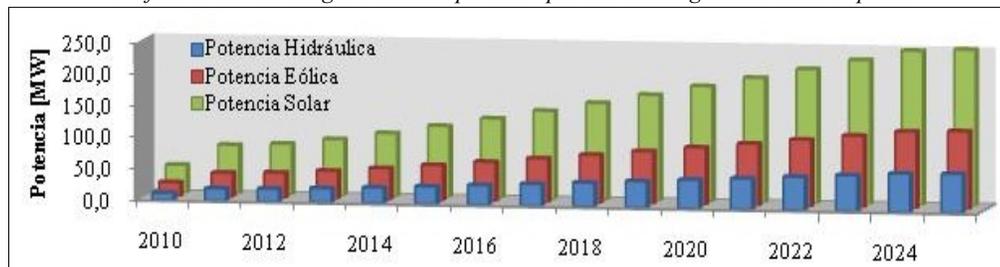


Dado que las cuotas no se cubren para los primeros años y que las inversiones a realizar necesitan al menos de 2 o 3 años para materializarse, es que inicialmente será necesario pagar las multas o establecer contratos especiales exclusivamente para certificar cuotas al menos hasta el 2014.

4.3.2. Alternativas de generación en ERNC para la empresa globalmente y por división

De instalarse o considerarse contratos por la cantidad global de energía a certificar cuotas necesarias para todas las divisiones de Anglo American o como parte de un conglomerado de empresa de generación es que se evalúa la cantidad total de potencia instalable por tecnología, suponiendo que cada tecnología cubre la obligación de forma independiente:

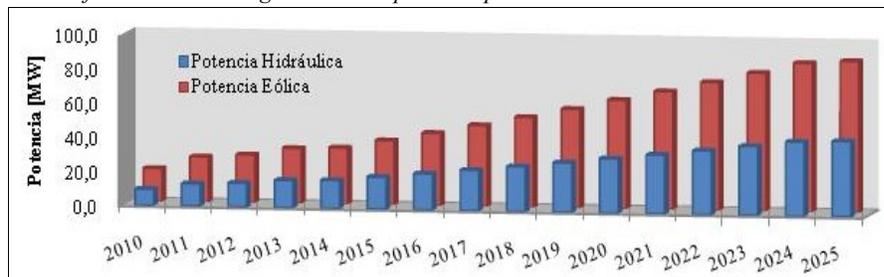
Gráfico 4.18: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas globales de la empresa



Del gráfico anterior, la energía que necesita menor potencia es la energía hidráulica dado su factor de planta, sería necesaria una inversión de 62 MW para cubrir las cuotas por todo el horizonte de estudio, la energía solar, considerando los factores de planta actuales se hace bastante inviable necesitando instalar casi 250 MW de dicha tecnología; y para el caso de la energía eólica, se hacen necesario la instalación de más de 125 MW en total.

Sin embargo, de realizar las inversiones en nuevas tecnologías cerca de las instalaciones actuales de las divisiones se produce un comportamiento distinto con el que se podrían realizar proyecciones de cómo desarrollar estas tecnologías por división. Para la división Los Bronces se calcula la potencia a instalar considerando que su ubicación en la cordillera hace viable el desarrollo de energía eólica y pequeñas hidráulicas:

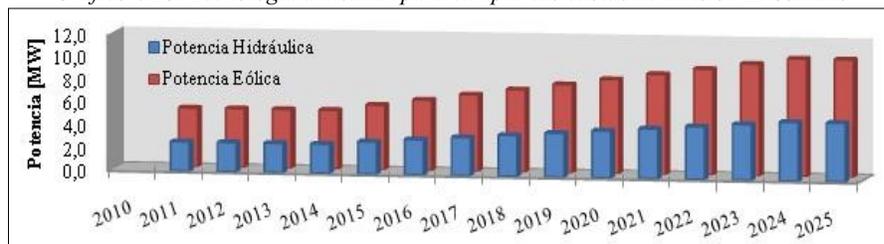
Gráfico 4.19: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división Los Bronces



En esta estimación se ha descontado la energía que entrega la central Lo Ermita ya que se considera como un proyecto en una etapa de desarrollo mayor. Se observa que para satisfacer los requerimientos restantes en cuotas ERNC se deben instalar 44 MW de energía hidráulica o 88,6 MW de energía eólica. Considerando una distribución de un 70% de hidráulica y un 30% de eólico, los requerimientos se cubrirían con 31 y 26,6 MW respectivamente. Esta inversión es relativamente alta ya que requiere al menos dos centrales hidráulicas menores a 20 MW y un parque eólico de mediana embergadura. De considerarse sólo los recursos disponibles en las cercanías, sería necesario invertir en un parque eólico de 89 MW; ya que los causes han sido estudiados y no superan los 2 MW (independiente de Lo Ermita); el cual podría instalarse por etapas cada 2 o 3 años.

Para el caso de la división El Soldado no existen datos para determinar los potenciales existentes, por lo cual, se estimará que bajo su ubicación geográfica podrían desarrollarse proyectos eólicos y pequeñas hidráulicas:

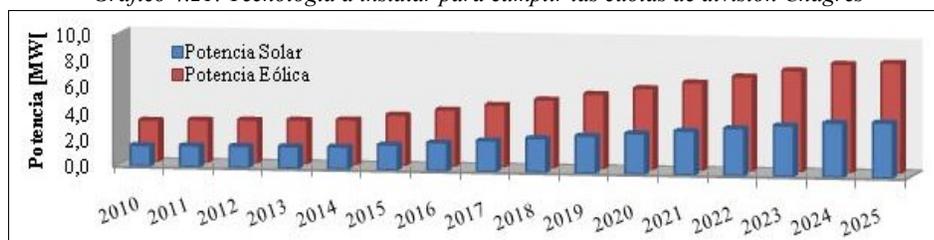
Gráfico 4.20: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división El Soldado



Considerando que los requisitos energéticos de la planta son significativamente menores a los de Los Bronces es que la inclusión de una central de 10,4 MW eólica o 5,2 MW hidráulica podrían cumplir los requerimientos para esta división, cualquiera de los proyectos dada sus magnitudes son relativamente fáciles de instalar y controlar.

Un caso similar ocurre en la división Chagres dado que tiene niveles similares de energía, en este caso:

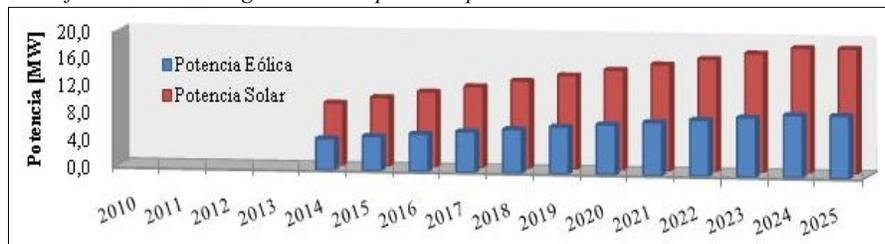
Gráfico 4.21: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división Chagres



En esta división para cubrir las cuotas es necesario instalar 8,4 MW de energía eólica, que se encontraría dentro de las proyecciones del informe de pre-factibilidad o la instalación de una central hidráulica de 4,2 MW.

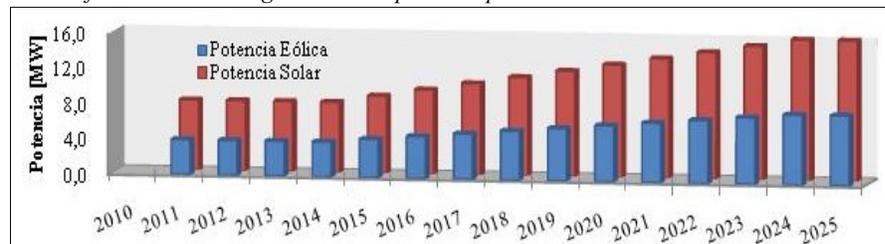
Para el caso de las divisiones de Mantos Blancos y Mantoverde que están ubicadas en el norte del país se hace relevante el desarrollo de energía eólica y solar; si bien, la segunda es comparativamente más cara y de menor factor de planta los altos índices de radiación es una alternativa viable considerando que con una menor cantidad de equipos se puede obtener más energía que en cualquier otra parte del país.

Gráfico 4.22: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división Mantos Blancos



Esta división comienza a certificar cuotas desde el 2014 lo que da una ventana de tiempo para viabilizar proyectos, de considerarse centrales eólicas para cumplir los requerimientos al 2025 sería necesario instalar 9,2 MW y de instalarse tecnología solar serían necesario la instalación 18,5 MW. Para ello, habría que proseguir con los estudios eólicos en la zona e iniciar mediciones de radiación.

Gráfico 4.23: Tecnología a instalar para cumplir las cuotas de división Mantoverde



Para el caso de la división Mantoverde la capacidad a instalar es relativamente menor a la división Mantos Blancos e indican el desarrollo de 8 MW de energía eólica o 16 MW de energía solar para cumplir metas hasta el 2025. Cabe destacar que no es posible determinar si existe potencial eólico suficiente ya que no hay estudios de la zona.

4.4. Metas de Eficiencia energética

Anglo American Chile siendo parte del grupo Anglo American opera bajo los mismos principios para todas sus divisiones productivas a nivel mundial, entre ellas se encuentra desarrollar políticas de eficiencia energética, reducción de emisiones contaminantes y un uso eficiente del agua; de modo de reducir costos, efectos en su entorno y mantener un desarrollo sustentable. Globalmente se ha establecido las siguientes metas:

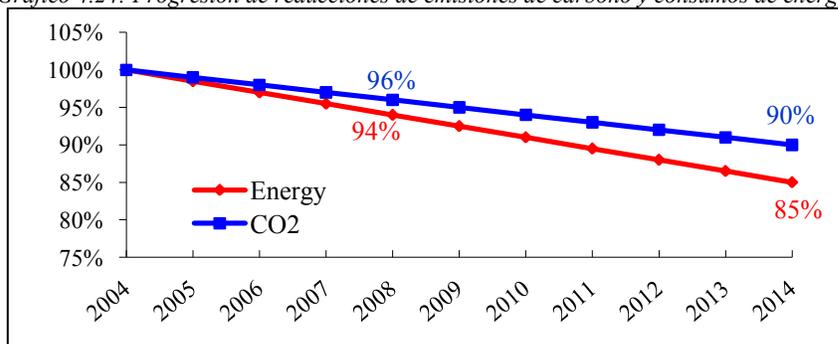
- Reducción de la intensidad del uso de la energía (GJ/ton producto) en un 15% para el año 2014 en comparación con el año 2004 (línea base)
- Reducción de la intensidad de las emisiones de carbono (ton CO₂/ton producto) en un 10% para el año 2014 en comparación con el año 2004 (línea base).

Pero la aplicación de estas metas presenta una serie de dificultades prácticas a la hora de dimensionar los ahorros reales debido a la existencia de condiciones variables en el rubro minero en función de su producción, entre ellas:

- Profundidad de extracción del mineral.
- Distancias de transporte de producto para enviar los productos a los clientes finales.
- Variaciones laborales, entre otras.
- Generación de diversos productos (cobre, molibdeno, ácido sulfúrico) no son fácilmente definibles bajo un mismo parámetro.

Para incluir dichas variables en la estimación de reducciones es que se ha planteado un modelo alternativo para controlar e informar el desempeño de la energía y las emisiones considerando una línea de base ajustada (en función de las variables anteriores) a partir del 2006. Las reducciones se plantean en forma progresiva de modo de disminuir en un 1% anual para las emisiones de CO₂ y en un 1,5% anual para la energía, tal como se puede observar en el gráfico siguiente:

Gráfico 4.24: Progresión de reducciones de emisiones de carbono y consumos de energía.



Como variables de ajuste para determinar la línea de base ajustada se ha considerado:

- Variaciones de producción: toneladas extraídas, alimentación de la planta.
- Variaciones secundarias: distancia de acarreos de productos, profundidad de rajo (punto de extracción de mineral), dureza del mineral, cambios normativos, etc.

Para obtener datos uniformes y comparar distintos medios de generación de energía y producción de emisiones es que todas las fuentes energéticas (electricidad, combustibles) e insumos se convierten mediante factores a [GJ] para energía y [t CO₂] para las emisiones de carbono. Para el caso de la electricidad se consideran en base a las características del sistema interconectado que se conectan

Tabla 4.11: Factores de conversión para electricidad a energía y emisiones de carbono.

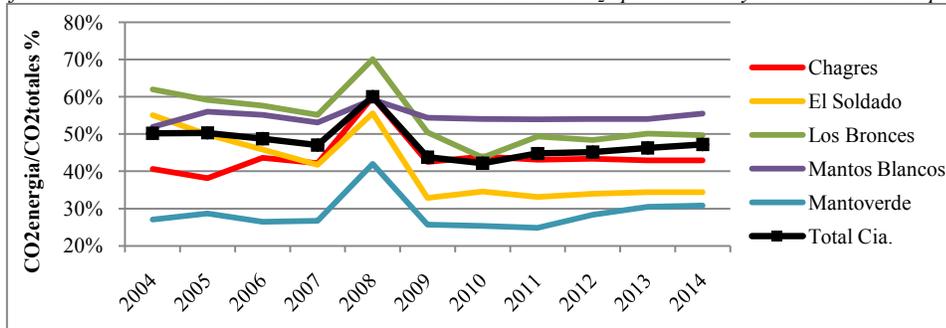
Combustible	Unidad	Poder Calorífico GJ/unidad	Factor de Emisión ton CO ₂ /TJ	Emisión Total ton CO ₂ /unidad
Energía Eléctrica SIC	GWh	3.600,	192	192
Energía Eléctrica SING	GWh	3.600	517	517

4.4.1. Aplicación de proyectos ERNC en metas de eficiencia energética

Las centrales en base a ERNC no pueden ser consideradas reducciones de energía ya que estas se basan en el uso eficiente de la energía, por ejemplo, mediante procesos de cogeneración u modernización de equipos, sin embargo, al instalar o contratar energías limpias en forma expresa para el cumplimiento de las cuotas de ERNC prevista en la nueva ley estas desplazan las emisiones producidas al alimentar una proporción de los consumos con energías libres de emisiones.

El alcance que tienen los requerimientos de electricidad en la reducción de emisiones está dado por la magnitud de generación ERNC a instalar considerando que las emisiones generadas por el uso de electricidad representan en promedio un 44%, tal como se observa al evaluar la proporción de emisiones CO₂e por división y en forma global en la empresa:

Gráfico 4.25 Contribución de electricidad a las emisiones de CO₂e por división y en total de la compañía.



En base al gráfico anterior, es claro que la contribución a las emisiones no es menor y se encuentra entre el 40% y el 50% (a excepción del año 2008); por lo cual, el desplazamiento de emisiones que pueden producir las ERNC es significativa, pero sólo contribuye parcialmente al cumplimiento de cuotas.

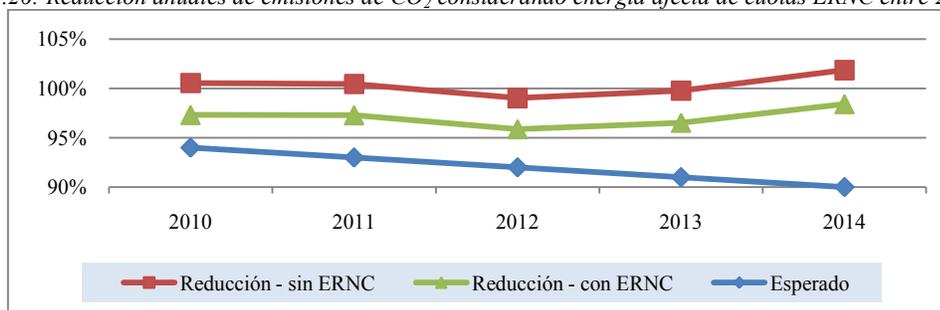
Para estudiar dicha contribución, se plantea dimensionar los requerimientos ERNC en base a la energía afecta a cuotas, dicha energía desplaza emisiones producidas por la empresa y pueden ser descontadas de las emisiones globales. Es decir, las emisiones CO₂e a la energía afecta a certificación de cuotas son reducidas de las emisiones globales:

Tabla 4.12: Cálculo de emisiones desplazadas por energía afecta a certificación de cuotas ERNC.

	2010	2011	2012	2013	2014
Consumos en divisiones en SIC [MWh]	2.515.152	3.021.887	3.000.111	2.960.154	2.852.011
Consumos en divisiones en SING [MWh]	791.976	1.357.674	1.335.232	1.297.709	1.272.709
Total [MWh]	3.307.128	4.379.561	4.335.343	4.257.863	4.124.720
Cuota ERNC	5%	5%	5%	5%	5%
Emisiones desplazadas por cuota ERNC [tCO ₂ e]	30.759	35.600	35.401	35.008	33.969
Emisiones desplazadas por La Ermita [tCO ₂ e]	0	2,6	2,6	2,6	2,6

Descontando las emisiones desplazadas por ERNC a las emisiones globales proyectadas hasta el 2008; se obtienen las emisiones finales de incluirse estas tecnologías en la magnitud suficiente para cumplir la cuota. De este modo considerando la línea base ajustada proyectada entre el 2010 y el 2014 es posible comparar las reducciones finales de incluirse estas centrales.

Gráfico 4.26: Reducción anuales de emisiones de CO₂ considerando energía afecta de cuotas ERNC entre 2010 y 2014



En esta proyección se observa que al ingresar proyectos ERNC en la proporción necesaria para cumplir cuotas ERNC establecidas en la ley contribuyen entre un 3.1% y un 3,5% cada año, pero que de todas maneras no permite cumplir las cuotas de reducción de emisiones de la empresa sólo instalando o contratando esta magnitud de energías limpias.

Para cumplir las cuotas de reducción de emisiones en un 10% para el año 2014 (considerando el mismo criterio anterior), es necesario generar 515.482,3 GWh con ERNC, equivalentes a un 12,5% del consumo total de la empresa proyectado al 2014. Para dimensionar la cantidad de recursos, considerando sólo pequeñas hidráulicas implica la instalación o contratación de 98,1 MW lo que equivale a 4 centrales de 20 MW y una de 18,1 MW (de modo que puedan clasificar como ERNC).

Cabe destacar que este estudio, no incluye los proyectos en cogeneración y de reducción de emisiones en consumos de combustibles (en evaluación o implementación) sobre las reducciones esperadas, en global, dichos proyectos tendrían que contribuir en con una reducción entre 6,9% y el 6,5% para cumplir la meta del 10% de reducción de emisiones.

Capítulo 5

5. Evaluación Técnica de los modelos de negocios.

En este capítulo se detallan todos los aspectos técnicos necesarios para el desarrollo de distintos modelos de negocios para enfrentar la nueva normativa ERNC y el posible desarrollo de las tecnologías ERNC estudiadas. Las estrategias se diferencian entre la implementación de centrales de generación, la contratación a productores de ERNC de energía para certificar cuotas o la negociación de cláusulas especiales en los contratos actuales de suministro. De instalar centrales propias se consideran como autoconsumo en sus divisiones a pequeña escala. En contraposición, se deja en manos de empresas suministradoras la instalación de centrales y se estudian dos alternativas de contratos de suministro para enfrentar la normativa: contratos especiales exclusivos para certificación de cuotas con productores de ERNC independientes o el establecimiento de cláusulas especiales en los contratos actuales que permitan un traspaso adecuado de las inversiones de suministradores o el costo alternativo a la inversión representado por el costo de la multa por energía no certificada.

5.1. Antecedentes para formulación de modelos de negocios

Los modelos de negocios son las estrategias con las que una empresa busca maximizar sus beneficios frente a un nuevo mercado u oportunidad de negocios. La electricidad es un insumo estratégico de los grandes consumidores ya que representan parte importante de sus costos, lo que lleva a estudiar en detalle la relación de estos clientes con el mercado eléctrico. La relación típica para abastecimiento eléctrico es mediante contratos de suministro con una empresa generadora o con una empresa concesionaria de distribución; sin embargo, en la última década ha surgido un interés en participar más activamente en este mercado mediante la generación eléctrica propia, pese a que esta participación directa en ese mercado lo aleja de su giro principal.

5.1.1. Efectos de ley ERNC en contratos de suministro.

Los contratos de suministro de electricidad actuales no incluyen los costos asociados a los cambios normativos en relación a las tecnologías renovables no convencionales. La ley establece que los suministradores deben certificar desde un 5% de sus retiros provenientes de ERNC en base a sus inyecciones en los sistemas SIC y SING, ya sea mediante generación propia o contratada; lo anterior produce que el suministrador debe invertir en la instalación de estas tecnologías, contratarla por otros generadores o pagar la multa asociada a no certificar; en cualquiera de estos casos, es esperable que los costos extras asociados al cumplimiento de la nueva normativa se traspasen a los clientes finales afectos a certificación (contratos de suministros posteriores a 31/08/2007) por medio de los precios finales de la energía.

De decidir una empresa suministradora instalar generación en base a ERNC puede hacerlo en directa proporción a sus consumos o en un porcentaje mayor para vender los excedentes a otros generadores que no tienen dichas instalaciones. De este modo, la generación en base a ERNC adquiere dos valores distintos: el tradicional, asociado a su venta para suministrar energía a un cliente final; y otro asociado al atributo que adquiere para el cumplimiento de cuotas. Lo anterior indica que un suministrador valoriza su energía tanto por los ingresos que obtiene de su comercialización del mercado, su comercialización a clientes y por el atributo ERNC excedente que puede ser traspasado a otros generadores para la certificación de cuotas ERNC. De acuerdo a lo anterior, el cliente final percibe en sus costos de generación, tanto los costos de suministros como los costos que asume su suministrador para adquirir el atributo ERNC.

5.1.2. Características generales de los modelos de negocios a considerar.

En este nuevo escenario normativo, el cliente libre, si bien no es responsable de la aplicación de la ley, puede buscar espacios en los que pueda incidir directa o indirectamente en el cumplimiento de ellas o aceptar los nuevos costos energéticos traspasando toda la obligación a su suministrador. Lo anterior, en conjunto con los objetivos estratégicos propios de empresa en relación al abastecimiento eléctrico y políticas medio ambientales, dan lugar a nuevos incentivos para la evaluación detallada de contratos de suministro o de participación en el mercado eléctrico mediante generación propia. Es decir, para enfrentar la nueva normativa pueden emplearse dos estrategias distintas:

- **Generación propia:** Evaluación de instalar centrales propias en base a tecnologías ERNC tanto para comercializar energía en el mercado energético o para suministrar a pequeña escala en sus divisiones vendiendo la generación a una empresa suministradora. Para efectos de este trabajo esta generación se dimensiona a la necesaria para dar cumplimiento de cuotas y colaborar en el alcance de metas de eficiencia energéticas.

