



GUÍA DE

GESTIÓN

Aspectos claves en el desarrollo de proyectos ERNC



Autores:

Alfredo Olivares
Daniel Almarza
Andrés Bauzá
Myriam Barahona
Iván Poklepovic
Ignacio Delpino
Agustín Martorell
Sebastián Leyton

Comisión de Revisión:

Paula Maldonado
Corinna Ebert
Verónica Martínez
Ricardo González
Alejandro Silva

Editor:

Rodrigo Calderón

ISBN: 978-956-8898-02-1
Santiago de Chile, Diciembre 2013

MORALES & BESA
ABOGADOS

PRESENTACIÓN



El planeamiento y puesta en marcha de un proyecto de Energías Renovables No Convencionales representa un desafío complejo tanto para desarrolladores como para los inversionistas que han tomado la decisión de apoyar una de estas iniciativas. Esto es aún más relevante en el mercado eléctrico chileno en el que son los actores privados los encargados de dar respuesta a las necesidades energéticas del país para asegurar su crecimiento.

Por ello, el Centro de Energías Renovables ha editado este “Manual de Aspectos Claves en la Gestión de Proyectos ERNC”, como una herramienta de consulta para desarrolladores en la que se ordenan y sistematizan los procedimientos que se deben llevar a cabo para implementar este tipo de proyectos, desde la fase de surgimiento de la idea de negocio, hasta el cierre de operaciones. Esta guía ofrece un panorama global acerca de cómo enfrentar fases como el análisis de la disponibilidad de recursos, el desarrollo de ingeniería, la tramitación de permisos y, adicionalmente, algunas de las principales vías para acceder a financiamiento.

Con el manual que ponemos a disposición de los desarrolladores de proyectos, esperamos contribuir a una mejor comprensión y entendimiento de la vida de un proyecto ERNC y así aportar con información de valor al delicado proceso de toma de decisiones, todo con la intención de cooperar en la configuración de una matriz más diversificada y en donde las energías renovables consoliden el despegue mostrado en estos últimos años.

Agradecemos la colaboración de quienes han hecho posible la edición de esta guía y estamos seguros que estas iniciativas de transferencia de conocimientos seguirán siendo de suma importancia para el apoyo al desarrollo de las energías limpias en nuestro país.

María Paz De La Cruz
Directora Ejecutiva Centro de Energías Renovables

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	9
LAS ERNC EN CHILE	10
PROYECTOS EN OPERACIÓN.....	10
ACTUALIDAD DE LOS PROYECTOS ERNC.....	11
LEY 20.257 (LEY ERNC).....	11
LEY 20.698 (LEY 20-25).....	12

Capítulo I

EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE	15
1.1 MARCO INSTITUCIONAL	16
1.1.1 Ministerio de Energía	17
1.1.2 Comisión Nacional de Energía (CNE)	17
1.1.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).....	17
1.1.4 Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)	17
1.1.5 Centro de Energías Renovables (CER).....	18
1.1.6 Panel de Expertos	18
1.1.7 Resolución de conflictos	18
1.2 AGENTES DEL MERCADO.....	19
1.2.1 Segmento de Generación.....	20
1.2.2 Segmento de Transmisión.....	21
1.2.3 Segmento de Distribución	23
1.2.4 Cliente regulado	23
1.2.5 Cliente libre.....	23
1.3 EVOLUCIÓN DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	24

Capítulo II

COMERCIALIZACIÓN EN SEGMENTO GENERACIÓN EN CHILE.....	27
2.1 MERCADO MAYORISTA.....	27
2.1.1 Pago por energía: Mercado Spot.....	28
2.1.2 Pago por potencia.....	28
2.2 MERCADO DE CONTRATOS	29
2.3 OTROS PAGOS.....	29
2.3.1 Peajes de transmisión.....	29
2.3.2 Servicios complementarios	30
2.3.3 Atributo ERNC.....	30
2.3.4 Bonos de carbono	31
2.4 ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZACIÓN.....	31
2.4.1 Venta de energía y potencia al mercado Spot.....	32
2.4.2 Mercado Spot y mercado contratos con cliente libre, generador o distribuidora.....	32
2.4.3 Mercado Spot y mercado contratos con distribuidora (licitación)	32
2.4.4 Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD)	33

Capítulo III

ETAPAS DEL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL	35
3.1 ETAPAS DE PREINVERSIÓN.....	37
3.1.1 Idea de proyecto	37
3.1.2 Etapa de Perfil.....	37
3.1.3 Estudios de Prefactibilidad.....	41
3.1.4 Estudio de Factibilidad.....	43
3.2 ETAPAS DE INVERSIÓN	46
3.2.1 Etapa de Preconstrucción.....	46
3.2.2 Etapa de Construcción.....	48
3.3 Operación y cierre.....	50
3.3.1 Operación y mantenimiento.....	50
3.3.2 Cierre y abandono	51

Capítulo IV

GESTIÓN DE PERMISOS.....	53
4.1 PERMISOS TERRITORIALES Y DE ACCESO AL RECURSO.....	54
4.2 PERMISOS AMBIENTAL - SOCIAL.....	54
4.3 PERMISOS DE CONEXIÓN ELÉCTRICA.....	55
4.4 PERMISOS PARA LA CONSTRUCCIÓN, SEGURIDAD Y SALUD	56
4.5 PERMISOS RELEVANTES	56
4.5.1 Sistema de Impacto Ambiental (Resolución de Calificación Ambiental).....	56
4.5.2 Permisos Ambientales Sectoriales (PAS).....	58
4.5.3 Cambio de uso de suelo	60
4.5.4 Concesiones de Uso Oneroso (CUO).....	60
4.5.5 Concesiones eléctricas	61
4.5.6 Concesiones mineras.....	62

Capítulo V

GESTIÓN DE CONTRATOS.....	65
5.1 RECURSO (INMUEBLES, SUMINISTRO DE RECURSOS, DERECHOS DE AGUAS)	65
5.2 CONEXIÓN (TRANSMISIÓN, LÍNEAS ADICIONALES, PMG, PMGD)	66
5.3 CONTRATOS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA	67
5.4 CONSTRUCCIÓN (EPC)	70
5.5 SUMINISTRO DE EQUIPOS.....	71
5.6 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)	72
5.7 OTRAS FUENTES DE INGRESOS (ATRIBUTO ERNC Y MDL)	72

Capítulo VI

FINANCIAMIENTO	75
6.1 INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	76
6.1.1 Financiamiento de preinversión.....	76
6.1.2 Corporate Finance o financiamiento corporativo.....	76
6.1.3 Project Finance o financiamiento de proyectos.....	76
6.1.4 Instrumento de Financiamiento Mezzanine	77
6.1.5 Capital Accionario.....	77
6.1.6 Financiamiento bancario.....	77
6.1.7 Bonos.....	77
6.2 ASPECTOS CLAVES EN EL <i>PROJECT FINANCE</i>	78
6.2.1 Marco Regulatorio.....	78
6.2.2 Tipos de proyectos.....	78
6.2.3 Compañía de proyecto.....	78
6.2.4 Elementos distintivos de un Project Finance	79
6.2.5 Condiciones de Financiamiento.....	80
6.2.6 Fuentes de financiamiento bancario o de instituciones financieras.....	80
6.2.7 Análisis de riesgos.....	80
6.2.8 Herramientas de mitigación de riesgos.....	84
6.3 ETAPAS DE LA GESTIÓN DE FINANCIAMIENTO.....	85
6.3.1 Carta Mandato.....	85
6.3.2 Term Sheet o términos y condiciones.....	85
6.3.3 Due Diligence.....	85
6.3.4 Documentación.....	85
6.3.5 Pre Cierre y Cierre Financiero.....	85
6.3.6 Desembolsos.....	85
6.3.7 Test de cierre financiero.....	86
6.4 OTRAS CONSIDERACIONES.....	86
6.4.1 Principios del Ecuador.....	86
6.4.2 DL 600 Inversionistas extranjeros.....	86
6.4.3 Capítulo XIV.....	87
6.4.4 IVA en proyectos ERNC.....	88

Índice de figuras

Figura 1: Evolución de capacidad instalada ERNC, periodo 2000–2013.....	10
Figura 2: Proyectos en evaluación ambiental.....	11
Figura 3: Evolución de la Ley 20.257.....	11
Figura 4: Cuota Ley 20.257 versus 20.698.....	12
Figura 5: Evolución de energía afecta a Ley 20.257 y 20.698.....	12
Figura 6: Sistemas eléctricos nacionales.....	16
Figura 7: Demanda de energía eléctrica y crecimiento histórico.....	16
Figura 8: Estructura del Ministerio e instituciones relacionadas.....	16
Figura 9: Esquema del mercado eléctrico de Chile.....	19
Figura 10: Clasificación de medios de generación por tamaño.....	21
Figura 11: Clasificación del sistema de transmisión.....	21

Figura 12: Sistemas de Transmisión de la mayores SING y SIC 22

Figura 13: Cronología de la regulación del sector eléctrico. 24

Figura 14: Esquema de pago en el mercado eléctrico chileno..... 27

Figura 15: Curva de oferta de generación del SIC..... 28

Figura 16: Transferencias de potencia en el mercado Spot..... 28

Figura 17: Concepto de remuneración en el mercado eléctrico..... 31

Figura 18: Resumen de precios: costos marginales, precios medio de mercado..... 32

Figura 19: Ciclo de Vida de Proyecto ERNC. 36

Figura 20: Estudios y Análisis de Etapa de Perfil..... 37

Figura 21: Estudios y Análisis de Etapa de Prefactibilidad. 41

Figura 22: Estudios y Análisis de Etapa de Factibilidad. 44

Figura 23: Estudios y Análisis Etapa de Preconstrucción..... 47

Figura 24: Estudios y Análisis Etapa de Construcción..... 48

Figura 25: Etapa de Operación y Cierre..... 50

Figura 26: Gestión de Permisos de un proyecto ERNC 54

Figura 27: Agentes participantes y flujos de fondos en el financiamiento de un proyecto de ERNC.
Fuente: Feller Rate Consulting, 2011..... 79

Figura 28: Condiciones usuales internacionales de Project Finance para proyecto..... 80

Figura 29: Ciclo de Valor para el desarrollador v/s riesgo del financista..... 81

Índice de Tablas

Tabla 1: Estado de los proyectos ERNC conectados en Chile. 10

Tabla 2: Riesgos en la construcción de proyectos 49

Tabla 3: Marco regulatorio aplicable a la conexión según clasificación de redes..... 56

Tabla 4: Riesgos y mitigantes. 82-83

INTRO- DUCCIÓN

El objetivo del presente documento es servir de guía para el desarrollador de proyectos ERNC, que entregue recomendaciones para una gestión exitosa de un proyecto conectado a la red eléctrica.

En los últimos años se ha registrado un crecimiento explosivo de la cartera de proyectos renovables, sin embargo, el desarrollo de éstos parece no ser trivial incluso para empresas con experiencia internacional en este tipo de iniciativas. Esto se debe en gran medida a las particularidades que presenta el mercado eléctrico chileno y a la gestión de trámites asociados a proyectos de generación energética.

Este libro pretende mostrar de manera gráfica y secuencial los aspectos claves en la gestión de este tipo de proyectos, no como un simple manual de procedimientos, sino más bien como un mapa general que permita dimensionar la magnitud y las líneas de trabajo necesarias de estudiar, de modo que el proyecto avance coherentemente, evitando –en la medida de lo posible– errores de planificación o imprevistos que desencadenen en atrasos y sobrecostos.

De esta forma, el desarrollador de proyecto podrá contar con una visión general de las etapas de un proyecto, los estudios que deberá realizar y permisos que debe solicitar, de manera que pueda exigir contenidos y estándares mínimos a sus contrapartes contractuales. Asimismo, este documento puede servir de referencia respecto de los requisitos básicos exigibles al momento de buscar financiamiento o ejecutar el proyecto.

Las ERNC en Chile

Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) son aquellas que utilizan fuentes como la energía solar, eólica, hidráulica de pequeña escala (< 20MW), geotérmica, de los mares, biogás y biomasa, para obtener generación de energía.

Los primeros avances en ERNC en Chile se obtuvieron hace ya varias décadas, motivados principalmente por la familiarización con el desarrollo de grandes proyectos hidráulicos. De ahí, al levantamiento de proyectos similares pero de baja escala (mini hidráulica), hubo sólo un paso. Junto con esto, la biomasa ha mostrado un fuerte desarrollo como consecuencia de la diversificación de los negocios en las empresas forestales que buscaban algún retorno y mejor uso para sus desechos. Sin embargo, no fue sino hasta la promulgación de la Ley 20.257 que se ha observado un crecimiento sostenido en la incorporación de estos proyectos a la matriz energética, así como de otras tecnologías (eólica y solar) en la medida que comienzan a ser económicamente factibles.

En la siguiente tabla se observa el estado actual de las ERNC en el país (Septiembre de 2013), tanto los proyectos que están en operación, construcción, así como aquellos que están en evaluación ambiental aún a la espera de materializarse.

Tabla 1:
Estado de los
proyectos ERNC
conectados en
Chile.

Fuente: CER, SEA, CDEC, CNE. Septiembre, 2013.

Tecnología	Operación	Construcción	SEIA	
			RCA aprobada, sin construir	En calificación
Bioenergía	442	10	106	27
Eólica	298	490	3486	1537
Mini hidráulica	323	76	262	146
Solar	5,7	126	5057	2610
Geotérmica	0	0	120	0
Total	1.069	702	9032	4320

Proyectos en operación

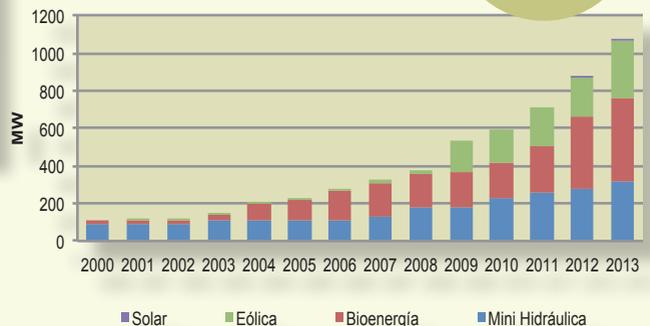
Actualmente, la capacidad instalada por fuente ERNC interconectada a los cuatros principales sistemas eléctricos del país alcanza a 1.069 MW. Siendo la bioenergía, la tecnología que más aporta con 442 MW, luego la sigue la mini hidráulica con 323 MW, luego eólica con 298 MW y finalmente 5,7 MW a solares.

Los proyectos ERNC que actualmente inyectan energía al sistema se concentran especialmente en el SIC, que posee el 96% del total de ERNC instalada en el país, correspondiente a centrales del tipo eólica, mini hidráulica, biomasa, biogás y solar, mientras que en el SING existen a la fecha 18,5 MW entre centrales mini hidráulicas y solar.

Por otra parte, en el siguiente gráfico se observa la evolución de la capacidad de ERNC entre los años 2000 y 2013. Si bien la bioenergía y la mini hidráulica han tenido una participación y aumento sostenido desde décadas, el mayor crecimiento está asociado a la energía eólica, especialmente entre 2008 y 2009, luego de la promulgación de la Ley 20.257. Bastante más atrás, pero con buenas perspectivas, se observan los primeros megawatts solares que entran en operación a fines del 2012 que, junto a los proyectos que actualmente están en construcción de esta tecnología, proyectan en los próximos años una participación importante de la matriz ERNC nacional. Considerando los proyectos que actualmente están en construcción, es esperable que en los próximos años la energía eólica pueda transformarse en la tecnología con mayor capacidad instalada y la solar cada vez tenga un mayor peso en la matriz energética.

Figura 1:
Evolución de
capacidad
instalada ERNC,
periodo
2000-2013.

Fuente CDEC, CNE, CER. Septiembre, 2013.



Actualidad de los proyectos ERNC

La cartera de proyectos ERNC sin construir a octubre de 2013 alcanza los 13.352 MW, entre proyectos aprobados y aún en evaluación ambiental, compuesta principalmente de iniciativas solares y eólicas. Ambas acaparan el 95% de la cartera.

La fuerte presencia de estas tecnologías se observa a contar del año 2006, cuando se incrementó el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) de los proyectos eólicos, que de hecho lideraron la cartera de proyectos sin construir hasta 2012. Durante 2013, las iniciativas solares han superado a las eólicas, acaparando el 57% de la cartera a octubre de 2013 frente a un 38% de proyectos eólicos.

En la Figura 2 se presenta el estado actual de la cartera de proyectos ERNC en el SEIA, haciendo la diferenciación entre los aprobados y los que aún se encuentran a la espera de su calificación.

Ley 20.257 (Ley ERNC)

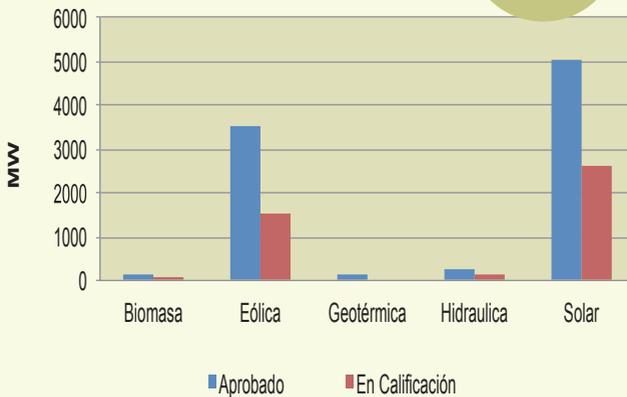
El 20 de marzo de 2008 se promulgó la Ley 20.257 sobre la obligación de generación en base a fuentes ERNC, la cual estableció que el 5% de los retiros efectuados por empresas generadoras que mantengan contratos de suministros firmados con fecha posterior al 1 de agosto de 2007, debía provenir de fuentes no convencionales. Este porcentaje debía incrementarse 0,5% cada año a partir de 2015, llegando al 10% en el 2024. Asimismo, la energía acreditada debía provenir de centrales ERNC que hayan iniciado su operación a partir del 1 de enero de 2007.

Para cumplir con lo impuesto por la Ley, las empresas generadoras que no poseían centrales ERNC propias, tenían la facultad de tranzar con empresas ERNC la energía requerida, pactando un precio de compra por unidad de energía, lo que es llamado informalmente "atributo ERNC". En caso de no cumplir con la obligación o no acreditar la compra del atributo, la empresa quedaba afectada a una multa de 0,4 UTM/MWh.

En la Figura 3 se aprecia la evolución del cumplimiento de esta obligación. A partir de agosto 2011, se supera de forma ininterrumpida lo requerido por la Ley 20.257, llegando en el mes de agosto de 2013, al 8,22% de inyección ERNC sobre los retiros afectos.

Fuente SEA, CER. Septiembre, 2013.

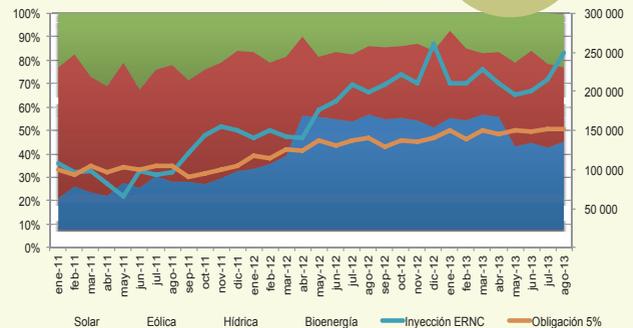
Figura 2: Proyectos en evaluación ambiental.



Es importante destacar las más de 50 iniciativas de centrales mini hidráulicas que representan el 26% del número total de proyectos en cartera, generando una industria bastante activa en torno a esta tecnología. Muchas veces este importante aporte no se percibe, ya que por ser proyectos menores a 20 MW, se traduce en una cifra menor en términos de capacidad instalada.

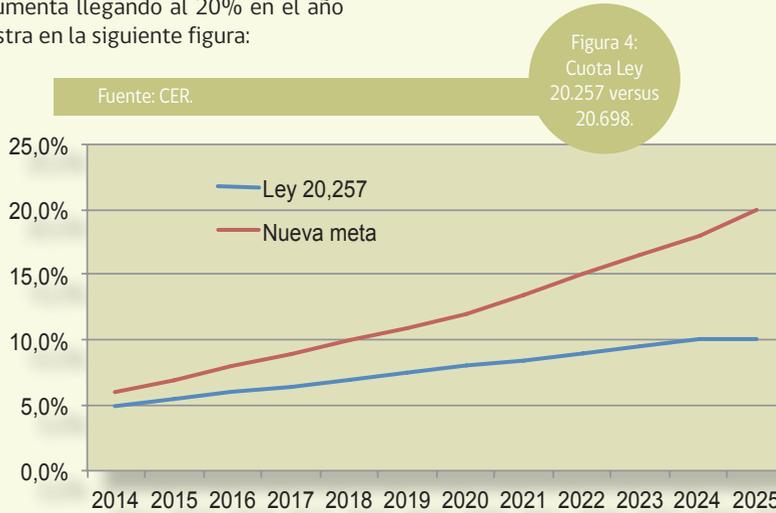
Fuente CDEC, CER. Septiembre, 2013.

Figura 3: Evolución de la Ley 20.257.



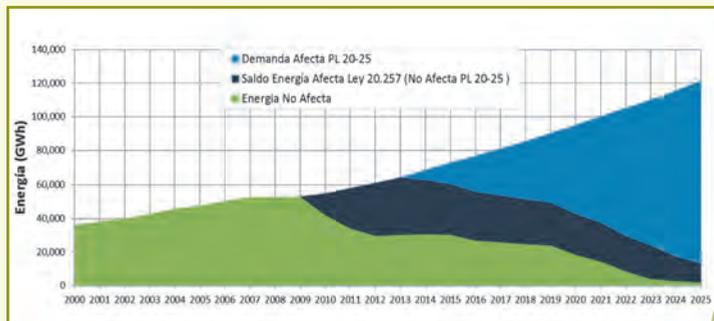
Ley 20.698 (Ley 20-25)

En octubre de 2013, se promulgó la ley 20.698 que propicia la ampliación de la matriz energética mediante ERNC, la cual modifica la Ley 20.257 fijando una nueva obligación de penetración ERNC, aplicable a los nuevos contratos de suministro, o modificaciones, con fecha posterior al 1 de julio de 2013. Esta ley establece una cuota de 6% en el año 2014, la cual aumenta llegando al 20% en el año 2025 tal como se muestra en la siguiente figura:



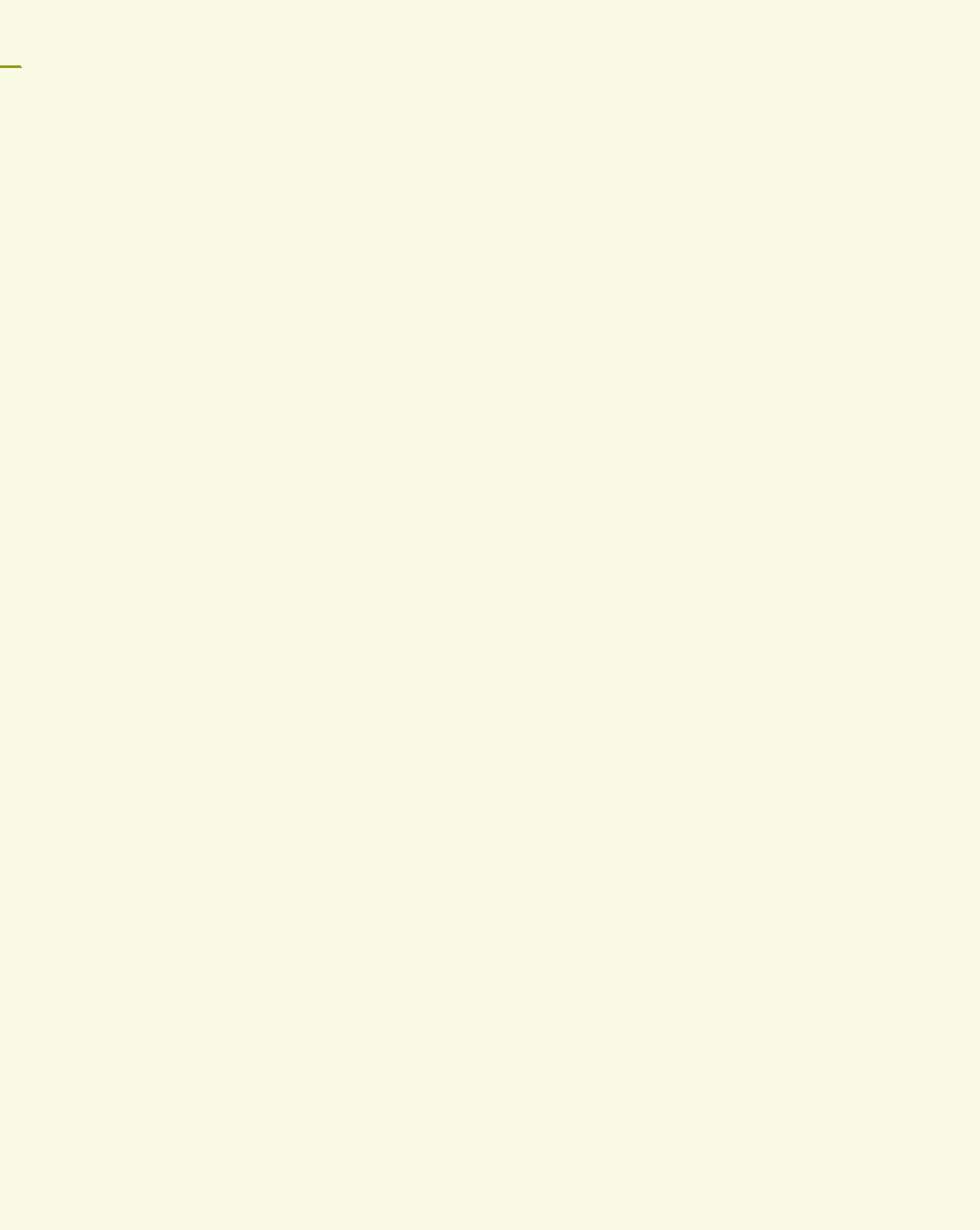
En la Figura 5 se muestra una proyección de la evolución de la energía de los contratos de suministro a partir del año 2000, propuesta por el Ministerio de Energía a modo de referencia. En ésta se puede observar cómo va evolucionando la energía afecta a la Ley 20.257 y a la nueva ley, en la medida que la demanda crece y se renuevan los contratos, finalizando en 2025 con prácticamente el total de la energía afecta a alguna de las leyes de fomento a las renovables.