- **Por medio de contratos de suministro eléctrico:** En estos modelos no se asume la inversión en tecnologías de ERNC, y se aceptan los costos extras que traspasan las empresas suministradoras. Se plantean los modelos de contratar la generación de ERNC para cumplir con cuotas de ERNC con nuevos generadores o negociar las nuevas condiciones en los contratos existentes de suministro.

En base a lo anterior, se han diseñado cuatro modelos de negocios que toman en consideración todas estas alternativas:

Tabla 5.1: Características de modelos de negocios en estudio

<i>Modelos de Negocios</i>	<i>Instalación de Centrales</i>	<i>Contratos por ERNC</i>	<i>Modificación a contratos actuales</i>
Empresa de generación	Si	Si	Si
Unidades de generación dentro de división	Si	No	Si
Contratos para cuotas ERNC	No	Si	Si
Modificación de Contratos Actuales	No	No	Si

Los modelos establecidos buscan dar solución a tres aspectos claves para la empresa:

- El nuevo escenario normativo de las ERNC, que implica costos anexos en sus contratos como nuevas oportunidades de negocios;
- La posible reducción de emisiones de CO₂ para cumplir las metas de eficiencia energética.
- El interés de asegurar parcialmente el suministro eléctrico a bajos costo, con seguridad y confiabilidad.

Cabe destacar, considerando que la nueva ley de ERNC afecta una pequeña proporción de los retiros del suministrador para el cliente, éste mantendrá sus contratos de suministros por al menos la totalidad del suministro necesario exceptuando el porcentaje de cuotas ERNC. A la empresa de generación con la que se adquiere dicho contrato se considerará el suministrador principal y en él prevalecerán todos los intereses tanto técnicos, legales y económicos de la empresa.

5.2. Modelo 1: Empresa de generación

Plantea la construcción de centrales conectadas a nivel de subtransmisión, transmisión troncal o líneas adicionales mediante una nueva empresa de generación anexa a Anglo American Chile. Las centrales se instalan fuera de las instalaciones de la empresa y se inyectan directamente al sistema, de este modo es posible valorar toda su energía y potencia en el mercado SPOT y por medio de contratos de cuotas de ERNC y de suministro.

El dimensionamiento de las centrales, potencia instalada, busca cubrir sus requerimientos en cuotas de certificación; de modo, que pueda participar en un futuro mercado de venta de cuotas ERNC. Sin embargo, dicho modelo puede ser expandible a otras tecnologías, incluir proyectos de cogeneración, asociarse con varios productores de modo de cubrir parte o la totalidad de sus consumos. El análisis actual se realizará solo para cubrir cuotas ERNC de forma global en la empresa.

5.2.1. Clasificación de la Central

Utilizando cualquiera de las tres tecnologías ERNC estudiadas la central certificará cuotas ERNC. De ser menor de 20 MW pero mayor a 9 MW, clasifica como MGNC, lo que implica pagar sólo parcialmente los costos por peajes troncales. De constituirse como menos de 9 MW, pasaría a ser además una central PMG,

pudiendo operar con autodespacho, participar en las transferencias de energía y potencia; valorizar su energía a costo marginal del sistema o a precios estabilizados. De constituirse como una central mayor a 20 MW, la central sólo podría vender sus excedentes de energía como cuotas ERNC debiendo cubrir la totalidad de sus costos de peajes y estando sujeto a la coordinación del CDEC respectivo y participar en él.

5.2.2. Modelo de operación

Para poder valorizar toda la energía que se genere es que se plantea el modelo de un generador neto, es decir, sin relación directa con la división de instalación, de este modo es posible rentabilizar el 100% de la inversión mediante los ingresos por energía, potencia y cuotas ERNC.

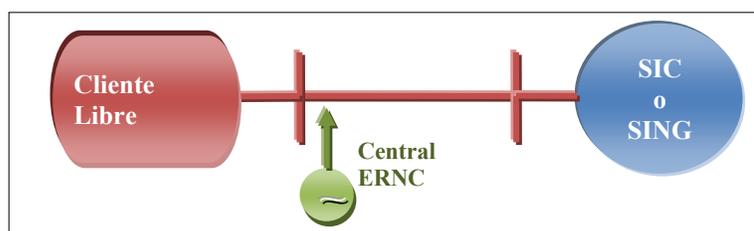


Fig. 5.1: Operación de generador neto

Este modelo implica instalar directamente en barras de transmisión adicional, subtransmisión o transmisión troncal, por lo que debe incluirse en la ingeniería la instalación de una subestación elevadora e incluso una línea de transmisión, pero considerando que se utilizan recursos cercanos a las divisiones y en una menor magnitud dichas instalaciones no son el costo principal del proyecto. Este modelo implica costos por peajes asociados y la operación en el mercado SPOT. La coordinación y operación quedan sujetas al CDEC correspondiente.

5.2.3. Dimensionamiento de Central

En el caso de este modelo, de instalarse generación sólo para cumplir cuotas la energía a producir tiene que cumplir los requerimiento de ERNC que le corresponden más los requerimientos de ERNC del gran consumidor, es decir la energía finalmente que se espera que genere anualmente está definida; considerando que el cliente libre compra toda la energía que generen con estas centrales y se abastece el resto del suministrador principal por la necesaria para cubrir las cuotas de los retiros de este consumidor.

Para determinar la cuota a considerar y la energía a certificar cuotas depende del momento de instalación de la planta y si esta planea expansiones a medida que aumente la energía a certificar. Las centrales eólicas y solares fotovoltaicas pueden instalarse por etapas en periodos de 2 a 3 años, lo que permite aumentar el parque generador a medida que aumenta la energía a certificar ya que sus dimensiones no se limitan por el recurso, siempre es posible instalar más aerogeneradores o paneles fotovoltaicos. En el caso de la energía hidráulica, las centrales se dimensionan según las características de la cuenca por lo que la potencia extraíble depende únicamente de las condiciones existentes. Las centrales solares termoelectricas dependiendo de su diseño puede ser necesario dimensionar el parque de una sola vez o por etapas.

5.2.4. Participación en el CDEC

El decreto N°291 se establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los CDEC. En él se establece que toda empresa de generación, transmisión, distribución y clientes libres deben someterse a todas las instrucciones, procedimientos y mecanismos de coordinación del sistema correspondiente. Todas las empresas pueden integrarse al CDEC, lo que permite participar en la elección del directorio y representantes, recurrir al Panel de Expertos frente a conflictos al interior del CDEC, solicitar informes de la DO, DP (dirección de peajes) y DAP (dirección de administración y presupuesto); por otra parte, se le obliga a financiar, proporcionalmente según su participación en el mercado, el presupuesto anual de este organismo; y dar cumplimiento a las exigencias de seguridad y calidad de servicio. Las empresas de generación pueden abstenerse de integrarse al CDEC si tienen una potencia instalada menor a 9 MW o en autoprodutores con excedentes menores de 9 MW.[31]

Para las empresas de generación con menos de 300 MW instalados el financiamiento corresponde al 20% del presupuesto total del organismo determinado a prorrata de los ingresos anuales percibidos por ventas de energía y potencia de todos los generadores de dicha potencia. Integrarse al CDEC implica hacerse parte de las responsabilidades de coordinación inherente a él, pero permite tener mayor información de la operación del sistema.

La conexión de nuevas unidades debe comunicar por escrito su interconexión al sistema con 6 meses de antelación, a la dirección de operación (DO) y directorio del CDEC, la CNE, la Superintendencia de electricidad y combustible (SEC). Estas deben cumplir con las exigencias de diseño del sistema, mantener las condiciones de seguridad y suministro, conectarse y desconectarse sin afectar al sistema.

Las centrales generadoras deben entregar a la DO toda la información necesaria para la operación del sistema como la determinación de balances de energía y potencia, pagos de peajes, determinación de potencia firme, programación de mantenimientos y mantener equipos de medición adecuados para su facturación.

5.2.5. Negocio Operacional

Toda la energía generada por una central interconectada a un sistema mayor a 200 MW debe comercializar su energía en el mercado SPOT a costo marginal instantáneo, en el cual sólo pueden transar energía empresas generadoras, de ser un PMG, puede realizarlo a precio estabilizado. Los generadores venden y compran de acuerdo a las barras donde efectúen inyecciones y retiros dependiendo de los despachos de sus unidades y de sus contratos de suministros respectivamente. Este precio se caracteriza por su volatilidad ya que representa el valor de la unidad más costosa que se encuentra en operación, es decir, varía con los precios de combustibles y la hidrología existente.

En el caso de la potencia, se valorizan a precio de nudo de potencia el cual es calculado semestralmente por la CNE en abril y octubre. Dicho precio refleja los costos de inversión, operación y mantenimiento de una unidad capaz de entregar potencia en condiciones de demanda máxima a menor costo.

5.2.5.1. Remuneraciones por Energía

Se establece por lo costos marginales calculado para un sistema adaptado a la demanda, se calcula hora a hora de acuerdo al despacho previsto en condiciones optimizadas. Dado que las tecnologías ERNC estudiadas son despachadas en base implica que su operación será continua condicionada por sus factores de carga. Los costos marginales se calculan a base de barras de referencia y se ajustan por factores de penalización producidos por las pérdidas en las líneas.

5.2.5.2. Remuneraciones por Potencia o Capacidad

La valorización de la potencia mide la capacidad de dar más suficiencia al sistema reflejando el costo de proveerla en la hora más costosa para el sistema que es la hora punta; es decir, se basa en el principio de la disponibilidad asegurada de suministro. La metodología de cálculo se basa en determinar la potencia firme o de suficiencia de las unidades generadoras frente a distintas tecnologías.

El decreto supremo N°62 promulgado en el 2006 establece las nuevas condiciones para la valorización de la potencia, pero dicho reglamento no es aplicable hasta que se promulgue el de servicios complementario (SS.CC).

Modelo Actual de Valorización de Potencia Firme

Esta se realiza mediante la venta de potencia firme (potencia de suficiencia) al sistema, la que corresponde a la potencia máxima que es capaz de inyectar a redes de transmisión en horas punta del sistema, considerando su indisponibilidad probable, se establece para una sola hora en que se produce la demanda máxima del sistema (de las 18 a 23 desde abril a septiembre en el SIC y todo el año en el SING).

El procedimiento calcula una potencia firme inicial evaluada en el periodo anterior para el peor caso de disponibilidad, luego se ajusta a una potencia firme preliminar la que se pondera en consideración de los atributos de suficiencia (80%), tiempo de partida (10%) y tasa de toma de carga para (10%). La suficiencia se refiere a la seguridad de abastecer en demanda máxima, la cual puede estar afectada por su tasa de indisponibilidad mecánica, como características del recurso; el tiempo de partida se refiere a la capacidad de tomar carga rápida para alcanzar su potencia mínima y luego incrementarla hasta la máxima; por último, la tasa de toma de carga se refiere a la rapidez de respuesta de la central frente a los requisitos de “toma de carga” establecidos por el CDEC. Finalmente se calcula la potencia firme definitiva se corrige la preliminar por un factor de reducción correspondiente al cociente entre la demanda máxima y la suma de potencias preliminares de las centrales del parque.

Modelo Futuro de Valorización de Potencia Firme

Este se basa en lo establecido en el DS 62; este elimina los atributos de tiempo de partida y tasa de toma de carga, ya que se encuentran más relacionados con la seguridad del abastecimiento que se valorizarán mediante los servicios complementarios. Sin embargo, esta nueva valorización de la potencia sólo entrará en vigencia cuando se desarrolle el reglamento y aplicación de la valorización de los servicios complementarios tales como la potencia reactiva, la regulación de frecuencia, capacidad de almacenamiento y reserva en giro, operativa y fría.

Evaluación para Tecnologías Estudiadas

Para el caso de tecnologías renovables, dada su reciente incorporación a la matriz no se ha ideado una metodología de cálculo detallada, ni en la metodología actual ni en la futura, como para la energía hidráulica y térmica; por lo que se determinará de diferentes maneras:

Pequeñas hidráulicas: se considera la misma metodología que para las hidráulicas convencionales caracterizándolas como centrales de pasada, generalmente, sin regulación de excedentes; la valoración de suficiencia se suele hacer para la hidrología seca; para ello se calculará el valor de la potencia firme para cada MW que se invierta.

Energía Eólica: las características intermitentes de esta energía y su reciente incorporación al mercado hacen más difícil su evaluación. A nivel internacional, para niveles de baja penetración en los sistemas, la suficiencia se puede valorizar en función de su factor de planta. El único caso en el SIC es de la central eólica Canela, el CDEC-SIC para evaluar su potencia firme inicial en el 2008 consideró sus estadísticas de potencia de todos sus años de funcionamiento (2004 – 2007), ésta se calculó como el promedio horario de los aportes de potencia de la central, para el año de menor disponibilidad de viento durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga. Para estas horas la energía eólica presenta sus mejores estadísticas, ya que las diferencias de temperatura del día y la noche favorecen la creación de vientos.

Energía solar: considerando que las horas de mayor radiación se encuentran en las horas fuera de punta, la potencia firme que pueden entregar estas centrales es bastante baja; sin embargo, de tener sistemas de almacenamiento de la energía esta puede tener un valor definido por su factor de planta.

5.2.5.3. Pago de sistemas de transmisión

Los sistemas de transmisión en los dos sistemas principales se desarrollan en función de las características distintivas geográficas, económicas y comerciales. Su expansión se realiza en función a los nuevos consumos tanto regulados como libres y las centrales que entran en operación al sistema.

Las instalaciones de transmisión interconectadas a un sistema eléctrico son clasificadas actualmente en tres categorías: sistema troncal, sistemas de subtransmisión y sistemas adicionales; los dos primeros son de régimen abierto, en tanto las adicionales se entienden de acceso abierto siempre que utilicen bienes nacionales de uso público y dispongan de capacidad remanente.[6]

Sistema Troncal

Se definen como aquellas líneas de transmisión cuya tensión nominal sea mayor o igual a 220 kV; la magnitud de los flujos en estas líneas no esté determinada por el consumo de un número reducido de consumidores ni sean atribuibles exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales y que las líneas posean tramos con flujos bidireccionales relevantes.

Dentro de dicho sistema se define un área de influencia común (AIC) determinada por los barras que totalice al menos un setenta y cinco por ciento de la inyección total de energía y demanda total del sistema; y que la densidad de la utilización, dada por el cociente entre el porcentaje de inyecciones dentro del área de influencia común respecto de las inyecciones totales del sistema y el porcentaje de la inversión anualizada de las instalaciones del área de influencia común respecto a las del total de instalaciones del sistema troncal, sea máxima.

En la actualidad, para el SIC el sistema de transmisión troncal comprende las instalaciones entre los nudos de Diego de Almagro y Puerto Montt. Además se define como área de influencia común de las instalaciones ubicadas entre las barras Quillota y Charrúa.

Sistemas de Subtransmisión

Están constituidos por las líneas y barras que, encontrándose en el sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados, territorialmente identificables, que se encuentren en zonas de concesión de empresas distribuidoras

Sistemas Adicionales

Son aquellas líneas y subestaciones que están destinadas esencialmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, y por aquellas cuyo objetivo principal es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico.

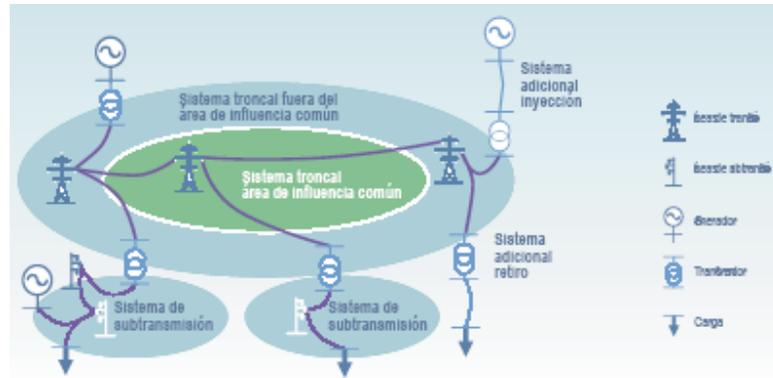


Fig. 5.2: Esquema del sistema de transmisión chileno.

Peajes para centrales de ERNC en estudio

Las empresas de transmisión en el sistema troncal son responsables de realizar las obras de ampliación del estudio de transmisión troncal, tienen la obligación legal de efectuar dichas obras y operar las instalaciones de acuerdo a lo indicado en la ley. Estas empresas deben licitar la construcción de las obras a empresas calificadas a través de licitaciones públicas, transparentes y auditables por la SEC.

La componente de precios de transmisión corresponde al peaje por el uso de las instalaciones de transmisión troncal, descontado el ingreso tarifario y al peaje por el uso de las instalaciones de subtransmisión que se extienden desde el sistema de transmisión troncal hasta el ingreso al sistema de distribución de la concesionaria.

Para determinar la cantidad de peajes que paga una central generadora es necesario estudiar el efecto de sus flujos en sus redes cercanas mediante factores cual es su participación en las líneas de transmisión troncal y subtransmisión. En el caso de la evaluación económica, dado que no se tiene la ubicación exacta es que se considerará este peaje como una proporción de sus ingresos operacionales dependiendo de la zona aproximada de ubicación, de acuerdo a las barras más cercanas a las divisiones del cliente libre estudiado. Es decir, de ubicarse en una zona cercana al sistema troncal tendrá menor porcentaje que si se ubica dentro de un sistema de subtransmisión.

5.2.6. Negocio Comercial

Las centrales de generación también pueden comercializar su energía mediante contratos con otras empresas generadoras, clientes libres o participar en los procesos de licitaciones de suministros para empresas de distribución. La central generadora recibe además ingresos por venta de MDL al sistema y por la venta de cuotas ERNC a otros suministradores.

5.2.6.1. Contratos de suministro y cuotas ERNC.

Los contratos entre el cliente, la empresa generadora y el suministrador principal deben permitir certificar toda la cuota ERNC correspondiente al retiro del suministrador para el cliente libre.

Para viabilizar la inversión de la empresa generadora debe asociar a su proyecto un contrato de suministro que le entregue un ingreso constante independiente de los ingresos de la comercialización en el mercado spot, dados que estos están sujetos a volatilidad de los combustibles y condiciones hidrológicas. Este contrato implica que el cliente libre compre toda la energía que produzca la empresa generadora y que ésta traspase los excedentes o atributos ERNC al suministrador principal por medio de un contrato o convenio entre ambos. En la práctica implica que la nueva empresa de generación establece dos contratos de suministro, uno con el cliente libre para la venta de su energía y otro para la venta de los atributos ERNC del suministrador principal.

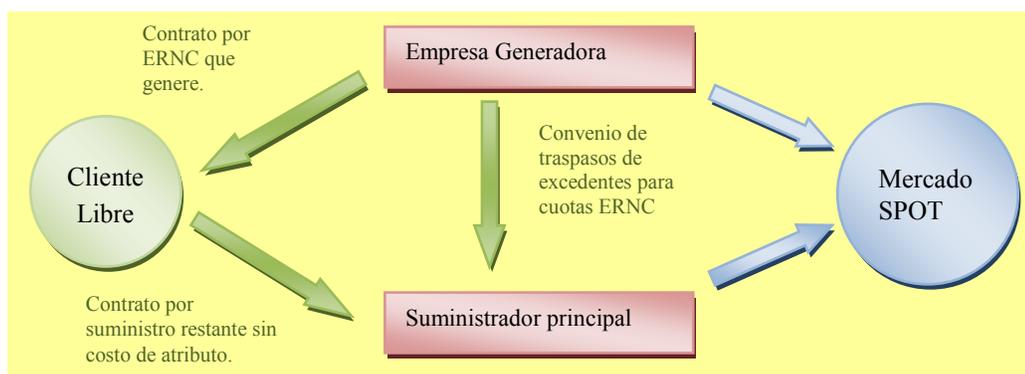


Fig. 5.3: Modelo contractual entre empresa de generación, suministrador principal y cliente.

5.2.6.2. Ingresos por MDL

Dado la naturaleza de estos proyectos pueden ser presentados para la certificación de cuotas debiendo pasar por el ciclo de MDL para certificar las CERs que desplaza la central considerada. Los ingresos provenientes de estos mecanismos se calculan en base a las emisiones de CERs que realice la central de acuerdo a su generación anual, factor de emisión y precio de contrato de compraventa de emisiones.

Ingresar al MDL implica un costo de inversión y un pequeño costo de operación relacionada con las certificaciones periódicas que realiza DNA para corroborar las CERs declaradas. El valor de esta inversión se relaciona con la magnitud de la central, la que siendo menor a 15 MW puede optar a procedimientos simplificados y adicionalidad de varios proyectos a la vez.

5.2.7. Situaciones especiales de suministro

La central generadora deberá acatar todas las exigencias de calidad y seguridad de suministros establecidas en la norma técnica tanto en las condiciones necesarias para la instalación de nuevas centrales, los mecanismos de comunicación y los procedimientos frente a contingencias.

En cuanto a los racionamientos en ambos modelos de contratos dada su operación en el sistema toda su generación estará afectada a ella como cualquier unidad del sistema, sin embargo, se espera que estas funcionen a plena capacidad por sus características de operación en base.

5.3. Modelo 2: Instalación de unidades de generación

Plantea la instalación de centrales de generación eléctrica en base a tecnologías ERNC conectadas a nivel de subtransmisión, transmisión troncal o líneas adicionales. Este modelo implica que la potencia a instalar es marginal respecto a la energía requerida por la división, sólo en la proporción necesaria para cubrir los requerimientos en cuotas ERNC.

A diferencia del modelo anterior, en éste se suprime la creación de una empresa de generación al traspasar la propiedad o vender la energía y el atributo ERNC a otra empresa generadora quien la comercializa en el mercado spot. El objetivo es evitar el traspaso de costos por cuotas ERNC al inyectar su propia energía al sistema por medio de su propio suministrador o por otra empresa de generación. De este modo se cumplen los requerimientos de cuotas de los retiros del consumidor al sistema sin participar en el sistema.

5.3.1. Modelo de Operación

Se plantean dos posibilidades, interconectarla al sistema o conectarla a los consumos del cliente en un nivel menor de tensión; sin embargo, actualmente las centrales de generación sólo pueden participar en el mercado SPOT, y por ende certificar cuotas ERNC, de estar conectadas a los sistemas de transmisión troncal, subtransmisión o líneas adicionales; excepcionalmente de tener una potencia menor a 9 MW pueden conectarse a redes de distribución bajo el atributo de PMGD. Sin embargo, por otro lado la ley establece que las empresas de generación pueden certificar sus cuotas con energía propia y contratada lo que abre una posibilidad de desarrollar centrales no necesariamente conectadas a niveles de transmisión sino a nivel de las líneas de consumo del cliente libre ahorrando costos de conexión al conectar a un nivel menor de tensión. La conexión en redes de consumo implicaría que la central operara en isla parcial, alimentando parcialmente los consumos del cliente pero abasteciéndose del mismo modo del sistema.

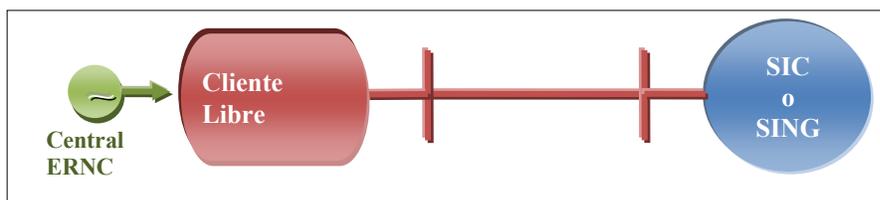


Fig. 5.4: Modelo de operación en isla parcial

Dado que actualmente no existe claridad de si una central conectada en isla parcial pueda certificar cuotas ERNC es que para efectos de este trabajo se considerará que se conectan a nivel de sistemas de transmisión. Quedando dicha posibilidad abierta hasta que al establecerse la resolución exenta que determinará los procedimientos para la aplicación de la ley de ERNC o un cambio normativo que permita valorizar la autogeneración en el sistema sin considerar el modelo de autoproducción.

5.3.2. Dimensionamiento de central

En este caso al no formularse como empresa de generación la central se dimensiona en la proporción exacta de la ERNC necesaria para certificar cuotas, es decir:

$$E_{planta} = E_{cuota_consumo} \quad (13)$$

E_{planta} = Energía a generar por la planta

$E_{cuota_consumo}$ = Energía a certificar cuotas por el gran consumidor.

5.3.3. Modelo de comercialización

El mercado eléctrico chileno no reconoce la autoproducción de clientes libres como parte de la energía del sistema a excepción que se realice con la figura de autoprodutor, es decir, tener generación propia de capacidad tal de alimentar todos los requerimientos del consumidor y además entregar excedentes al sistema; este modelo no es aplicable debido a que las centrales se dimensionan solo para cumplir metas de ERNC.

La central construida por el cliente libre, de acuerdo a las condiciones normativas actuales, certificará cuotas sólo si su propiedad está ligada a una empresa de generación o si la energía pertenece al generador, de este modo puede comercializarla. Al establecerse que la propiedad de la central en una empresa externa al cliente libre, esta puede recaer en el mismo suministrador principal de la división o en otra empresa de generación que traspase parte de las ganancias que produce. De este modo, se establece un contrato de suministro por la energía que genera la central ERNC entre el generador externo y el cliente libre que permita rentabilizar dicha inversión, además de establecer el traspaso del atributo al suministrador principal; por otro lado, con el suministrador principal se mantienen los contratos de suministro pero sin el costo de la cuota ERNC ya que se encuentra cubierta por el contrato con el generador externo.

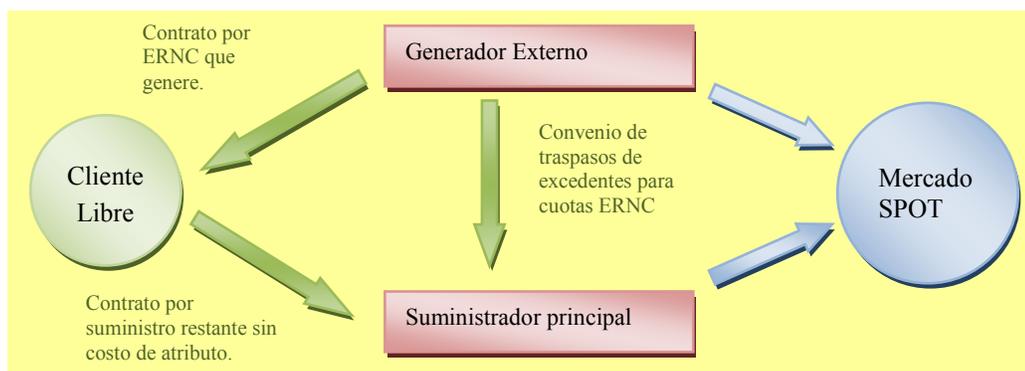


Fig. 5.5: Modelo de comercialización de la central ERNC del cliente libre mediante un generador externo.

Estos contratos pueden simplificarse, si es el mismo suministrador principal el que adquiere la propiedad o posea la energía de la central ERNC del cliente libre. De este modo no es necesario establecer el convenio de traspasos de excedentes de cuotas ya que desde el punto de vista del sistema el suministrador estaría cumpliendo las cuotas ERNC de los retiros del cliente con la ERNC contratada al cliente libre para inyectar en el sistema.

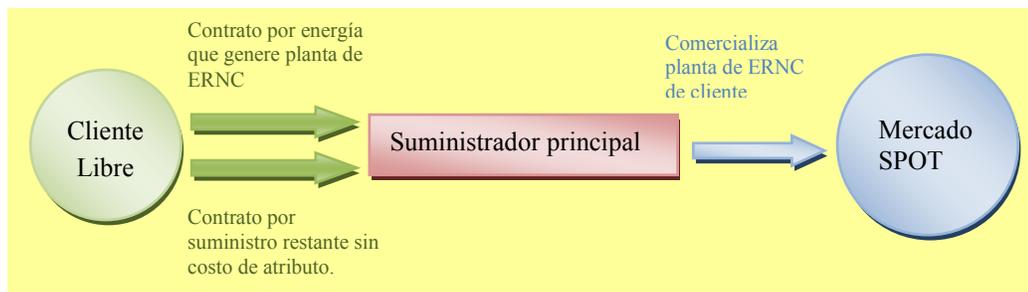


Fig. 5.6: Modelo de comercialización de la central ERNC del cliente libre mediante el mismo suministrador.

Para efectos de evaluación económica se supondrá el segundo modelo ya que la empresa suele tener varios suministradores y el generador externo se convertiría en uno más ella.

5.3.4. Valorización de la energía y potencia

Considerando que la central está en propiedad de una empresa de generación desde el punto de vista del consumidor este no recibe ingresos ni egresos por su operación. Sin embargo, deben ser valorados para determinar el ahorro que producen en el contrato. La generación de dicha central permite evitar los costos extras de la certificación de cuotas, pero debe ser rentable tanto para el cliente libre como el suministrador principal que la comercializa. Dado que la central tiene bajo costos operacionales por su atributo ERNC, la inversión tecnológica es la parte importante de los costos de operar estas centrales e indica quien asume el riesgo por el desarrollo del proyecto.

5.3.4.1. Inversión realizada por el cliente libre

Considerando que el cliente asume la inversión es que para recuperarla perciba parte de los beneficios por operación de ella al menos para recuperar el capital invertido. Para la evaluación económica se establecerá el porcentaje de los beneficios producidos por la central necesarios para la recuperación de la inversión en lo que se considerará el ahorro producido por el no traspaso de cuotas ERNC.

5.3.4.2. Inversión realizada por un generador externo o suministrador principal

Dado que la inversión será suministrada por el mismo generador externo o el mismo suministrador principal es que la empresa sólo busca evitar los costos por certificación de cuotas, sólo ahorra el costo de la cuota ERNC; con lo que la inversión debe poder ser recuperada mediante la sola operación del sistema y contrato de suministro entre ambas partes.

5.3.4.3. Inversión compartida entre cliente libre y el generador externo o suministrador principal

Este es una mezcla de los dos modelos y tiene como finalidad buscar un equilibrio al compartir el riesgo de la inversión y los beneficios de ella.

5.4. Modelo 3: Contratos por compra de ERNC para certificar retiros

Este modelo implica no instalar centrales pero enfrentar la nueva normativa adquiriendo contratos de suministros exclusivamente para certificar ERNC. Esto implica un contrato principal con una empresa suministradora que no incluya los costos por la nueva normativa y un contrato externo para el porcentaje de energía finalmente a considerar; sin embargo, es necesaria la relación entre las empresas generadoras de ambos contratos ya que desde el punto de vista del sistema son los generadores lo que deben cumplir con las cuotas de certificación. Es decir, es un modelo similar al anterior pero a nivel contractual que requiere una relación entre el suministrador principal y el contrato externo para certificar cuotas.

La obligación de contar con ERNC para satisfacer las cuotas de los retiros del suministrador principal para el cliente libre, es asumido por el cliente libre en vez del suministrador principal, por lo cual, éste no traspasará los costos de ellas; además la relación entre suministrador de ERNC y el suministrador principal es sólo para la transferencia de sus excedentes para certificación de cuotas, no existiendo un costo extra para el suministrador principal, ya que el pago del atributo proviene de la energía contratada para certificar cuotas.

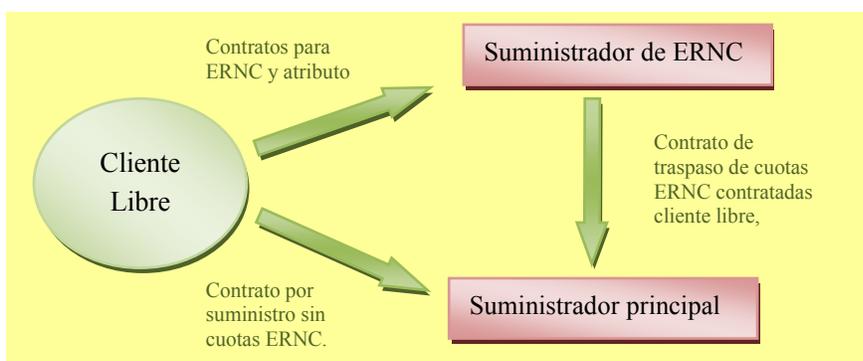


Fig. 5.7: Modelos contractual para certificar cuotas ERNC mediante contratos exclusivos de suministro ERNC.

El contrato entre el cliente libre y el suministrador de ERNC puede ser sólo para contratar el atributo a un mejor precio que el costo alternativo a la multa o como por el suministro o porcentaje ERNC correspondiente. En el segundo caso el suministrador de ERNC debe cubrir el 5% de la energía que le vende al cliente libre como atributo y traspasar el 95% restante como excedente al suministrador principal de modo que pueda cubrirse la cuota por los contratos de suministro sin el porcentaje ERNC acordado.

El objetivo de la evaluación económica será determinar el precio al cual es conveniente realizar cualquiera de las dos medidas.

En este modelo se puede contratar energía de todas las tecnologías ERNC reconocidas por la normativa y no se limita a las tres consideradas anteriormente. Esto puede ser altamente conveniente considerando la posible entrada de tecnología geotérmica en unos 4 o 5 años.

5.5. Modelo 4: Contrato directo con la empresa de generación

Este modelo implica negociar con un solo suministrador todas las condiciones de la nueva normativa. Es decir, esta alternativa plantea no realizar inversiones en tecnologías ERNC y aceptar los posibles nuevos costos en las tecnologías por parte de un suministrador único. En este modelo, el precio final, la potencia no sufre variaciones porque no está afectada a la normativa, puede plantearse de dos formas:

- El contrato se hace por un único precio de energía para todo el suministro y de forma aparte se cobra el valor del atributo ERNC ya sea el valor de la multa o el costo de las inversiones que realizó la empresa generadora en estas tecnologías.
- Se plantean precios diferenciados para la energía afectada a certificación por un cierto factor que refleje las inversiones o las multas.

El no realizar inversiones por parte de la empresa implica a ésta trabajar sólo en su rubro y no combinar distintas áreas de negocios. Los rangos de precios de contrato y sobre costo por cumplimiento de cuotas que se obtengan con este modelo servirán de contraste para compararlo con los modelos anteriores; es decir, este es el caso de comparación para las otras alternativas descritas anteriormente.

Capítulo 6

6. Evaluación Económica de Modelos de Negocios

En el presente capítulo se busca determinar el costo que produce la aplicación de cada modelo de negocios planteado. Para lo cual se estudiarán los costos de inversión y operación de las tecnologías, los antecedentes del mercado para la evaluación y los antecedentes aportados por la empresa. En cada modelo se busca determinar los precios de contratos de ERNC para cubrir los requerimientos de la empresa; para ello se sensibilizarán frente a variaciones de los costos marginales y potencia instalada, para lo cual se realizará un análisis preliminar por tecnologías. La evaluación se hace bajo flujos de caja puros considerando los costos de la energía proyectados y presentes. Los proyectos se evalúan de acuerdo a las rentabilidades esperadas por la empresa. Finalmente conociendo los precios de contrato de suministro se calcula el sobre costo que produce la aplicación de cada modelo frente a no aplicar la normativa.

6.1. Antecedentes Generales

Se consideran los costos de inversión tecnológica para cada fuente ERNC estudiada. Estas se realizarán por cada MW instalados y se dimensionarán de acuerdo a los requerimientos de la empresa para cumplir las cuotas ERNC en forma global.

6.1.1. Costos de tecnologías estudiadas

En todas las tecnologías se diferenciarán los costos de instalación de los equipos de generación y su conexión a las redes mediante una subestación elevadora de tensión. Todas las tecnologías se considera que no tienen costos de combustibles y costos menores de operación.

6.1.1.1. Tecnología Eólica

Entre los costos que se asumen son en la compra de los aerogeneradores, compra o arriendo de terrenos para su instalación; construcción de accesos; conexión a la red eléctrica y equipos de transmisión y costos de operación y mantenimiento. También se incluyen los costos de la ingeniería y prospección del recurso.

Actualmente para fines comerciales se utilizan aerogeneradores por sobre 1 MW y hasta los 5 MW, para el estudio se considerarán aerogeneradores de 1,5 MW, los cuales representan entre el 75% y el 85% de la inversión final, estos incluyen el costo de las fundaciones correspondientes. En cuanto a su conexión a la red, ya que se plantean su instalación en zonas alejadas a las divisiones, se supondrá una cercanía a redes existentes por lo que se considerará una subestación elevadora y un reforzamiento a una red existente. En cuanto a los terrenos estos costos pueden ser por concepto de arriendo, compra o de ser terrenos de la empresa no se inferirá en costos, pero para la evaluación económica se considerará el arriendo del terreno de instalación por un 3% de la inversión total. La evaluación se realiza para un parque de unos 20 MW, de instalarse parques superiores a dicha potencia se planteará la instalación por etapas acorde al aumento progresivo de las cuotas y de los recursos existentes en las zonas de prospección.

Considerando aerogeneradores de 1,5 y 2,5 MW y la conexión de un parque eólico de unos 20 MW, al 2005 los parques eólicos tenían la siguiente distribución de costos.

Tabla 6.1: Costos de Instalación de parques eólicos al 2005. [12]

	Potencia Equipo [MW]	1,5	2,5	% de 1,5 kW
Equipos [kUS\$]	Aerogenerador	1.554	2.710	79,0
	Construcción de accesos	102	162	5,2
	Conexión a Red	250	300	12,7
	Terreno	61	97	3,1
Ingeniería y Prospección de Recurso [kUS\$]	Planeamiento Parque	118	118	
	Topografía	98	98	
	Ingeniería de detalle	126	126	
	Transporte (Europa/Chile)	75	100	
	Montaje	80	100	
	Contingencias	123	191	
	Costos Equipos [kUS\$]	1.967	3.269	76,0
	Costos Generales [kUS\$]	620	733	24,0
	Costos por turbina Totales [kUS\$]	2.588	4.002	
	Costo Unitario [US\$/kW]	1725	1601	

Los porcentajes de distribución de costos se realizan en función de la turbina de 1,5 MW considerando el costo total de los equipos; de forma separada se consideran los costos de prospección del recurso, ingeniería y montaje de los equipos que representan el 24% de la inversión total. Estos valores son sólo estimativos y no representan costos actuales, para actualizar los valores al 2009 se considerará la misma distribución de precios pero para el valor final de inversión por cada MW instalado se considerarán los precios referenciales de proyectos similares que se encuentren en construcción o en tramitación medio ambiental y para la evaluación económica estos datos se sensibilizarán entre 1500 US\$/kW y 2500 US\$/kW

Tabla 6.2: Centrales eólicas en construcción o planeamiento. [41]

Parques Eólicos	Nro Equipos	Potencia Equipos [MW]	Potencia Instalada [MW]	Monto Inversión [MMUS\$]	Precio Unitario [US\$/kW]
Arauco	50	2,00	100	235	2.350
El Pacífico	36	2,00	72	144	2.000
Punta Colorada	18	2,00	36	70	1.944
Canela II	46	1,50	69	168	2.435
Totoral	27	1,85	50	100	2.000

Las variaciones se producen en función principalmente de las dimensiones del parque, la ubicación y el punto de conexión a la red eléctrica.

Costos de mantenimiento y operación de las centrales eólicas se consideran entre el 2% y el 3% de la inversión total, así como cuentan con una disponibilidad en su uso del 98%.

6.1.1.2. Tecnología Solar Fotovoltaica

Las tecnologías solares fotovoltaicas a gran escala interconectadas a un sistema eléctrico son comparativamente las más costosas en relación al resto de las ERNC; debido al alto costo de la fabricación de las celdas producido por el sofisticado proceso de obtención de silicio de alta pureza necesario para celdas monocristalinas que son las que tienen mayor eficiencia. Pero se espera que en el futuro los costos tiendan a disminuir con las tecnologías concentradoras y el uso de otros materiales; sin embargo, la evaluación económica se realizará en función de los costos actuales de las celdas fotovoltaicas fabricadas con silicio.

El desarrollo chileno en esta tecnología aún es de muy pequeña escala, generalmente en viviendas para calefacción de agua y en equipos aislados de telecomunicaciones o control; no existiendo aplicaciones a gran escala interconectadas a los sistemas eléctricos o para proveer energía a alguna instalación industrial a gran escala pese a las condiciones excepcionales del norte de Chile permiten un desarrollo interesante de ellas ya que es posible extraer mayor energía que las instalaciones que en otras zonas donde se han realizado. La principal traba en comparación con otros países es la falta de subsidios directos a la inversión de estas tecnologías como se realiza en otros países, pero se considerará en la evaluación económica para destacar la distribución de costos en su instalación los cuales han tendido a la baja en los últimos años y se espera un desarrollo más importante en el mediano plazo.

El diseño de centrales fotovoltaicas a gran escala implica un menor costo en equipos fotovoltaicos dada la compra a gran escala pero aumentan los costos de inversores, estructuras y conexiones necesarias para su operación como planta generadora, además de aumentar los costos de diseño e ingeniería en comparación a las aplicaciones más pequeñas como en edificios o techos.

Los costos de las centrales fotovoltaicas a gran escala se dividen en paneles, inversores y conexiones a la red, estructuras de montaje de paneles y costos de diseño, ingeniería y montaje. Dado que la penetración en el mercado de centrales de este tipo es marginal a nivel mundial se consideraron dos fuentes de información: los costos de una central en Arizona (Springerville Systems) por la empresa Tucson Electric Power Company

instaladas en el 2004 y la información recolectada de fuentes al año 2005 para centrales en Europa para una planta de 2 MW así como una proyección de los costos esperados por Tucson al 2015.

Se supone tecnologías de celdas fotovoltaicas monocristalinas con una eficiencia del 15% al 18% sobre la radiación existente por un horizonte de vida de 25 años. Las celdas policristalinas son de menor costo y eficiencia, cerca de 0,1 US\$/W menos que las anteriores con una eficiencia entre 12% y el 15%. En estos costos no se incluyen impuestos, ni costos de capitales y transporte sólo costos de instalación para un parque fotovoltaico a gran escala.

Tabla 6.3: Costos y proyecciones de centrales fotovoltaicas en California. [12][27]

	Costos por [US\$/kW]			Distribución de costos [%]		
	Arizonas Tucson -2004	Planta de 2 MW - 2005	Expectativas Tucson -2015	Arizonas Tucson -2004	Planta de 2 MW - 2005	Expectativas Tucson -2015
Módulos	4.220	2.570	2.256	61,7%	55,8%	61,2%
Equipos de módulos	710	542	735	10,4%	11,8%	19,9%
Inversores y Conexión	510	461	317	7,5%	10,0%	8,6%
Costos indirectos	1.400	1.036	380	20,5%	22,5%	10,3%
Total [US\$/kW]	6.840	4.609	3.688			

De lo anterior se destaca la notable diferencia entre los costos dados por fuentes americanas y europeas, pero se puede estimar un costo de instalación entre 5.500 a 4.500 US\$/kW actualmente y en el mediano plazo. Se observa que los mayores costos de esta tecnología se encuentran en los costos de los módulos o paneles fotovoltaicos, fuentes americanas al 2008 esperan que al 2015 los módulos tengan un costo entre los 1 y 2 US\$/W para cada tecnología fotovoltaica y se desarrolle masivamente la tecnología de concentración fotovoltaica, además se espera disminuir los costos indirectos de diseño e ingeniería de estos parques por una mayor masificación y experiencia en el diseño y operación de los parques en un 23% a un 10%.

Para la evaluación económica se consideró un sistema sin rastreo del sol, la diferencia de ambas se produce en que al utilizar este sistema se mejora la eficiencia de la central a un 20% e incluso un 30% pero es necesario el doble de espacio para su implementación. A nivel de costos, en utilizar una menor cantidad de equipos con sistemas de rastreo pero a mayor costo frente a instalar una cantidad de paneles sin rastreo no hay diferencias significativas que motiven el desarrollo de sistemas de rastreo pese a su mayor eficiencia y mejor utilización del terreno.

Los costos de mantenimiento de la central son entre el 0,1 al 0,3% de la inversión inicial según la operación de algunas centrales ya instaladas; los costos se centran, principalmente, en los inversores y paneles. Estas centrales tienen una disponibilidad cercana al 99,7%. En conjunto los costos de operación y mantenimiento de la central son entre un 2,5% y un 3% de la inversión inicial.

6.1.1.3. Tecnología Solar Termoeléctrica

En este caso, se estudiaron las características técnicas de tres de dichas tecnologías que presentan notables perspectivas de desarrollo: los cilindros parabólicos y colectores fresno, las torres concentradoras y las centrales Stirling. Sin embargo, estas dos últimas tienen un desarrollo comercial en una escala incipiente; por lo que para la evaluación económica sólo se considerará la tecnología de cilindros parabólicos, con un desarrollo comercial a mayor escala y una de las tecnologías solares con mejor prospección futura en sus costos, ya que permite tener sistemas de almacenamiento de varias horas y pueden funcionar híbridamente con centrales a gas natural o biocombustibles. Las mayores plantas solares de este tipo se encuentran en EE.UU. y España; en sus últimas instalaciones han conseguido sistemas de almacenamiento con sal fundida de hasta 7 horas que permiten tener energía en horas de baja radiación o para utilizarla en horas de alta demanda.