Otra de las modificaciones introducidas tras la promulgación de la Ley, es la existencia de licitaciones públicas llevadas por el Ministerio de Energía, en las cuales se licitarán los bloques de energía necesarios para cubrir la exigencia, con un máximo de dos licitaciones al año. Para esto, se ofrece un esquema de pago especial con el fin de fomentar la estabilidad en el flujo de ingreso para los proyectos ERNC.



Fuente Ministerio de Energía.

Figura 5: Evolución de energía afecta a Ley 20.257 y 20.698.



EL SECTOR ELÉCTRICO EN CHILE

En el mercado eléctrico en Chile, la totalidad de la inversión y operación en infraestructura energética se sustenta en la acción de capitales privados, privilegiando la eficiencia económica, la seguridad de suministro, la protección del medio ambiente y la competitividad en aquellos segmentos no monopólicos.

Los agentes de mercado que participan en el sector eléctrico en Chile se dividen en 3 segmentos: Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras, encontrándose además 2 tipos de consumidores, los clientes regulados y los clientes libres. Esta estructura del mercado fue incorporada a través de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1) de 1982, en la que se establece que las inversiones en el sector eléctrico deben ser realizadas por empresas privadas de modo de expandir en forma continua cada uno de los tres sectores, para incrementar y facilitar el acceso de la población al uso de la energía eléctrica.

De esta forma, el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

En la industria eléctrica nacional participan alrededor de 70 empresas generadoras de diversos tamaños, 10 empresas transmisoras y 31 empresas distribuidoras. La capacidad instalada de generación eléctrica se encuentra distribuida en cuatro sistemas a lo largo del país, dos sistemas mayores (con potencia instalada mayor a 200 MW) y cuatro sistemas medianos (con potencia instalada mayor a 1,5 MW y menor a 200 MW):

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece la zona norte, principalmente a los grandes consumos mineros del país. El SING une en 220 kV desde Arica hasta Antofagasta.
- Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre la zona centro y la mayor parte del sur del país. El SIC abarca en 220 kV o 500 kV, según el tramo, desde Tal-Tal hasta Puerto Montt (e incluso hasta Quellón, en la isla de Chiloé, en tensiones más bajas).
- Sistemas de Los Lagos, Aysén y Magallanes, que cubren las tres regiones del extremo austral de Chile y el sistema de Isla de Pascua en dicha isla.

En 2012, la capacidad instalada llegó a un total de 17.638 MW, según se muestra en la Figura 27.

Capacidad instalada por sistema en Chile, 2011

Installed capacity per system in Chile, 2011



Figura 6:
Sistemas eléctricos nacionales.

Fuente: CNE, CER, 2011

La evolución de la demanda de energía eléctrica en el país y las tasas de crecimiento anual observadas para el período 1960-2012, se muestran en la Figura 28. Se aprecia una tasa de crecimiento promedio en torno al 5%; sin embargo, en la última década la tasa se situó en torno al 7%. El comportamiento exponencial del crecimiento de la demanda de energía hace suponer un escenario de inversiones necesarias para satisfacer la demanda de cara a los próximos años. Por otra parte, es interesante constatar que el consumo eléctrico presentó nulas tasas de crecimiento durante el periodo 2007 a 2009, recuperándose en los años 2010 y 2012 con valores cercanos al 5% pudiéndose encontrar importantes relaciones asociadas a los ciclos macroeconómicos.

Demanda de energía eléctrica y crecimiento 1960-2011

Demand of electric energy and growth 1960-2011

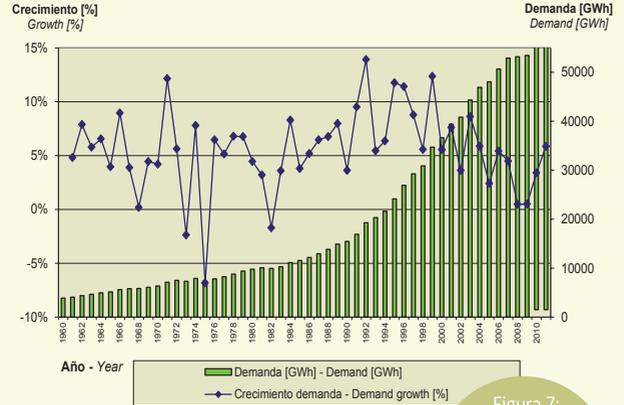


Figura 7:
Demanda de energía eléctrica y crecimiento histórico.

Fuente: CNE, 2011

1.1 Marco Institucional

Existen diferentes instituciones y organismos que se relacionan directamente con el sector eléctrico, interactuando entre ellos. Este documento presenta un conjunto acotado de ellos, concentrándose en los que participan en el ámbito de la política, regulación y fomento del segmento eléctrico. A continuación, se entrega una descripción de las instituciones relevantes a considerar.



Fuente: Ministerio de Energía

Figura 8:
Estructura del Ministerio e instituciones relacionadas.

1.1.1 Ministerio de Energía

El Ministerio de Energía, entidad creada por la Ley 20.402 que entró a regir el 1 de febrero de 2010, es el órgano superior de colaboración del Presidente de la República en las funciones de gobierno y administración del sector energético.

Su objetivo general es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas para el buen funcionamiento y desarrollo del sector, velar por su cumplimiento y asesorar al Gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

La Ley describe a este sector como aquel que comprende todas las actividades de estudio, exploración, explotación, generación, transmisión, transporte, importación y exportación, almacenamiento, distribución, consumo, uso eficiente, y cualquiera otra que concierna a la electricidad, carbón, gas, petróleo y derivados, energía nuclear, geotérmica y solar, y demás fuentes energéticas.

1.1.2 Comisión Nacional de Energía (CNE)

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es un organismo fiscal, autónomo y descentralizado, que se relaciona con el Presidente de la República por intermedio del Ministerio de Energía, creado bajo el amparo del Decreto Ley 2.224 del 25 de mayo de 1978, modificado por la Ley 20.402 que crea el Ministerio de Energía.

Es un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica. Sus funciones son:

- a) Analizar técnicamente la estructura y nivel de los precios y tarifas de bienes y servicios energéticos, en los casos y forma que establece la ley.
- b) Fijar las normas técnicas y de calidad indispensables para el funcionamiento y la operación de las instalaciones energéticas, en los casos que señala la ley.
- c) Monitorear y proyectar el funcionamiento actual y esperado del sector energético, y proponer al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran en las materias de su competencia.

- d) Asesorar al Gobierno, por intermedio del Ministerio de Energía, en todas aquellas materias vinculadas al sector energético para su mejor desarrollo.

En el sector eléctrico realiza una planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, elabora los reglamentos y normas; le corresponde efectuar el cálculo de tarifas a clientes regulados, entre otras actividades que se encuentran expresamente indicadas en la ley.

La administración de la CNE corresponde al Secretario Ejecutivo, quien es el Jefe Superior del Servicio y tiene su representación legal, judicial y extrajudicial.

1.1.3 Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Es la principal agencia pública responsable de fiscalizar el mercado energético del país. La SEC fue creada como tal en el año 1985, mediante la promulgación de la Ley 18.410 Orgánica de la SEC, conforme a la cual tiene por misión vigilar la adecuada operación de los servicios de electricidad, gas y combustibles líquidos, en términos de su seguridad, calidad y precio, cuando éstos son regulados.

Entre sus principales facultades, funciones y atribuciones, están: fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales; dictar reglamentos y normativas; otorgar las concesiones provisionales de las plantas productoras de gas, centrales productoras de energías eléctricas, de subestaciones eléctricas, de líneas de transporte y líneas de distribución de energía eléctrica; resolver conflictos; autorizar servidumbres; amonestar; aplicar multas, entre otras.

1.1.4 Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC)

Son órganos de derecho privado encargados de coordinar la operación del sistema eléctrico, tienen sus funciones definidas en la Ley Eléctrica y en el Reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 291 de fecha 4 de octubre de 2008. Sus principales responsabilidades están asociadas a preservar la seguridad global y garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico. Además, deben garantizar el acceso abierto a los sistemas de transmisión (liquidar los pagos en transmisión, licitar los proyectos de expansión de la transmisión troncal) y determinar los costos marginales de energía y las transferencias económicas entre los integrantes del CDEC.

Los dos sistemas interconectados mayores presentes en Chile, Sistema Interconectado Central (SIC) y Sistema Interconectado Norte Grande (SING), poseen un Centro de Despacho Económico de Carga, CDEC-SIC y CDEC-SING, que coordinan la operación de cada sistema respectivamente.

Integran los CDEC todas aquellas empresas que posean instalaciones de generación, transmisión, subtransmisión y transmisión adicional junto a clientes libres conectados directamente a instalaciones de transmisión. Sin embargo, la reglamentación permite abstenerse de conformar el CDEC para aquellas empresas propietarias de centrales eléctricas, cuya capacidad instalada total sea inferior a 9 MW, transmisoras con un total de líneas inferior a 100 Km, o clientes libres conectados a sistemas de transportes en barra inferior a 15 MW, entre otros casos. El directorio de los CDEC, de acuerdo con el D.S. 291 y su modificación publicada el 5 de agosto de 2013 en el Diario Oficial, está conformado por 5 integrantes, representantes de los segmentos de generación, transmisión y clientes libres.

Cada CDEC a su vez se conforma por cuatro direcciones que son: Dirección de Operación, Dirección de Peajes, Dirección de Administración y Presupuesto y Dirección de Planificación y Desarrollo.

1.1.5 Centro de Energías Renovables (CER)

A mediados del año 2009 se creó el CER, institución cuyo objetivo es promover y facilitar el desarrollo de la industria de las ERNC, articulando esfuerzos públicos y privados que optimicen el uso del potencial de recursos energéticos renovables no convencionales existentes en Chile, contribuyendo así a lograr un abastecimiento de energía seguro y sustentable económica, ambiental y socialmente.

A través del contacto directo que logra el CER con todos los integrantes de la industria de las ERNC, es además un proveedor de insumos para el Ministerio de Energía para el diseño de las nuevas políticas en esta materia.

El CER realiza principalmente tres líneas de acción:

- **Centro de información:** servicio de atención al cliente donde se reciben a todos los actores relacionados con la ERNC para responder de forma rápida y efectiva a sus inquietudes. En este sentido, el CER se encuentra en continuo contacto con las diferentes instituciones nacionales y extranjeras de la industria para mantenerse a la vanguardia en materia legislativa, técnica y de mercado, relacionada con las ERNC.

- **Acompañamiento de proyectos de inversión y de pilotos de ERNC:** el CER acompaña a los proyectos de inversión y pilotos de ERNC durante su desarrollo, facilitando las gestiones institucionales para lograr su materialización efectiva. Dentro de esta línea de acción, el CER apoya en la tramitación, articula "matchmaking" para financiamiento, orienta el uso de los instrumentos de fomentos, establece redes de capital humano y entrega orientación técnica en general.

- **Promoción y difusión de ERNC:** El CER genera instancias de difusión de ERNC a nivel nacional, a través de cursos, talleres, seminarios, capacitaciones, encuentros, actividades y mesas de trabajo.

Con estas líneas de acción el CER responde a los tres pilares de la política energética en Chile, que busca obtener energía a precios más competitivos, aumentar la seguridad de suministro y respetar el medio ambiente.

1.1.6 Panel de Expertos

El Panel de Expertos es un órgano creado a través de la modificación de Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), Ley N° 19.940, con atribución exclusiva para el sector eléctrico, con competencia acotada, integrado por profesionales expertos, cuya función es pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica y que le deben ser sometidas conforme a la Ley, así como conflictos que pueden generarse entre dos o más empresas del sector eléctrico que acuerden voluntariamente someterse a la resolución que emita el organismo.

La institución la integran siete profesionales de amplia trayectoria profesional o académica. Cinco de ellos deben ser ingenieros o licenciados en ciencias económicas, chilenos o extranjeros, y dos deben ser abogados. Los integrantes y un secretario abogado son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC), mediante un concurso público por periodos de seis años. La composición se renueva en forma parcial cada tres años.

1.1.7 Resolución de conflictos

En el caso de proyectos ERNC, toda discrepancia o conflicto que se suscite entre distintos actores del mercado eléctrico con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica, dependiendo del tipo de proyecto, del segmento al que se quiere conectar (distribución, subtransmisión,

transmisión) o del modelo de comercialización elegido (fuera del mercado mayorista, mercado spot, contratos de suministro), será resuelto por alguna de las siguientes instituciones:

- Panel de Expertos.
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Para cada tema en discrepancia, la normativa del sector estipula la institución encargada de resolver la discrepancia o conflicto específico. A modo de ejemplo, en la relación entre un PMGD y una empresa de distribución, es la SEC la institución encargada de dirimir algún contencioso.

1.2 Agentes del Mercado

La interacción de cada segmento del mercado eléctrico, se muestra en la Figura 9. Las empresas generadoras según el tipo de fuente energética que posean, producen la energía para cumplir con los contratos de suministro con los clientes libres, empresas distribuidoras o simplemente inyectarla a la red al mercado spot si no se poseen contratos. Las empresas de transmisión realizan el transporte de la energía en largas distancias, cuidando de reducir las pérdidas. Las distribuidoras, reciben la energía eléctrica para abastecer a clientes de alta tensión o la red de distribución del área de concesión.

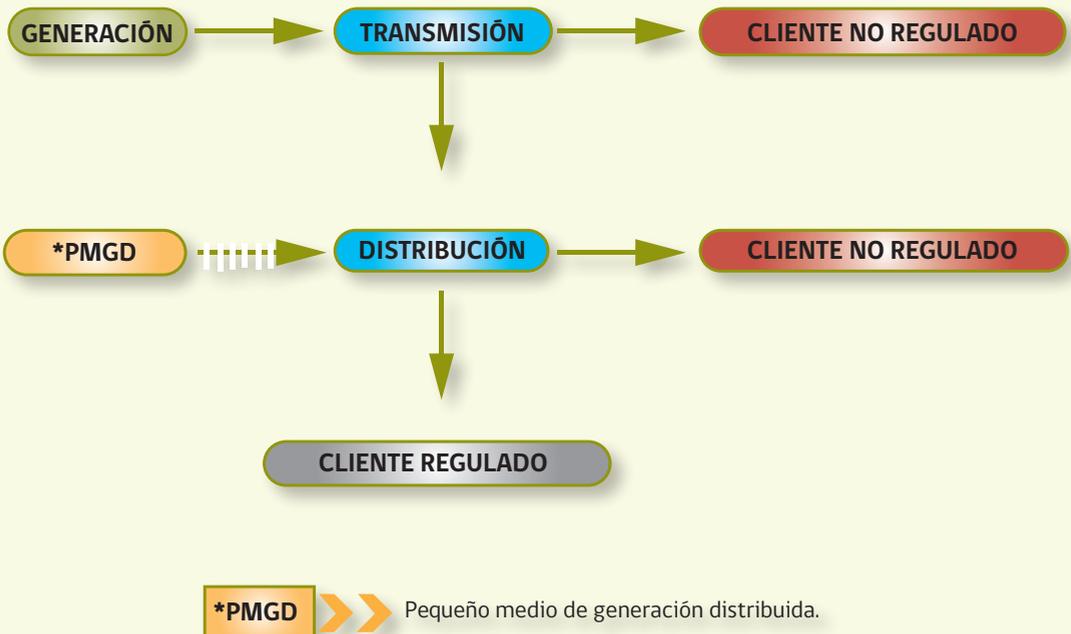


Figura 9:
Esquema del
mercado eléctrico
de Chile.

Fuente: CER.

El tratamiento regulatorio es diferenciado por segmento, sobre la base del análisis de las condiciones particulares de cada sector para la promoción de la competencia. En el caso de la generación, se verifica la inexistencia de economías de escala significativas, lo que permite la competencia en la etapa de producción de electricidad, determinando los precios por medio de los costos marginales. Asimismo, se constata que en la actividad de comercialización mayorista de la energía puede desarrollarse un mercado constituido por los propios generadores, en el cual diversos actores están posibilitados de competir por precio para el suministro de mediano a largo plazo de grandes clientes y empresas distribuidoras.

En el caso de la distribución, se concibe que las economías de escala no sean significativas para empresas de distinto tamaño con densidad de carga similar. Esto se traduce en que, al aumentar el volumen de potencia distribuida por efectos de ampliación de la zona de cobertura y sin cambios notables de densidad, los costos medios se mantienen en niveles similares. Por el contrario, si la superficie constante el volumen de potencia distribuida aumenta, se verifican disminuciones relevantes en los costos medios. Este efecto es llamado economías de densidad y caracteriza a la actividad de distribución como monopolio natural en una zona de características dadas, pero permite la existencia de una diversidad de empresas de distinto tamaño operando en zonas diferentes, con tarifas iguales para todas las empresas de densidad similar. Las señales de eficiencia se obtienen por medio de la implementación de un sistema de precios por zona tipo, con la determinación de los costos incurridos por una empresa ficticia eficiente, con la cual deben competir cada una de las distribuidoras de la zona.

La transmisión, por su parte, presenta significativas economías de escala y de densidad, lo cual determina su carácter de monopolio natural. En este caso, las condiciones de eficiencia general se obtienen utilizando un sistema tarifario que permita cubrir óptimamente los costos de inversión y operación, y definiendo condiciones de acceso no discriminatorio a todos los usuarios.

1.2.1 Segmento de Generación

Este segmento está constituido en la actualidad por un conjunto de más de 40 empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad. Se caracteriza por ser un mercado competitivo, en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción.

La matriz de generación eléctrica nacional, se conforma principalmente por generadoras térmicas e hidráulicas, donde las térmicas utilizan como combustibles principales el gas natural, carbón y los derivados del petróleo. En los últimos años, el aporte de las ERNC ha tenido un considerable aumento actualmente superando el 6% de la capacidad total instalada del país.

Medios de generación ERNC

Los medios de generación renovables no convencionales se definen de acuerdo a la última modificación de la LGSE (Ley 20.257) y son los que presentan cualquiera de las características que se mencionan a continuación:

- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. Se entenderá incluida la fracción biodegradable de los residuos sólidos domiciliarios y no domiciliarios.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kW.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la geotermia, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural de la tierra.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
- Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.
- Otros medios de generación determinados fundamentalmente por la Comisión Nacional de Energía, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

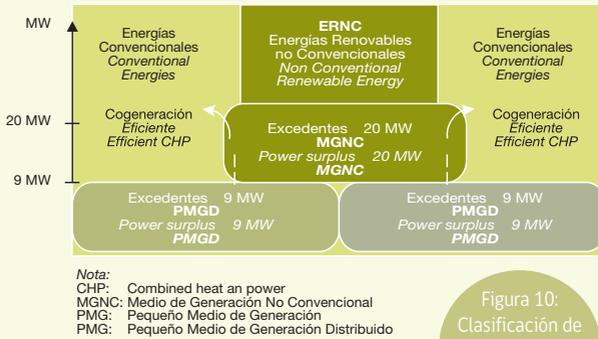


Figura 10: Clasificación de medios de generación por tamaño.

Fuente: Compendio energético 2011.

En Chile, el sistema de transmisión se divide en tres segmentos, conocidos como transmisión troncal, subtransmisión y transmisión adicional:

Sistema de Transmisión Troncal

Se define como aquellas líneas y subestaciones eléctricas económicas, eficientes y necesarias para posibilitar el abastecimiento de la totalidad del sistema.

De acuerdo al DFL N°4, estas instalaciones deben cumplir con una tensión nominal de la línea de transmisión mayor o igual a 220kV. Además, las líneas poseen tramos con flujos bidireccionales relevantes. La magnitud de los flujos en estas líneas no está determinada por el consumo de un número reducido de consumidores ni sus flujos pueden ser atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente, o a la producción de una central generadora o grupo reducido de centrales.

1.2.2 Segmento de Transmisión

Son las empresas que transportan energía eléctrica desde los centros excedentarios en generación a los deficitarios. Actualmente en el país, los niveles de tensión empleados en el sector de transmisión cubren el rango comprendido entre tensiones mayores a 23 kV y 500 kV.

Es un mercado regulado como el nuestro, el precio es determinado por la CNE para valores de potencia. La CNE también propone obras de transmisión vía licitaciones a través de un plan de expansión del sistema que se realiza anualmente. Los pagos por concepto de uso de las redes de transmisión se denominan "peajes". La metodología de cálculo de peajes es regulada por la CNE y aplicada por los CDECs respectivos y dependerán del sistema de transmisión en el cual se encuentre el proyecto y del rango de inyección del generador.

En la actualidad, para el SIC el sistema de transmisión troncal comprende las instalaciones energizadas a niveles de tensión superior o igual a 220kV entre los nudos Diego de Almagro y Puerto Montt y -a su vez- el área de influencia común de las instalaciones ubicadas entre las barras Quillota y Charrúa. En el caso del SING, corresponde a las instalaciones comprendidas entre los nudos S/E Tarapacá - S/E Atacama.

Sistema de subtransmisión

Se entiende como aquellas instalaciones interconectadas al sistema eléctrico, dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales, libres o regulados, ubicados en zonas de concesión de empresas distribuidoras.

Adicionalmente, se determina que las instalaciones de subtransmisión deben cumplir el requisito de no calificar como instalaciones troncales de acuerdo a lo definido en el Artículo 74 de la LGSE y que los flujos en las líneas no sean atribuidos exclusivamente al consumo de un cliente o a la producción de una central generadora o de un grupo reducido de centrales generadoras.