En cuanto a la distribución de precio depende fundamentalmente de la cantidad de horas de almacenamiento y si tienen un sistema híbrido asociado; ambas alternativas encarecen los costos pero mejoran la eficiencia y disponibilidad de la central; tal como se observa en los costos y características de centrales de este tipo:

Tabla 6.4: Costos y detalles de distintas centrales solares termoeléctricas con cilindros parabólicos.[28]

		EE.UU		España		
		Nevada Solar One	Solana	Andasol 1-2-3	Extresol 1	Solnova 1
Capacidad	MW	64	280	50	50	50
Factor de capacidad	%	26%	40%	41%	40%	26%
Costo/MW	MMUS\$	4,15	3,60	8,78	12,00	8,05
Hectareas/MW	Ha	2,5	2,7	4	4,5	5,5
O&M	US\$/kWh	20%	20%	--	--	--
Almacenamiento		30 min	6 hrs	7,5 hrs	7 hrs	30 min
Estado		Construido	Proyectado	En construcción	Proyectado	Proyectado

Los precios presentados son los costos de implementación de dichas centrales en esos países considerando que son ellos mismos quienes desarrollan la tecnología; en cambio, los proyectos de Andasol 1 (ya construidos) y Andasol 2 y 3 (en construcción) son los valores dados por la empresa sobre ellos. Extresol 1 está desarrollado por Cobra y Solnova 1 combina un sistema de reserva mediante gas natural del orden del 15%. En cuanto a los sistemas de almacenamiento, los que se realizan con los ciclos de vapor son del orden de los 30 min, mientras que los demás cuentan con sistemas de almacenamiento de sal fundida. Todas estas centrales se encuentran ubicadas en zonas de alta radiación solar por sobre los 2.700 kWh/m² anuales comparables con las existentes en el norte del país.

Los sistemas solares con cilindros parabólicos se componen de un campo solar compuesto por los heliostatos, que representan los costos más importantes, los sistemas de transferencia de calor (Heat Transfer Fluid o HTF), todo el complejo de la turbina a vapor y conversión de la electricidad; se agregan los costos por BOP (balance of plant, equipos mecánicos y eléctricos anexos para la operación del campo solar y de la planta), obras civiles, costos de ingeniería y planeamiento. De acuerdo a proyecciones de EE.UU y otros antecedentes recolectados se consideran las siguientes distribuciones de costos.

Tabla 6.5: Distribución de costos presentes y proyectadas en base a distintos antecedentes.[17]

Distribución de costos esperada según proyecciones en California	Otros Antecedentes.			
	2007	2015	Sin /Alm	2008
Campo Solar	46,7%	42,5%	45%	44%
Equipos Eléctricos	7,8%	9,0%	13%	12%
Obra civil	0,5%	0,4%	3%	3%
BOP	4,6%	5,2%	7%	-
HTF System	2,0%	2,1%	7%	8%
Sistema almacenaje	11,7%	14,2%	--	19%
Contingencias	6,2%	6,0%	7%	6%
Costos Indirectos	20,5%	20,5%	18%	8%
Costos Directos	79,5%	79,5%	75%	67%
Costos O&M (% Costo inversión)	1,36%	1,33%		

Las proyecciones de California se consideraron sin un sistema de respaldo mediante gas natural, tecnología aún incipiente, y con un periodo de almacenamiento de 6 horas. De no instalar un sistema de almacenaje el factor de planta de la central se reduce en un 14%, tal como se observa al comparar el factor de capacidad de las centrales que baja de un 40% a un 26% por el uso de sistemas de sales fundidas. El costo más importante es sin duda el de los heliostatos, que constituyen casi la mitad de los costos de la planta.

En cuanto a los costos de instalación no es posible obtener un marco de referencia nacional claro dada la divergencia de los datos de centrales americanas con las españolas, pero se puede concluir que estas se encuentran entre los 4500 a los 8500 MMUS\$/MW instalado.

En cuanto a sus costos de operación y mantenimiento fluctúan entre el 1,5% y el 2% de la inversión por MW instalado. Estas centrales tienen una disponibilidad del 99%.

6.1.1.4. Centrales Hidráulicas Pequeñas

El desarrollo de las centrales hidráulicas presentan las típicas economías de escala que hacen más costoso el MW instalado a medida que la capacidad de la central es más pequeña, para centrales menores a 20 MW los costos son significativamente más altos que construir una central hidráulica convencional de potencia superior a 100 MW, por ejemplo, con la utilización de embalses. En la evaluación económica se supondrá el diseño de centrales de pasada ya que son las más comunes para potencias menores a 20 MW.

Para una instalación nueva se debe considerar las obras previas de prospección del recurso hidráulico; las obras civiles de tuberías, canales y casa de máquina; los equipos electromecánicos y los costos de ingeniería, montaje. Sin embargo, estos pueden ser muy variables considerando la dificultad de la obra civil o los accesos para instalar la central en la zona; pese a ello se puede estimar porcentualmente la distribución de costos de los aspectos anteriormente mencionados.

Tabla 6.6: Distribución típica de costos de una central hidráulica.

Distribución de Costos	
Obra Civiles	45%
Equipos Mecánicos	30%
Equipos Eléctricos	10%
Otros Costos (ingeniería y prospección del recurso)	15%

Por otro lado, dado que este tipo de centrales se han utilizado por más de 50 años es que muchas centrales hidráulicas de menor capacidad se encuentran en desuso y actualmente están siendo rehabilitadas o modernizadas utilizando la obra civil de base y expandiendo su capacidad mediante cambios en tuberías, turbinas y generadores. Los costos de rehabilitar centrales es bastante menor en comparación a construirlas desde cero, básicamente porque para diseñar una central desde cero es necesario realizar estudios preliminares que determinen las zonas con mayor prospección y el potencial extraíble además de los costos de instalación. Para cuantificar centrales rehabilitadas se usará como base el valor de la inversión de una central nueva descontando o proporcionando cada aspecto de ella que se va a modernizar o rehabilitar considerando la distribución de costos aproximada de estas tecnologías.

Para determinar los costos por MW instalado de una central nueva se considerarán los otros proyectos actualmente en desarrollo o en proyección de centrales hidráulicas a pequeña escala.

Tabla 6.7: Proyectos actualmente en SEIA de centrales hidráulicas menores a 20 MW.[41]

Proyectos Aprobados por SEIA	Región	Potencia Instada [MW]	Inversión [MMUS\$]	Inversión unitaria [MMUS\$/MW]
Río Nalcas	X	3,5	12,0	3,43
La Paloma	IV	4,5	8,0	1,78
El Manzano	IX	4,7	7,4	1,57
Dongo	X	5,0	9,0	1,80
Río Blanco Rupanco	X	5,5	15,0	2,73
Tacura	IX	5,9	5,2	0,88
San Clemente	VII	6,0	12,0	2,00
Ensenada - Río Blanco	X	6,8	12,0	1,76
Guayacán	RM	10,0	17,4	1,74
Palmar - Correntoso	X	13,0	20,0	1,54
Río Blanco Hornopiren	X	18,0	25,0	1,39
Carilafquén - Malalcahuello	IX	18,3	28,0	1,53
Casualidad	XIV	21,2	35,0	1,65
San Andrés	VI	23,5	38,0	1,62
El Paso	VI	26,8	51,8	1,93
Trupán	VIII	36,0	42,0	1,17
Precio promedio				1,78

Se supondrá en la evaluación económica centrales nuevas considerando que los estudios de Anglo American contemplan la modernización de una central y no existen otras obras previstas. Los costos de inversión se sensibilizarán entre 1500 y 2500 MMUS\$/MW. Los costos de operación son relativamente nulos dado que estas centrales presentan tareas menores de operación, incluso pueden automatizarse desde otra central ya construida en forma remota y las tareas de mantenimientos se encuentran claramente definidas dada la experiencia en la operación de dichas centrales y se supondrá como un 1,5% de la inversión inicial; en cuanto a la disponibilidad de las centrales hidráulicas se consideraron las tasas de indisponibilidad programada de centrales de similar capacidad ya instaladas en el CDEC calculando una indisponibilidad del 3% al año.

6.1.1.5. Costos Medios de Tecnologías

Para determinar las estrategias globales de inversión en tecnologías renovables es que se estudiaron los costos medios de cada tecnología en relación a sus costos de inversión, de operación y mantenimiento, las horas de funcionamiento, el periodo de vida y los factores de planta esperados.

Los costos de inversión establecidos anteriormente se sensibilizaron en un caso base (CB1) y un caso favorable de menor costo (CF1) y otro desfavorable de mayor costo (CD1).

Tabla 6.8: Valores de inversión, operación para determinar costos medios de tecnologías.

Datos para evaluación		Eólica	Fotovoltaica	Solar Térmica	Hidráulica
Costo de inversión [MMUS\$/MW]	CF1	1,8	4,0	4,5	1,5
	CB1	2,0	4,5	6,0	1,8
	CD1	2,5	5,5	8,0	2,2
Costos operacionales [MMUS\$/MW] anuales		3%	3%	1,50%	1,5%
Horas de disponibilidad		8585	8716	8716	8410
Periodo de vida		20	25	25	40

Dado que las centrales en base a las tecnologías eólicas, solares e hidráulicas dependen de la correcta dimensión de sus recursos y de condiciones climáticas y geográficas es que se puede esperar variaciones en sus factores de planta. Para la evaluación de los costos medios se sensibilizaron al igual que la inversión en casos base, favorable y desfavorable (CB2, CF2 y CD2 respectivamente).

Tabla 6.9: Factores de plantas sensibilizados según característica del recurso asociado.

	Eólica	Fotovoltaica	Solar Térmica	Hidráulica
CF2	32%	20%	40%	65%
CB2	30%	18%	30%	60%
CD2	25%	15%	26%	55%

En el caso de la tecnología eólica, las variaciones dependen directamente de la certeza de las mediciones de viento obtenidas: un horizonte menor de datos, medición en un punto no comparable a la instalación final de los equipos o una mala ubicación final de los equipos pueden disminuir drásticamente los factores de planta a obtener.

La energía solar, es la que presenta variaciones dependiendo de la complejidad de los equipos que se instalen y de los sistemas de almacenamiento escogidos, en el caso de la tecnología fotovoltaica, esta depende casi directamente de la calidad de la celda fotovoltaica y sus sistemas de rastreo; en el caso de la energía solar termoeléctrica, la variable fundamental es el tipo de material para la transferencia de calor, el sistema de almacenamiento (horas versus minutos) y si tiene un sistema híbrido asociado.

La energía hidráulica, depende de las condiciones hidrológicas de la cuenca, pudiendo presentarse años húmedos, medios y secos, sin embargo, los factores de planta se han sensibilizado en relación a hidrologías medias, dependiendo de la ubicación del recursos y origen de sus afluentes.

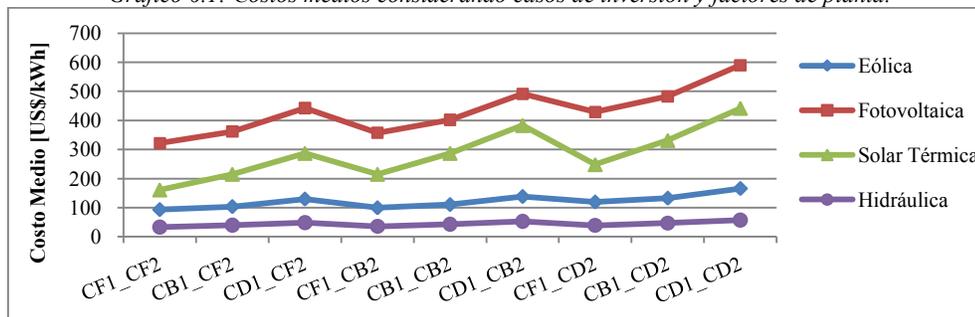
Para el cálculo de los costos medios de la tecnología se utilizó la siguiente metodología de cálculo.

Tabla 6.10: Cálculos para determinar los valores medios por tecnología.

Variable	Ecuación
Factor de Planta [%]	FP
Vida útil. [Años]	n
Tasa de descuento [%]	i
Potencia [MW]	P_{nom}
Horas de disponibilidad	h_{disp}
Inversión Unitaria [US\$/MW]	Inv_{uni}
Inversión Bruta [MMUS\$]	$Inv_{tot} = P_{nom} * Inv_{uni}$
Generación anual [GWh]	$Gen = P_{nom} * FP * h_{disp} / 1000$
Inversión Anualizada [MMUS\$/año]	$Inv_{an} = Inv_{tot} \frac{i(1+i)^n}{((1+i)^n + 1)}$
Costo fijo de Inversión [MMUS\$/GWh]	$CF_{inv} = Inv_{an} / Gen$
Costo de Operación y Mantenimiento ([MMUS\$/MW]	Op
Costo OyM [MMUS\$/año]	$Cp_{tot} = Inv_{tot} * Op / 1000$
Costo OyM/Generación anual [US\$/MWh]	$CF_{op} = Cp_{tot} / Gen * 1000$
Costo Variable Total [US\$/MWh]	CV
Costo Medio [US\$/MWh]	$C_{med} = CF_{inv} + CF_{op} + CV$

En esta evaluación no se han incluido los costos de conexión suponiendo dimensiones similares para cada uno y no contribuyen a la comparación de costos medios. Los datos se calcularon mezclando los casos de inversión y factores de planta, por lo que las mediciones están representadas por el caso de inversión considerada, variable 1, y por el factor de planta, variable 2.

Gráfico 6.1: Costos medios considerando casos de inversión y factores de planta.



Como se observa se obtienen distintos datos dependiendo de las conjugaciones de inversión y factor de planta. El peor caso está representado por la más costosa inversión y menor factor de planta (CD1_CD2); en tanto que la más favorable la presenta el caso (CF1_CF2) con menor inversión y mejor factor de planta.

De los datos se observa que las tecnologías sin importar sus variaciones de precio y factor de planta sus costos medios son menores para las centrales hidráulicas, seguidas por las centrales eólica, solares termoeléctricas y fotovoltaica. Siendo esta última la más costosa dado que tiene una inversión levemente inferior a las térmicas solares pero su factor de planta aún es demasiado bajo para viabilizar una inversión de este tipo. De este modo, las centrales con mejores proyecciones de desarrollo actual en el mercado chileno son las tecnologías hidráulicas de pequeña escala seguida de las eólicas; ambas inversiones se hacen comparativas si el recurso hidráulico requiriera una inversión superior a los 2 MMUS\$/MW instalado, considerando que las centrales eólicas tiene un factor de planta un 50% peor lo que determina a priori su mayor costo.

6.1.2. Costos de conexión y líneas de transmisión

Dichos costos varían significativamente según la planta determinada, pero en la evaluación económica se supondrá que se conectan las centrales a redes de 110 kV y que se instala un mínimo de 5 km de líneas de transmisión.

Tabla 6.11: Costos típicos para la conexión a redes de transmisión.

Nivel de tensión		220kV	110kV	66kV
Central Elevadora [MMUS\$]	CB	2,0	1,0	0,7
	CD	2,5	1,3	0,9
Costo de Líneas	MMUS\$/km	0,40	0,28	0,15

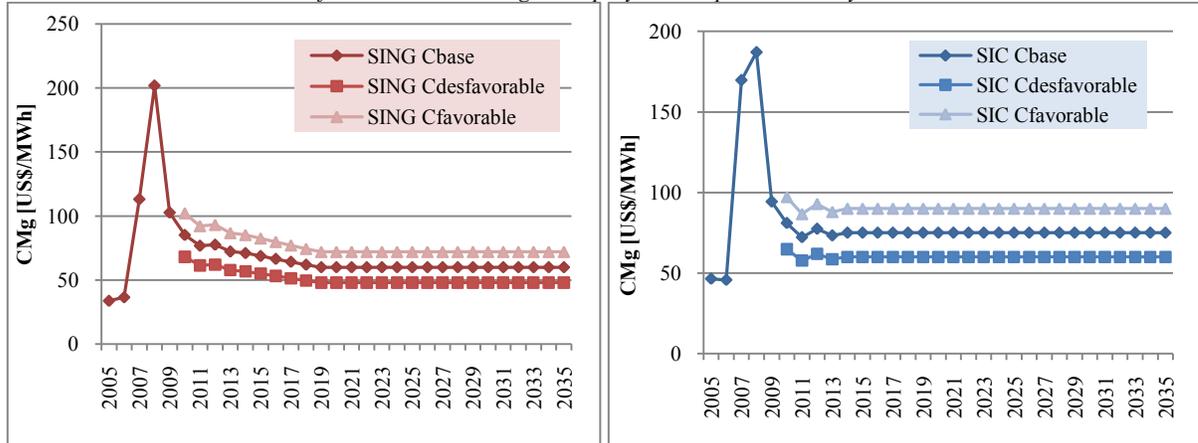
6.1.3. Antecedentes de los sistemas eléctricos SIC y SING

Para la evaluación de los modelos es necesario contar con ciertos datos generales que permitan valorar la energía y atributo de la energía instalada o contratada. Para lo cual se considerarán costos marginales de los dos sistemas principales, precios de nudo, cálculo de pago por peajes, costos de operación por ingresar al CDEC, métodos de cálculo de potencia firme, inversión para ingresar a MDL y precio de CERs esperados; además proyecciones de precios de venta de energía y costos de multas por cuotas ERNC.

6.1.3.1. Costos marginales proyectados

Los costos marginales promedio anuales se obtuvieron de los datos del informe de precios de nudo para el SIC y SING para abril del 2009 y fueron proyectados con una regresión lineal para el SIC y estabilizándolo en 62 US\$/MWh y de 70 US\$/MWh para el SING y SIC respectivamente para efectos de evaluación económica.

Gráfico 6.2: Costos Marginales proyectados para el SING y SIC.



6.1.3.2. Cálculo de peajes

Al no tener centrales reales a dimensionar y considerando que se quiere sólo un valor estimativo de los costos por uso de líneas de transmisión, es que se consideró dependiendo de la ubicación y tecnología el porcentaje asociado a la división en función de los ingresos operacionales de la central.

Tabla 6.12: Porcentaje de peaje asociado por ubicación de divisiones de Anglo American. [25]/[24]

	Barra de medición	Fp de Potencia	Fp de Energía	Sector	% asociado	
Los Bronces	SIC	Polpaico220	1,000	1,022	AIC	8%
El Soldado	SIC	Cnavia110	1,097	1,086	AIC	8%
Chagres	SIC	Qullota220	0,980	1,000	AIC	8%
Mantoverde	SIC	DAlmagro220	1,098	1,129	Sbtx	12%
Mantos Blancos	SING	Mantos Blancos	0,964		Troncal	8%

De acuerdo a lo anterior, centrales hidráulicas y eólicas se considerarán con un porcentaje de peajes asociados a los ingresos de operación de un 8% (desarrollándose en Los Bronces, El Soldado y Chagres); en tanto, que la tecnología solar que se desarrolla en Mantoverde o Mantos Blancos se considera con un 12% y un 8% respectivamente.

6.1.3.3. Costos de operación en CDEC

El nuevo decreto de operación, composición y financiamiento de los CDEC's implica pagar los costos anuales presupuesto del CDEC en la proporción de su participación en él. Para el caso de las centrales formuladas en la evaluación no superan los 300 MW, por lo que le corresponde pagar el 20% del presupuesto a prorrata de los ingresos operacionales a prorrata de todos los generadores con menos de 300 MW instalado.

Para realizar una aproximación a los ingresos operacionales se calculó la generación esperada a producir aplicando factores de planta a la potencia instalada de por cada de las empresas generadoras menores a 300 MW; de este modo, se determinó un pago aproximado a cada MWh producido en base a dicha información. En

las centrales hidráulicas y eólicas se consideró un factor de planta de un 60% y un 25% respectivamente. Para las centrales de biomasa se consideró un factor de planta del 50% considerando una menor disponibilidad del recurso. En el caso de las centrales térmicas se consideró un factor de planta del 15%, ya que se despachan menos en la operación normal del SIC por su menor envergadura.

Tabla 6.13: Presupuesto anual calculado en base a potencia total de generadores menores 300 MW.

CDEC		2007	2008
Presupuesto CDEC-SIC	MM\$	2.229,41	1.933,25
Dólar	US\$	522,69	521,79
Presupuesto CDEC-SIC	MMUS\$	4,27	3,71
% Presupuesto Gen Pequeños	MMUS\$	0,85	0,74
Potencia Inst por gen Pequeños	MW		2.111,00
Gen Esperada	GWh		3.965,21
Costo por GWh producido	US\$/MWh		0,19

Cabe destacar, que si bien la metodología no es la más exacta sí permite dimensionar el orden de magnitud de pago por permanencia en el CDEC.

6.1.3.4. Precios de nudo

Para la evaluación y comparación de precios es que se consideraron en la evaluación económica los precios de informes de nudo de Abril del 2009; calculado en sus barras de referencias.1

Tabla 6.14: Precios de informes de precios de nudo a Abril del 2009 (SIC y SING). [24]/[25]

	Precio Nudo de Potencia		Precio Nudo de Energía	
	\$/kW/mes	US\$/kW/mes	\$/kWh	US\$/MWh
SIC	5.234,98	8,829	46.885	79,073
SING	5.053,19	8,522	50.235	84,724
Barra referencia	Polpaico	Encuentro	Quillota	Crucero

6.1.3.5. Cálculo de potencia firme

Ya que no existen procedimientos claros para determinar la potencia firme de las centrales eólicas y solares es que utilizó la siguiente aproximación para determinar un factor de potencia firme, en función de la potencia máxima o nominal, el factor de planta asociado y el factor de demanda del sistema correspondiente.

$$FP_{firme} = \frac{P_{firme}}{P_{nom}} = F_d * FP \quad (14)$$

(El factor de demanda se considera como el cociente entre la demanda máxima del sistema y la capacidad instalada total. Para este caso se utilizaron valores al 2008:

Tabla 6.15: Datos del sistema para cálculo aproximado de potencia firme de centrales ERNC.

Sistema	Cap Inst	Dda Max	Fd
SIC	9.385,7	6.147,1	0,655
SING	3.601,9	1.897,0	0,527

Con lo anterior, en función a los factores de plantas sensibilizados en casos base, desfavorable y favorable se obtuvo el siguiente rango de factores de potencia firme, lo que fue contrastado con los valores típicos esperables de estas tecnologías.

Tabla 6.16: Potencia firme asociada a cálculo simplificado y casos sensibilizados.

Casos	Eólica	Fotovoltaica	Solar Térmica	Hidráulica
Estimada	20%	10%	25%	56%
CF	21%	13%	26%	
CB	20%	12%	20%	
CD	16%	10%	17%	

Para las centrales hidráulicas se compararon potencias firmes de centrales menores a 40 MW para obtener un factor de potencia firme típico. Para el caso de la solar térmica, se han considerado en los mejores casos con sistemas de almacenamiento de modo de mejorar dicho factor.

Para la evaluación económica se utilizarán los valores estimados para simplificar el análisis.

6.1.3.6. Cálculo de ingresos por MDL

Existen costos asociados a pasar por las etapas del ciclo de MDL, obteniendo los siguientes valores de inversión promedio dependiendo de la cantidad de emisiones que se generen, los proyectos menores a 15 MW clasifican como proyectos de pequeña escala.

Tabla 6.17: Costos de inversión en ingreso de proyectos a MDL.[21]

Emisiones [tonCO ₂ e]	min [US\$]	max [US\$]	Gran Escala prom [US\$]	Pequeña Escala prom [US\$]
<= 15,000	40.007	86.750	63.378	52.620
> 15,000 y <= 50,000	45.007	91.750	68.378	57.620
> 50,000 y <= 100,000	50.007	96.750	73.378	62.620
> 100,000 y <= 200,000	55.007	101.750	78.378	67.620
> 200,000	65.007	111.750	88.378	77.620
Monitoreo	0,05%	5%	2,5%	
Verificación y monitoreo	3.000	15.000	9.000	

La última columna tiene que ver con los costos anuales de certificación de cuotas y visitas de monitoreo, dada la naturaleza del proyecto se consideraron del 2% anual sobre las emisiones certificadas y una visita de monitoreo al año.

Para calcular los precios de ventas de CERs se consideraron estadísticas y tendencias de los dos últimos años, los precios hasta ahora habían tendido a la baja, situación acrecentada por la crisis de los mercados del 2008-2009 que no ha permitido una recuperación de los precios anteriores. El valor de las CERs está determinado por quien las compra y el tipo de proyecto que reduce emisiones.

Tabla 6.18: Precios de Contrato CERs[23]

Precio de venta de CERs	Min [US\$/tonCO ₂ e]	Max [US\$/tonCO ₂ e]	Promedio [US\$/tonCO ₂ e]
2007	9,6	17,9	13,7
2008	11,7	23,3	12,0
2008 – Crisis	8,7	11,7	7,0
Estimación			9,5

Fuente: Carbon Finance

Para la evaluación se hizo un promedio entre los datos antes de crisis y después de crisis del 2008, por lo que los bonos de carbono se venderán a 9,5 [US\$/tonCO₂e].

6.1.3.7. Precios de contrato de energía y cuotas ERNC.

La variable más importante de la evaluación económica es el precio de venta de la energía ERNC, la cual está compuesta por la energía que se instala o contrata más un valor al atributo que certifica cuotas. Un generador ERNC querrá valorar su inversión de acuerdo al ingreso de operación, pero mayormente, por sus ingresos comerciales que son los que aseguran la inversión y su financiamiento.

Para la evaluación económica si considerará el siguiente precio final de la energía, o precio de largo plazo más un valor al atributo por el valor de la cuota ERNC como el valor de la multa, en el caso de no cubrirla con generación ERNC contratada o propia.

La multa es de 0,4 UTM para los dos primeros años, si se continúa con el incumplimiento pasa a 0,6 UTM, para la evaluación se considerará la venta del atributo al valor de la multa, como valor comparativo.

Tabla 6.19: Precios de multa en US\$ y valor futuro de la energía.[43]

	Multa [UTM]	Atributo [US\$/MWh]	Atributo + Energía [US\$/MWh]
Incumplimiento de 1 a 2 años	0,4	26,9	101,9
Incumplimiento por 3 años o más	0,6	40,3	115,3
UTM (Valor mensual a Sep-09) [\$]	36.863		
US\$ (Promedio a Sep-09) [\$]	549		
Precio futuro proyectado [US\$/MWh]	75		

6.1.4. Antecedentes comunes para la evaluación.

Para determinar los flujos de caja de cada evaluación, en los que se busca determinar el precio de contrato necesario para rentabilizar la inversión y el rango de precios de contrato que pueden obtenerse dependiendo de la venta de energía y atributo ERNC o sólo del atributo.

Dichos antecedentes son principalmente, la depreciación de las inversiones, tasa de descuento, capital de trabajo e impuestos a la inversión. Todas las evaluaciones se considerarán para un horizonte de evaluación de 20 años.

6.1.4.1. Depreciación y valor residual de la inversión

La depreciación de los equipos los determina el SII (Servicio de Impuestos Internos) pudiendo aplicarse una depreciación lineal o lineal acelerada. En este caso se consideró la segunda, diferenciando entre la inversión de los equipos de generación y la de los equipos de conexión; considerando como vida útil 10 y 20 años, y considerando una depreciación acelerada se reduce a 3 y 6 años respectivamente.

Para calcular el valor residual se considera la vida útil de cada tecnología en comparación al periodo de evaluación de la inversión, considerado en 20 años, es decir, de tener un equipo una vida útil menor al periodo de evaluación el valor residual sería nulo, de ser mayor la diferencia se calcula en base a depreciarlo por la vida útil y multiplicar esa depreciación por los años no considerados en la evaluación.

$$Vr = Inv_{tot} * \frac{Vida\ útil - 20}{Vida\ útil} \quad (15)$$

De este modo, la inversión en conexión de las centrales se considera con un $Vr = 0$, en tanto para el resto de las tecnologías:

Tabla 6.20: Valor residual de las inversiones tecnológicas.

Datos para evaluación		Eólica	Fotovoltaica	Solar Térmica	Hidráulica
Costo de inversión [MMU\$\$/MW]	CF1	1,8	4,0	4,5	1,5
	CB1	2,0	4,5	6,0	1,8
	CD1	2,5	5,5	8,0	2,2
Periodo de vida	años	25	25	25	40
Valor Residual [MMU\$\$/MW]	CB1	0,4	0,9	1,2	0,9

6.1.4.2. Impuestos

En la evaluación económica se considerará además el impuesto de primera categoría sobre las utilidades netas de la empresa, el que corresponde al 17%. No se considerarán impuestos a la inversión pero se sensibilizará en función al costo total de inversión.

6.1.4.3. Capital de trabajo

Se entiende como los recursos necesarios para el funcionamiento del proyecto antes de recibir utilidades, implican costos de mano de obra, operación, administración y ventas. Este valor se considerará como el correspondiente a dos años de costos de operación y mantenimiento de las centrales consideradas.

6.1.4.4. Ingresos y Egresos del flujo de caja.

Para estudiar cada tecnología a estudiar se establecieron flujos de caja puros, sin considerar financiamiento externo, considerando que son los propios inversionistas los que financian el proyecto.

Se consideraron los ingresos por la comercialización en el mercado SPOT (ingreso operacional); los ingresos comerciales, de acuerdo a las relaciones contractuales existentes; los ingresos por venta de CERs; ingresos por venta de atributo ERNC.

Por otro lado, se consideran los costos por permanencia en el CDEC, los costos por operación y mantenimiento, y los costos por monitores de certificación de CERs; los costos variables se consideran nulos ya que dependen de un recurso natural.

Tabla 6.21: Fórmulas para el flujo de caja general

Datos	Fórmulas
Ingreso operacional	$IO = [Gen * (Cmg - CV) + P_{nom} * FP_{firme} * p_{nudopot} * f_p * 12] * (1 - \%_{peaje})$
Ingreso comercial	$IC = Gen * (p_{contrato} - p_{energía})$
Ingreso por CERs	$I_{MDL} = Gen * FE * p_{MDL}$
Ingresos por cuotas ERNC.	$I_{ERNC} = Gen * p_{multa}$
Costos de CDEC	$C_{CDEC} = Gen * p_{CDEC}$
Costos de O&M	$C_{O\&M} = P_{nom} * p_{O\&M}$
Costos de CERs	$C_{MDL} = 0,009$
Costos variables	$CV = 0$
Inversión Total	$Inv_{tot} = P_{nom} * Inv_{uni} + Inv_{sub} + Inv_{Tx} * L_{Tx}$

Siendo:

- Gen = generación esperada [MWh].
- Cmg = costo marginal previsto [US\$/MWh].
- $p_{nudopot}$ = precio de nudo de potencia [US\$/kW/mes].
- f_p = factor de penalización [%].

$\%_{peaje}$	= peaje asociado a las intermediaciones de la división [%].
$p_{contrato}$	= precio monómico de contrato de suministro [US\$/MWh].
$p_{energía}$	= precio de nudo de energía [US\$/MWh].
FE	= factor de emisión de sistema interconectado [%].
p_{MDL}	= precio de venta de emisiones de CO ₂ e [US\$/tonCO ₂ e].
p_{multa}	= precio de venta de atributo ERNC [US\$/MWh].
p_{CDEC}	= costos de CDEC por MW producido [US\$/MWh].
$p_{O\&M}$	= costo de operación y mantenimiento por MW instalado [US\$/kW].
Inv_{sub}	= inversión en subestación elevadora según nivel de tensión a instalar [MMUS\$].
Inv_{Tx}	= inversión en línea de transmisión por km instalado [MMUS\$/km].
L_{Tx}	= largo de línea de transmisión [km].

En cada flujo de caja se evaluará de acuerdo a los indicadores de VAN, TIR e IR (índice de rentabilidad o razón de costo/beneficio) la que se medirá como la rentabilidad de los proyectos para cada caso.

En cuanto a la venta de cuotas ERNC estas pueden presentar variaciones de modelo en modelo, dado que depende de cómo la empresa valore el atributo ERNC.

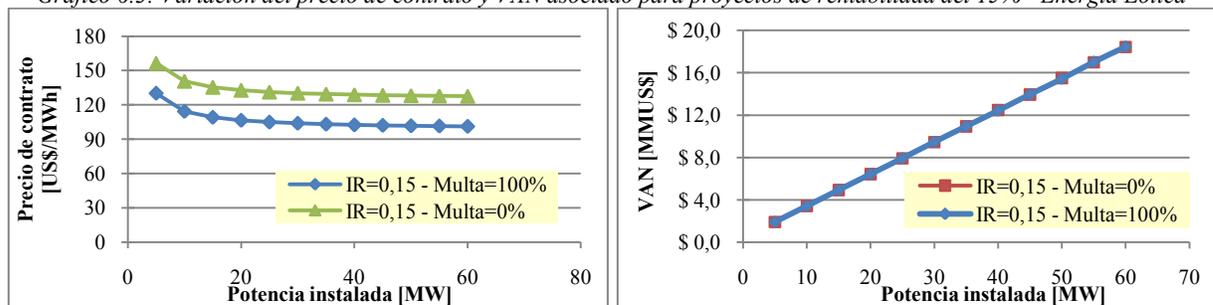
6.2. Evaluación económica preliminar de tecnologías

Para comparar las tecnologías estudiadas se realizó un estudio preliminar sobre sus costos y condiciones de desarrollo, para ello se realizaron flujos de caja por tecnología, desde la perspectiva de un suministrador de energía que quiere establecer la viabilidad de sus proyectos de inversión bajo distintas condiciones del mercado con el objetivo de calcular los precios de contrato de suministro mínimos para viabilizar la inversión o asegurar una tasa de rentabilidad mínima. Para viabilizar la inversión se consideraron proyectos con VAN positivo, dichos precios de contratos se consideran precios de flote, ya que determinan los ingresos comerciales mínimos para asegurar parte de su suministro y por ende asegurar que la inversión se recuperará. Pero para las evaluaciones posteriores es necesario medir los proyectos frente a una rentabilidad mínima, considerada del 15% para este estudio. Dichos datos se contrastan con variaciones en los costos marginales y la presencia de economías de escala por tecnología.

6.2.1. Energía Eólica

Considerando los valores anteriores se calculan los precios de contratos para asegurar una rentabilidad del 15% para distinta capacidad de escala.

Gráfico 6.3: Variación del precio de contrato y VAN asociado para proyectos de rentabilidad del 15% - Energía Eólica



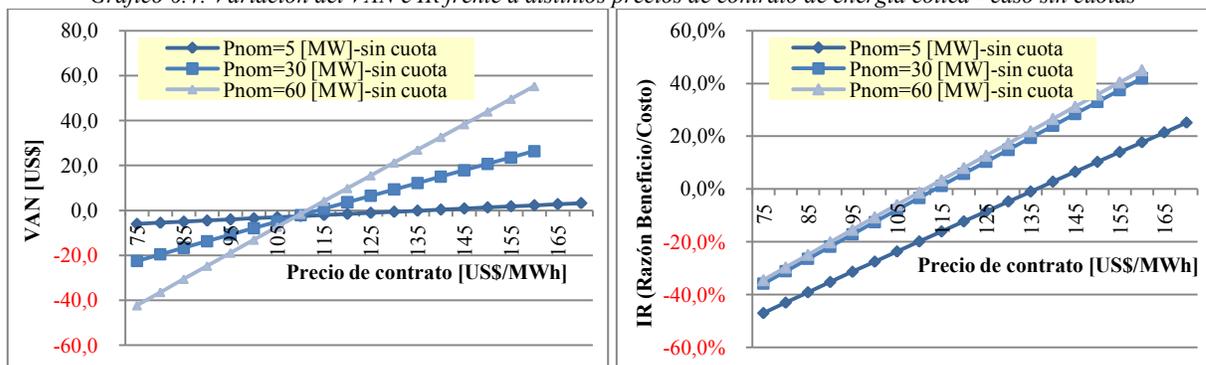
El gráfico de la izquierda representa la variación del precio de contrato frente a la potencia instalada la que disminuye desde los 5 MW a los 20 MW y se mantiene en un rango constante entre los 30 y los 60 MW. Se consideraron en la evaluación el caso de no aplicar multas, es decir, de no valorar el atributo, frente a darle el

valor de la multa de 0,4 UTM. De lo anterior se destaca que la inversión se rentabiliza a un precio inferior, pero supone que los atributos y la energía se venden por separado, es el caso de una empresa que traspase el costo de la multa a sus clientes finales.

Por otro lado, el gráfico de la derecha representa la variación del VAN frente al precio de contrato en el que flota la energía, se observa que si bien frente a una misma rentabilidad un proyecto de mayor envergadura entrega mayores beneficios que uno de menor escala.

Para observar en detalle los precios de flote de las tecnologías es que se estudiará en particular la variación del VAN frente a distintos valores de contratos para centrales de 5 MW, 30 MW y 60 MW; esto se compara en paralelo con la variación de su rentabilidad (a través del IR).

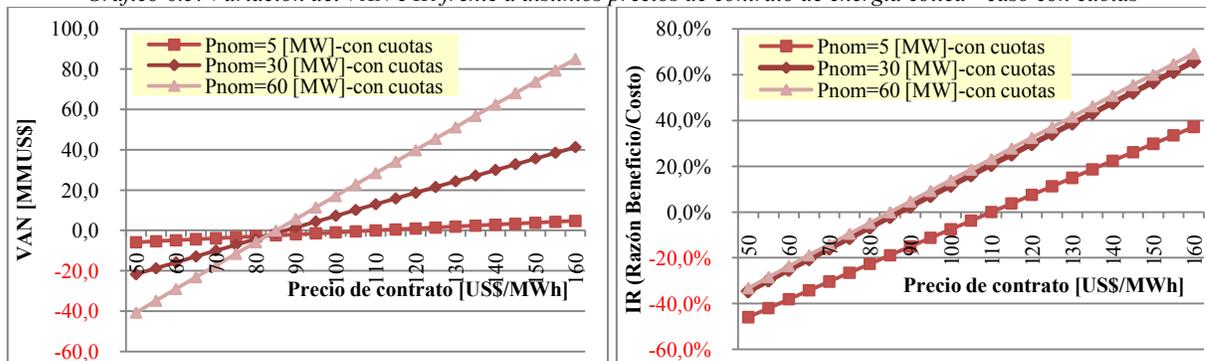
Gráfico 6.4: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato de energía eólica - caso sin cuotas



En este caso, se consideró que no cobra el atributo de manera diferenciada sino que se considera el precio de flote frente a comercializar la energía sin cuotas de ERNC. Se obtuvo un precio de flote distinto para la central tipo de 5 MW en comparación con la de 30 MW y 60 MW; ya que la primera tiene un precio de flote superior a los 135 US/MWh, en comparación con el precio entre los 105 y 115 US\$/MW, de las tecnologías de mayor capacidad. La rentabilidad esperada de los proyectos de menor escala también es menor en comparación con las de mayor potencia; el valor de contrato para una rentabilidad cerca al 15% es entorno de 125 US/MWh para los proyectos de gran envergadura y de 155 US/MWh para el proyecto más pequeño.

Luego, considerando el caso en que se comercie el atributo ERNC como el precio de la multa de 0,4 UTM se obtiene:

Gráfico 6.5: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato de energía eólica - caso con cuotas

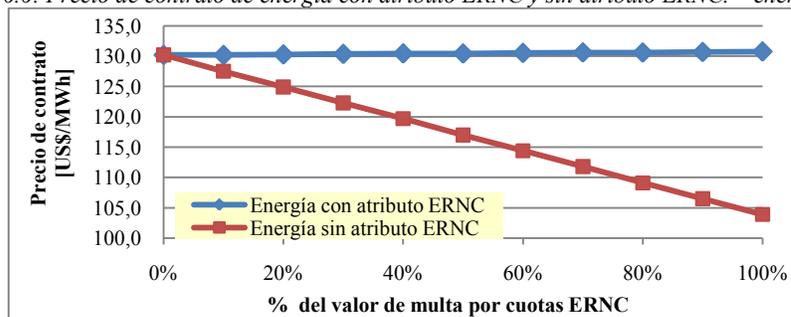


En este caso, de valorizar los atributos ERNC de manera diferenciada, considerando que la empresa negocie los atributos al valor de la multa se obtiene un precio de contrato menor para la energía, la que no cuenta con el atributo, ya que se paga de manera diferenciada. En este caso, se observa que los precios de flote bajan a un 80

US/MWh para los proyectos de 30 MW y de 60 MW y de 105 US/MWh para el proyecto de 5 MW. En este caso se observa que para una rentabilidad del 15% el precio de contrato se encuentra en 105 US/MWh y 130 US/MWh para proyectos grandes y pequeños respectivamente. Sin embargo, este valor no toma en consideración el valor del atributo que es lo que buscan los clientes al adquirir este tipo de tecnología en sus contratos de suministros. Dado lo anterior al sumarle el valor del atributo se obtiene un precio final de la energía de un valor similar al evaluar la tecnología sin el pago de cuotas ERNC.

Considerando un proyecto típico de energía eólica de 30 MW, se calcularon para distintos porcentajes del valor de la cuota de 0,4 UTM el precio de contrato para un proyecto con una rentabilidad del 15%. Donde al 0% representa valorizar el proyecto sin considerar cuotas y al 100% al considerar comerciar la energía al valor de la multa; es decir, al 50% el atributo ERNC se valoriza a la mitad del valor de la multa.

Gráfico 6.6: Precio de contrato de energía con atributo ERNC y sin atributo ERNC. – energía eólica



En consecuencia, si se compara el precio final de la energía agregando el valor del atributo el precio de contrato bordea al valor de la evaluación sin considerar cuota ERNC, en torno a los 130 US\$/MWh. Sin embargo, un generador podría tener un contrato sólo por una porción de la energía pudiendo vender sus excedentes a otros generadores de modo que obtendría un ingreso extra que puede ser valorizado al precio de la multa y de este modo poder acceder a un precio de contrato menor. Desde el punto de vista del consumidor, para el caso de la energía eólica, puede ser más conveniente pagar el precio de multa si se compara el valor final de la energía con atributo al precio de largo plazo de 75 US\$/MWh; en este caso la energía eólica tiene un valor extra de 55 US/MWh.

El gráfico anterior puede estudiarse de otro punto de vista, considerado que el porcentaje corresponda a la cantidad de energía excedentaria valorizada al precio de multa en vez de un valor parcial de ella, en ese caso, de tener un excedente de ERNC del 40% de la energía a certificar, el suministrador podría adquirir un contrato de 120 US\$/MWh ya que vende un 40% de su energía como atributo a otro generador de los sistemas afectos.

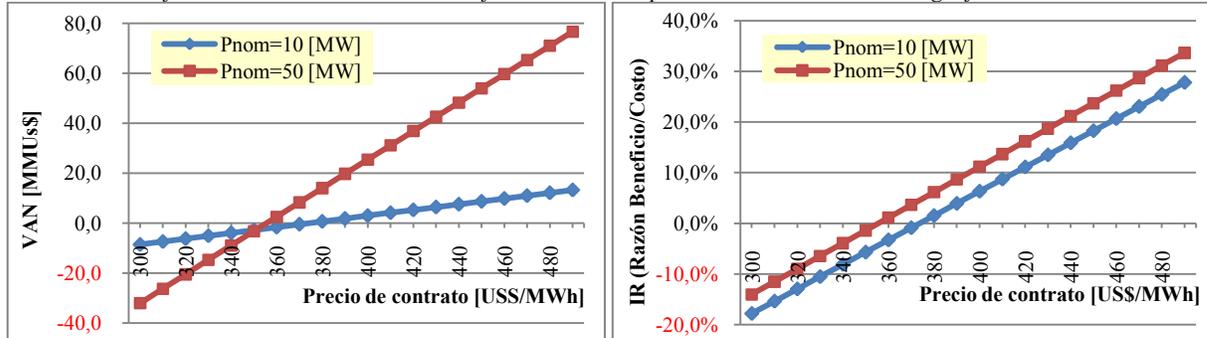
6.2.2. Energía Solar

Dadas las características de este tipo de energía: que tienen un alto costo de inversión, en comparación con las otras dos tecnologías estudiadas; son las que presentan los costos medios más altos en comparación a las dos tecnologías anteriores; es que este estudio permite determinar los precios de flote de estas tecnologías y si son competitivos con las condiciones de mercado actuales. Ambas tecnologías se evaluaron suponiendo su instalación en el SING, ya que presenta un costo marginal menor y un mayor reconocimiento de cuotas CER's. En las evaluaciones se supuso además la venta separada del atributo ERNC.

6.2.2.1. Generación fotovoltaica

Esta tecnología es la que presenta los mayores costos medios, principalmente, por su bajo factor de planta; se considerarán dos tipos de centrales: una central piloto de 10 MW y otra de 50 MW para observar si presentan economías de escala. Calculando el VAN y la rentabilidad esperada se obtiene:

Gráfico 6.7: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato – tecnología fotovoltaica.