En general, los sistemas de subtransmisión operan a niveles de tensión de entre 66 kV y 110 kV.

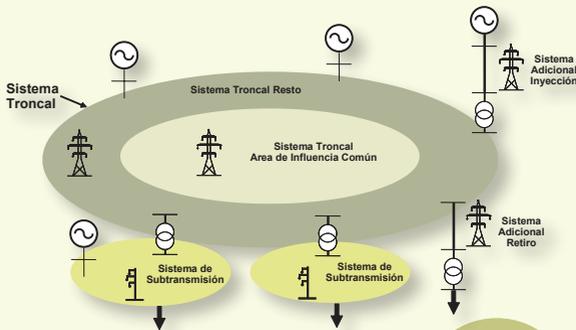


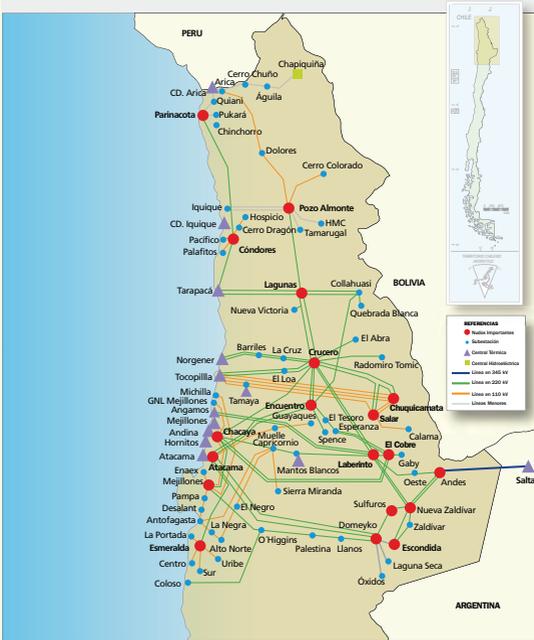
Figura 11: Clasificación del sistema de transmisión.

Fuente: Centro de Energía, Universidad de Chile. 2011

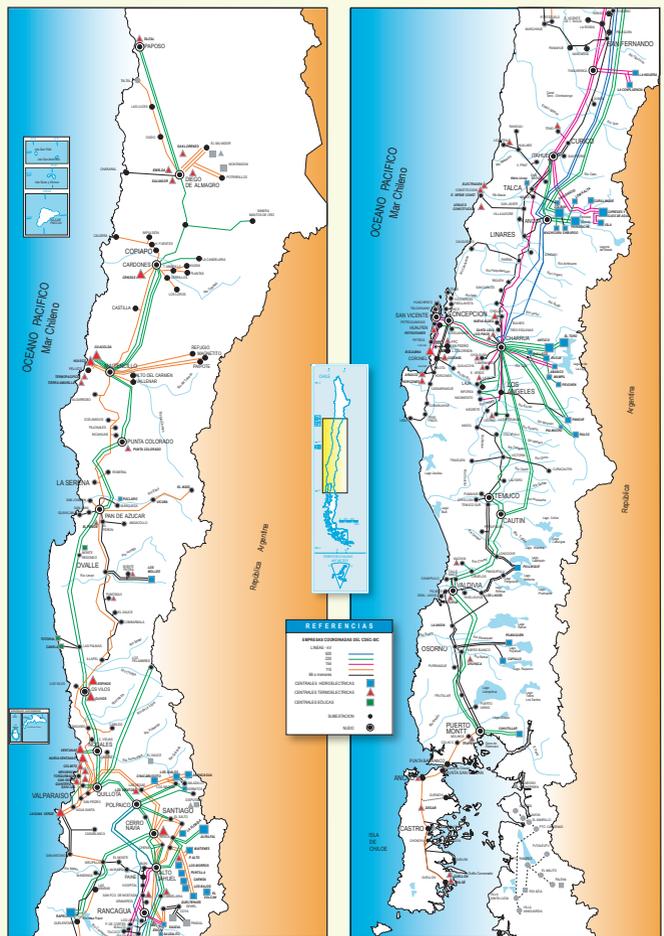
Sistemas adicionales

Por último, los sistemas de transmisión adicionales son aquellas líneas destinadas principalmente al suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios, así como por las líneas cuyo objetivo es permitir a los generadores inyectar su producción al sistema eléctrico. En general, estos sistemas también operan a niveles de tensión de entre 66 kV y 110 kV.

DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DEL SING



CDEC-SIC SISTEMA INTERCONECTADO CENTRAL



*Aprobada su circulación por resolución N°79 del 9 de abril de 2005 de la Dirección Nacional de Fronteras y Límites del Estado. La edición y circulación de mapas cartográficos o otros impresos que se refieren o relacionan con las fronteras de Chile no comprometen en modo alguno al Estado de Chile de acuerdo con el Art. 2° letra g) del D.F. N° 23 de 1979 del Ministerio de Relaciones Exteriores.
Nota: Actualizado hasta mayo de 2011.

Figura 12: Sistemas de Transmisión de la mayores SING y SIC

Fuente: CNE, CDEC, 2011

1.2.3 Segmento de Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados. Es un mercado regulado por la CNE, a través del Valor Agregado de Distribución (VAD) y por precios de licitaciones de energía, los cuales son transferidos a los clientes regulados.

Los sistemas eléctricos de distribución se desarrollan sobre la base de la localización y crecimiento de la demanda. El crecimiento geográfico horizontal de la demanda corresponde al incremento de la población y las viviendas, el cual está fuertemente ligado a los planes de desarrollo urbano. Por otra parte, el crecimiento vertical (intensidad de consumo) de la demanda, se relaciona con el incremento del ingreso y el desarrollo tecnológico asociado a mayor acceso en equipos electrodomésticos en el sector residencial y de automatización en el sector industrial.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de la LGSE, DS 327/1997, se determina que en los Sistemas de Distribución (SD) se diferencian dos niveles de tensión: Alta tensión en distribución para tensiones entre 400 V y 23.000 V, y baja tensión en distribución, para tensiones inferiores a 400 V.

De esta forma, los alimentadores de los sistemas de distribución (alta tensión en distribución) operan en diferentes tensiones comprendidas entre los rangos especificados, como por ejemplo: 12, 15 y 23 kV. Por otro lado, las redes de distribución de baja tensión operan a 220/380 V.

1.2.4 Cliente regulado

Los clientes regulados son aquellos para los cuales el precio y la calidad de suministro son regulados según el cálculo tarifario por la CNE para el periodo correspondiente y las normativas vigentes, respectivamente. Se trata de clientes cuya potencia conectada es inferior a 500 kW, o aquellos en el rango de 500 kW y 2 MW que opten por este régimen de fijación de precios, que estén ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria. También lo son los suministros que se efectúen a empresas eléctricas que no dispongan de generación propia, en la proporción en que estas últimas

efectúen a su vez suministros sometidos a fijación de precios. Lo anterior se verifica cuando se trata de sistemas eléctricos de tamaño superior a 1.500 kilowatts en capacidad instalada de generación.

Estos consumidores representan aproximadamente el 66% del consumo total en el SIC, y el 10% del consumo del SING. En este mercado, las empresas distribuidoras compran la energía a las generadoras, a través de licitaciones públicas de energía, cuyas bases son elaboradas por las empresas distribuidoras, pero deben ser aprobadas por la CNE.

1.2.5 Cliente libre

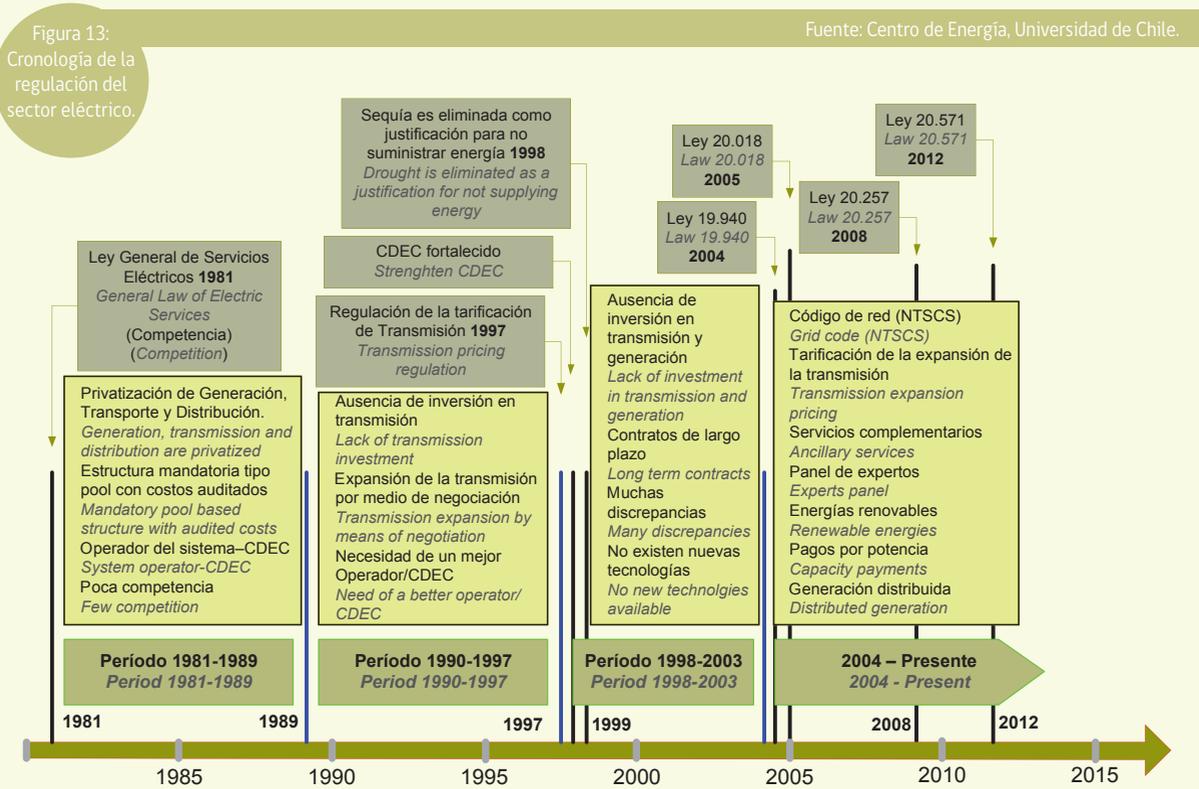
Designa a los clientes que consumen por sobre un determinado volumen mínimo y que tienen la opción de acceder a precios libremente pactados. Los clientes libres son aquellos consumidores con potencia conectada superior a 2 MW, o bien, teniendo una potencia conectada menor o igual a 2 MW cumpla con alguna de las siguientes condiciones:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio;
- Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 MW-km;
- Cuando la potencia conectado del cliente sea superior a 500 kW. En este caso, el cliente tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un periodo mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción debe ser comunicada a la concesionaria de distribución con una antelación de al menos 12 meses.

Los clientes libres poseen una mayor capacidad de negociación en virtud de su tamaño, ya que no son clientes exclusivos de la empresa distribuidora perteneciente a determinada concesión, sino que puede pactar los precios libremente con las empresas generadoras o distribuidora. En el SIC, los clientes de esta categoría concentran aproximadamente el 34% del consumo total del sistema, mientras que en el SING representan alrededor del 90%.

1.3 Evolución de la regulación del sector eléctrico

Desde 1981, cuando se promulgó el DFL 1/1982 que introdujo la competencia y privatización del sector eléctrico, hasta la actualidad, el sector ha ido evolucionando conforme a diferentes etapas representativas de estos últimos 27 años. La Figura 13 muestra la cronología relacionada a hitos de la regulación del sector eléctrico, desde la promulgación del DFL 1.



Cada cuadro que describe la situación del sector, resalta condiciones observadas en dichos períodos e introducción de nuevos agentes (i.e energías renovables, generación distribuida), instituciones (Panel de Expertos, CDEC) y/o elementos como los servicios complementarios.





COMERCIALIZACIÓN EN SEGMENTO GENERACIÓN EN CHILE

El mercado eléctrico en Chile se ha diseñado de forma tal que su inversión y operación de infraestructura energética la realicen operadores privados que velen por la eficiencia económica. En el segmento de generación de electricidad, dada la inexistencia de economías de escala apreciables, se observa que bajo condiciones óptimas del parque generador, la tarificación a costo marginal de la generación de electricidad, se ha traducido en equilibrio económico a todas y cada una de las unidades generadoras incorporadas en dicho parque.

En el siguiente apartado, se entrega una descripción de los distintos mecanismos de transacción de la energía a nivel de empresas eléctricas, consumidoras y clientes, así como las responsabilidades comerciales que deberá enfrentar un generador al momento de desarrollar su proyecto. Todo esto, considerando las modificaciones legales y reglamentarias vigentes.

2.1 Mercado mayorista

El mercado mayorista corresponde a aquel en que, de acuerdo a compromisos contractuales de abastecimiento, se realizan transferencias de energía y potencia. Es importante recalcar que sólo pueden participar empresas generadoras capaces de inyectar o retirar energía de la red. Esta energía es valorada al costo marginal en el horario de producción, mientras que la potencia es valorada al precio de nudo (precio calculado por la CNE).

El sistema de **peak load pricing** asegura teóricamente que, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda, los ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía, sumado a los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la tecnología de punta, cubren exactamente los costos de inversión más los costos de operación de los productores en conjunto.

De esta forma, el mercado eléctrico focaliza la competencia en la concreción de proyectos de generación eficientes (costos de inversión y operación) y en la buena gestión comercial de contratos bilaterales con clientes libres y regulados a diferencia de lo observado a nivel internacional, dado que en Chile no existe un esquema de ofertas (aquellos basados en bolsas de energía con ofertas libres de compra y venta), sino que una comunicación de los costos de generación. La definición de estrategias de ofertas para la compra y venta de energía no corresponde a un elemento crítico en el desempeño competitivo.



Figura 14:
Esquema de pago
en el mercado
eléctrico chileno

Fuente: Centro de Energía, Universidad de Chile.

Para determinar el precio de la energía, se calcula el costo marginal de la central menos eficiente económicamente en aportar energía al sistema en la última hora. La venta de potencia es el precio que se debe pagar por utilizar una potencia máxima durante un periodo o por contratos definidos. En ambos casos, los precios de energía y potencia pueden ser regulados o convenidos en los contratos de los clientes libres con las empresas generadoras o distribuidoras.

En resumen, se define el mercado chileno como tipo pool obligatorio. Por tanto, un generador podrá inyectar en un punto y/o retirar energía en otro para cubrir sus contratos, recibiendo o pagando el costo marginal correspondiendo a ese punto.

2.1.1 Pago por energía: Mercado Spot

El modelo para la tarificación en la actividad de generación, por ser un segmento competitivo, es el Costo Marginal. En el sistema eléctrico los costos marginales se calculan para el sistema económicamente adaptado a la demanda.

Como se mencionó anteriormente, el mercado eléctrico chileno es del tipo pool obligatorio, con costos de generación auditados y un mercado mayorista spot (horario) cerrado a los generadores. El despacho de las unidades de generación en el mercado de generación es coordinado por los CDECs respectivos de cada sistema, considerando la curva de demanda y los costos de generación de las unidades disponibles para inyectar a la red. De esta forma, el costo marginal queda determinado por la última unidad despachada. La curva de oferta de generación para el SIC se muestra en la Figura 15.

2.1.2 Pago por potencia

El precio de potencia, señalado en la Figura 16, es determinado semestralmente por la autoridad como el costo de desarrollo de la tecnología más económica para dar suministro en horas de mayor demanda. Específicamente, para determinar el precio de la potencia de punta se utiliza el costo unitario de instalación de turbinas a gas. A cada unidad generadora se le reconoce una potencia dependiendo de las características de su energético primario, su tasa de fallas forzadas, salidas de operación programadas y su contribución conjunta en el sistema, la cual determina su ingreso por potencia (venta de potencia). A este tipo de mecanismo se le conoce en la literatura internacional como **"pago por capacidad de tipo administrativo"**, ya que no es el mercado quien la determina, sino que es un organismo administrativo quien evalúa y determina precios y cantidades, en el caso de Chile, la CNE y el CDEC respectivamente.

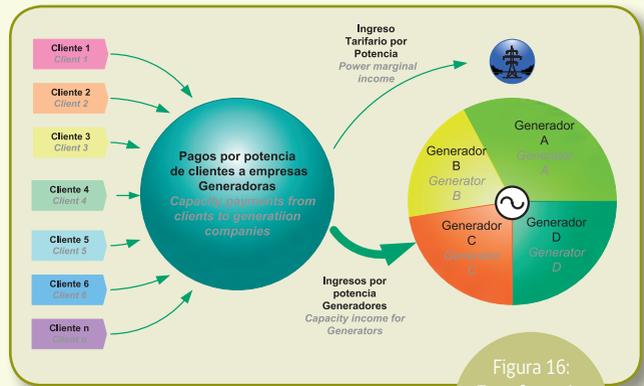


Figura 16: Transferencias de potencia en el mercado Spot.

Fuente: Centro de Energía, Universidad de Chile.

Asimismo, cada empresa generadora, de acuerdo a sus contratos de suministro y al comportamiento de estos consumos en condiciones de demanda de punta, es responsable de realizar compras de potencia en el sistema. Estas compras son transferidas por los generadores como cargo a sus clientes libres y regulados.

Se aprecia que los cargos por potencia a clientes finales, teóricamente cubren los ingresos por inversión en capacidad de las centrales generadoras. La posición excedentaria o bien deficitaria de potencia de una empresa de generación dependerá de los contratos de suministro que ésta posea. A modo de ejemplo, una empresa que no posee contratos de suministro siempre será excedentaria en las transferencias de potencia, dado que no tiene obligaciones declaradas y éstas no se descontarán en su balance.

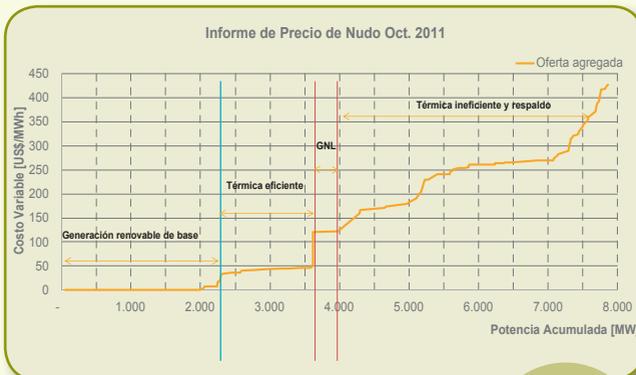


Figura 15: Curva de oferta de generación del SIC.

Fuente: CNE, 2011.

2.2 Mercado de contratos

Corresponde a un mercado de tipo financiero con contratos pactados libremente entre las partes. Los generadores pueden hacer contratos con otras empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres, en donde pueden establecer una obligación de suministrar y una obligación de comprar a un precio predeterminado. Normalmente, las mediciones se realizan hora a hora. Las principales características del contrato se definen a continuación:

- Los contratos son confidenciales y cualquier especificación sobre punto de suministro y cantidades de energía deben ser informados al CDEC para su administración. No obstante, la CNE publica un valor medio conocido como “precio medio de mercado”, el cual es actualizado de forma mensual.
- Los contratos con empresas distribuidoras pueden ser para el abastecimiento de clientes regulados o para clientes libres.
- Los contratos son financieros, es decir, el generador siempre compra en el mercado spot para vender en el mercado de contratos, se encuentre o no despachado. El contrato financiero permite dar estabilidad de precio a los agentes compradores y vendedores, de acuerdo a las expectativas de la evolución de los costos marginales que cada cual tenga.
- A partir del año 2010, los precios de clientes regulados quedaron establecidos a partir de los precios de energía y potencia resultantes de licitaciones públicas de suministro.
- Sin embargo, aún quedan contratos bajo el antiguo régimen que establecía la venta a distribuidores de acuerdo al precio de nudo de energía y potencia. El precio de nudo de energía corresponde al promedio de los costos marginales esperados de corto plazo, con un mínimo de 24 y un máximo de 48 meses, ajustado a una banda de precios libres. El precio de nudo es calculado semestralmente por la CNE en los meses de abril y octubre.

2.3 Otros pagos

Adicionalmente, dentro de un proyecto de generación se deben considerar otras alternativas de ingresos o egresos, los cuales no están relacionados directamente con los mercados anteriormente descritos, pero que dependiendo de las características del proyecto, podrían aplicarse.

2.3.1 Peajes de transmisión

Las redes de transmisión presentan costos de operación y mantención por el uso de sus redes, los cuales son conocidos como “peajes”. Específicamente, el artículo N° 80 de la LGSE menciona: **“Las empresas señaladas en el artículo 78° deberán pagar a él o los representantes de las empresas propietarias u operadoras del respectivo sistema de transmisión troncal, de los sistemas de subtransmisión y de los sistemas adicionales que correspondan, los costos de transmisión de conformidad con la liquidación que efectúe la Dirección de Peajes del respectivo CDEC”.**

El cálculo y valorización del peaje depende por tanto del tipo de sistema de transmisión por el cual fluya la energía del medio de generación. De esta forma, existen peajes de transmisión adicional, peajes de subtransmisión y peajes de transmisión troncal. Dentro del sistema de transmisión troncal, se identifican además dos tipos: Área de Influencia Común (AIC) y Sistema Troncal Resto.

Los peajes son calculados a prorrata del uso de la capacidad de la línea, determinada por el CDEC respectivo del sistema en que se conecte el proyecto. Las metodologías del cálculo de los peajes están definidas en la LGSE y en forma genérica se componen por un valor fijo, compuesto por la Anualidad del Valor de Inversión (AVI), y los Costos de Operación y Mantención y Administración (COMA), menos los costos variables denominados Ingreso Tarifario (IT), cuyo valor varía de acuerdo al uso de la red:

$$PEAJE = AVI + COMA - IT$$

Donde:

- AVI** : anualidad de inversión.
- COMA** : costos de operación, mantenimiento y administración.
- IT** : ingreso tarifario.

Exención de peajes para Pequeños Medios de Generación (PMG y PMGD)

De acuerdo a lo establecido en la LGSE, se permite una exención de peajes por uso del sistema troncal para aquellos MGNC cuyos excedentes de potencia inyectados al sistema sean inferiores a 20 MW.

Esta exención es completa para los generadores conectados como Pequeños Medios de Generación (PMG) o Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD), es decir aquellos proyectos de menos de 9 MW y, para aquellos entre 9 MW y 20 MW, se realiza un ajuste proporcional dependiendo de los excedentes inyectados al sistema. La exención está condicionada a un límite, el cual se alcanza cuando la capacidad instalada exenta de peajes es superior al 5% de la capacidad instalada del sistema.

2.3.2 Servicios complementarios

No fue sino hasta la promulgación de la Ley 19.940 de marzo de 2004 cuando se distingue formalmente entre los conceptos de suficiencia y seguridad del sistema eléctrico. Los conceptos son definidos de la siguiente manera:

Suficiencia

Atributo de un sistema eléctrico cuyas instalaciones son adecuadas para abastecer su demanda.

Seguridad de servicio

Capacidad de respuesta de un sistema eléctrico, o parte de él, para soportar contingencias y minimizar la pérdida de consumos, a través de respaldos y de servicios complementarios.

Estos conceptos han derivado a la implementación de Servicios Complementarios (SSCC). La Ley establece que "todo propietario de instalaciones eléctricas interconectadas deberá prestar los SSCC de que disponga, que permitan realizar la coordinación de la operación del sistema conforme a las normas de seguridad y calidad de servicio".