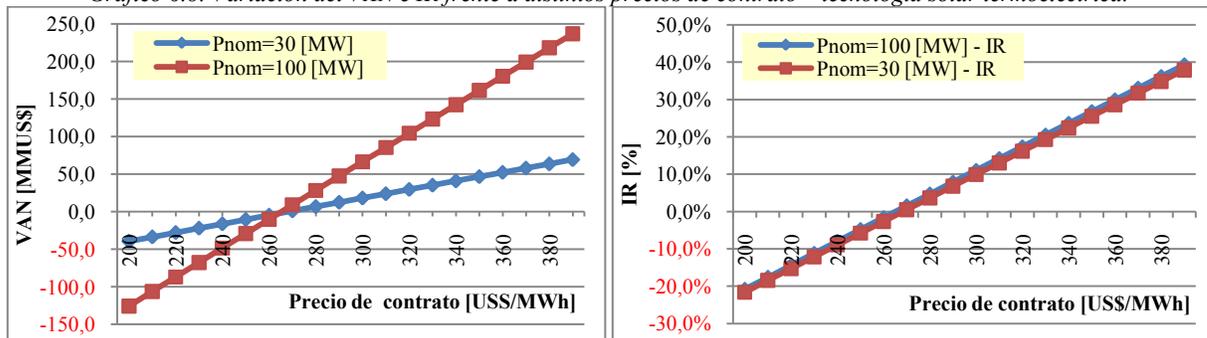


Se observa que para viabilizar los proyectos se necesita precios de contrato muy altos en comparación a otras tecnologías entre los 350 y 380 US\$/MWh más del doble que la tecnología eólica y mucho mayor que la tecnología hidráulica; considerando una rentabilidad del 15% los proyectos deberían tener precios de contrato por sobre los 400 US\$/MWh. Es decir, en las condiciones actuales de mercado no puede competir con las dos tecnologías restantes y no se considerarán casos en los que se incluya. Es necesario que dichos proyectos disminuyan sus costos de inversión en al menos la mitad y mejoren sus factores de planta para viabilizar las inversiones.

6.2.2.2. Solar Térmica

Para este caso, la evaluación se hizo en base a las tecnologías de cilindros parabólicos, si bien tienen un factor de capacidad mayor que el de las centrales fotovoltaicas de gran escala es necesario instalarlas con un mínimo de 30 MW. Considerando lo anterior, y una central de mayor envergadura de 100 MW es que se obtienen los siguientes resultados:

Gráfico 6.8: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato – tecnología solar termoeléctrica.



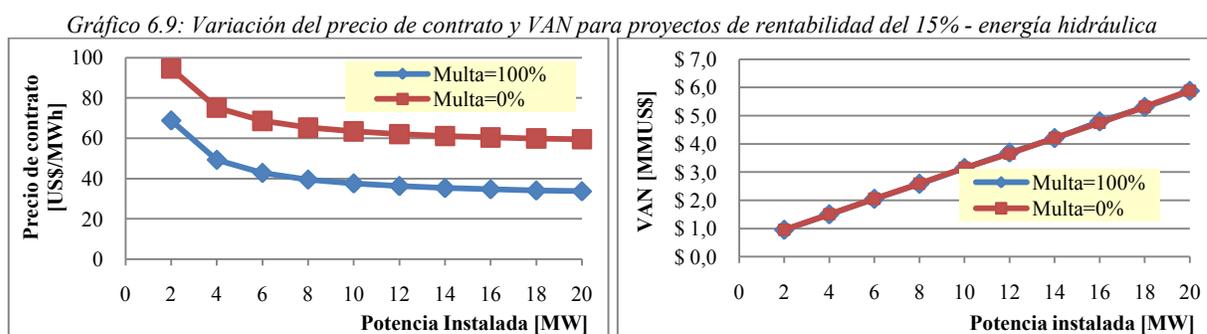
Se observa que las tecnologías se viabilizan entorno a los 270 US\$/MWh aproximadamente el doble de una tecnología eólica. Para asegurar una rentabilidad del 15% los proyectos deberían tener un precio de contrato entre 300 y 320 US\$/MWh. De este modo, si bien el caso es más favorable que en la tecnología fotovoltaica, aún sus valores son excesivamente altos para las condiciones actuales del mercado.

En conclusión, se puede decir, que dentro de la aplicación de la normativa, a las condiciones actuales de los mercados internacionales no es viable económicamente las tecnologías en base a generación solar; de no mediar subsidios o disminución en sus costos de instalación y mejoramiento de sus factores de planta, pese a las inmejorables condiciones del norte del país.

6.2.3. Energía Hidráulica

Es la tecnología con un desarrollo potencial mejor que el obtenible con las demás tecnologías por su factor de planta, menores costos de inversión y mejor medición del recurso disponible. Pero dado que son dependientes de las condiciones climáticas es que en su evaluación se consideró en más detalles las variaciones de costo marginal de las tecnologías.

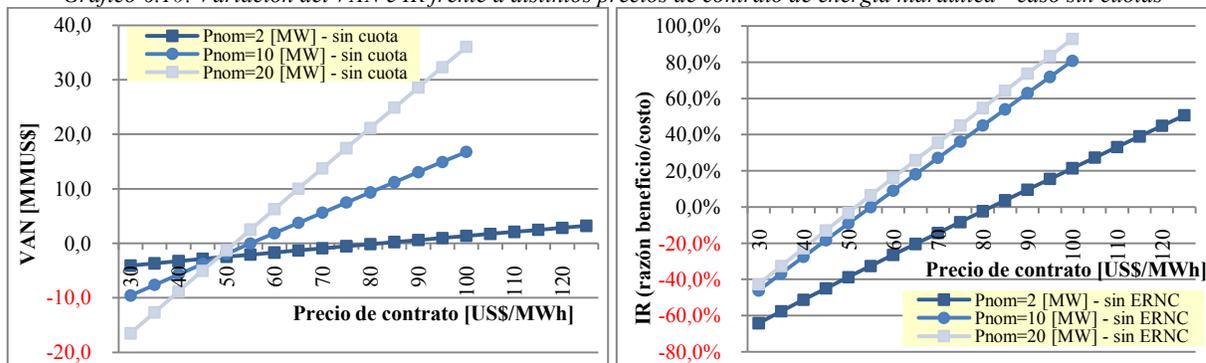
En primer lugar se estudiaron los precios de contratos que aseguren una rentabilidad del 15%, considerando centrales desde 5 MW a los 20 MW; considerando la valorización del atributo ERNC o la evaluación sin incluir la incorporación de cuotas ERNC.



Los resultados presentan economías de escala fuertemente marcadas para las centrales de menor tamaño pudiendo aumentar sus precios de contrato en más de un 100%. Lo anterior implica que es distinto evaluar proyectos menores a 5 u 8 MW en comparación a centrales entre 15 y 20 MW; por otro lado, los beneficios de la inversión son mayores a medida que se instala la máxima capacidad posible. Estos resultados se realizaron considerando costos marginales de 70 US\$/MWh, además los proyectos se evaluaron con un factor de planta de 60%, por lo cual, estos datos representan valores medios esperados, las tecnologías de menor dimensión se tiene precios de contrato en torno a los 70 y 90 US\$/MWh, no considerando la venta separada del atributo ERNC; en tanto, los proyectos de mayor envergadura entre 10 y 20 MW, se obtienen precios de contrato en torno a los 60 US\$/MWh en condiciones climáticas medias. De lo anterior, para las evaluaciones futuras dado que sus precios son competitivos con el precio de largo plazo establecido es que se evaluarán las centrales sin considerar la venta del atributo ERNC.

Para evaluar las tecnologías en función de sus tasas de rentabilidad y VAN es que se considerarán tres centrales: una central pequeña de 2 MW, que requiere precios de contrato mayores; una central de 10 MW, que se considera el caso típico de energía a contratar y una central de 20 MW que es la potencia máxima con el que se consideran centrales de pequeña escala:

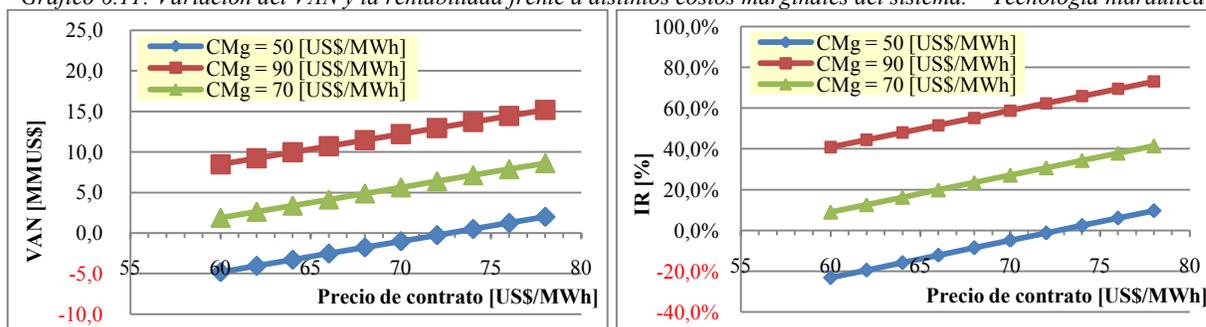
Gráfico 6.10: Variación del VAN e IR frente a distintos precios de contrato de energía hidráulica - caso sin cuotas



De lo anterior, se deduce que los precios de contrato que viabilizan proyectos hidráulicos están entre los 50 y 60 US\$/MWh, para las centrales de 10 y 20 MW instalados; la pequeña central de 2 MW, se viabiliza entorno a los 85 US\$/MWh.

Considerando en el SIC, los costos marginales dependen de gran medida de la disponibilidad del recurso hidráulico. En base a lo anterior, y considerando una central de 10 MW, es que se sensibilizaron los precios de contrato frente a tres situaciones de costos marginales. El menor costo marginal representa una matriz hidráulica abundante, en tanto el mayor representa un año más seco. No se varió el factor de planta de las centrales para poder medir una sola variable a la vez y suponiendo que en promedio se consideró un factor de planta del 60%.

Gráfico 6.11: Variación del VAN y la rentabilidad frente a distintos costos marginales del sistema. – Tecnología hidráulica



Considerando que anteriormente los precios de contrato estaban en entorno a los 60 US\$/MWh, es que frente a un año de menores recursos hidráulicos, las inversiones podrían tener un VAN negativo, considerando las curva de costos marginales de 50 US\$/MWh, de este modo, para asegurar una mejor inversión es que se considera un precio mínimo de contrato superior a los 70 US\$/MWh, lo que asegura una mejor rentabilidad y poder asegurar la viabilidad económica de los proyectos para años secos o de bajos costos marginales. Es decir, al evaluar los recursos hidráulicos, se consideran las fluctuaciones de costos marginales más que en las demás tecnologías; por ejemplo, los recursos eólicos y solares no se afectan tanto de las condiciones año a año, dado por las características de sus recursos y son menos sensibles a las variaciones de costo marginal. El mayor costo de inversión y por ende, los mayores precios de contrato necesarios los hacen menos sensibles a las fluctuaciones del mercado ya que su rentabilidad se asegura con sus ingresos comerciales más que con sus ingresos operacionales.

6.3. Análisis económico de modelos planteados

En cada modelo se establecen la potencia a instalar o la energía a contratar dada las características de cada uno y las necesidades de la empresa, se consideran sólo las tecnologías de pequeñas hidráulicas y de energía eólica; luego mediante el análisis económico se determina los precios de contrato de energía para asegurar una rentabilidad mínima del 15% de los proyectos considerando variaciones en el flujo de caja dependiendo de las características de cada modelo. Finalmente se calcula el sobrecosto que implica en los contratos de suministro la incorporación de la normativa ERNC por cada modelo; para ello se plantea que el resto de la energía se contrata al precio de largo plazo de la energía fijado en 75 US\$/MWh.

6.3.1. Modelo 1: Empresa de generación

En este modelo se estableció la instalación de centrales mediante una empresa de generación por la cantidad de ERNC necesaria para satisfacer los retiros del suministrador para el cliente libre. Dado que este modelo está restringido a las características de los recursos existentes se limitó la cantidad de generación hidráulica disponible adquiriendo la restante con generación eólica. Como las cuotas corresponden del 5% al 10% de los retiros y dado que estas tecnologías pueden instalarse entre 2 a 4 años es que se estableció un aumento paulatino de la capacidad instalada cada 5 años a partir del 2015; cubriendo el costo de la multa para los primeros 5 años.

Tabla 6.22: Potencia a instalar por periodo [MW] – Modelo empresa de generación

		Capacidad a instalar por periodo [MW]		
		2015	2020	2025
Hidráulica	MW	20,0	15,0	4,5
Eólica	MW	59,9	3,9	0
Capacidad acumulada	Total	79,9	989	103,4

Los estudios de energía hidráulica hechos por la empresa entregan una capacidad estudiada de 2 MW; por lo cual sería necesario encontrar otras fuentes para cumplir las metas, sin embargo, dado que la energía eólica es más costosa por MW instalado es que se consideró que entre las tres divisiones de la empresa ubicadas en la zona central pueda cubrirse una capacidad total de 40 MW. La inversión más importante ese realiza a partir del 2015 con la instalación de la generación necesaria para cumplir los requerimientos hasta el 2020 incluyendo la expansión de los Bronces. Los años restantes es necesario incorporar menor capacidad en centrales sólo en la proporción de aumento de las cuotas y de la tasa de crecimiento de la empresa.

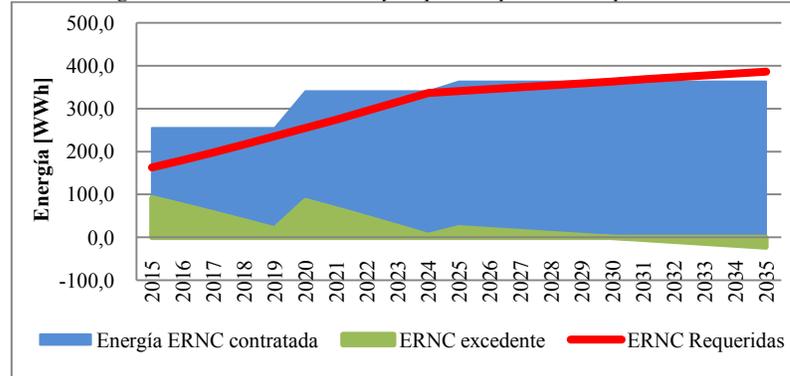
Tabla 6.23: Inversión inicial y costos de O & M – Modelo empresa de generación

	Inversión Total por periodo [MMUS\$]			Costos O&M Anual [MMUS\$]		
	2015	2020	2025	2015	2020	2025
Hidráulica	36,00	27,00	8,06	0,54	0,41	0,12
Eólica	119,88	7,88	0,00	3,00	0,20	0
Total por periodo	155,88	34,88	8,06	3,54	0,61	0,12
Inversión inicial total			198,82			

Considerando que la capacidad de cada central por cada tecnología se calculó de acuerdo a los requerimientos energéticos para el año de instalación de la siguiente etapa, es decir, año a año se producen excedentes de cuotas ERNC que pueden ser traspasados a otro generador dado que las plantas pertenecen a una empresa de generación. De esta manera los ingresos por venta de cuotas ERNC, corresponden de los excedentes no

utilizados año a año, lo que permite reducir el costo final de las tecnologías dado la comercialización de los atributos ERNC.

Gráfico 6.12: Energía instalada, excedentaria y requerida para el cumplimiento de cuotas ERNC.

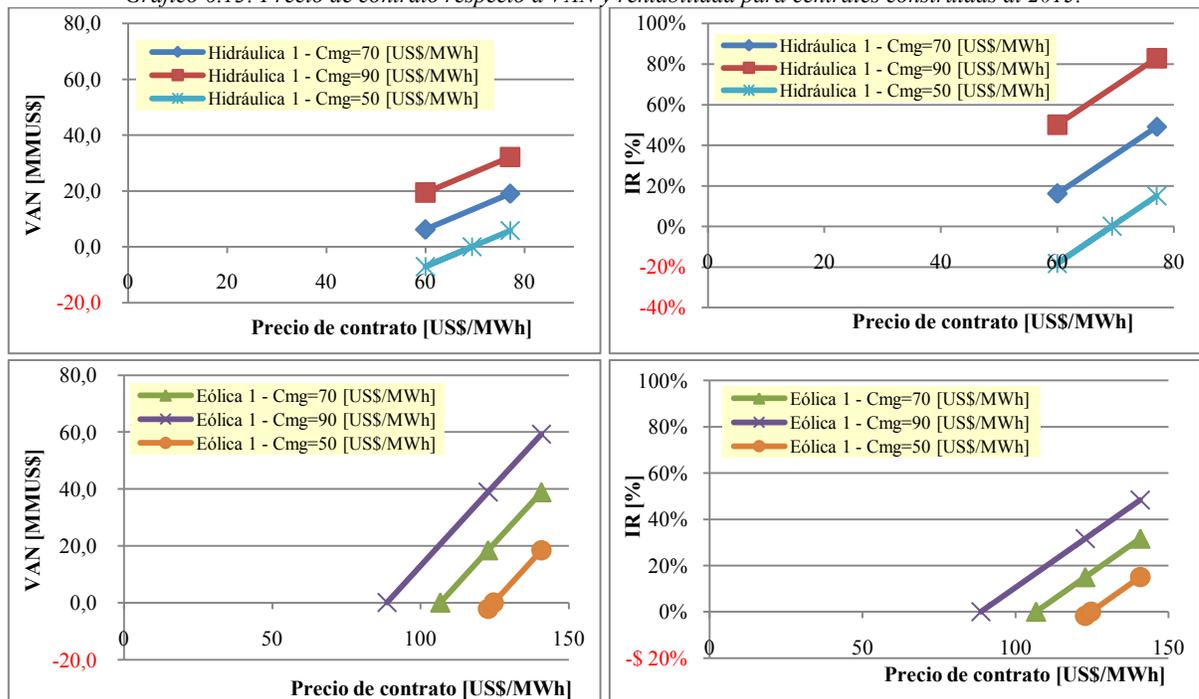


Para calcular los ingresos por atributo ERNC se considera, sólo la energía excedentaria positiva, para los años que no se cumplen las cuotas a partir del 2031, se plantea pagar el déficit al precio de multa por la compra del atributo en el mercado.

$$I_{ERNC} = \begin{cases} Gen > E_{cuota_{consumo}} & (Gen - E_{cuota_{consumo}}) * p_{multa} \\ Gen < E_{cuota_{consumo}} & 0 \end{cases} \quad (16)$$

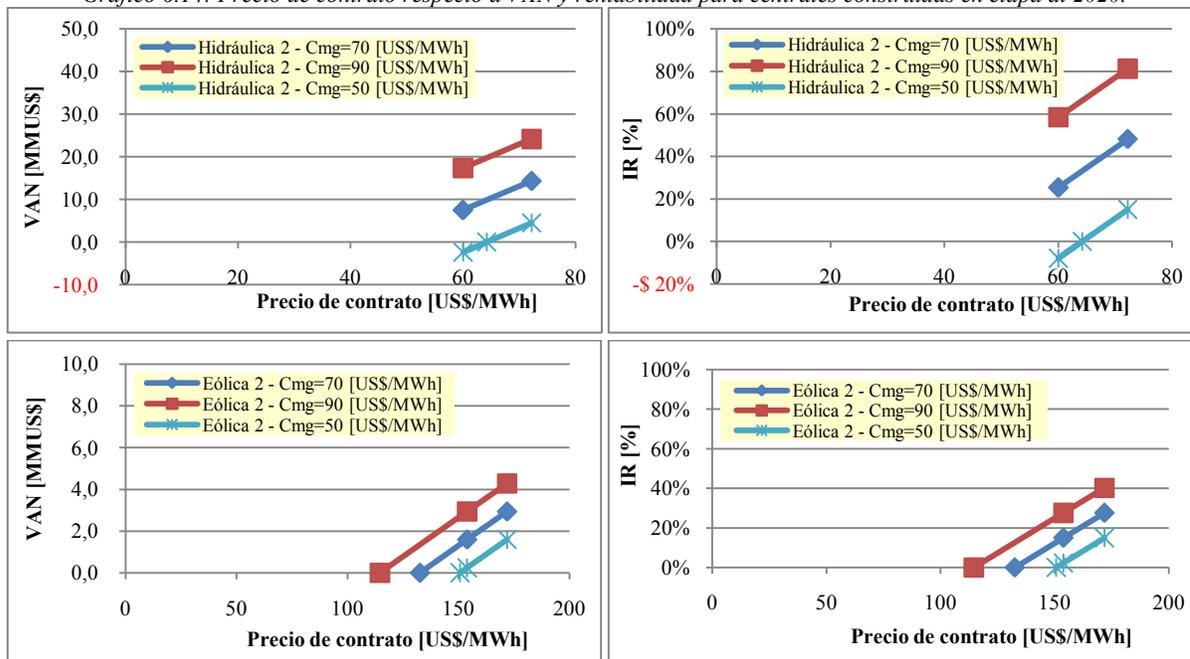
Para determinar los precios de contratos de las tecnologías estos se sensibilizaron respecto a distintos costos marginales para cada central a construir; considerando los valores establecidos en la evaluación preliminar de las tecnologías.

Gráfico 6.13: Precio de contrato respecto a VAN y rentabilidad para centrales construidas al 2015.



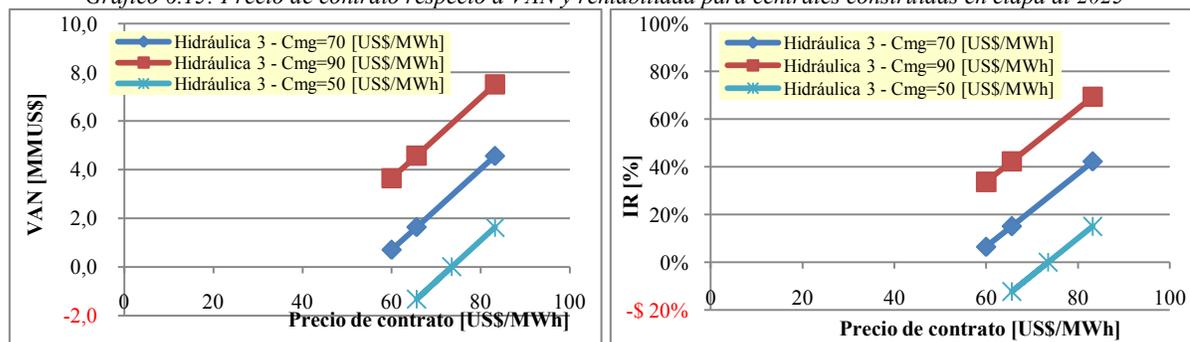
Dado que son los proyectos grandes, se obtiene un VAN superior a los anteriores; considerando los distintos valores para los costos marginales del sistema, se observa que la sensibilidad de los proyectos hidráulicos es mayor que en los proyectos eólicos, dado que el ingreso comercial es proporcionalmente mayor en el caso de la tecnología eólica frente a la tecnología hidráulica.

Gráfico 6.14: Precio de contrato respecto a VAN y rentabilidad para centrales construidas en etapa al 2020.



En comparación a las tecnologías de la primera etapa, estas tienen un VAN menor, especialmente en la tecnología eólica, donde la menor capacidad produce precios de contrato mayores a los de la central eólica de la primera etapa. La central hidráulica, tiene un comportamiento similar a la anterior porque la cantidad de potencia a instalar se encuentra en el mismo rango anterior.

Gráfico 6.15: Precio de contrato respecto a VAN y rentabilidad para centrales construidas en etapa al 2025



En el último periodo se construyen sólo una central hidráulica de pequeña envergadura que tiene una rentabilidad menor y un menor VAN; por lo tanto, un mayor precio de contrato para asegurar rentabilidad.

En conclusión, se consideró para las centrales eólicas un precio de contrato de suministro el valor a costo marginal de 70 US\$/MWh, en tanto que las centrales hidráulicas se considerará como precio de contrato de suministro para un costo marginal de 50 US\$/MWh, de este modo se asegura una rentabilidad superior al 15%.

Finalmente considerando los datos anteriores se evalúan las centrales a los precios de contrato fijados con un costo marginal de 70 US/MWh.

Tabla 6.24: Resumen final de valorización de centrales de acuerdo a los precios de contratos establecidos.

Tecnología	Potencia instalada [MW]	Precio de contrato [US\$/MWh]	VAN [MMUS\$]	TIR [%]	IR [%]
Hidráulica 1	20	69,4	13,31	14,61%	34,32%
Eólica 1	59,9	122,8	18,44	12%	15%
Hidráulica 2	15	64,2	9,88	14,84%	33,21%
Eólica 2	3,9	153,9	1,60	12%	15%
Hidráulica 3	4,5	73,5	2,95	14,04%	27,28%

Para establecer el sobrecosto que produce instalar la generación antes mencionada, es que se supondrá que el gran consumidor compra la energía restante al precio de largo plazo, la energía generada por cada central se compra al precio fijado de contrato; estos tienen incluidos los ingresos por cuotas ERNC, que producen los excedentes. Para ello año a año se calculan los costos totales del modelo y el costo de no aplicar la ley. Finalmente el sobrecosto se calcula como:

$$Costo_M1_{total} = Gen_{ERNC} * p_{ERNC} + (R_{cliente} - Gen_{ERNC}) * p_{contrato} \quad (17)$$

$$Costo_INI_{total} = R_{cliente} * p_{contrato} \quad (18)$$

$$\% \text{ sobrecosto_M2} = \frac{Costo_M1_{total} - Costo_INI_{total}}{Costo_INI_{total}} \% \quad (19)$$

$Costo_M1_{total}$ = Costo total de energía con ley, aplicando el modelo 1.

$Costo_INI_{total}$ = Costo total de energía sin ley.

Gen_{ERNC} = Generación estimada de las centrales instaladas.

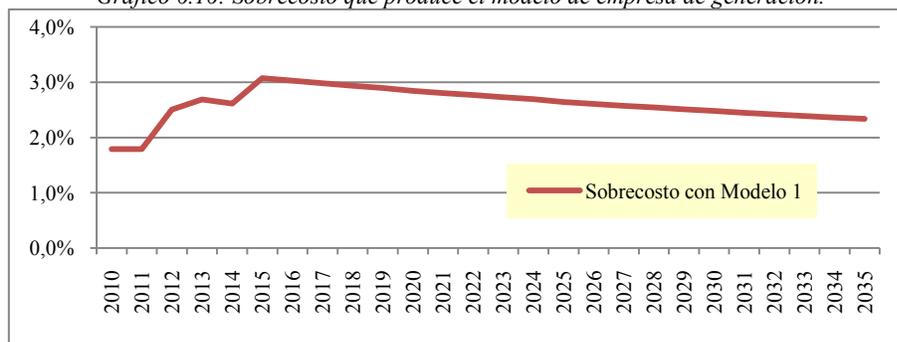
p_{ERNC} = Precio de contrato de dichas centrales.

$R_{cliente}$ = Retiros totales del cliente.

$p_{contrato}$ = Precio monómico para el resto del suministro.

De este modo el sobrecosto año a año, resulta como:

Gráfico 6.16: Sobrecosto que produce el modelo de empresa de generación.



Comparando el sobrecosto que produce incorporar y cumplir la ley de ERNC mediante generación propia en comparación al aumento progresivo de cuotas ERNC. Este sobrecosto se calcula como el aumento en el precio final de la energía incluyendo la compra de la energía instalada y la energía restante en relación al costo de la energía sin la aplicación de la ley considerando el precio de largo plazo. De este modo, se obtiene:

Considerando los costos actuales de dicha energía y una tasa de descuento del 10% es posible obtener el sobrepago que produce el pago de la energía; sin contar con la inversión realizada, sólo por costos de contratos de energía.

Tabla 6.25: Costo actual total de la energía a instalar, por concepto de precios de contrato.- Modelo 1

	VAN [MMUS\$]
Costo Energía con Empresa	1.994,37
Costos Energía sin aplicación de ley	1.943,33
Sobrecosto de VAN	2,6%

Se observa que el sobrecosto respecto al aumento progresivo de cuotas es significativamente menor; principalmente porque las centrales se dimensionan en la justa proporción de cuotas y del menor costo de la energía hidráulica.

6.3.2. Modelo 2: Instalación de unidades de generación

Este modelo es muy similar al anterior, ya que es necesario instalar la misma generación pero se diferencia en que tanto la inversión inicial como la operación y comercialización de la energía y potencia de las centrales la hace el suministrador o un generador externo.

Para determinar los precios de contrato, el suministrador busca asegurar los mismos beneficios de operar la central, por lo tanto corresponden a las mismas condiciones anteriores. Sin embargo, como la inversión la realiza una empresa externa, el beneficio para el gran consumidor es ahorrar el atributo ERNC; es decir, que el suministrador vende la energía sin agregar el precio del atributo. Sin embargo, considerando que las tecnologías hidráulicas tienen precios de contrato menores al precio de largo plazo, es que no debieran pagar el atributo ERNC restante; por otro lado, las centrales eólica que tienen precio de contratos mayores, el costo extra de dicha tecnología puede ser cobrado como el atributo ERNC correspondiente sólo a la energía proveniente de dicha tecnología.

Tabla 6.26: Precio de atributo a pagar por gran consumidor.

Tecnología	Potencia instalada [MW]	Precio de contrato [US\$/MWh]	Precio de Atributo [US\$/MWh]
Hidráulica 1	20	69,4	0
Eólica 1	59,9	122,8	47,8
Hidráulica 2	15	64,2	0
Eólica 2	3,9	153,9	78,9
Hidráulica 3	4,5	73,5	0

De este modo el gran consumidor paga un único precio por la energía y un precio por atributo de las tecnologías eólicas dado que el precio de contrato es mayor que el precio de largo plazo, sólo por la energía obtenida por esta tecnología.

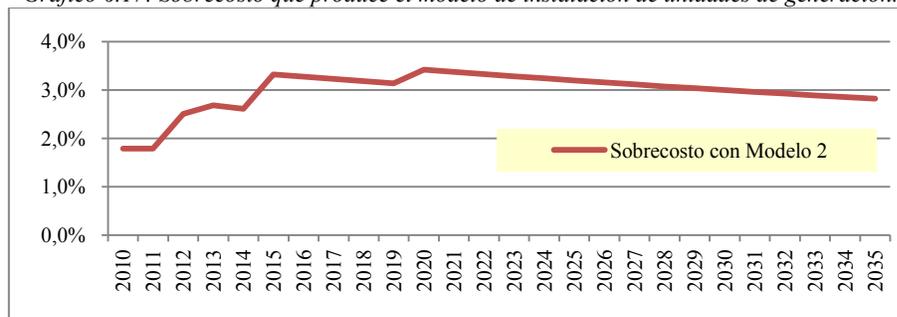
$$Costo_{M2_{total}} = Gen_{ERNC} * p_{strib_{ERNC}} + R_{cliente} * p_{contrato} \quad (20)$$

$$\% \text{ sobrecosto}_{M2} = \frac{Costo_{M2_{total}} - Costo_{INI_{total}}}{Costo_{INI_{total}}} \% \quad (21)$$

$p_{strib_{ERNC}}$ = precio de atributo ERNC asociado a centrales.

Finalmente calculando el sobrecosto del mismo modo del modelo anterior se obtiene:

Gráfico 6.17: Sobrecosto que produce el modelo de instalación de unidades de generación.



Para determinar los costos que produce la incorporación de dichas centrales bajo este modelo es que se calcula el valor actual del costo de la energía con las centrales y el costo de la energía sin multas, considerando la tasa de descuento del 10% y el horizonte de evaluación de la ley.

Tabla 6.27: Costo actual total de la energía a instalar, por concepto de precios de contrato.- Modelo 2

	VAN [MMUS\$]
Costo Energía con centrales.	1.999,92
Costos Energía sin multa	1.943,33
Sobrecosto de VAN	2,8%

Se observa que los costos son relativamente superiores al modelo anterior, producido porque la energía se compra al precio de contrato, de ser la tecnología hidráulica de menor precio al valorizarla al costo de la energía de largo plazo se incluye un mayor costo. Sin embargo, este modelo tiene como ventaja que no es necesario realizar la inversión y permite evitar la multa de ERNC; al pagar un atributo sólo por la energía de mayor costo que la del precio de largo plazo.

6.3.3. Modelo 3: Contratos por compra de ERNC para certificar retiros

Se plantea la contratación de energía necesaria para el cumplimiento de cuotas que tengan el atributo ERNC incluido, considerando que la compra del atributo no es conveniente en relación a comprar energía y atributo juntos; dado que se paga el valor de la multa lo que implica pasar al último modelo donde se aceptan las nuevas condiciones del mercado.

Para cumplir las metas se plantea la contratación en dos periodos: un primer contrato por 10 años y un segundo contrato por 15 años; en el segundo periodo se recontracta toda la energía o se agrega la generación faltante. Se consideran dos casos de estudio: cubrir todos los requerimientos con energía hidráulica mediante una adición de centrales hasta completar la capacidad necesaria y un caso donde se agrega una contribución eólica del 30% de la energía requerida. En ambos casos la energía hidráulica sólo puede ser abastecida mediante varios contratos de suministro pero se han considerado sólo centrales menores de 20 MW, de este modo, los casos pueden resumirse:

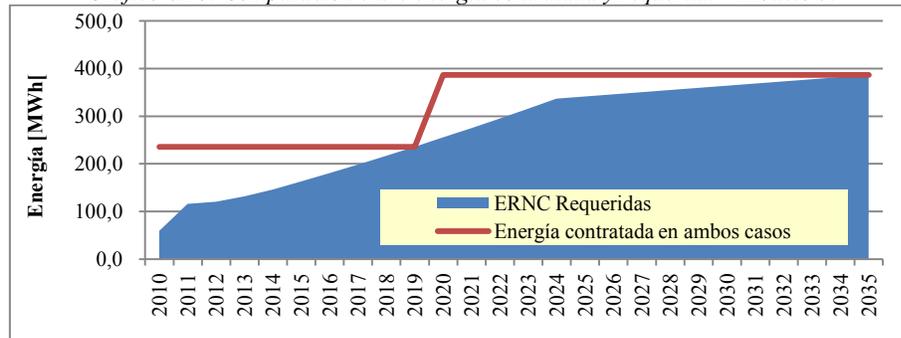
Tabla 6.28: Potencia a contratar por periodo y caso de estudio – Modelo 3

Casos de estudio	Tecnología	Distribución Tecnológica	Potencia a contratar [MW]		Precio contrato [US\$/MWh]
			2010 - 2019	2020 - 2035	
Caso 1	Hidráulica	70%	32,7	53,6	80,0
	Eólico	30%	27,4	45,0	130,5
Caso 2	Hidráulica	100%	46,6	76,6	84,0

Los precios de contrato se definieron según los obtenidos en el estudio de tecnología, sin considerar el valor del atributo; para el modelo puramente hidráulico se consideró que la energía sea relativamente costosa considerando que es necesario una gran cantidad de centrales para cubrir la cuota, lo que podría producir contratos con hidráulicas muy pequeñas y otras más grandes de este modo se consideró un precio levemente superior al valor futuro de la energía usado en comparación.

En cuanto a la energía a contratar se fija de acuerdo a los requerimientos futuros de la empresa, de este modo pueden asegurarse las inversiones para los suministradores, tal como se observa al comparar la energía contratada en ambos casos y la energía necesaria a certificar en cuotas ERNC.

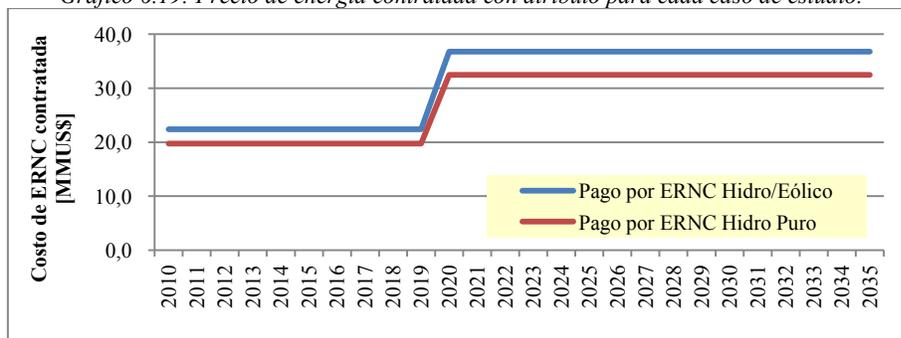
Gráfico 6.18: Comparación entre energía contratada y requerida – Modelo 3.



En este caso, si bien se producen excedentes de atributos, su valorización es parte de la empresa suministradora y no del cliente libre; por lo cual, la energía se valoriza sin considerar el atributo; de este modo mediante la contratación de medios de generación a base de ERNC se cumplen las cuotas. Considerando más de un contrato de suministro, cada uno de ellos debe cumplir su proporción de cuotas y mediante la energía restante formular los contratos de traspasos de excedentes entre generadores. De este modo, la energía contratada puede ser traspasada a cualquiera de los contratos de suministros de las divisiones de la empresa.

En este caso, el cliente libre compra la energía contratada al precio estipulado y el resto al precio futuro de la energía. Es por ello que el costo de la energía ERNC para ambos casos:

Gráfico 6.19: Precio de energía contratada con atributo para cada caso de estudio.



De lo anterior; y en conjunto con el resto de la energía a contratar, para calcular el sobrecosto año a año y el valor actual se utiliza la misma fórmula que en el modelo 1 en ambos casos.

Gráfico 6.20: Sobrecosto que produce por modelo de contratación de ERNC para ambos casos de estudio.

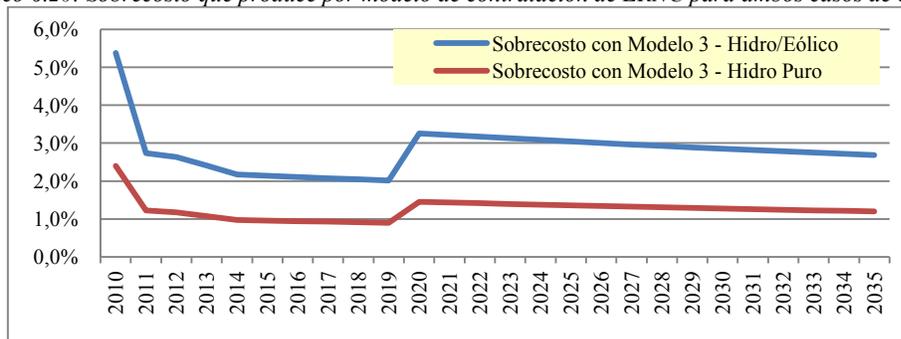


Tabla 6.29: Costo actual total de la energía a contratar a de precios de contrato.- Modelo 3

	Caso 1 – Hidro/Eólico VAN [MMUS\$]	Caso 2 – Hidro Puro VAN [MMUS\$]
Costo Energía con ERNC contratada	1.999,60	1.966,83
Costos Energía sin multa	1.943,33	1.943,33
Sobrecosto de VAN	2,8%	1,2%

Al observar ambos casos, se aprecia que contratar energía hidráulica es mucho más conveniente que realizarlo en conjunto con la energía eólica, de establecerse un valor superior a la energía hidráulica pura del mismo modo se obtiene un menor sobrecosto producido por el alto costo de la energía eólica; sin embargo, contratar puramente energía hidráulica, posee riesgos al depender únicamente de la variable hidrológica además de necesitar más de 40 MW en una primera etapa y 70 MW en una segunda; pese a que se espera un mayor desarrollo de dicha tecnología en el mercado de las ERNC; en ese caso, la energía eólica debería ser cubierta en la menor cantidad posible.

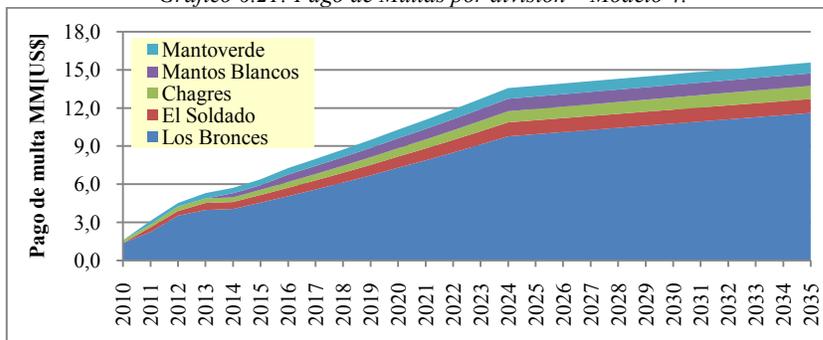
6.3.4. Modelo 4: Contrato directo con la empresa de generación

Finalmente para este modelo se aceptan las nuevas condiciones contractuales impuestas por los suministradores de energía, traspasando toda la obligación del cumplimiento de cuotas a los generadores.

Este caso se considera el caso base, ya que se calcula el costo que tiene comprar el atributo a precio de multa o aceptar el traspaso del precio de multa por la energía no certificada agregando el sobrecargo por no cumplir con las cuotas en 3 años.

De este modo el pago de multa se puede calcular por división y en forma general para la empresa dado el cuadro acumulativo siguiente:

Gráfico 6.21: Pago de Multas por división – Modelo 4.



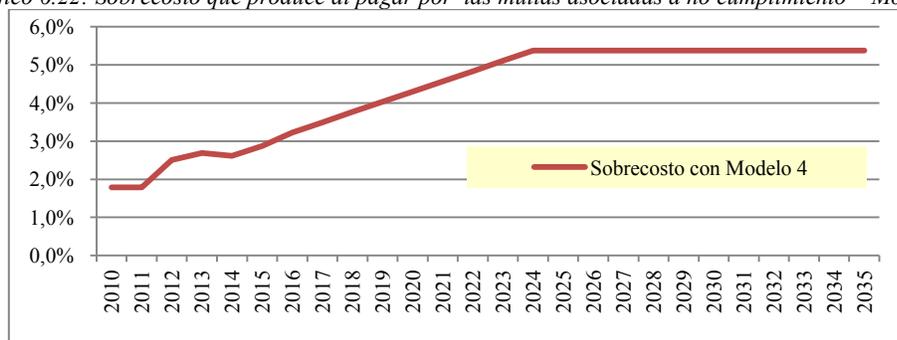
Estableciendo el costo total de la energía como el pago de toda la energía necesario al precio futuro de largo plazo y agregando el pago de multas por la energía no certificada. De este modo se puede obtener un valor actual comparable con los otros casos:

Tabla 6.30: Costo actual total de pagar el costo equivalente en de la multa por no certificación de cuotas – Modelo 4.

	VAN [MMU\$]
Costos Energía con multa	2.015,95
Costos Energía sin multa	1.943,33
Sobrecosto de VAN	3,6%

Considerando el sobrecosto porcentual año a año en relación al pago de la energía sin multa, se obtiene:

Gráfico 6.22: Sobrecosto que produce al pagar por las multas asociadas a no cumplimiento – Modelo 4



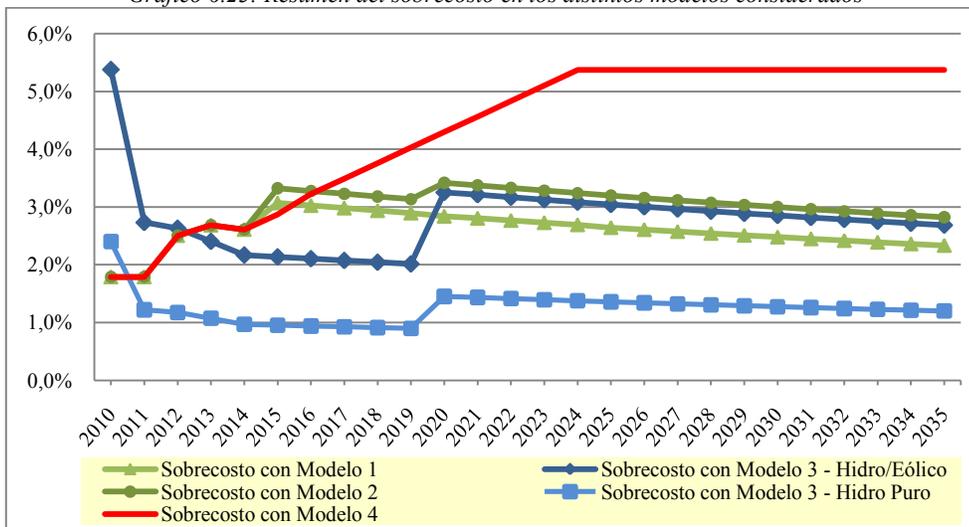
Se observa que el sobrecosto aumenta en la misma proporción del pago de cuotas, y se estabiliza en torno al 5,3% cuando se certifica el 10% de la energía.

6.3.5. Comparación de modelos de negocios

Para comparar los distintos modelos se considerarán los sobrecostos de todas las tecnologías, se utiliza como caso base el modelo 4. Es decir, se compara el caso de aceptar las nuevas condiciones del mercado y no involucrarse en la certificación del atributo ERNC con instalar generación propia o contratar ERNC de forma independiente en los contratos.