Servicios Complementarios (SSCC)

Recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137º

del DFL 4. Son servicios complementarios aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

Se encarga a los CDEC la tarea de definir, administrar y operar estos servicios, ateniéndose a las exigencias de calidad y seguridad establecidas en la normativa y minimizando el costo de operación del sistema. En relación al pago de estos servicios, se establece que los propietarios de instalaciones deberán declarar los costos incurridos por la prestación de los SSCC, los que posteriormente deberán ser valorados por los respectivos CDEC. La compatibilización de los precios de estos servicios con los cobros por concepto de energía y potencia son asignados a un Reglamento, el que hasta la fecha de edición de este Manual no ha sido promulgado. De este modo, el regulador avanza en la separación de los atributos de seguridad y suficiencia tanto a nivel conceptual como de remuneración.

2.3.3 Atributo ERNC

Con la promulgación de la Ley 20.257 se incorporó la exigencia de cuotas de generación exclusivas para ERNC para aquellas empresas que mantuviesen contratos de suministro con fecha de firma posterior a 1 de agosto de 2007 (Para mayores detalles véase sección 2.3 del manual). Esto se traduce en la posibilidad de comercializar los excedentes de ERNC entre empresas que exceden el porcentaje establecido por la Ley y aquellas deficitarias.

Este traspaso puede comercializarse en forma bilateral a precios libremente pactados e independientes de las ventas de energía. Los valores a los que se transan los excedentes, son informados al CDEC respectivo, el cual -una vez al año- publica el precio medio de comercialización.

2.3.4 Bonos de carbono

Si bien este mercado no pertenece al sector eléctrico, otra alternativa de ingresos para un generador puede ser a través de la transacción de bonos de carbono tanto en los mercados obligatorios o voluntarios, cuyas unidades transables son el CER (**Certified Emission Reduction**) y VER (**Verified Emission Reduction**), respectivamente.

La transacción de bonos de carbono para la reducción de emisiones de efecto invernadero, fue un mecanismo que se creó a partir de la necesidad de cumplir con el Protocolo de Kyoto, acordado por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático. De esta forma,

se creó un mercado obligatorio donde países industrializados -Anexo I- pueden financiar proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo -no Anexo I- y recibir créditos por ello, ya que adquirieron compromisos vinculantes para reducir emisiones.

Cada proyecto puede cuantificar sus emisiones y transar bonos para mitigarlas. Dentro de este tipo de transacciones funciona la Implementación Conjunta (IC, correspondiente a financiamiento directo al proyecto) y la Transacción de Emisiones (compra y venta de créditos de emisiones). Existen países en los que se determina un límite de emisiones para una determinada empresa o entidad (representan cantidades de emisión que se pueden liberar sin incurrir en una falta legal); el emisor genera menos emisiones de lo permitido, dejando un margen de permisos de emisión (o derechos de emisión) que pueden ser vendidos a entidades, que por diversas razones, no consiguieron emitir menos del límite establecido.

Por otra parte, existen mercados voluntarios donde se comercializan **offsets** generadas por los Mecanismos del Protocolo de Kyoto o bien, certificaciones de proyectos adicionales sujetos a estándares distintos. Para ello, exis-

ten otros estándares certificadores, metodologías adicionales y organismos de registro. Gracias a ellos, es posible la compensación voluntaria de emisiones a través de proyectos cuyas emisiones de GEI son verdaderas, medibles, adicionales y permanentes. De esta forma, el consumidor elegirá qué estándar certificador usa y si las transacciones las hace bilateralmente o a través de una estructura de intercambio formal (vía Bolsa de Comercio).

2.4 Alternativas de comercialización

Descrita la operativa del mercado spot, la Figura 17 muestra las interacciones de los diferentes agentes en el esquema de mercado chileno.

En él, los contratos de suministro entre los privados sólo tienen un carácter financiero, siendo el CDEC la entidad que realiza el despacho físico hora a hora, basado en la información de costos de operación de cada una de las unidades generadoras.

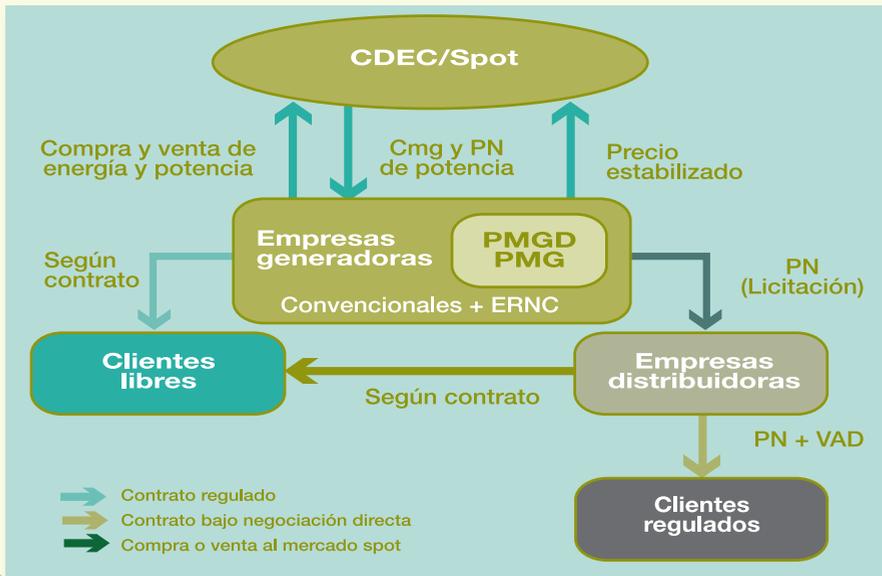


Figura 17:
Concepto de remuneración en el mercado eléctrico.

Fuente: Manual Mercado Eléctrico, GIZ.

En la figura anterior, se aprecia que las empresas generadoras se relacionan con el mercado Spot a través de compras y ventas de energía y potencia al costo marginal de la energía (CMg) y precio de la potencia respectivamente. Este esquema también es aplicable a los Pequeños Medios de Generación (PMG), Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) y

otros proyectos ERNC. Sin embargo, como se verá más adelante, en el caso de los PMG y PMGD también es factible acceder a un precio estabilizado en las ventas de energía (ver Reglamento del DS 244). A su vez, las empresas generadoras poseen contratos con los clientes libres a precios libremente pactados (clientes no regulados) y con las empresas distribuidoras a precio de nudo, determinado por la autoridad (cálculo semestral de la CNE utilizando el plan de obras indicativo y estimando los costos marginales para los próximos 48 meses) o bien a través de un proceso regulado de licitaciones de suministro (clientes regulados). A su vez, las empresas distribuidoras venden su energía a clientes regulados finales, haciendo uso de las distintas tarifas reguladas para clientes finales, o bien, a clientes libres que no desean pactar libremente contratos de suministro con las empresas de generación.

Como referencia, a continuación se presentan los precios asociados al mercado spot (costos marginales) y mercado de contratos (precio medio de mercado).

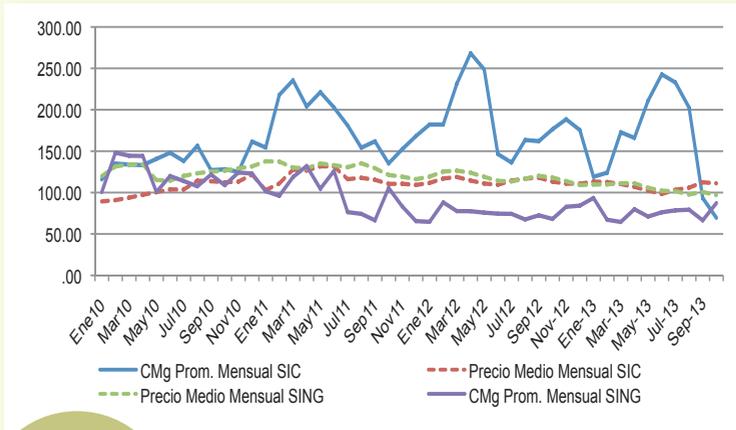


Figura 18:
Resumen de precios:
costos marginales, precios
medio de mercado
(Barra referencia:
Crucero y Quillota).

Fuente: CDEC SING, CDEC SIC, CNE y CER. Septiembre 2013.

A modo de resumen, se detalla a continuación cada una de las alternativas que tendrá un generador ERNC para comercializar su energía:

2.4.1 Venta de energía y potencia al mercado Spot

Esta alternativa hace referencia a la participación en las transferencias de energía y potencia en el mercado Spot, donde sus inyecciones de energía se valorizan a costo marginal, mientras que la potencia es valorizada a precio nudo de potencia.

Dependiendo del sistema al cual se conecte, el CDEC respectivo realizará de forma mensual un balance de transferencia de energía y potencia en el cual se identifican aquellas empresas excedentarias y deficitarias; de acuerdo a la energía inyectada por cada generador, se valorizarán las transferencias entre empresas, donde las deficitarias realizarán el pago a aquellas excedentarias de acuerdo a sus retiros.

2.4.2 Mercado Spot y mercado contratos con cliente libre, generador o distribuidora.

De forma similar al caso anterior, el generador ERNC interactúa con el mercado Spot y de forma simultánea mantiene un contrato de suministro. Este contrato puede ser con otra empresa generadora, un cliente libre o una empresa distribuidora.

El contrato de suministro es fijado mediante una negociación bilateral entre las empresas, en la cual se pacta un precio de venta que puede ser fijo o variable. Una vez pactado el contrato, éste debe ser informado al CDEC para incluirlo en su balance mensual del cual se le descontará la energía consumida por el cliente, multiplicada por el costo marginal calculado para el consumo.

En el caso de que el generador no sea capaz de suministrar el total de la energía requerida para cumplir su contrato, éste igual será suministrado por otros generadores, efectuándose una transferencia en el mercado Spot entre los generadores.

Cabe destacar que el contrato bilateral con la empresa distribuidora tiene como fin dar suministro a los clientes libres de la empresa de distribución, por lo que dicha energía no entra en el proceso de licitación que se describirá a continuación.

2.4.3 Mercado Spot y mercado contratos con distribuidora (licitación)

En este caso, el generador ERNC no sólo interactúa con el mercado Spot, sino que también mantienen un contrato con una empresa distribuidora que entrega suministro a clientes regulados.

El precio de contrato con la empresa distribuidora es fijado a través de un proceso de licitación pública mediante subasta, en la que se presentan diferentes bloques de

energía para abastecer el suministro en un periodo fijo. Los generadores presentan ofertas por los diferentes bloques, los que se asignan a quien presente la mejor oferta. Este proceso es llevado a cabo por las empresas distribuidoras y auditado por la CNE.

2.4.4 Pequeño Medio de Generación Distribuida (PMGD)

Esta alternativa sólo está considerada para unidades de generación eléctrica menores a 9 MW en redes de media tensión en los sistemas de distribución. Este tipo de generación se coordina y establece relaciones contractuales directamente con la empresa distribuidora. A su vez, la empresa distribuidora se mantiene como responsable de la calidad de suministro y de servicio del sistema.

De esta forma, el PMGD tendrá como alternativas vender la energía al mercado Spot o a través de un contrato con un cliente libre o la distribuidora, si es que ésta tiene algún compromiso con algún cliente libre. Finalmente, el PMGD también podrá acogerse al régimen de precio estabilizado, el cual corresponde al precio de nudo de la barra correspondiente, valor que es calculado dos veces al año por la CNE.

Aquellos generadores que opten por esta modalidad, deben dar aviso al CDEC respectivo con una antelación de 6 meses y para cambiar de régimen se debe avisar con 12 meses de anticipación. El período mínimo de permanencia para cada régimen es de 4 años.



ETAPAS DEL DESARROLLO DE UN PROYECTO DE ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL

Para que un proyecto ERNC sea exitoso es necesario que cuente con una base sólida de estudios y análisis que deben ejecutarse acorde al avance del proyecto y siempre velando por que los recursos vayan invirtiéndose de forma estratégica, evitando así desperdiciarlos en líneas que no sean viables.

En el presente capítulo, se realiza una descripción genérica y referencial propuesta por el Centro de Energías Renovables respecto de las etapas más relevantes de un proyecto ERNC, desde el nacimiento de la idea del proyecto hasta la operación y cierre. Es importante tener en cuenta que estas etapas no deben entenderse como una secuencia de pasos completamente independientes. El desarrollo de un proyecto ERNC es un proceso dinámico, que requiere de una gran flexibilidad y capacidad de adaptación de parte del desarrollador y, por ello, hay que estar dispuesto a realizar ajustes en la planificación de acuerdo a la estrategia de la empresa, la tecnología del proyecto y las particularidades del entorno.

Por este motivo, se proponen cuatro dimensiones de trabajo: recurso-emplazamiento, ambiental-social, ingeniería y eléctrica, las cuales se recomiendan abarcarlas desde el principio del proyecto e ir desarrollándolas en forma paralelas, ya que la identificación temprana de riesgos puede significar ahorros considerables de tiempo y dinero, así como la adecuación de estudios en las otras dimensiones. Adicionalmente se agrega el componente legal, el cual implica un trabajo permanente que incluye temáticas de cada dimensión, pero por su importancia se trata aparte.

Los proyectos ERNC poseen un ciclo de vida similar al de cualquier otro proyecto de inversión, desde los primeros

estudios de preinversión hasta su ejecución y operación. El presente documento divide el ciclo de vida en las siguientes etapas:

Preinversión

Corresponde al proceso de elaboración de los estudios, análisis y gestión necesarios para la preparación, formulación y evaluación del proyecto que permiten resolver el problema o atender la necesidad que le da origen. El resultado es una decisión de invertir o no en un proyecto. Estos análisis traen consigo una serie de beneficios relevantes:

- Sólo se ha incurrido en una cantidad moderada de gastos para entender el proyecto y sus posibilidades de éxito, antes de la fase en que se espera la inversión de mayores sumas de dinero asociada a la implementación del proyecto.
- Permite identificar los riesgos más importantes que enfrenta el proyecto antes de proceder a la aplicación.
- Prueba el alcance del proyecto identificado y aclara eventuales razones por las cuales no emprender el proyecto.
- Es el momento del proyecto donde se puede agregar mayor valor, a través de la creatividad y la experiencia de los involucrados, donde las ideas pueden ser consideradas y probadas en un entorno seguro.

La etapa de preinversión se verifica a través de la preparación y evaluación de proyectos para determinar la rentabilidad privada sobre la cual debe programarse la inversión. Este análisis debe realizarse en cada uno de los distintos niveles del avance del proyecto, es decir, en etapa de idea, perfil, prefactibilidad y factibilidad.

Inversión

En esta etapa se entiende que el desarrollador ha tomado la decisión de inversión, es decir, se ha decidido por concretar el proyecto y esto implica dar los últimos pasos pendientes a contar de las especificaciones técnicas pertinentes para las obras por construir y compra de los insumos. Los estudios se profundizan en detalle y empiezan a verse resultados tangibles de todas las fases anteriores ya que comenzará la implementación del proyecto.

Previo a comenzar las obras, se debe pasar exitosamente los estudios de detalle de las obras civiles y conexión a red, auditorías externas a la evaluación de recurso y estimación de producción de energía y quizás el factor más crítico, la obtención del cierre financiero con el banco o institución financiera, previo sometimiento del proyecto a un proceso de Due Diligence realizado por la entidad financiera.

Realizado los pasos anteriores, se realiza la construcción que termina con la puesta en marcha donde se realiza el test financiero para ajustar las condiciones del crédito según desfases en los tiempos de construcción e implementación y desviaciones en la productividad de la planta respecto a lo planificado en función de los diferentes estudios realizados.

En la clasificación de este libro esta etapa se dividirá en preconstrucción y construcción.

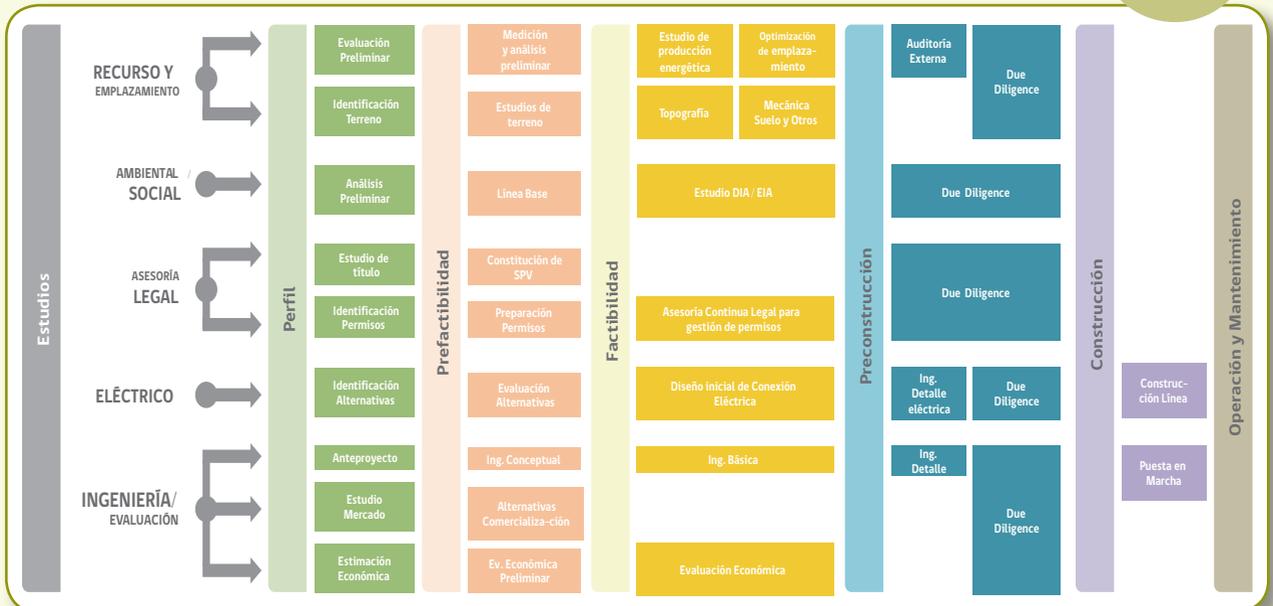
Operación y Cierre

Este periodo es el más extenso ya que se considera el tiempo en que el proyecto estará funcionando en régimen, incluyendo sus mantenimientos y reparaciones en caso de falla. Finalmente considera un plan de cierre cuando haya acabado su vida útil.

Las etapas a tratar en este capítulo se muestran en la siguiente figura:

Figura 19: Ciclo de Vida de Proyecto ERNC.

Fuente: CER.



3.1 Etapas de Preinversión

3.1.1 Idea de proyecto

Toda iniciativa de generación energética tiene su origen en lo que se conoce como “idea de proyecto” que no es más que una conceptualización preliminar acerca de cómo satisfacer una demanda o asumir una oportunidad para obtener beneficios bajo condiciones de mercado presentes y futuras. En el caso de las ERNC, un desarrollador puede comenzar con un proyecto cuando ya ha identificado una o más oportunidades, cuando posea conocimiento tecnológico o cuando tenga una ventaja competitiva con respecto a los demás actores de dicho mercado, como por ejemplo, tener acceso al recurso.

3.1.2 Etapa de Perfil

Esta es la etapa más preliminar del análisis de preinversión, por lo tanto, el resultado debe considerarse sólo como una primera aproximación. En general, se busca establecer si el proyecto presenta características que indiquen la conveniencia de recomendar su inmediato abandono o resolver la continuidad del proyecto destinando recursos para profundizar el análisis ante una iniciativa particular de inversión. En suma, se trata de estudiar la viabilidad técnica, legal y económica de las distintas alternativas.

La viabilidad técnica apunta a despejar si el proyecto es factible desde el punto de vista físico o material, de modo de descartar aquellas opciones que no son viables. La evaluación económica, en tanto, debe llevarnos a identificar, en términos de magnitud, el valor neto entre beneficios versus costos del proyecto. De hecho, en la determinación preliminar de los costos y los ingresos pueden utilizarse aproximaciones surgidas a partir de información general, juicios comunes o experiencias previas. En términos monetarios, en esta fase sólo se presentan estimaciones muy globales de las inversiones, pudiendo estimarse costos promedios por año, por unidad de superficie, por unidad de producto, etc. En la viabilidad legal se busca verificar la existencia de restricciones legales o permisos que harán el proyecto inviable o complejo de emprender.

Dentro del estudio de perfil para proyectos de ERNC, las áreas más importantes suelen concentrarse en aspectos como definición del lugar y accesos al emplazamiento, la revisión legal e identificación de permisos, la estimación preliminar del recurso, estudios de mercado, identificación de alternativas de conexión, ingeniería de perfil y estimación económica. Estos, en su conjunto, finalmente determinarán si el proyecto se abandona o si se destinaran más recursos para realizar una evaluación más exhaustiva.



En general, en las evaluaciones de proyectos es posible encontrar actividades que se desarrollan de manera consecutivas o poseen rutas críticas, sin embargo, en la etapa de perfil, muchas de ellas pueden realizarse de manera paralela, dado que esta fase demora relativamente poco tiempo.

3.1.2.1 Identificación del terreno

La selección del terreno o lugar de emplazamiento del proyecto, puede responder a distintas motivos. El desarrollador puede tener conocimiento específico de una localización donde existe recurso renovable o puede ya tener a su disposición algún terreno donde es posible desarrollar proyectos ERNC.

La identificación de un terreno se realizará en una primera etapa a distancia en la cual el desarrollador revisa los detalles del potencial lugar de emplazamiento vía mapas y herramientas digitales, tales como los mapas de la Dirección de Vialidad del MOP, las cartas del Instituto Geográfico Militar, plataforma IDE del Ministerio de Bienes Nacionales o la información que ofrece la plataforma Google Earth. Al mismo tiempo se reunirán datos sobre aspectos críticos de mucho impacto sobre el éxito del proyecto como magnitud del recurso natural existente, tendidos eléctricos cercanos, parques nacionales, accesos, etc.

Una vez lograda la primera idea del terreno se recomienda realizar una visita completa al lugar, incluyendo sus alrededores, para tener una primera noción de la envergadura del proyecto y poder validar los riesgos identificados y aspectos tales como accesibilidad (caminos, puentes, puertos, etc.), topografía, vegetación existente, disponibilidad regional de mano de obra auxiliar, alojamiento y abastecimiento de alimentos etc. Es importante tener claro el objetivo de la visita, por lo que se sugiere confeccionar una ficha de terreno con el listado de información incompleta que será necesaria levantar. Este listado ayudará en la elección del tipo de profesionales que deberán ir a terreno, qué tipo de estudios se deberán hacer y por cuánto tiempo.

Luego el desarrollador puede realizar un levantamiento topográfico básico con GPS convencional y, si se requiere un mayor detalle, GPS geodésico, reconociendo de manera general accidentes geográficos como pendientes, desniveles o diferencias de altura del terreno, quebradas, valles cercanos y líneas de transmisión cercanas. Por otra parte, en esta visita el desarrollador deberá ubicar las obras del proyecto en base al levantamiento topográfico y los estudios del lugar previamente realizados. En este sentido, deberá precisar las ubicaciones posibles de los componentes principales de las plantas.

3.1.2.2 Estudio de títulos

En este punto es preciso establecer claramente bajo qué título el desarrollador utilizará el terreno sobre el cual se

quiere emplazar el proyecto. Entre los más comunes se encuentran los siguientes derechos: propiedad, arriendo, servidumbre y concesiones.

Para el análisis de qué estructura será la más conveniente para desarrollar el proyecto, se recomienda contar con la asesoría de un abogado.

Asimismo, otro aspecto a considerar en el análisis del terreno es la revisión del Plan(es) Regulador(es) Comunal(es) que afecte(n) al proyecto en el aspecto territorial, en caso de zonas urbanas y/o el tipo de suelo en caso de zonas rurales, para su respectivo cambio de uso de suelo.

Análisis legal del recurso

Para algunas tecnologías, en el caso que el recurso fuente no sea de libre disposición, al inicio del proyecto será necesario comenzar el estudio legal que afecta al recurso fuente. Por ello, se recomienda asesorarse con un abogado que apoye en la revisión de contratos, registros y en la realización de un estudio de títulos de ser necesario. Idealmente con conocimiento de la zona y experiencia en este tipo de temas.