Considerando el sobrecosto de todos los modelos estudiados se obtiene:

Gráfico 6.23: Resumen del sobrecosto en los distintos modelos considerados



En el gráfico anterior, la línea roja representa el caso base, en tanto que las curvas verdes representan los dos modelos iniciales en los que se instala generación propia y las curvas azules representan el modelo de contratar ERNC de forma independiente. La curva correspondiente al modelo 4 también refleja el crecimiento de la energía a certificar en función del porcentaje asociado año a año y el crecimiento lineal de los consumos de Anglo, considerados entorno al 1 o 2%.

Se observa que instalar generación propia es menos conveniente que contratar energía ERNC en un caso hidráulico puro y comparativamente similar en un caso hidro-eólico; en dichos modelos se asumió que los proyectos se inician el 2015, lo que implica pagar multas los 4 primeros años; sin embargo, el sobrecosto decrece año a año debido a que la generación necesaria se instala 5 años antes que lo requerido y los precios de contratos son relativamente menores ya que sólo buscan asegurar la inversión. Estas curvas varían por condiciones del mercado y contractuales entre partes; siendo el precio de contrato de suministro la variable más importante.

Si bien, el modelo de instalar generación propia desde una empresa de generación presenta un menor sobrecosto, hay que además realizar las inversiones necesarias en las plantas y participar en el mercado eléctrico, lo que para beneficios tan bajos en comparación a la instalación mediante un generador externo o los contratos exclusivos por ERNC lo hace poco interesante; es decir, para la creación de una empresa de generación exclusivamente para la certificación de cuotas es un negocio viable pero más costoso que las otras alternativas de negocios.

En el modelo de instalar generación propia pero su operación y comercialización delegarla a uno de los suministradores o generadores externos (modelo 2), si bien no es necesaria realizar la inversión y sólo se paga por el atributo cuando la energía contratada es mayor que el precio establecido para la restante energía (considerado en este caso como el precio de largo plazo) es poco conveniente a los precios actuales de la energía eólica y solar; sin embargo, es una alternativa altamente beneficiosa a desarrollar en los proyectos hidráulicos dado que sus precios de contrato pueden establecerse bajo los precios de largo plazo o ajustarlos a las condiciones hidrológicas.

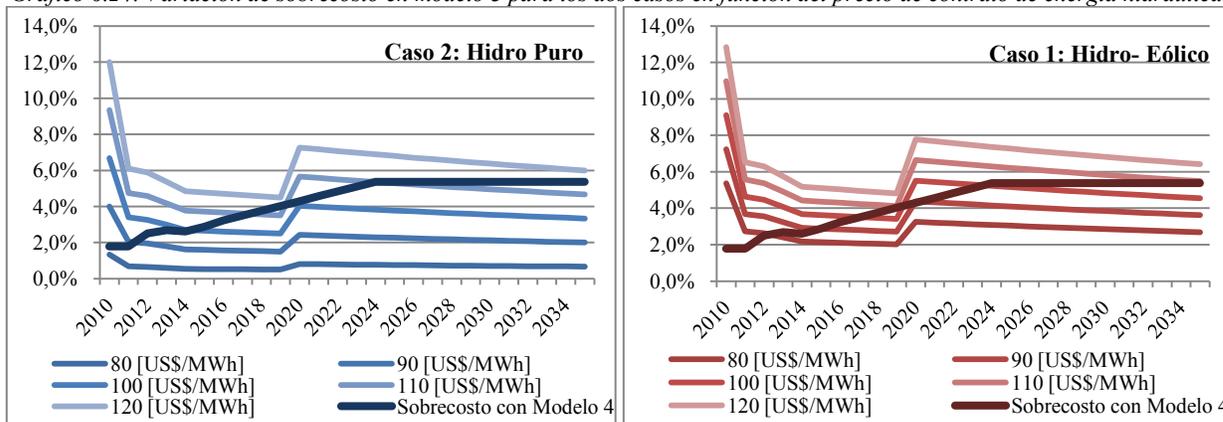
En conclusión, sólo es conveniente desarrollar proyectos de generación propia mediante pequeñas hidráulicas ya que sus precios son competitivos en el mercado y el costo del atributo ERNC se hace nulo. En el caso de las tecnologías eólicas, dado que el precio del atributo considerado era superior al precio de la multa tanto de 0,4

UTM como de 0,6 UTM; es una tecnología a desarrollar a pequeña escala o que se le exija una menor tasa de rentabilidad.

El caso de contratar generación en base a ERNC, es sin duda el modelo más conveniente especialmente cuando se realiza con recursos meramente hidráulicos e incluso con una generación eólica entre los 20 MW y los 30 MW; si bien cabe destacar que sería conveniente a partir sólo del 2012, ya que la cantidad de energía a certificar es muy pequeña en los dos primeros años. El inconveniente de los recursos hidráulicos es sin duda la variable climática que hace posible que frente a un año seco la cantidad de energía disponible para certificar disminuya drásticamente y no cubra los requerimientos de cuotas; por lo cual, los contratos de suministros deben ser claros a la hora de quien asume el costo extra producido en dichos años; sería conveniente que estos proyectos tuvieran precios de contrato distintos para las distintas hidrologías de modo tal que el riesgo se comparta entre clientes y suministradores.

En particular para el modelo 3, el sobrecosto de los dos casos depende del precio de contrato del suministro hidráulico. En los resultados anteriores se ha supuesto precios de contrato de 80 y 84 US\$/MWh para los casos hidráulico puro e hidro/eólico respectivamente, considerando el contrato con pequeñas centrales hidráulicas. Sensibilizando dicho precio en un rango entre 80 y 120 US\$/MWh, se observa que la ventaja de este modelo frente al caso base se mantiene hasta precios de contrato de 100 US\$/MWh.

Gráfico 6.24: Variación de sobrecosto en modelo 3 para los dos casos en función del precio de contrato de energía hidráulica.



Cabe destacar que cualquiera de las opciones previstas son mejores que pagar el precio alternativo de la multa, pese al costo de la energía eólica, es decir, es atractivo participar activamente en la contratación de la energía necesaria para el cumplimiento de cuotas ERNC en relación a aceptar las condiciones a entregar por un único suministrador, del mismo modo, para cualquier suministrador es más conveniente ofrecer la energía de forma diferenciada en conjunto con su atributo y vender sólo los excedentes a otras empresas de generación; dichos precios de venta de excedentes, para efectos de este modelo, se ajustaron al precio de la multa más baja pero en un año seco pueden ajustarse; por ejemplo, al precio extra que se paga por energía eólica. Pese a lo anterior, la venta de excedentes o de atributos ERNC no es tan importante en la evaluación económica básicamente porque la rentabilidad de un proyecto en ERNC se basa principalmente en los precios de contrato y en la disponibilidad de financiar la inversión inicial.

Tabla 6.31: Cuadro comparativo de modelos estudiados.

Modelos	Ventajas	Desventajas
Modelo 1: Empresa de Generación	<ul style="list-style-type: none"> – Generación es propiedad de la empresa. – Pueden venderse excedentes de atributos ERNC. – Creación de empresa de generación permite expandirse a otras tecnologías, como generación de respaldo y proyectos de cogeneración. – Contribuye en las políticas de desarrollo sustentable del cliente libre. 	<ul style="list-style-type: none"> – Hay que realizar la inversión inicial en tecnología y conexión. – Participar en el mercado eléctrico, cumpliendo las obligaciones y responsabilidades (participación en el CDEC).
Modelo 2: Instalación de unidades de generación	<ul style="list-style-type: none"> – Generación es propiedad de la empresa pero operación se traspasa a un tercero. – Posibilidad de desarrollar recursos existentes sin participar en un nuevo mercado. – Contribuye en las políticas de desarrollo sustentable del cliente libre 	<ul style="list-style-type: none"> – Realizar parte de la inversión inicial. – No se pueden vender excedentes ya que se traspasa operación a otra empresa.
Modelo 3: Contratos por compra de ERNC para certificar cuotas	<ul style="list-style-type: none"> – Contribuye al cumplimiento de las cuotas por parte de las empresas generadoras al crear una oferta específica de las tecnologías ERNC. – Permite negociar condiciones contractuales y obtener menores costos de generación por aplicación de la nueva ley. – Contribuye en las políticas de desarrollo sustentable del cliente libre. 	<ul style="list-style-type: none"> – No desarrolla los potenciales existentes en las intermediaciones de las divisiones de la empresa. – Las condiciones contractuales pueden implicar mayores riesgos al considerar la variable hidrológica.
Modelo 4: Contrato directo con empresa de generación.	<ul style="list-style-type: none"> – No se involucra en las obligaciones de cumplimiento de cuotas. – Puede establecer o mantener los contratos actuales de suministro. 	<ul style="list-style-type: none"> – No desarrolla los potenciales existentes en las intermediaciones de las divisiones de la empresa. – Se puede transferir mayores costos que el valor de la multa ya que los suministradores pueden incluir en el precio final de la energía y potencia sus inversiones en tecnologías ERNC. – No contribuye en las políticas de desarrollo sustentable.

En base a lo anterior, el modelo que presenta mayores riesgos es el de crear una empresa de generación o de instalar unidades de generación, ya que es necesario realizar inversiones iniciales y en el primer caso alejarse del rubro de la empresa minera en incorporarse a un nuevo mercado. El caso base de aceptar las multas por atributos ERNC, si bien, es la opción que implica no realizar inversiones y mantener un rol pasivo en cuanto al fomento de tecnologías ERNC; se tiene el riesgo de asumir costos mayores a los que corresponderían en el pago de multa. El tercer modelo, considerando precios de contratos menores a 100 US\$/MWh o una pequeña participación eólica, es el que presenta menores riesgos, ya que permite ser parte activa en el fomento de desarrollo de estas tecnologías y poder negociar mejores condiciones contractuales que en los métodos anteriores.

En cuanto a las tecnologías utilizadas, de acuerdo a su disponibilidad una central eólica bien dimensionada es la que ofrece menores riesgos en cuanto es posible asegurar un suministro relativamente constante pese a sus

mayores costos. La tecnología hidráulica, dependiendo de las dimensiones de la central, es posible obtener un suministro a menor costo pero con la incertidumbre hidráulica en cuanto a un posible déficit de la energía contratada en el caso de tener un año seco; dicho riesgo puede ser compensado si ambas partes asumen parte de los compromisos o atributos no cubiertos.

Capítulo 7

7. Discusión y conclusiones

Se entregan las conclusiones finales del estudio; en relación, a los modelos aplicados y las perspectivas en el mercado que genera la aplicación de la ley de ERNC. Se establecen las conclusiones generales de esta memoria y el trabajo futuro a seguir.

7.1. Discusión y conclusiones

El objetivo de este trabajo es determinar los modelos de negocios aplicables para participar activamente en el nuevo escenario establecido por la ley de ERNC; en este sentido, se buscaba estudiar la posibilidad de participar en el mercado eléctrico, considerar la instalación de generación propia o establecer si es beneficioso considerar estas variables en los contratos de suministros.

Por medio de la comparación de los sobrecostos que producen en los contratos de suministro cada modelo considerado, se estableció como la mejor alternativa, al implicar un sobrecosto casi nulo para el cliente libre, la contratación de energía de centrales hidráulicas pequeñas; incluso la alternativa presenta un sobrecosto similar con una incorporación de la energía eólica en un 30%.

De considerar la generación propia, los requerimientos energéticos y las características tecnológicas no son suficientemente rentables para promover la incorporación al negocio eléctrico mediante una empresa de generación; sin embargo, es conveniente desarrollar todo proyecto hidráulico bajo los conceptos del segundo modelo, principalmente por sus bajos precios de contrato.

Por otro lado, la tecnología eólica, si bien es más costosa por MW instalados, permiten enfrentar una posible escasez de recursos hidráulicos disponibles o contratados con suministradores de pequeñas hidráulicas; siendo aún más conveniente que el pago de la cuota ERNC. Sin embargo, por sí sola no pueden cubrir los requerimientos del cliente libre ya que tiene un valor mayor que lo proyectado por el mercado, considerando que su precio de contrato menos el precio de largo plazo esperado supera en más del doble el valor de la multa.

Las tecnologías solares fueron descartadas de los análisis económicos por modelo debido a los altos precios de contrato necesarios para asegurar la viabilidad económica de los proyectos; pero al estudiar las tecnologías se concluyó que al ser un mercado emergente con un gran desarrollo tecnológico es recomendable reevaluar dicha alternativa en un plazo de 5 a 10 años, dado el gran desarrollo que tiene el uso de materiales fotovoltaicos aún más eficientes y sistemas de almacenamiento de centrales solares termoelectricas cada vez más económicos; y que de instalarse en zonas desérticas pueden entregar un suministro constante en las horas de luz solar.

En cuanto a la aplicación de la ley, desde la perspectiva de los generadores existe interés por cubrir dichas cuotas con energía hidráulica ya que estos proyectos se viabilizan por sí mismos. El nuevo mercado de traspasos de atributos ERNC no rentabiliza los proyectos ni reduce significativamente los precios de contrato; pero entrega nuevos negocios de comercialización, vendiendo sus excedentes a empresas deficitarias de atributos ERNC y cubriendo los requerimientos de sus clientes finales. De este modo, en un año húmedo es posible comercializar una mayor cantidad de atributos ya que se cuenta con mayor energía excedentaria o usar esos atributos para cubrir requerimientos del año siguiente.

Desde la perspectiva de los grandes consumidores, se observa que toda alternativa para cubrir las cuotas de ERNC mediante contratos especiales de suministros o instalar su propia generación es más conveniente que aceptar el traspaso directo de la multa en sus contratos; y por ende, abre un nuevo mercado a los suministradores, al ofrecer energía con el atributo incluido o la operación y comercialización de centrales que puedan utilizar recursos naturales de las instalaciones de clientes libres. Estos modelos son aplicables si el traspaso de excedentes entre generadores producidos por contratos de suministros con distintos generadores es expedito y sin dificultades en el sólo se establezca el traspaso de excedentes por medio de convenios, como se establece en la ley; sin embargo, esto sólo podrá definir su viabilidad al detallar los procedimientos para el cumplimiento de cuotas a detallar en la resolución exenta que se espera que aparezca en el corto plazo.

Desde el punto de vista global del sistema, se espera, que dado los altos requerimientos en potencia a instalar para cumplir las cuotas en la totalidad del sistema, la participación de ERNC sea en el orden de magnitud de las

cuotas requeridas con la existencia de empresas deficitarias que compren atributos en el mercado y otras que se constituyan con contratos de suministros especiales para energía y atributo a la vez.

Desde el punto de vista de las metas de eficiencia energética de Anglo American, se observó que su cumplimiento es sólo parcial de asegurar la proporción correspondiente de atributos a ERNC. Para el cumplimiento de estas metas, hay que considerar paralelamente medidas de eficiencia energética, como proyectos de eficiencia en el uso de la energía y de cogeneración y no sólo el uso de tecnologías renovables no convencionales. Se concluyó que estas contribuyen en disminuir emisiones entorno a un 3%, es decir, un tercio de las metas propuestas.

Como trabajo futuro, para un gran consumidor es necesario establecer a cabalidad la magnitud de los recursos existentes para dimensionar con exactitud el potencial desarrollo de estas tecnologías, en base a ello, pueden evaluarse proyectos en forma detallada considerando sus efectos en redes cercanas y sus contratos de suministros asociados. Desde el punto de vista de aplicación de la ley de ERNC, sería interesante estudiar el desarrollo de las tecnologías con mejores perspectivas como son las tecnologías solares, geotérmicas y mareomotrices en un tiempo más, disminuir las barreras no económicas y físicas (disponibilidad de redes, suelos y cauces). Por otro lado, estudiar los efectos en los primeros años de aplicación para observar cómo se comporta el mercado de atributos ERNC, en especial, en relación al precio de traspaso de excedentes o pago de multas por suministradores que no invierten en estas tecnologías.

8. Referencias

Memorias

- [1] MENDEZ R, ALVARO F. “*Negocio Energético Para Un Gran Consumidor*”. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. 2007
- [2] DE LA CASTILLEJA MENDOZA, RODRIGO. “*Diseño Y Estudio De Factibilidad Técnico-Económica De Una Central Con Tecnología Solar Comprimida*”. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. Enero 2008
- [3] CASTRO BIZE, NICOLÁS O. “*Evaluación De La Infraestructura Asociada A Zonas De Desarrollo Eólico En El Sector Norte Del SIC*”. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. Agosto 2008.
- [4] WATT ARNAUD, KEITH. “*Simulación Dinámica Para Distintos Escenarios De Alta Penetración Eólica En El SIC*”. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. Abril 2008.
- [5] GARRIDO VALDEBENITO, DANIEL O. “*Evaluación Del Impacto Técnico Económico Del Proyecto De Ley De Fomento A Las Energías Renovables No Convencionales En El Mercado Eléctrico Nacional*”. Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Electricista. Universidad de Chile. Abril 2008.

Documentos y Apuntes

- [6] CNE. “*Política Energética: Nuevos Lineamientos*”. 2008.
- [7] CONTRERAS SEPÚLVEDA, JUAN M. “*Aspectos Económicos en la evaluación de proyectos de ERNC*”. Julio 2008.
- [8] PROYECTO ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (CNE/GTZ). “*Las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico chileno*”. Marzo 2009.
- [9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. “*How the energy sector can deliver on a climate agreement in Copenhagen*”. 2009.
- [10] REN21, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. “*Renewables Global Status Report*”. Update 2009.
- [11] ENERGY INTELLIGENCE SERIES. “*Renewable Energy: is it viable and profitable*”. Business News Americas. Agosto 2008.
- [12] KALTSCHMITT, MARTIN. STREICHER, WOLFGANG AND WIESE, ANDREAS. “*Renewable Energy Technology, Economics and Environment*”. Springer. 2007.
- [13] EPRI AND U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. “*Renewable Energy*”. California, Diciembre 1997.
- [14] MORENO, JORGE. MOCARQUER, SEBASTIÁN. RUDNICK, HUGH. “*Generación Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo*”. Syste Ingeniería y Diseños. 2006.
- [15] CNE. “*Guía para evaluación ambiental energías renovables no convencionales, proyectos eólicos*”. Octubre 2006.

- [16] CNE, PNUD, UTFSM “*Irradiación solar en territorios de la República de Chile – Registro Solarimétrico*”. 2008.
- [17] NREL, National Renewable Energy Laboratory. “*Economic, Energy, and Environmental Benefits of Concentrating Solar Power in California*”. Abril 2006.
- [18] EMERGING ENERGY RESEACH. “*Global concentrated solar power market & strategies, 2009-2020*”. 700 Technology Square. Cambridge - USA. Abril 2009.
- [19] CASTRO, ADRIANA. “*Minicentrales hidroeléctricas*”. IDEA, Instituto para la diversificación y ahorro de la energía. Madrid, España. Octubre 2006.
- [20] UNIVERSIDAD DE CHILE Y UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA. “*Estimación del aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales y del Uso Eficiente de la Energía Eléctrica al Sistema Interconectado Central (SIC) en el período 2008-2025*”. Programa de Estudios e Investigaciones en Energía del Instituto de Asuntos Públicos de la Universidad de Chile. Núcleo Milenio de Electrónica Industrial y Mecatrónica y Centro de Innovación en Energía de la Universidad Técnica Federico Santa María. Julio 2008
- [21] CNE. “*Desarrollo de un instrumento para el fortalecimiento de la operación del MDL en Chile para proyectos del sector energía*”. Enero 2006.
- [22] COMISIÓN CHILENA DEL COBRE. “*Emisiones de gases de efecto invernadero de la minería del cobre de Chile*”. 2007.
- [23] CAPOOR, KARAN & AMBROSI, PHILIPPE. “*State and Trends of the Carbon Market 2009*”. Washington, EE.UU. Mayo 2009.
- [24] CNE. “*Fijación de precios de nudo Sistema Interconectado del Norte Grande*”. Abril 2009.
- [25] CNE. “*Fijación de precios de nudo Sistema Interconectado Central*”. Abril 2009.
- [26] ANGLO AMERICAN CHILE. “*Reporte de desarrollo sustentable y estados financieros*”. 2008.
- [27] MOORE, LARRY. POST, HAL. HANSEN, TOM. MYSAK, TERRY. “*Photovoltaic Power Plant Experience at Tucson Electric Power*”. Sandia National Laboratories, Albuquerque, EE.UU. Tucson Electric Power Company, Tucson, AZ85702.
- [28] MÜLLER-STEINHAGEN, HANS. “*Solar Thermal Power Plant- On the Way to Commercial Market Introduction*”. Institute of Technical Thermodynamic, German Aerospace Center (DLR). Stuttgart, Alemania.

Leyes y Decretos

- [29] DFL N° 4 LEY 20.018. “*Ley General de Servicios Eléctricos en Materia de Energía Eléctrica*”. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Mayo 2006.
- [30] LEY N°20.257. “*Introduce Modificaciones a la Ley General De Servicios Eléctricos respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales*”. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Abril 2008.
- [31] DS 291. “*Reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los centros de despacho económico de carga*”. Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Agosto 2008.
- [32] DS 244. “*Reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la ley general de servicios eléctricos*”. Septiembre 2005

- [33] ACENOR, Asociación Consumidores Energía no Regulados. “*Boletín Legal N°14 Ley de Energías Renovables (ERNR)*”. Abril 2008.
- [34] “*Norma técnica de seguridad y calidad de servicio (NTdeSyCS)*” – Febrero del 2007.

Páginas Web

- [35] www.cne.cl
- [36] www.cdec-sic.cl
- [37] www.cdec-sing.cl
- [38] <http://www.windpower.org/en>
- [39] www.corfo.cl
- [40] <http://www.systep.cl/publicaciones.php>
- [41] <http://www.e-seia.cl>
- [42] www.anglochile.cl
- [43] http://www.bcentral.cl/estadisticas-economicas/series-indicadores/index_p.htm

9. Anexos

Se agregan en formato digital, mediante el CD adjunto, los archivos Excel utilizados para:

1. Efecto de ley de generación renovable no convencional.
2. Evaluación económica de los modelos de negocios.
3. Formato digital de memoria.

Todos los documentos se encuentran separados en carpetas distintas, de acuerdo a la numeración indicada.

“La información que esta Memoria recoge y contiene respecto de las operaciones y actividades de Anglo American Chile Ltda. y/o de cualquiera de las divisiones mineras e industriales operativas, así como la integridad e interpretación de la información, los análisis y conclusiones derivadas de ella, sólo corresponden a su autor y, en consecuencia son de su exclusiva responsabilidad, por lo que no comprometen en forma alguna a Anglo American Chile Limitada, sus divisiones operativas o empresas propietarias, como tampoco a sus ejecutivos, profesionales o técnicos. Anglo American Chile Ltda. únicamente ha colaborado con el autor en facilitarle acceso a sus instalaciones e información para la realización de esta tesis y no tiene opinión ni participación alguna en su contenido.”