3.1.2.3 Evaluación preliminar del recurso

La medición del recurso en sitio es fundamental en cualquier proyecto ERNC, ya que sólo mediciones con equipos y calibraciones de acuerdo a normativas internacionales permitirán verificar el recurso con suficiente precisión para reducir la incertidumbre en cuanto la estimación de producción de energía de la futura planta y además, tener la certeza de que una fuente de financiamiento decida patrocinar un proyecto. En cuanto al tiempo de medición, dependerá de la tecnología y las exigencias del financista, aunque se recomienda que la medición de un sitio sea de un periodo de tiempo considerable de manera de evitar efectos de estacionalidad y lograr valores representativos equivalente a la vida útil del proyecto (1 o más años), para que puedan ser consideradas por el financista.

La evaluación del recurso renovable, en rigor, es una actividad que requiere de conocimiento especializado y de tiempo. Se debe considerar una inversión significativa en equipamiento, además de su operación y mantención, y en el procesamiento y control de calidad de datos generados.

Por esto, en una etapa de perfil no es estrictamente necesario para todas las tecnologías incurrir en estos costos y complejos procesos para evaluar el recurso renovable. En esta etapa puede ser suficiente contar con fuente se-

cundaria de información. Por ejemplo, como en el caso de la energía solar o eólico puede ser suficiente información satelital sobre el recurso y no mediciones exhaustivas.

A pesar de lo anterior, si se cuenta con los recursos o equipos necesarios y el análisis de perfil ha avanzado de acuerdo a lo presupuestado, es recomendable en esta etapa comenzar con las mediciones en sitio. El comienzo de mediciones en sitio tempranas permitirá ahorrar tiempo en posteriores etapas donde el costo oportunidad es más alto. Es importante tomar los resguardos legales correspondientes que permitan el uso del terreno para la medición del recurso y eventualmente, para el desarrollo del proyecto en caso de que dicha evaluación auspiciosa.

3.1.2.4 Análisis preliminar ambiental y social

El objetivo de este análisis es establecer una primera aproximación de los riesgos ambientales y sociales del proyecto, además de identificar posibles impactos que el proyecto puede generar al medio ambiente y en las comunidades locales.

Se recomienda la asesoría de especialistas en la visita a terreno y el resto de actividades realizadas en esta etapa, para evaluar los factores ambientales y sociales del emplazamiento que pueden afectar al proyecto, eventualmente éstos pueden significar hacer el proyecto más complejo o inviable. Por esta razón, lo ideal es realizar una visita completa al lugar de emplazamiento del proyecto y sus alrededores, para identificar desde una etapa temprana sus particularidades y posibles riesgos ambientales y sociales. Algunas características del emplazamiento y su entorno que se deben tener en cuenta en la visita son: la existencia de ciudades cercanas, comunidades, caminos, sitios arqueológicos, áreas militares, flora y fauna local, áreas turísticas, entre otros tantos.

Para proyectos sobre 3 MW, el ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) es obligatorio. Para proyectos inferiores a esta capacidad, su ingreso al sistema puede ser voluntario o bien, depender de otras características del proyecto que pueden generar impacto en el ambiente y significar la obligación de ser aprobados para desarrollarse. En caso de no estar claro el ingreso al sistema, el titular podrá enviar una consulta de pertinencia al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), en donde este organismo se pronunciará respecto a si debe o no el proyecto ingresar a SEIA. Así mismo también se podrá consultar si es a través de Declaración (DIA) o Estudio (EIA) de Impacto Ambiental

Como resultado de este análisis, se espera lograr una idea sobre la pertinencia de presentar estudios ambientales. De esta forma, se deberá definir preliminarmente si será necesario ingresar al sistema y, en caso de, si se presenta DIA o EIA el cual se presentará al SEIA. Una descripción sobre el funcionamiento del SEIA y la regulación medioambiental pertinente se encontrará en el capítulo 4.

3.1.2.5 Identificación de permisos

Todo proyecto, además de su análisis técnico-económico y legal, debe considerar dentro de su desarrollo un análisis ambiental y social, que arrojará los riesgos y consideraciones que se deberán incorporar para mitigar impactos en su entorno. Los resultados de estos análisis servirán para identificar los permisos pertinentes que pueden afectar al proyecto, pudiendo ser éstos ambientales o no.

La correcta identificación de permisos en etapas preliminares puede significar reducciones importantes de tiempo y dinero, por lo que una buena estrategia es trabajar de manera paralela al desarrollo de los estudios de ingeniería y afines, en las consideraciones socio-ambientales de modo que se puedan incorporar en dichos estudios de tal forma que el proyecto posea una mirada global en la medida que se desarrolla y se pueda optimizar el tiempo en la gestión de los permisos.

Una buena referencia puede ser el portal Infopermisos del Ministerio de Energía que muestra los permisos aplicables a un proyecto eléctrico, en el cual se identifican los trámites que deben efectuarse para cada tipo de proyecto eléctrico y se describen las relaciones de dependencia entre los mismos, situación que puede verse claramente en los diagramas de flujo anexados. Asimismo dicho trabajo proporciona una tabla resumen de los permisos por tecnología, las instituciones relacionadas, requisitos de los mismos, estimación de tiempos y valores aparte de otra información complementaria. Es importante recalcar que esta información es sólo referencial, ya que está basada en un estudio realizado en 2011 por lo que pueden existir modificaciones en la regulación sectorial y procedimientos.

Es importante estar al día sobre las distintas modificaciones que pueden sufrir los procesos de otorgamientos de los permisos sectoriales y los cambios en las leyes y decretos. En las secciones posteriores se desarrollará en extenso los principales permisos y trámites para el desarrollo de proyectos ERNC.

3.1.2.6 Identificación de alternativas de conexión

En función de la localización del proyecto y la cobertura de la red eléctrica, en esta etapa deben identificarse las alternativas de conexión existentes para inyectar la energía al sistema eléctrico.

Las variables que se deben levantar al momento de identificar las distintas alternativas de conexión disponibles son: la distancia con el proyecto; si corresponde a red de distribución (baja o media tensión) o transmisión (troncal, sub-transmisión o adicional); la tensión; y si el punto de empalme corresponde a una subestación o línea (modalidad de tap-off). También una variable importante a considerar son los proyectos futuros en la zona, ya que al no existir en Chile la posibilidad de reservar capacidad en la red, el primer proyecto que se conecta puede ocupar el espacio que esté disponible.

Adicionalmente es de especial interés el realizar la identificación de los terrenos por donde se proyecte el trazado del tendido eléctrico para materializar la conexión, visualizando sus características físicas y aspectos relacionados a concesiones eléctricas y servidumbres a requerir con posterioridad, así como identificar posibles riesgos ambientales. Una buena aproximación se puede obtener adquiriendo las Cartas del CIREN (Centro de Información de Recursos Naturales) del emplazamiento, que por un pequeño costo, indican deslindes, y roles de las propiedades. Están disponibles para gran parte del territorio nacional.

Considerando estos factores, es posible lograr una estimación del costo de cada alternativa de conexión basada en valores referenciales genéricos.

3.1.2.7 Estudio de mercado

Además de los estudios propios del proyecto, es importante hacer un análisis de condiciones del entorno que permitan visualizar una viabilidad comercial del proyecto. Esto considera en primer lugar un análisis de las necesidades energéticas de la zona (si es deficitario o excedentario), identificación de posibles clientes o consumidores que de acuerdo a las distintas alternativas de comercialización descritas en el capítulo 2, podrían aplicarse al proyecto. Como consecuencia de lo anterior, se pueden agregar el análisis de costos marginales en la barra cercana y precio promedio de los contratos de clientes en la zona cercana. Finalmente, también considerar otros proyectos en el lugar que puedan ser competidores o colaboradores.

3.1.2.8 Anteproyecto

Una vez evaluado el recurso, utilizando metodologías simplificadas, se estimará la energía que podría generarse con dicho potencial y la capacidad que debería tener el proyecto. Para esta estimación no es necesario entrar en detalle sobre las especificaciones técnicas de la tecnología. Usualmente se utilizan perfiles de equipos y características del recurso prediseñados.

Si se determina apropiado, en esta evaluación se puede realizar una ingeniería de perfil en donde se estudian los conceptos básicos de diseño capacidad estimada a instalar, configuración del proyecto, tipo de equipo de generación a utilizarse, tipos de obras civiles a ser construidas. Se puede incluir un primer layout de la central, donde el desarrollador debe especificar el posible emplazamiento del proyecto, indicando la ubicación de las principales obras involucradas. De ser necesario también se debe obtener el levantamiento del terreno con curvas de nivel y con la ubicación de las obras civiles que se deberá realizar.

3.1.2.9 Estimación económica

Una vez estimado el potencial del recurso, el estudio del mercado y otros estudios en donde se hayan detectado costos o beneficios considerables, se procederá a estimar los costos aproximados de inversión y los ingresos esperados de modo que se elabore un pequeño informe de evaluación económica con el cual se determinará si el proyecto es viable o no según la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN) resultantes de la evaluación.

Al respecto, si bien los períodos de evaluación los define el propio desarrollador de acuerdo a las exigencias de rentabilidad que desee asignarle al proyecto, la realidad chilena muestra que usualmente en estos casos las evaluaciones económicas se hacen a 20 o 25 años.

En el sitio web de la CNE se publican los costos marginales y precios medios de mercado del SIC y el SING vigentes, con los cuales se puede obtener una aproximación del valor de venta de la energía. Adicionalmente, también se pueden consultar los costos marginales en los CDEC de cada sistema, o a través de otras fuentes secundarias.

Finalmente, con toda la información elaborada en la etapa de perfil, el desarrollador tendrá una visión más clara de lo que realmente significa involucrarse en un proyecto ERNC y deberá evaluarlo considerando todos los aspectos, con tal de decidir si se continúa, posterga o definitivamente se desecha.

3.1.3 Estudios de Prefactibilidad

La prefactibilidad corresponde a la evaluación de soluciones tecnológicas que podrían ser respuesta a las necesidades y restricciones definidas en la etapa de perfil. Como hito de esta etapa se encuentra la ingeniería conceptual del proyecto, en donde, considerando las primeras mediciones en terreno, se evalúan preliminarmente alternativas técnicas, transformándose la idea en un proyecto propiamente tal.

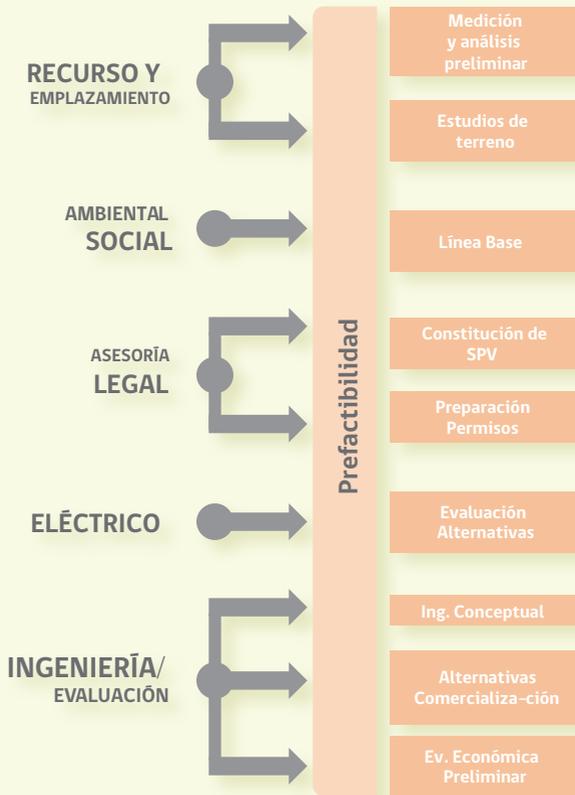


Figura 21:
Estudios y Análisis de
Etapa de
Prefactibilidad.

Fuente: CER.

3.1.3.1 Estudios del terreno

Estos estudios sirven para identificar las características básicas del terreno donde se pretende emplazar la planta, tales como pendientes, orientación, alturas, identificación de obstáculos y otros que permitan verificar idoneidad del terreno según sea la tecnología y características del proyecto. Este estudio es de utilidad para la proyección preliminar del layout de la planta y la distribución de diversos componentes tales como equipos, bloque de potencia, subestación, caminos, dependencias y otros requerimientos propios de cada tecnología y proyecto.

3.1.3.2 Mediciones y análisis preliminar del recurso

Si bien, en la etapa de perfil puede haberse utilizado fuentes secundarias para la caracterización del recurso, en la prefactibilidad es necesario comenzar con las mediciones del recurso en sitio para todas las tecnologías. Esto considerando que es un requisito casi obligado por la banca y por lo demás, un mayor tiempo de medición reducirá incertidumbre y permitirá mejorar las condiciones de financiamiento.

Respecto a los análisis preliminares, el desarrollador deberá reunir todos los datos entregados por los informes realizados anteriormente y hacer un análisis de las características propias del recurso con el fin de buscar correlaciones que permitan extrapolar datos en el lugar del proyecto. Un buen mapa del recurso ayudará a definir la distribución del proyecto cuando se efectúa el levantamiento topográfico, la ubicación de obras y otras actividades como la estimación de generación u otras propias de cada tecnología.

Como recomendación para los proyectos solares y eólicos se pueden encontrar un completo manual sobre medición del recurso solar y eólico en www.cer.gob.cl, "Buenas Prácticas en Evaluación de Recurso Solar y Eólico", 2011.

3.1.3.3 Línea Base

Considerando los resultados del análisis preliminar ambiental y social, en esta etapa se recomienda comenzar estableciendo una línea base ambiental la cual servirá para establecer los potenciales impactos del proyecto y a su vez, de insumo en caso de requerir el ingreso del proyecto al sistema de evaluación ambiental y las respectivas solicitudes de permisos ambientales sectoriales.

La línea de base consiste en la descripción detallada del área de influencia de un proyecto o actividad, en forma previa a su ejecución. Constituye, además, uno de los contenidos mínimos exigidos por la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental, lo cual permite evaluar los impactos que pudiesen generarse o presentarse sobre los elementos del medio ambiente.

Los elementos del medio ambiente que debe considerar una línea de base son, en síntesis, los siguientes, de acuerdo a lo establecido en el artículo 12 literal f), del Reglamento del SEIA:

- El medio físico, incluyendo, entre otros, la caracterización y análisis del clima, geología, geomorfología, hidrogeología, oceanografía, limnología, hidrología, edafología y recursos hídricos.
- El medio biótico, incluyendo una descripción y análisis de la biota.
- El medio humano, incluyendo información y análisis de sus dimensiones geográfica, demográfica, antropológica, socioeconómica y de bienestar social, poniendo especial énfasis en las comunidades protegidas por leyes especiales.
- El medio construido, considerando, entre otros, su equipamiento, obras infraestructura y descripción de las actividades económicas.
- El uso de los elementos del medio ambiente comprendidos en el área de influencia del proyecto o actividad, incluyendo, entre otros, una descripción del uso del suelo.
- Los elementos naturales y artificiales que componen el patrimonio cultural, incluyendo la caracterización de los Monumentos Nacionales.
- El paisaje, incluyendo, entre otros, la caracterización de su visibilidad, fragilidad y calidad.
- Las áreas de riesgos de contingencias sobre la población y/o el medio ambiente, con ocasión de la ocurrencia de fenómenos naturales, el desarrollo de actividades humanas, la ejecución o modificación del proyecto o actividad, y/o la combinación de ellos.

3.1.3.4 Preparación de permisos

Para la tramitación de los permisos, el desarrollador de proyecto tendrá que relacionarse con diversas instituciones públicas encargadas de evaluar las distintas autorizaciones. La clave en este proceso será preparar correctamente toda la información requerida para evitar nuevas solicitudes de antecedentes y dilatar los tiempos de los procedimientos. Adicionalmente, para que todo el ciclo del proyecto se desarrolle en los tiempos planificados, será vital manejar eficientemente los tiempos de cada uno de los trámites e idealmente, cuando sea el caso, avanzar en paralelo cada solicitud.

Como ya se ha comentado en la etapa de perfil, una buena herramienta que puede guiar la gestión de trámites puede ser el portal Infopermisos del Ministerio de Energía donde se identifica y describen los permisos para un proyecto eléctrico de acuerdo a su tecnología.

3.1.3.5 Evaluación de alternativas de conexión

En esta etapa corresponde realizar la evaluación técnico-económica de las diferentes alternativas preseleccionadas en la etapa de perfil.

Se deberá acceder a información de los sistemas eléctricos de potencia y a su capacidad de líneas y subestaciones involucradas en las diferentes opciones de conexión identificadas, de forma tal que se tenga conocimiento de las condiciones de operación y determine la capacidad excedentaria real disponible en atención a la demanda actual y futura y a otras solicitudes de conexión en curso de generadores y grandes consumos que puedan incidir sobre la capacidad disponible y determinar para cada caso, si técnicamente es viable conectar la planta ERNC respetando la normativa vigente.

En esta etapa se desarrolla una evaluación sistémica de potencia la que realiza un estudio de flujo de potencia¹ que entre otros incluye capacidad de la red y de sus componentes, pérdidas, factor de potencia, regulación de tensión y nivel de cortocircuito entre otros, todos aspectos que deberán evaluarse contemplando la normativa vigente, para lo cual posiblemente deban considerarse inversiones de forma tal de garantizar la viabilidad técnica de la conexión del proyecto.

¹ Para una descripción más detallada consultar la Guía de Conexión de Proyectos ERNC, CER -Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, 2013.

Dependiendo del tamaño del proyecto, aquellas líneas rurales o alejadas de grandes centros de consumo y/o generación requerirán probablemente de refuerzos para soportar la inyección de energía. Este es un aspecto particularmente crítico en aquellos proyectos conectados a redes rurales de distribución.

3.1.3.6 Ingeniería conceptual

A diferencia del análisis realizado en el estudio de perfil, la estimación de la potencia y generación de energía del proyecto idealmente deberá utilizar datos contrastados con mediciones en terreno. Además es necesario comenzar a definir las especificaciones técnicas de los equipos a utilizar. Esta información en conjunto con herramientas de simulación permitirá contar con un análisis más acabado sobre la potencia del proyecto.

La ingeniería conceptual deberá realizar un dimensionamiento preliminar seleccionando los equipos e identificando obras necesarias para el funcionamiento de la planta. El layout preliminar permitirá tener una noción cada vez más certera del ordenamiento de planta, los equipos y de las obras.

Los diseños conceptuales se encargan a empresas de ingeniería y es primordial que el equipo de trabajo posea experiencia en estudios similares para asegurar la calidad. Los diseños conceptuales se entregan generalmente en informes o memorias de cálculo. Posteriormente, corresponderá efectuar las cubicaciones y presupuesto de materiales para llevar a cabo la construcción de dichas obras.

3.1.3.7 Evaluación económica preliminar

Una vez establecidos todos los estudios de prefactibilidad técnicos, el desarrollador recién tendrá nuevos insumos para efectuar un modelamiento económico más completo de su proyecto. Los pasos son:

- Definir los actores que participarán al iniciarse el negocio, definiendo su contribución y porcentaje de participación.
- Determinar las fuentes de ingresos del proyecto e identificar los tipos de contratos y compradores para cada una de ellas. Verificar si los resultados de las

evaluaciones técnicas y económicas derivadas de los diferentes estudios disponibles a esta etapa, implican modificar el proyecto afectando el modelo de negocio original, el tamaño del proyecto, la inversión requerida u otros aspectos sensibles.

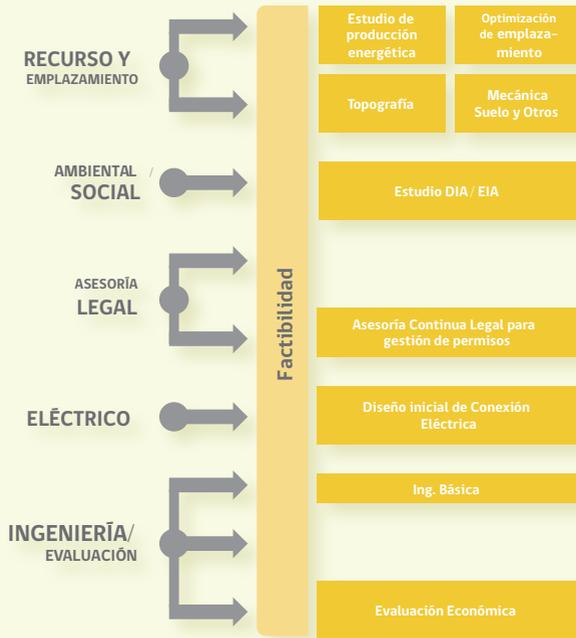
- Estimar costos de los componentes del proyecto. Para completar el flujo de caja del proyecto, el desarrollador requerirá estimar los egresos, los cuales se pueden agrupar en: Inversión, Peajes, Gastos de operación y mantenimiento de la central y otros.
- Evaluar económicamente el negocio y establecer modelo de negocio definitivo. Finalmente, con los ingresos esperados, la estimación de costos y considerando la precisión de la información realizada hasta el momento, el desarrollador podrá generar un informe más cuantitativo (el de perfil es preferentemente cualitativo) con el flujo de caja del proyecto. En dicho informe deberá sintetizar y utilizar toda la información que se habrá ido generando en cada una de las fases anteriores de modo tal que pueda efectuar un flujo de caja lo más cercano a la realidad posible (con bajos rangos de incertidumbre en valores pero obtenido a partir de fuentes principalmente secundarias) y con ello decidir si seguir con el proyecto o re-diseñarlo para un desarrollo futuro. No debe olvidar tampoco hacer la revisión del modelo de negocios, incluyendo a los nuevos actores y nuevas variables que pudieran aparecer, como, por ejemplo, los interesados en la compra de la energía o una diferencia importante en el tipo de cambio.

3.1.4 Estudio de Factibilidad

En esta última etapa de preinversión se deben profundizar el alcance del análisis, centrándose en las variables que presentan mayor incertidumbre utilizando fuentes de información primarias levantadas directamente por el desarrollador.

Figura 22:
Estudios y Análisis
de Etapa de
Factibilidad.

Fuente: CER.



3.1.4.1 Topografía

El estudio de topografía sirve para identificar las características básicas del terreno donde se pretende emplazar la planta, tales como pendientes, orientación, alturas, identificación de obstáculos y otros que permitan verificar idoneidad del terreno según sea la tecnología y características del proyecto.

Los estudios topográficos realizan un levantamiento topográfico georeferenciado, idealmente en formato digital incluyendo curvas de nivel, planos, e informes.

Este estudio es de utilidad para la proyección preliminar del layout de la planta y la distribución de diversos componentes tales como equipos, bloque de potencia, subestaciones, caminos, dependencias y otros requerimientos propios de cada tecnología y proyecto.

3.1.4.2 Otros estudios de suelo

Luego del estudio de topografía, se deberá complementar con otros estudios relacionados a las características del suelo del emplazamiento como son estudios geológicos, de mecánica de suelo y otros específicos y de mayor profundidad que se puedan requerir para un proyecto o tecnología en particular.

Algunos de los estudios relacionados al terreno también pueden comenzarse en la etapa de prefactibilidad y la información derivada de éstos, será determinante para la distribución de equipos más conveniente y para los estudios de ingeniería posteriores al permitir identificar movimientos de suelo necesarios, obras civiles requeridas y definición de estructuras adecuadas para cada obra y sus costos asociados estimados, por lo que se aconseja disponer de estos estudios con la debida anticipación.

Los estudios geológicos y de mecánica de suelo permiten entre otros obtener estratificación sedimentaria y clasificación sísmica de suelo, así como otras características físicas del subsuelo mediante muestras analizadas en laboratorio para determinar granulometría, humedad, densidad, resistividad y otros.

3.1.4.3 Estudio de producción de energía

Con las mediciones y evaluaciones de recurso realizadas anteriormente, en la presente etapa corresponde realizar un estudio para determinar la producción de energía esperable de obtener con el recurso evaluado. Para esto se evalúa la producción asociada al recurso y un determinado modelo estándar de equipo (o uno previamente definido) o diferentes equipos factibles de ser utilizados para comparar productividades así como sensibilizaciones respecto a parámetros tales como inclinación de paneles fotovoltaicos, altura de los aerogeneradores, diámetro de las aspas y otros según la tecnología escogida. Recomienda llevar a cabo este estudio con compañías internacionales de reconocido prestigio, validadas por la banca internacional.

3.1.4.4 Optimización del emplazamiento

Una vez definidos los parámetros del punto anterior, debe optimizarse el emplazamiento en términos de la distribución de los equipos, bloque de potencia, subestación eléctrica, dependencias, accesos y todas las instalaciones requeridas para el óptimo rendimiento y operación de la planta generadora según las particularidades de cada tecnología de energía renovable. Todo esto contrastado con el mapa del perfil del recurso que se ha logrado con las

mediciones en terreno o alguna singularidad ambiental que pudiera existir.

3.1.4.5 Declaración de Impacto Ambiental y Estudio de Impacto Ambiental

Tal como se comentó en la etapa de perfil, durante el análisis ambiental preliminar se debió poder anticipar las implicancias ambientales del proyecto. De esta manera, en la etapa de factibilidad ya debería estar definido si es necesario el ingreso al SEIA y en caso de serlo, si corresponde a DIA o EIA. De lo contrario, los resultados y viabilidad del proyecto pueden verse alterados debido a que el procedimiento de evaluación se dilatará e incluso podría implicar su reingreso por la modalidad que realmente corresponda, con el sobre costo y pérdida de tiempo correspondiente.

Para la elaboración de la DIA o EIA, se requerirá recopilar información de los diferentes estudios acumulados hasta esta instancia como la línea base ambiental y otros que se podrán ir desarrollando paralelamente, como la ingeniería y de conexión, con la finalidad de entregar el estudio completo y con las especificaciones necesarias sobre las implicancias ambientales del proyecto durante sus etapas de construcción, operación, puesta en marcha y cierre, para lograr una evaluación ambiente expedita.

3.1.4.6 Diseño de conexión eléctrica

El diseño de Conexión Eléctrica, ingeniería básica, busca asegurar la factibilidad técnico económico del proyecto para el o los puntos de conexión seleccionados entre las distintas alternativas evaluadas en la etapa de prefactibilidad. Proporcionar información relevante para la concreción exitosa del proceso de solicitud de conexión, así como permitir la operación de la central de generación ERNC dentro de los estándares permitidos por la normativa vigente.

El estudio de conexión eléctrica deberá incluir una evaluación preliminar de ajuste de protecciones, conductores, transformadores, evaluación de contingencias y revisión de frecuencia y voltaje, selección y diseño de torres y diseño de subestaciones y patios de maniobras del proyecto entre otros. Con el estudio se podrá evaluar si es necesario instalar nuevos equipos para mantener la confiabilidad en la red eléctrica. Se debe por lo tanto estudiar y acotar los impactos de la conexión del proyecto en la red eléctrica, de manera que esta opere dentro de los rangos que permitan asegurar la calidad y seguridad

del suministro eléctrico para todos los usuarios del sistema.

No obstante este estudio debe permitir determinar con bastante certeza los costos de la conexión, no será hasta una vez realizado el procedimiento de conexión respectivo con la empresa dueña de la red, que no se tendrá el costo real definitivo.

Es el desarrollador quien tendrá que solucionar los aspectos normativos y técnicos de conexión y quien generalmente asume dicho costo es el solicitante; sin embargo esto depende de los resultados que arrojen los estudios de conexión y de las negociaciones y acuerdos bilaterales entre las partes involucradas.

3.1.4.7 Ingeniería básica

En la ingeniería básica el proyecto deberá quedar definido con un mayor nivel de detalle y precisión lo que implicará que puedan aparecer nuevos imprevistos, pero el nivel de riesgo a asumir al momento de la inversión será menor debido al mayor conocimiento del caso por todos los estudios previamente realizados.

Los estudios a desarrollar en esta etapa son la ingeniería básica de obras que incluye planos de distribución de planta y layouts junto con la ingeniería de cálculo de estructuras y diseños para las obras del proyecto, en donde deberán estar contempladas las obras civiles, eléctricas, de procesos y aquellas que el proyecto amerite realizar según la tecnología y emplazamiento.

Es importante considerar los estudios disponibles o (próximos a finalizar) relacionados las características del terreno donde se emplazará el proyecto como topográfico, de mecánica de suelo u otros que se requieran según el nivel de especificación necesario por la tecnología o proyecto.

En esta etapa de ingeniería se empezarán a descartar las soluciones tanto de emplazamientos, equipos, como de obras que habían aparecido en la ingeniería conceptual, basándose en las especificidades del proyecto levantadas hasta este momento.

3.1.4.8 Evaluación económica

En esta etapa el desarrollador deberá establecer los flujos de caja considerando el préstamo y las cuotas a pagar. Naturalmente será preciso volver a revisar el

modelo de negocio e incorporar al análisis los nuevos elementos que tienen relación con la planificación de las obras y los responsables de ellas. De esta forma, se deberá decidir cuál alternativa es la más adecuada para contratar la construcción del proyecto, si es por especialidad o todo en un EPC (**Engineering, Procurement and Construction**), requerido según tecnología o complejidad del proyecto. Si el proyecto se ejecuta con un formato EPC, los riesgos para el financista serán menores pero el costo total será mayor en comparación a que si se gestiona internamente.

Otro aspecto que se deberá tomar en cuenta en la evaluación económica será el tipo y la cantidad de financiamiento al que se recurrirá. Por ello es recomendable sensibilizar los flujos para distintos períodos de amortización de la deuda necesaria, de manera que los resultados puedan precisar si bastará con los créditos convencionales disponibles en la banca nacional y si será necesario recurrir a préstamos basados en **Project Finance** o **Corporate Finance**, así como alternativas de instrumentos de fomento que eventualmente podría utilizar. Para éste y más puntos asociados al financiamiento, se profundizarán en el capítulo 6.

Al respecto el desarrollador debe considerar que se trata de una inversión relativamente grande y que ella es a largo plazo. Estos dos aspectos sumados a que, en principio, los ingresos sean estables en contrato de compra de energía (PPA, **power purchase agreement**), le permitirán adquirir gran cantidad de deuda a la empresa, quedando así una estructura de capital en donde el patrimonio es menor que la deuda. En el caso que un desarrollador y quiera vender su energía al Mercado Spot, se pueden explorar mecanismos de seguros de precio, compartiendo el riesgo de mercado, con el fin de hacer bancable al proyecto.

De utilizar el modelo de **Project Finance**, será preciso analizar la forma en que se comportarán los flujos de caja en relación al servicio de la deuda (amortización más costos financieros) con el fin de determinar el periodo efectivo en que se recuperarán los costos de inversión y conocer claramente el ratio DSCR (ratio de cobertura de servicio de deuda, por su sigla en inglés) del proyecto, valor con el que se podrá deducir el importe máximo de financiación bancaria para el mismo.

Sin perjuicio de lo anterior, el desarrollador no debe olvidar algunos de los ítems básicos en su flujo de caja como son los ingresos por energía, potencia, venta de bonos de carbono (si aplica) y atributo ERNC, los egre-

sos por peajes, gastos operacionales, impuestos, depreciación, inversión inicial, reinversión, además de los beneficios tributarios de apoyo a la inversión que puedan existir.

Una herramienta de mucha utilidad es el análisis de sensibilidad en el cual se busca ver el impacto que tienen diversas variables en indicadores tales como VAN, TIR y período de recuperación de la inversión descontado. Para esto se aplica a los valores utilizados en la evaluación del proyecto, un porcentaje a favor o en contra (por lo general entre el 5% y 20%) se crea razonable para variables tales como recurso (velocidad de viento, radiación solar, caudal, etc), costos de operación, costos de inversión, precio de venta, factor de planta, vida útil, tasa de descuento u otra se estime conveniente sensibilizar.

Cada caso por separado permitirá determinar las variables más sensibles en los resultados del proyecto y por ende las que se deberán revisar y seguir con mayor detención para la toma de decisiones y ver forma de mitigar el riesgo asociado. La sensibilización conjunta de varias de estas en términos positivos, permitirá establecer escenarios favorables para el proyecto y por el contrario, la sensibilización conjunta de varias de estas en términos negativos, permitirá establecer escenarios desfavorables para el proyecto.

3.2 Etapas de Inversión

3.2.1 Etapa de Preconstrucción

En esta etapa el desarrollador ha tomado la decisión de invertir, por lo que realizarán todos los preparativos de cierre de estudios y comienzo de construcción. Primero se deberá desarrollar la ingeniería de detalle del proyecto y de la conexión eléctrica, además de la auditoría externa de recurso y estimación de producción de energía, que finalmente permitan tener todo lo necesario para materializar el cierre financiero después de realizado el Due Diligence con la entidad financiera.

Cumplido este hito, se estará en condiciones de pasar a la etapa de construcción de la planta de generación.

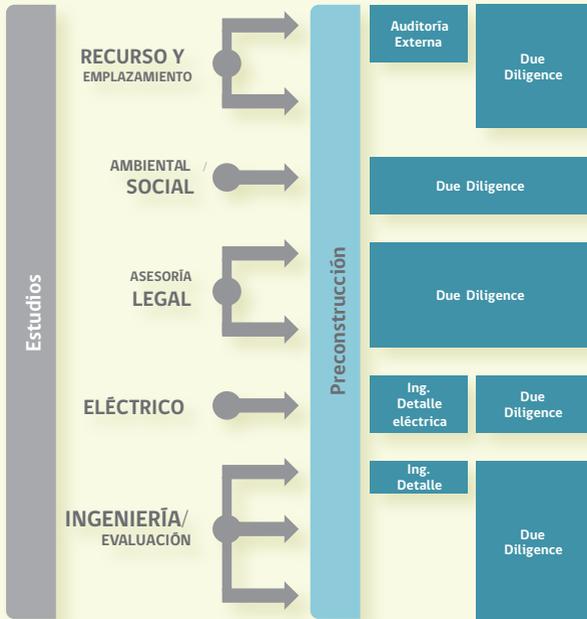


Figura 23
Estudios y Análisis
Etapa de
Preconstrucción.

Fuente: CER.

3.2.1.1 Auditoría externa

Una vez realizada la campaña de medición se recomienda someter los datos, evaluación del recurso y los estudios de producción de energía realizados a una auditoría externa e independiente. Esto en cuanto a la metodología empleada y a los resultados obtenidos. La importancia de realizar dicha auditoría radica en que permitirá verificar o corregir según sea el caso y certificar el potencial del proyecto, lo que será percibido positivamente por entidades financieras e inversionistas al disminuir la incertidumbre respecto a la energía a producir.

3.2.1.2 Ingeniería de detalle

Antes de contratar la ingeniería de detalles será preciso elaborar las especificaciones técnicas y las bases de licitación para cada uno de los estudios y equipos que se requieran. Cabe mencionar que este proceso podría considerarse como parte de la ingeniería básica, pero depen-

derá de lo que considere más adecuado el desarrollador del proyecto. Sin perjuicio de lo anterior, esta etapa es tan importante como las anteriores porque si los términos de referencia de los contratos no son lo suficientemente específicos, en el futuro se podrían presentar complicaciones en el desarrollo de las obras y construcción e instalación de los equipos.

Con las definiciones y especificaciones elaboradas en la licitación, la ingeniería de detalles debería entregar los documentos técnicos que especifiquen aún más lo avanzado en las etapas anteriores. De esta forma se espera recibir cubicaciones, presupuestos, catálogos y cotizaciones previas de máquinas y equipos, planos definitivos de construcción (en diferentes escalas), manuales de operación, layouts, diagramas y normas, para que finalmente se dimensionen las máquinas y equipos y se resuelva todo lo que tenga que ver con la logística de abastecimiento en la obra.

Con la preparación de los estudios a contratar para la ingeniería de detalles se llevará a cabo la cotización directa o el llamado a licitación para los equipos, maquinarias y los diversos estudios que se requieran (de ingeniería civil, sanitaria, mecánica, de sistemas, ambiental, financiera, entre otros). El proceso continuará con la recepción de ofertas, la evaluación y finalmente la selección de las mismas, reestructurando las especificaciones, si fuera necesario, con las recomendaciones que pudiera hacer la contraparte (adjudicatario).

En este momento, el desarrollador deberá mostrarse atento a la negociación y si bien todas las variables de las cuales depende ésta se encuentran íntimamente relacionadas, entre ellas se podrían distinguir: precio / tipo de cambio, forma de pago, tiempo de fabricación, garantía, lugar de fabricación, cumplimiento de normativa técnica chilena, servicios asociados a la venta, etc.

3.2.1.3 Ingeniería de detalle eléctrica

Corresponde al equivalente de la ingeniería de detalle de la planta pero enfocada exclusivamente en lo requerido para la conexión y evacuación de la energía al sistema eléctrico definido en las etapas previas, para los cual se parte del diseño inicial de conexión (ingeniería básica) elaborado en la etapa de factibilidad para ahora obtener las especificaciones finales de ajuste de protecciones, conductores, reforzamiento de líneas, transformadores, torres, subestaciones, patios de maniobras y otros según sea necesario. Deberá proporcionar productos como planos unilineales, memorias de cálculo, especificaciones técnicas y cronograma de obras.

3.2.1.4 Due Diligence y cierre financiero

Para conseguir el financiamiento requerido, el proyecto será sometido a un Due Diligence donde la entidad financiera evaluará aspectos legales, contractuales, de seguros comprometidos, ambientales, estudios realizados y otros de forma tal de identificar los permisos, derechos y contratos de toda índole conseguidos a la fecha, así como los riesgos asociados al proyecto y definir así las condiciones de financiamiento bajo las cuales se está dispuesto a otorgar el crédito. Estas condiciones quedan estipuladas en el Cierre Financiero firmado entre las partes en función a los términos y condiciones definidas previamente en el “Term Sheet”, estos puntos se explicarán en el capítulo 6.

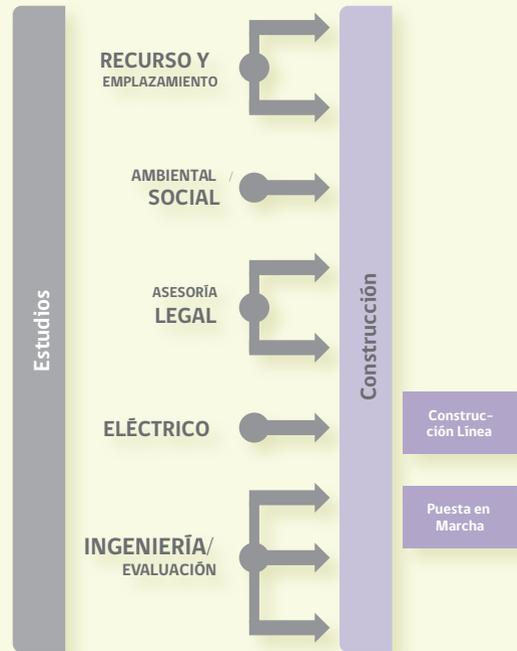
3.2.2 Etapa de Construcción

En la presente etapa se realizan las licitaciones y/o cotizaciones para la compra de equipos y construcción de la planta e instalaciones para evacuar la energía. Una vez adjudicados los contratos se comienza la construcción, sea bajo la modalidad de EPC o con diferentes contratistas.

En esta etapa ya se dispone del crédito acordado con las entidades financieras según los términos definidos en el cierre financiero para solventar la etapa de construcción. Dado que los pagos comprometidos con el EPC o contratistas son desfasados (posteriores) respecto a la disponibilidad de los fondos del crédito, se podrán capitalizar intereses, previo a que se concreten los pagos de los contratos. También debe considerarse en los flujos el eventual período de gracias acordado con las entidades financieras, antes de comenzar a amortizar la deuda.

En esta etapa adquiere gran importancia la programación del detalle de ejecución del proyecto o carta Gantt junto con la ejecución del presupuesto. El profesional encargado deberá manejar un sinfín de variables y definir objetivos claros y medibles con tal de tener indicadores del estado de avance del proyecto.

De especial importancia son las variables relacionadas al financiamiento de cada una de las etapas, donde es necesario resguardarse ante eventuales sobrecostos con tal de dar continuidad a la ejecución de las faenas y que no se vean afectadas las amortizaciones de la deuda previamente pactadas con las instituciones financieras.



Fuente: CER.

Figura 24
Estudios y Análisis
Etapa de
Construcción.

3.2.2.1 Construcción e instalación

Dependiendo la modalidad del contrato de construcción, EPC o por especialidad, los pasos a seguir pueden variar. Comúnmente es que luego de cotizar o licitar según corresponda, ya se habrán despachado algunas órdenes de compra, principalmente de los equipos que deben ser importados y/o fabricados según las características propias del proyecto. Para las obras civiles, las adquisiciones se definirán al momento de programar el presupuesto. Posteriormente se emitirán las órdenes de compra según el avance del proyecto, se coordinará el transporte y finalmente se recibirán los materiales. Asimismo, al tratarse de obras de construcción, el ejecutor deberá contemplar la contratación o subcontratación del personal y tomar los resguardos de seguridad laboral para sus asalariados.

Riesgos laborales asociados a la ejecución de obras

Antes de iniciar la construcción, se tienen que elaborar el plan de control y monitoreo; el plan para la inspección de seguridad y el plan de puesta en carga (prueba) de la obra. Posteriormente y ya con los materiales recibidos, constructores contratados y los permisos correspondientes

obtenidos, se ejecutarán las obras, las cuales servirán de base para la instalación de los equipos a medida que se reciban. Durante el período de ejecución de obras habrá que tener en consideración los riesgos en materia de seguridad laboral, como aquellos que se listan en la Tabla 2.

Tabla 2:
Riesgos en la
construcción de
proyectos

Fuente: Morales, 2011.

Ambiente	Materiales y equipos	Personas
<ul style="list-style-type: none"> • Caminos • Comunidad • Avalanchas/Aluvi6n • Instalaci6n/faenas • Campamentos • Aislamiento • Comunicaciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Construcci6n y montaje • Desplazamiento de maquinaria y veh6culos • Movimiento de tierras • Excavaciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Tr6nsito • Trabajo turnos • Interacci6n social • Tiempo libre • Descanso • Alimentaci6n • Atenci6n salud • Rescate

Adem6s, se debe tener siempre presente que durante todo el proyecto, habr6n visitas en obra de personal del SEA, Municipio, y otros organismos.

Ejecuci6n de obras e instalaci6n de equipos generadores

Para la ejecuci6n de las obras e instalaci6n de maquinarias y equipos, instalaciones el6ctricas y sistemas de control entre otros, el desarrollador deber6 estar atento a todo lo que ello implica en t6rminos de gesti6n logistica de materiales, mano de obra, supervisi6n de obras tanto de directa responsabilidad del jefe de proyecto como de las subcontratadas, por citar algunas de las variables que empiezan a aparecer. Al respecto, el mismo encargado deber6 dar soluci6n a los problemas anexas como son los caminos y campamentos que ser6n necesarios construir para un mejor avance del proyecto. Cabe destacar que en la fase de construcci6n, los estilos de trabajo depender6n esencialmente de los jefes encargados, ya sea que se trate de la empresa constructora subcontratada o del jefe de proyecto designado por el desarrollador. Su actuar ser6 el que marque las pautas de avance junto al suministro eficiente de materiales.

3.2.2.2 Construcci6n l6nea el6ctrica

Adem6s de cotizar y/o licitar la construcci6n de la l6nea el6ctrica, el desarrollador del proyectos deber6 contar en las etapas anteriores con las concesiones que sean requerida para atravesar terrenos de terceros, ya sean privados o fiscales y con el permiso o acurdo de conexi6n con la empresa distribuidora o de transmisi6n seg6n sea el caso.

3.2.2.3 Puesta en marcha

Al terminar de construir todas las instalaciones, llegar6 el momento de puesta en marcha de las obras y resto de las instalaciones, per6odo durante el cual ser6 preciso hacer los ajustes pertinentes bajo las reales condiciones en que operar6 la planta. Para este proceso es necesario haber elaborado un plan previo, que se puede subdividir en fases y pruebas parciales por sectores, equipos, potencias u otras variables se estimen convenientes. Lo que se busca es verificar los sistemas y equipos est6n respondiendo adecuadamente a los dise1os iniciales.

Este proceso tambi6n incluye hacer las pruebas de operaci6n de todos los equipos de poder, control, medici6n, protecci6n y comunicaci6n para la conexi6n exigidas en la NTCO y NTSCS, estando en coordinaci6n con la SEC y el respectivo CDEC. Ello incluye las pruebas de la subestaci6n y la red que transporta la electricidad y el sincronizado. Los equipos deber6n probarse durante un tiempo, periodo que tendr6 que ser informado previamente al CDEC para que dicho organismo tome las medidas precautorias del caso.

De esta manera se validar6n tanto los modelos de dise1o as6 como tambi6n los an6lisis econ6micos y t6cnicos efectuados, informaci6n con la que el desarrollador estar6 en condiciones de conocer el porcentaje de variaci6n de costos y tiempos entre lo real y lo proyectado. A partir de ello se podr6 recalculer el tiempo estimado de retorno de la inversi6n bajo las condiciones establecidas por los inversionistas. Tambi6n se realiza el Test de Terminaci6n con la instituci6n financiera para la aceptaci6n del proyecto y

acordar de común acuerdo eventuales ajustes en las condiciones y plazos del crédito producto de retrasos y cambios en la proyección de flujos debido a las condiciones reales de la planta. Esta aceptación puede ser provisoria dejando un plazo de operación (24 meses) para verificar la performance de la planta antes del levantamiento definitivo de la garantía de desempeño.

3.3 Operación y cierre

Finalmente hay dos etapas adicionales posteriores al desarrollo del proyecto, pero que son parte fundamental del ciclo de vida de todo proyecto ERNC, éstas son las etapas de operación y cierre de la planta de generación.

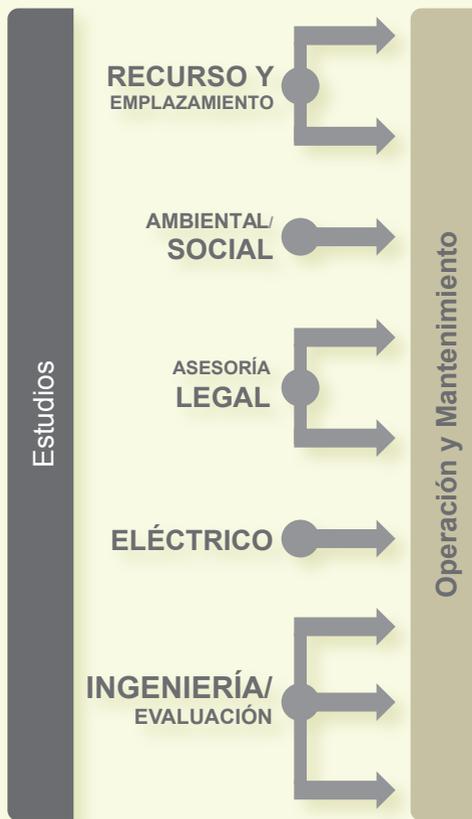


Figura 25
Etapa de Operación y Cierre

Fuente: CER.

3.3.1 Operación y mantenimiento

En la fase de operación, las centrales de ERNC no requieren mayor mano de obra, pero sí un plan de operación y hoy en día existen sistemas de monitoreo a distancia. De igual forma será implicará la contratación y la definición de turnos especiales que deberá aprobar la Dirección del Trabajo. Otro punto relevante dice relación con la capacitación que deben tener los operarios con respecto a la central, el reglamento de seguridad, el manual de proceder seguro y el derecho a saber. Finalmente, la empresa debe definir con antelación las políticas de operación, mantención, de personal, entre otras.

Así también se deberán tener establecidos los diferentes contratos de mantención y proveedores para insumos, reparaciones y repuestos para los diferentes tipos de requerimientos propios de la tecnología de la planta y otros asociados a servicios generales comunes a este tipo de instalación.

Todos los períodos de generación de la central se registrarán según lo que se negoció con el comprador de la energía y lo que se le presentó al CDEC respectivo. Asimismo será imprescindible que el funcionamiento se atenga a las normas y regulaciones que establecen tanto la SEC como la CNE para lograr el buen funcionamiento de la central.

En la mayoría de los casos de mantención y reparación, el jefe de operaciones debe tener claro que estas actividades pueden requerir la paralización de algunos de los equipos, las que deberán realizarse minimizando el impacto en la generación (en la medida que sean mantenciones programadas o que puedan esperar).

En este apartado es bueno diferenciar entre tres situaciones. La primera de ellas es la mantención periódica que se le debe hacer a la central, la cual se contrata a largo plazo con una empresa externa o bien se realiza con mano de obra propia que se encuentra en el lugar. La segunda situación son las reparaciones que pudieran surgir a partir de las mantenciones programadas que pueden traducirse en un mayor tiempo de detención de los equipos afectados. Finalmente, la tercera instancia ocurre cuando surgen reparaciones imprevistas que necesitan de un servicio externo de urgencia y de una paralización no programada de la central, lo cual deberá manejarse con la mayor celeridad, estando en constante coordinación con los organismos encargados de la regularización del despacho de energía.

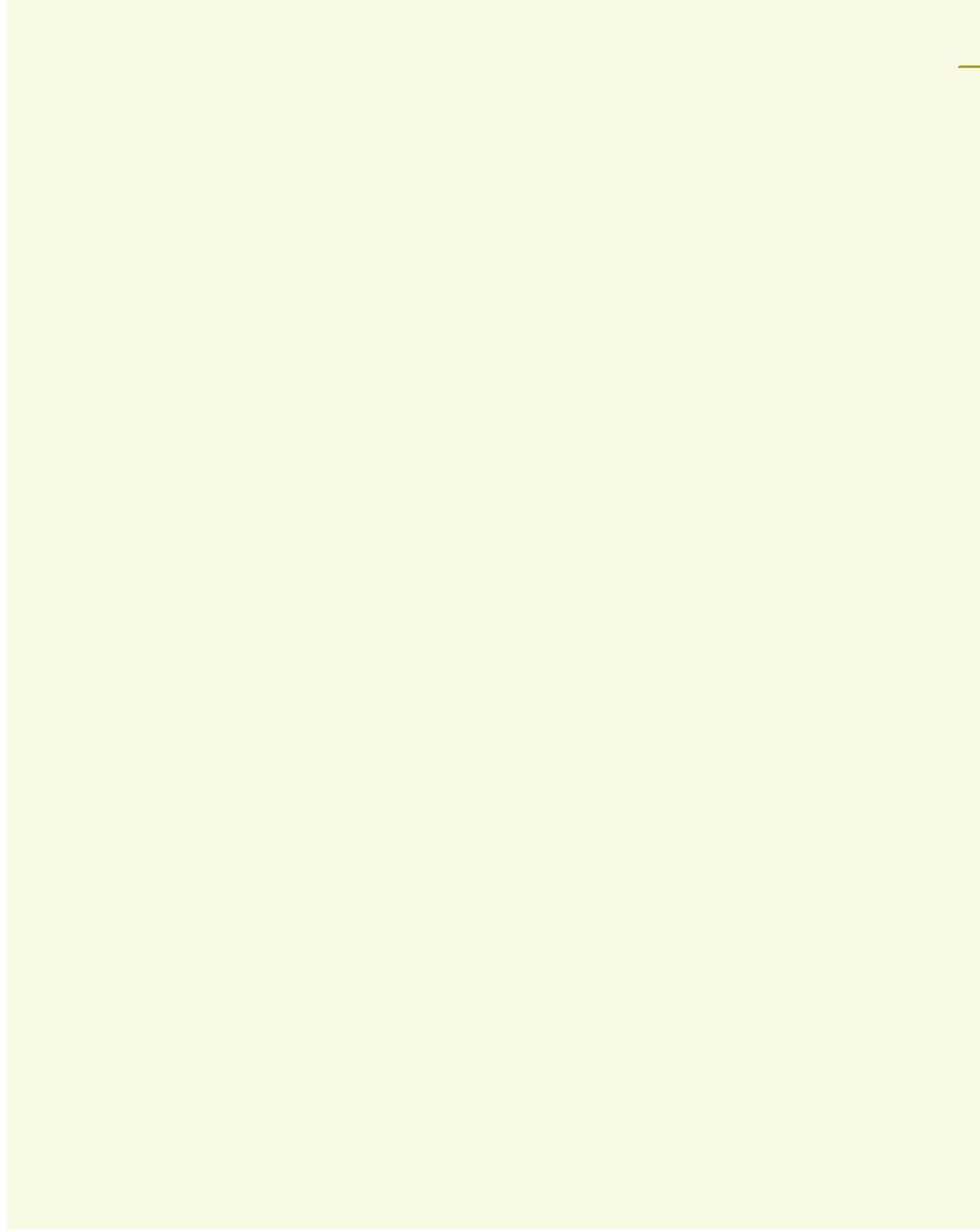
3.3.2 Cierre y abandono

El cierre y abandono de un proyecto normalmente no es considerado como una gran etapa en un proyecto; sin embargo, no es tan simple como dejar de generar y luego cerrar y abandonar las instalaciones. Muy por el contrario, esta fase comprende un gran conjunto de actividades que se deben ejecutar para devolver a su estado inicial las áreas intervenidas por la instalación de la central, ello significa que al querer abandonar un proyecto se deberá contar con los estudios de mitigación de impactos presentados en la DIA o el EIA, previo a la construcción, y la ejecución de dicho plan será la que exija la Superintendencia del Medio Ambiente al responsable al momento de que se cierre y abandone el proyecto. De la misma forma, el desarrollador deberá informar al CDEC respectivo sobre el cierre de las operaciones.

Un plan de cierre y abandono deberá al menos incluir acciones mínimas como:

- Desmontar equipos e instalaciones (oficinas, losas de concreto, galpones, etc.).
- Controlar el acceso a la central, instalando barreras de seguridad en zonas peligrosas debido al proceso de cierre.
- Cerrar o clausurar de infraestructura de la central.
- Retirar y limpiar el sitio y disponer de todo tipo de residuos y materiales inertes.
- Recuperar la cobertura vegetal en emplazamientos abandonados.
- Presentar el plan de abandono, informando a la autoridad ambiental de las actividades desarrolladas, objetivos cumplidos y resultado obtenidos.

Adicionalmente se puede ver posibilidad de obtener un ingreso con el valor residual de las instalaciones el que se puede contemplar también en la evaluación económica realizada en la etapa de preinversión.



GESTIÓN DE PERMISOS

En esta sección se revisará las principales autorizaciones, licencias, títulos de explotación exclusiva y aquellos permisos necesarios para el desarrollo de un proyecto de energía renovable no convencional. Desde luego, el alcance de esta revisión es amplio y sólo pretende dar una visión general sobre las principales gestiones que debe realizar un desarrollador para llevar a cabo un proyecto.

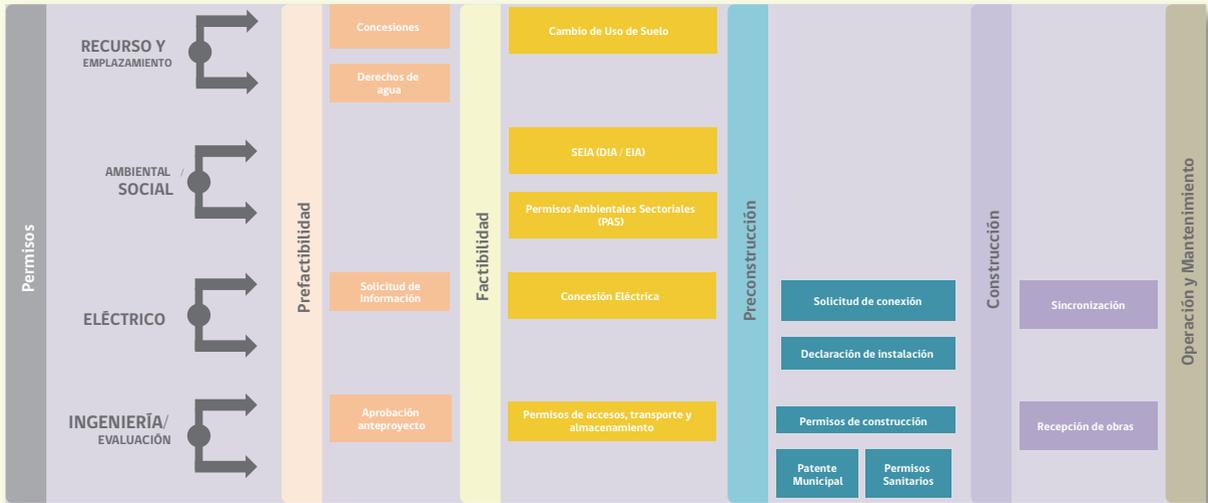
Previo a realizar un análisis de los permisos necesarios, se debe señalar que la actual estructura de la administración del Estado entrega a diversos órganos técnicos el otorgamiento de permisos, concesiones u otros títulos necesarios para el desarrollo de un proyecto, de modo que actualmente no se cuenta con una institución centralizada encargada concentrar íntegramente el otorgamiento de autorizaciones para el desarrollo de proyectos sobre ERNC. En tal sentido, la participación de varios órganos de la administración del Estado en el desarrollo de un proyecto puede eventualmente constituir un costo adicional para los desarrolladores, por lo que es relevante internalizarlos de manera satisfactoria.

Sin perjuicio de lo anterior, la tendencia en la regulación actual es simplificar y facilitar la coordinación de los órganos de la administración del Estado que participan en el

proceso de autorizaciones de desarrollo de proyectos. Un ejemplo de esto es el nuevo reglamento sobre otorgamiento de concesiones de explotación de energía geotérmica o concesiones de uso oneroso. Del mismo modo, el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental ha contribuido a facilitar el acceso a información sobre permisos ambientales sectoriales a los desarrolladores de proyectos.

A continuación, se analizarán los principales aspectos sobre permisos y autorizaciones requeridos para el desarrollo de proyectos de ERNC, de acuerdo a la clasificación anteriormente señalada. Se debe tener presente que en varios casos los financistas de proyectos en caso de encontrarse suscritos a compromisos medio ambientales y comunitarios tienen estándares de exigencia mayores a los límites que pueda señalar el derecho vigente en un determinado país. Para finalizar este capítulo se revisarán algunos permisos que pueden ser importantes para el desarrollo del proyecto.

Para una mejor comprensión de este tema, a continuación el Centro de Energías Renovables en conjunto a Morales & Besa ha hecho una clasificación de los permisos de acuerdo a cuatro categorías: construcción, seguridad y salud; territorial y acceso al recurso; ambiental-social y conexión eléctrica.



Fuente: CER

Figura 26
Gestión de Permisos de un proyecto ERNC

4.1 Permisos Territoriales y de Acceso al Recurso

Para acreditar acceso al recurso y dependiendo de la tecnología, serán necesarias autorizaciones para la exploración y/o explotación del recurso, como es el caso de hidráulica o geotérmica, mientras que para otras tecnologías, la forma de garantizar acceso al recurso será a través del derecho a ocupar el terreno para la prospección y el desarrollo del proyecto. Por tanto, podría ser pertinente requerir la solicitud de Concesión de Uso Oneroso en caso de que el terreno sea fiscal, o autorización en caso de permutas de terrenos indígenas. Adicionalmente, en terrenos rurales, será necesario el cambio de uso de suelo para la construcción industrial. Los organismos asociados a este tipo de permisos serán el Ministerio de Bienes Nacionales, Dirección General de Obras, Ministerio de Energía. Para más detalles en el punto 4.5 se analizan los permisos más relevantes asociados al territorio.

evalúa y certifica que las iniciativas, tanto del sector público como del sector privado, se encuentran en condiciones de cumplir con los requisitos ambientales que les son aplicables. Por esta vía, es posible obtener una Resolución de Calificación Ambiental (RCA) favorable para desarrollar el proyecto.

Una vez recibida la RCA favorable, deben gestionarse los permisos ambientales sectoriales al organismo correspondiente. El componente ambiental de cada uno de estos permisos debería ya haber quedado acordado en el proceso de Evaluación Ambiental.

Si bien no es un permiso, es importante tener en cuenta las consideraciones asociadas a los estándares del Convenio 169 de la OIT, en particular a lo relacionado al proceso de consulta indígena que, en caso de haber afectación de estas comunidades, requerirá la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) que es la instancia que establece la obligación de la consulta.

4.2 Permisos Ambiental - Social

También será necesario que el proyecto cuente con la aprobación de sus componentes ambiental y social. Para ello y dependiendo de las características del proyecto, se deberá o no ingresar la iniciativa al SEIA que es el instrumento que permite introducir la dimensión ambiental en el diseño y la ejecución de los proyectos; a través de él se

Adicionalmente, se debe tener presente que con fecha 24 de diciembre de 2013 comenzará a regir el Nuevo Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, en el que se establece que en el caso que el proyecto genere o presente alguno de los efectos, características o circunstancias siguientes: (i) exige el reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los

sistemas de vida y costumbres de grupos humanos; (ii) si se localiza en o próximo a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos y glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar; o (iii) si genera o presenta alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural, en la medida que se afecte directamente a uno o más grupos humanos pertenecientes a pueblos indígenas, el Servicio de Evaluación Ambiental deberá diseñar y desarrollar un proceso de consulta de buena fe, que contemple mecanismos apropiados según las características socioculturales propias de cada pueblo y a través de sus instituciones representativas, de modo que puedan participar de manera informada y tengan la posibilidad de influir durante el proceso de evaluación ambiental.

En el proceso de consulta señalado, deben participar los pueblos indígenas afectados de manera exclusiva y debe efectuarse con la finalidad de llegar a un acuerdo o lograr el consentimiento. No obstante, el nuevo Reglamento del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental señala que el no alcanzar un acuerdo no implica la afectación del derecho a la consulta.

Los organismos asociados a este proceso son el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) y los organismos sectoriales responsables de cada PAS (Permiso Ambiental Sectorial).

4.3 Permisos de Conexión Eléctrica

Un proyecto ERNC tendrá la posibilidad de conectarse al sistema de transmisión o a distribución (PMGD); de esto dependen los pasos y procedimientos que siguen. En ambos casos se requerirá una vez definido el posible punto de conexión, solicitar información de la red a la empresa transmisora o distribuidora según sea el caso, con el fin de verificar la disponibilidad de capacidad de conexión.

En caso de PMGD, para saber de la disponibilidad de capacidad del punto de conexión, el desarrollador ERNC debe encargarse a la distribuidora el formulario de Solicitud de Información, entregando antecedentes generales del proyecto. Con la información recibida, se realizan los estudios necesarios para tramitar la Solicitud de Conexión de Red (SCR) con la distribuidora, además de informar a la SEC. De esta forma, la distribuidora podrá entregar el Informe de Criterios de Conexión con las especificaciones necesarias para conectarse. Una vez aprobada la SCR, esta tiene una validez de 18 meses en los que debe concretarse el proyecto.

Por otra parte, las instalaciones de los sistemas de transmisión troncal y subtransmisión, de acuerdo a lo establecido en la Ley 19.940 (Ley corta I) de 2004, están sometidas a un régimen de acceso abierto, del mismo modo que las líneas adicionales que hagan uso de bienes nacionales de uso público y aquellas obtenidas mediante el proceso de concesión eléctrica.

En ambos casos, una vez definido el punto y con los antecedentes respectivos, se debe informar la intención de conexión al CDEC del sistema correspondiente con una anticipación mínima de 6 meses a la fecha de puesta en marcha, además de notificar paralelamente a la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

Además, una vez iniciadas las obras es necesario declarar la central en construcción mediante una carta a la CNE, tres meses previos al inicio de operación se debe entregar la información de conexión al CDEC respectivo y dos meses antes se envían los estudios eléctricos para su revisión, esto último en caso de conectarse a nivel de transmisión. Adicionalmente, para la puesta en servicio se debe comunicar 15 días antes a la SEC y enviar el cronograma de operación al CDEC respectivo.

Previo a la puesta en marcha definitiva, se requiere operar un periodo de tiempo en prueba, coordinando la sincronización al sistema con el CDEC respectivo, para posteriormente iniciar la operación comercial.

Para los proyectos cuya operación es coordinada por alguno de los CDEC, se deberá tener habilitado el Sistema de Información en Tiempo Real (SITR) al menos 5 días corridos antes de la primera energización, sincronización o inicio de las pruebas.

Si se trata de un proyecto que se conectará a una red de distribución, aplicará la Norma Técnica de Conexión y Operación (NTCO), en cambio para proyectos conectados a la red de transmisión aplicará la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS).

La Tabla 3 indica el marco legal, reglamento y normativa para diferentes niveles de red.

Tabla 3:
Marco regulatorio aplicable a la conexión según clasificación de redes.

Fuente: CER y Centro de Energía, Universidad de Chile, 2013.

	Distribución		Sistemas Adicionales	Subtransmisión	Transmisión Troncal
Nivel de tensión	< 1 kV	1 kV - 23 kV	66-220 kV	66 - 220 kV	220 - 500 kV
Marco Legal	LGSE ¹	LGSE ²	LGSE	LGSE	LGSE
Reglamento	----- ³	DS 244	DS 327 / Reglamento SA ⁴	DS 327	DS 327
Normativa	NCh. Elect. 4/2003	NTCO/ NCh. Elect. Corrientes Fuertes	NTSCS/ NCh. Elect. Corrientes Fuertes	NTSCS/ NCh. Elect. Corrientes Fuertes	NTSCS/ NCh. Elect. Corrientes Fuertes

4.4 Permisos para la Construcción, Seguridad y Salud

Se trata de aquellas autorizaciones asociadas directamente a las particularidades técnicas del proyecto relacionadas a la construcción, principalmente en materia de obras e ingeniería civil, además de fundamentar las previsiones y consideraciones para minimizar efectos que los trabajos podrían tener en la seguridad y salud de los distintos actores involucrados en el proyecto.

Incluye decisiones constructivas, técnicas y de organización que están consideradas en la planificación del proyecto y que deben realizarse en cada fase o de manera simultánea. Se refiere a aspectos como la manipulación de materiales y sustancias peligrosas, disposición de equipos y vías de acceso y evacuación, almacenamiento y manejo de residuos, así como como en su ejecución, operación y mantenimiento, incluyendo los riesgos laborales asociados a la seguridad y salud que pueden ser evitados, indicando medidas técnicas a tomar.

Los principales organismos asociados a este tipo de permisos son las Municipalidades y los Servicios Regionales de Salud.

4.5 Permisos relevantes

4.5.1 Sistema de Impacto Ambiental (Resolución de Calificación Ambiental).

El Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) constituye un instrumento para la gestión ambiental que se materializa en el ingreso de ciertos proyectos a un Estudio de Impacto Ambiental o a una Declaración de Impacto Ambiental.

La definición acerca de si un Proyecto debe ingresar al SEIA descansa en el tipo de actividades que el legislador ha decidido incorporar a la ley que regula la materia. En tal sentido, la Ley 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente establece en su Artículo 10 los proyectos que deben ingresar de manera obligatoria al sistema: “los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, en cualesquiera de sus fases, que deberán someterse al sistema de evaluación de impacto ambiental, son los siguientes: (b) Líneas de transmisión eléctrica de alto voltaje y sus subestaciones; (c) Centrales generadoras de energía mayores a 3 MW; y (d) Reactores y establecimientos nucleares e instalaciones relacionadas”. Al no hacerse la distinción en el literal (c) entre las distintas fuentes de generación de energía, se ha entendido que todas las centrales generadoras de energía mayores a 3 MW deben ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. En relación con estas definiciones, cabe hacer presente que el concepto de “alto voltaje” utilizado en el

literal (b) ha sido criticado por la doctrina nacional que trata la materia, indicando que el concepto preciso es el de "alta tensión".²

Como ya lo señalamos, el ingreso al SEIA puede ser para conseguir una Declaración de Impacto Ambiental (DIA), o bien, un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Una DIA, según la define la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente, es "el documento descriptivo de una actividad o proyecto que se pretende realizar, o de las modificaciones que se le introducirán, otorgado bajo juramento por el respectivo titular, cuyo contenido permite al organismo competente evaluar si su impacto ambiental se ajusta a las normas ambientales vigentes". En cambio, un EIA es definido como el "documento que describe pormenorizadamente las características de un proyecto o actividad que se pretenda llevar a cabo o su modificación. Debe proporcionar antecedentes fundados para la predicción, identificación e interpretación de su impacto ambiental y describir la o las acciones que ejecutará para impedir o minimizar sus efectos significativamente adversos".

El criterio que utiliza la regulación para distinguir entre ambas modalidades dice relación con los efectos que tiene el proyecto que será evaluado. Así, el Artículo 11 de la Ley 19.300 señala que "los proyectos o actividades enumerados en el artículo precedente requerirán la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental, si generan o presentan a lo menos uno de los siguientes efectos, características o circunstancias: a) Riesgo para la salud de la población, debido a la cantidad y calidad de efluentes, emisiones o residuos; b) Efectos adversos significativos sobre la cantidad y calidad de los recursos naturales renovables, incluidos el suelo, agua y aire; c) Reasentamiento de comunidades humanas, o alteración significativa de los sistemas de vida y costumbres de grupos humanos; d) Localización en o próxima a poblaciones, recursos y áreas protegidas, sitios prioritarios para la conservación, humedales protegidos y glaciares, susceptibles de ser afectados, así como el valor ambiental del territorio en que se pretende emplazar; e) Alteración significativa, en términos de magnitud o duración, del valor paisajístico o turístico de una zona, y f) Alteración de monumentos, sitios con valor antropológico, arqueológico, histórico y, en general, los pertenecientes al patrimonio cultural. Para los efectos de evaluar el riesgo indicado en la letra a) y los efectos adversos señalados en la letra b), se considerará lo establecido en las normas de calidad ambiental y de emisión vigentes. A falta de tales normas, se utilizarán como referencia las vigentes en los Estados que señale el reglamento". En el título segundo del Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto

Ambiental se incorporan criterios para detallar el contenido de la norma transcrita. Para efectos del presente Manual, basta señalar que un proyecto ERNC que produzca alguno de los efectos, deberá ingresar al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental mediante un EIA.

Las diferencias entre una Declaración de Impacto Ambiental y el Estudio de Impacto Ambiental, estriban en que la primera es una declaración jurada realizada por el proponente del proyecto sometido al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental que, conforme con el artículo 12 bis de la Ley sobre Bases Generales del Medio Ambiente, debe contener lo siguiente:

- a) Una descripción del proyecto o actividad;
- b) Los antecedentes necesarios que justifiquen la inexistencia de aquellos efectos, características o circunstancias del artículo 11 que pueden dar origen a la necesidad de efectuar un Estudio de Impacto Ambiental;
- c) La indicación normativa ambiental aplicable, y la forma en la que se cumplirá, y
- d) La indicación de los permisos ambientales sectoriales aplicables, y los antecedentes asociados a los requisitos y exigencias para el respectivo pronunciamiento.

Por su parte, el Estudio de Impacto Ambiental, al tratarse de hipótesis calificadas de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental contiene una reglamentación más compleja. Así, conforme con el artículo 12 de la Ley de Bases Generales del Medio Ambiente, el Estudio debe contener al menos las siguientes materias:

- a) Una descripción del proyecto o actividad;
- b) La descripción de la línea de base, que deberá considerar todos los proyectos que cuenten con resolución de calificación ambiental, aún cuando no se encuentren operando;
- c) Una descripción pormenorizada de aquellos efectos, características o circunstancias del artículo 11 que dan origen a la necesidad de efectuar un Estudio de Impacto Ambiental;
- d) Una predicción y evaluación del impacto ambiental del proyecto o actividad, incluidas las eventuales situaciones de riesgo. Cuando el proyecto deba presentar un Estudio de Impacto Ambiental por generar alguno de los efectos, características o circunstancias señaladas en la letra a) del artículo 11, y no existiera

² Astorga, E. *Derecho Ambiental Chileno*. 3ª Ed. Abeledo Perrot. 2012

Norma Primaria de Calidad o de Emisión en Chile o en los Estados de referencia que señale el Reglamento, el proponente deberá considerar un capítulo específico relativo a los potenciales riesgos que el proyecto podría generar en la salud de las personas;

e) Las medidas que se adoptarán para eliminar o minimizar los efectos adversos del proyecto o actividad y las acciones de reparación que se realizarán, cuando ello sea procedente;

f) Un plan de seguimiento de las variables ambientales relevantes que dan origen al Estudio de Impacto Ambiental, y

g) Un plan de cumplimiento de la legislación ambiental aplicable.

Estas exigencias de contenido deben complementarse con las indicadas en el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, que complementa lo exigido por la Ley.

La Evaluación del Impacto Ambiental, en tanto, ya sea mediante Declaración o Estudio de Impacto Ambiental, se presenta ante la Comisión de Evaluación de Proyectos de la Región en donde se materializarán las obras o ante el Director Ejecutivo del Servicio de Evaluación Ambiental, en los casos en que la actividad o proyecto pueda causar impactos ambientales en zonas ubicadas en distintas regiones.³

El procedimiento que se sigue para cada uno de los medios de ingreso al SEIA es diferente y su detalle escapa al propósito de esta publicación. No obstante, debe señalarse que ambos procedimientos concluyen con una Resolución de Calificación Ambiental, la cual debe ser fundada y resolver favorablemente o no respecto del proyecto o actividad que se presenta y que debe asegurar la participación de la ciudadanía en el desarrollo del proyecto. También la Resolución de Calificación Ambiental puede aprobar condicionalmente el proyecto.

En cuanto a los efectos de la RCA, el artículo 24 de la Ley General de Bases Sobre el Medio Ambiente dispone que "Si la resolución es favorable, certificará que se cumple con todos los requisitos ambientales aplicables, incluyendo los eventuales trabajos de mitigación y restauración, no pudiendo ningún organismo del Estado negar las autorizaciones ambientales pertinentes. Si, en cambio, la resolución es desfavorable, estas autoridades quedarán obligadas a denegar las correspondientes autorizaciones o permisos, en razón de su impacto ambiental, aunque se

satisfagan los demás requisitos legales, en tanto no se les notifique de pronunciamiento en contrario." Se trata de un título habilitante para la obtención de autorizaciones ambientales respecto del resto de los organismos del Estado.

4.5.2 Permisos Ambientales Sectoriales (PAS).

Los Permisos Ambientales Sectoriales han sido definidos como "el acto administrativo emanado de un órgano del Estado con competencia ambiental, mediante el cual dicho órgano faculta la realización de un determinado proyecto o actividad dentro de la esfera de su competencia."⁴ El propósito de incorporar la regulación de los PAS en el Sistema de Evaluación Ambiental es coordinar la actuación de los órganos del Estado en materia medioambiental, facilitando tanto para la administración como para los proponentes el desarrollo de proyectos y actividades.

El Reglamento del SEIA establece expresamente en su Título VII los permisos considerados como PAS, así como los requisitos y los contenidos técnicos y formales para acreditar su cumplimiento.

En relación con los efectos de la Resolución de Calificación Ambiental para la obtención de PAS, el reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental distingue entre permisos de contenido exclusivamente ambiental y aquellos permisos que son complejos o tienen elementos adicionales al ambiental. A mayor abundamiento, el Artículo 67 del Reglamento dispone que "tratándose de permisos cuyo contenido sea únicamente ambiental, la resolución de calificación ambiental favorable dispondrá su otorgamiento por parte de los organismos del Estado competentes, bajo las condiciones o cargas que en ella misma se expresen. Para estos efectos, bastará que el titular del proyecto o actividad exhiba la resolución de calificación ambiental como requisito suficiente para que el organismo competente entregue el permiso sin más trámite".

Del mismo modo, la norma precitada dispone que "tratándose de permisos que contemplen, además, contenidos no ambientales, los organismos del Estado competentes podrán pronunciarse sobre los demás requisitos legales, una vez afinada la resolución de calificación ambiental favorable. En todo caso, no podrán denegar las correspondientes autorizaciones o permisos en razón de su impacto ambiental, ni imponer nuevas condiciones o exigencias de

³ Idem P. 239.

⁴ Riquelme, P. **Permisos Ambientales Sectoriales en el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental**. Revista de Derecho Administrativo Económico. Facultad de Derecho. P. Universidad Católica de Chile. (1999), enero-junio, Vol. 1. N°1 Págs. 95-125

carácter ambiental que no sean las establecidas en la resolución de calificación ambiental”.

El nuevo Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, que entrará en vigencia el 24 de diciembre de 2013, regula los PAS de manera distinta, pues en éste se distingue entre permisos ambientales sectoriales de contenidos únicamente ambientales y permisos ambientales sectoriales mixtos, que tienen contenidos ambientales y no ambientales.

Al respecto, el Reglamento señala que tratándose de permisos ambientales sectoriales de contenidos únicamente ambientales, la Resolución de Calificación Ambiental favorable dispondrá su otorgamiento por parte de los órganos de la Administración del Estado con competencia ambiental, bajo las condiciones o exigencias que en la misma se expresen. Por su parte, si la Resolución de Calificación Ambiental es desfavorable, dichos órganos quedarán obligados a denegar tales permisos.

En el caso de los PAS mixtos, la Resolución de Calificación Ambiental favorable certificará que se da cumplimiento a los requisitos ambientales de dichos permisos. En tal caso, los órganos de la Administración del Estado con competencia ambiental no podrán denegar los correspondientes permisos en razón de los referidos requisitos, ni imponer nuevas condiciones o exigencias de carácter ambiental que no sean las establecidas en la Resolución de Calificación Ambiental. En los permisos ambientales sectoriales mixtos, el titular podrá presentar los antecedentes no ambientales ante el organismo del Estado de manera previa a la notificación de la Resolución de Calificación Ambiental, indicando el proyecto o actividad que se encuentra en evaluación ambiental. Con todo, el permiso ambiental sectorial podrá otorgarse sólo una vez que el titular exhiba la Resolución de Calificación Ambiental favorable.

Los principales PAS contenidos en el Título VII del Reglamento del SEIA, aplicables a los proyectos ERNC son los siguientes:⁵

- Permiso para hacer excavaciones de carácter o tipo arqueológico, antropológico, paleontológico o antropoarqueológico. Se debe señalar en el Estudio o Declaración de Impacto Ambiental las medidas apropiadas para la conservación y/o protección de sitios con el referido carácter.

- Permiso para construir obras destinadas a la evacuación, tratamiento o disposición final de aguas servidas. En el Estudio o Declaración de Impacto ambiental se deberá señalar las medidas adecuadas para el control de aquellos factores, elementos o agentes del medio ambiente que puedan afectar la salud de los habitantes.

- Permiso para la construcción, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase. En el Estudio o Declaración de Impacto Ambiental se debe señalar las características del establecimiento.

- Calificación de los establecimientos industriales o de bodegaje referidos en la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. En el Estudio o Declaración de Impacto Ambiental se debe señalar las características del establecimiento.

- Permiso para subdividir y urbanizar terrenos rurales para complementar alguna actividad industrial con viviendas, dotar de equipamiento a algún sector rural, o habilitar un balneario o campamento turístico; o para las construcciones industriales, de equipamiento, turismo y poblaciones, fuera de los límites urbanos.

- Permiso para la corta o explotación de bosque nativo, en cualquier tipo de terrenos o plantaciones ubicadas en terrenos de aptitud preferentemente forestal, a que se refiere el Decreto Ley sobre Fomento Forestal. En el Estudio o Declaración de Impacto Ambiental se debe considerar la reforestación de una superficie igual, a lo menos, a la cortada o explotada.

- Permiso para las obras de regularización y defensa de cauces naturales, a que se refiere el Código de Aguas.

- Permiso para la construcción de ciertas obras hidráulicas. El requisito para su otorgamiento consiste en no producir contaminación de las aguas. Su regulación se encuentra contenida en el Código de Aguas y sus requisitos en el Nuevo Reglamento del Sistema de Evaluación Ambiental.

⁵ Más información en materia eólica se puede encontrar en la **Guía para la Evaluación de Impacto Ambiental de Centrales Eólicas de Generación de Energía Eléctrica** editada por el Servicio de Evaluación Ambiental del Gobierno de Chile.

4.5.3 Cambio de uso de suelo

El cambio de uso de suelo constituye un elemento de gestión del ordenamiento territorial y, en términos generales, constituye una autorización del órgano técnico competente para destinar un predio ubicado fuera del radio urbano al desarrollo de una actividad, ya sea cierto tipo de vivienda o industrial que no se encuentra relacionada con la actividad agrícola.

En la DDU 136 de 2004, se entiende por cambio de uso de suelo, fuera de los límites urbanos establecidos por los instrumentos de planificación territorial, la consecuencia de un acto administrativo de autorización otorgada por el Ministerio de Agricultura a través de sus organismos regionales competentes, que facultan al propietario de un terreno para cambiar la utilización y aptitud agrícola, ganadera y/o forestal del suelo hacia fines distintos, como los habitacionales, industriales, turísticos y de otros equipamientos esenciales de carácter complementario.

La fuente normativa de la autorización requerida para cambiar el uso de un suelo determinado es el Artículo 55 de la Ley General de Vivienda y Urbanismo, el cual dispone que: “fuera de los límites urbanos establecidos en los Planes Reguladores no será permitido abrir calles, subdividir para formar poblaciones, ni levantar construcciones, salvo aquellas que fueren necesarias para la explotación agrícola del inmueble o para las viviendas del propietario del mismo y sus trabajadores, o para la construcción de conjuntos habitacionales de viviendas sociales o de viviendas de hasta un valor de 1.000 unidades de fomento, que cuenten con los requisitos para obtener el subsidio del Estado. Corresponderá a la Secretaría Regional de Vivienda y Urbanismo cautelar que las subdivisiones y construcciones en terrenos rurales, con fines ajenos a la agricultura, no originen nuevos núcleos urbanos al margen de la Planificación urbana-regional. Con dicho objeto, cuando sea necesario subdividir y urbanizar terrenos rurales para complementar alguna actividad industrial con viviendas, dotar de equipamiento a algún sector rural [...] la autorización que otorgue la Secretaría Regional del Ministerio de Agricultura requerirá el informe previo de la Secretaría Regional del Ministerio de Vivienda y Urbanismo”.

Del mismo modo, el Artículo 46 de la Ley Orgánica del Servicio Agrícola Ganadero establece que “para autorizar un cambio de uso de suelos en el sector rural de acuerdo al artículo 55 del Decreto Supremo N° 458, de 1976, del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, se requerirá informe previo del Servicio. Dicho informe deberá ser fundado y público, y expedido por el Servicio dentro del plazo de 30 días, contados desde que haya sido requerido. Asimismo,

para proceder a la subdivisión de predios rústicos, el Servicio certificará el cumplimiento de la normativa vigente”.

El cambio de uso de suelo constituye un permiso ambiental sectorial y, en consecuencia, tiene los mismos efectos indicados en la sección precedente.

4.5.4 Concesiones de Uso Oneroso (CUO).

Las concesiones de uso a título oneroso (CUO) consisten en el otorgamiento por parte de la administración del Estado a un ciudadano de un título de uso y goce exclusivo sobre un bien de dominio fiscal, administrado por el Ministerio de Bienes Nacionales con un objetivo preestablecido, por un plazo determinado que no podrá exceder de 50 años. Como su nombre lo indica, estas concesiones son onerosas, por lo que implica el pago de una renta por parte del beneficiado con la explotación del bien fiscal otorgado con la concesión.

Las principales normas que regulan esta materia se encuentran en el Decreto Ley N° 1.939 de 1977 y sus modificaciones.

En general, existen diversas formas de adjudicarse una CUO, sin embargo, en materia de desarrollo de Proyectos de ERNC, la forma y vías se encuentran reguladas en la Orden Ministerial N°2 de abril de 2013.

En dicha norma se indica que la CUO será asignada a través de un proceso de licitación pública, pudiendo excepcionalmente ser otorgada de manera directa por razones fundadas, las cuales serán analizadas y determinadas por el Ministerio de Bienes Nacionales de acuerdo a sus facultades legales. El procedimiento puede ser iniciado de oficio o a petición de parte interesada.

En el procedimiento, se deberá presentar en la Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales (SEREMI) respectiva, una solicitud señalando el terreno que le interesa que sea licitado, debiendo la SEREMI analizar si el inmueble corresponde a un inmueble fiscal y criterios básicos de eficiencia y razonabilidad en la administración del territorio. La SEREMI tiene 30 días para pronunciarse, contados desde la fecha de la solicitud y respecto de lo que resuelva procederán los recursos establecidos en la Ley N° 19.880 de Bases de Procedimiento Administrativo.

Si la SEREMI resuelve dar inicio al proceso licitatorio se notificará al interesado, quien deberá entregar una garantía denominada “Garantía para Gatillar Licitaciones”. Si no se entrega la garantía referida dentro de los 30 días siguientes a la notificación al interesado, la SEREMI po-

drá declarar el abandono del procedimiento. El objeto de esta garantía es caucionar la participación del interesado en el proceso licitatorio y que su oferta cumpla con los requisitos mínimos establecidos en las Bases de Licitación respectivas.

El contenido de las Bases de Licitación puede variar. Sin embargo, debe ser siempre sustancialmente similar a los términos indicados en la Orden Ministerial N°3 en las que se publica un formato tipo para las Bases de Licitación en Concesiones de Uso Oneroso de inmuebles de propiedad fiscal para el desarrollo de proyectos ERNC. En la Orden Ministerial N°2 se señala que los principales elementos de las Bases de Licitación serán el plazo de la concesión que será de 30 años, contado desde que el contrato quede completamente perfeccionado; reconocerá diversos periodos del contrato, sujeto a la naturaleza del proyecto; una capacidad instalada mínima de 1 MW, por lo que el concesionario deberá ejecutar un proyecto de Energía Renovable No Convencional de al menos 1 MW por cada 6 hectáreas o fracción que comprenda el inmueble objeto de la concesión; una renta por la concesión en la que se distinguirá según la etapa del proyecto; los factores de adjudicación que serán el costo de salida del contrato de concesión durante el periodo de estudios y la oferta económica realizada por el mismo para los periodos de construcción y operación; y las garantías.

4.5.5 Concesiones eléctricas

La concesión eléctrica es un acto de la Administración del Estado que surge como producto del procedimiento administrativo y que se encuentra reglado en la legislación eléctrica, cuya tramitación consiste en una serie de actos, que concluyen en una resolución final mediante la cual se concede o deniega la concesión.

La concesión eléctrica, además de otorgar derechos al titular, implica a su vez ciertas obligaciones que serán revisadas más adelante.

Las concesiones eléctricas pueden distinguirse entre concesiones provisionales y definitivas. Las concesiones provisionales son “las que se otorgan por resolución de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, por un plazo que no puede exceder de dos años contados desde su otorgamiento para permitir el estudio de las obras de aprovechamiento de la concesión definitiva”. Por su parte, las concesiones definitivas son aquellas que tienen por objeto el establecimiento, operación y explotación de centrales hidráulicas productoras de energía eléctrica, subestaciones eléctricas, líneas de transporte de energía eléctrica o instalaciones de servicio público de distri-

bución. Conforme lo dispone la Ley General de Servicios Eléctricos y su Reglamento, no es necesario para obtener una concesión definitiva haber solicitado una concesión provisional previa.

Otro tipo de distinción que se realiza en la concesión eléctrica es entre aquellas que se otorgan para la producción de energía eléctrica mediante centrales hidráulicas, las que se otorgan para el transporte de energía eléctrica y subestaciones, y las que se otorgan para el servicio público de distribución de energía eléctrica.

En el caso de las centrales hidráulicas, las subestaciones eléctricas y las líneas de transporte, podrán instalarse sin solicitar concesión cuando el interesado así lo desee, según lo dispone el Artículo 9 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos. Por lo anterior, en el único caso en que es obligatorio contar con una concesión eléctrica es en el segmento de la distribución a usuarios finales. Incluso en este caso existen excepciones que se señalan en el Artículo 7 del Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Sin perjuicio de lo anterior, la misma ley señala en su Artículo 3° que no se encuentran sometidas al régimen de concesiones las centrales productoras de energía eléctrica que no son hidráulicas; las líneas de distribución que no sean de servicio público; y las líneas de distribución destinadas al alumbrado público de calles, caminos, plazas, parques y avenidas –en adelante, alumbrado público–, sean éstas establecidas por la Municipalidad o por cualquier otra entidad, incluyéndose las empresas distribuidoras de servicio público que tengan a su cargo el alumbrado público en virtud de un contrato con las respectivas Municipalidades.

Un aspecto relevante sobre las concesiones eléctricas es que conforme con la regulación vigente, éstas “sólo pueden otorgarse a ciudadanos chilenos y a sociedades constituidas en conformidad a las leyes del país. Sin embargo, no podrán otorgarse concesiones eléctricas a sociedades en comandita por acciones”.

El procedimiento para otorgar las concesiones eléctricas varía según se trate de una concesión provisional o definitiva. El principal órgano encargado del proceso concesional es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y el Ministerio de Energía.

Este procedimiento ha sido recientemente modificado a través de la Ley 20.701, para otorgarle mayor celeridad a las actuaciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles y para establecer métodos de solución de controversias en caso que las concesiones eléctricas

se superpongan con concesiones de otra naturaleza, por ejemplo, mineras.

Lo determinante de esta sección es comprender que no en todos los casos es obligatorio contar con una concesión eléctrica, pero que puede ser útil para la utilización de un predio ajeno y como procedimiento para constituir servidumbres legales eléctricas, en virtud del otorgamiento de una concesión eléctrica definitiva.

4.5.6 Concesiones mineras

Como hemos visto, una concesión es un título habilitante para el ejercicio de ciertos derechos otorgados por la Administración del Estado. En el caso de las concesiones mineras, se habilita al concesionario para explorar o explotar todas las sustancias concesibles que existen dentro de los límites de la concesión. El Código de Minería señala cuáles son aquellas sustancias y cuáles no.

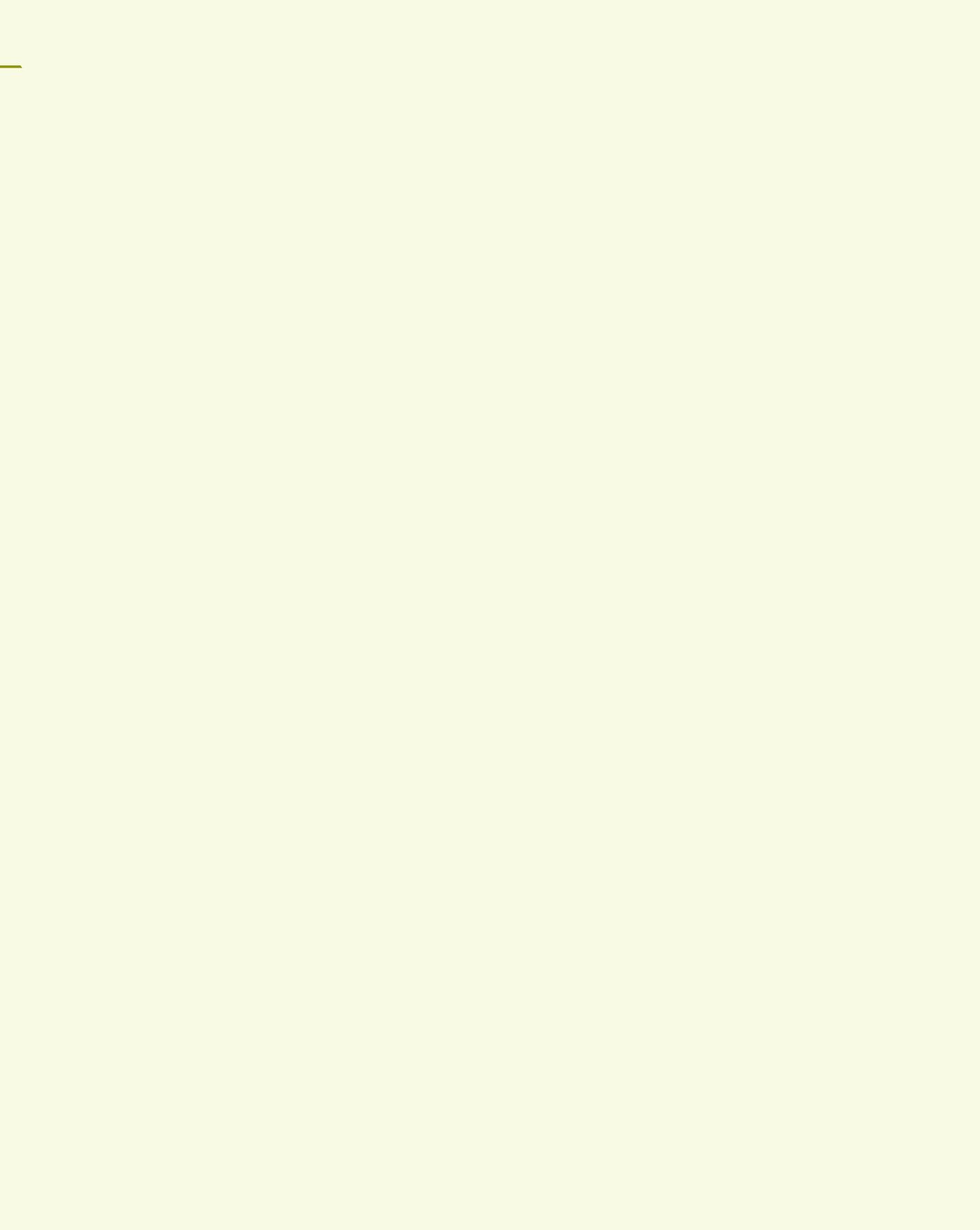
Es una práctica usual la solicitud de concesiones mineras en sectores en los que se desarrollará proyectos de energía para proteger el sector en el que el proyecto se emplazará. Esto ocurre porque la concesión minera habilita a su titular a obtener servidumbres que afectan el predio superficial. En consecuencia, ser titular de la concesión minera que coexiste con la titularidad del dominio del predio superficial, refuerza y da mayor seguridad para el desarrollo de proyectos y particularmente a los financistas de proyectos de energía.

El procedimiento que se sigue para la obtención de una concesión minera varía en función de si se trata de una concesión de exploración o de explotación. En cualquiera de los casos, el trámite se realiza en sede judicial.

En el caso de una concesión de exploración se inicia con el pedimento, respecto del cual el tribunal solicitará que se inscriba en el Registro de Descubrimientos del Conservador de Minas respectivo y que se publique en el Boletín Oficial de Minería. Junto con lo anterior, debe pagarse una tasa a beneficio fiscal. Luego de ello, deberá pagarse una patente proporcional y con ello solicitar al tribunal que dicte sentencia constitutiva de exploración. El juez revisará que los antecedentes entregados se encuentren en forma y enviará al SERNAGEOMIN los antecedentes para que emita un informe sobre los aspectos técnicos y los planos presentados para la constitución de la concesión de exploración. Si el informe del SERNAGEOMIN es favorable, el juez dictará sentencia y constituirá la sentencia de exploración. La sentencia constitutiva de exploración será extractada por el tribunal y dicho extracto deberá ser publicado en el Boletín Oficial de Minería. Finalmente, la

sentencia deberá ser inscrita íntegramente en el Registro de Descubrimientos del Conservador de Minas competente.

Por su parte, la solicitud de una concesión de explotación se inicia a través de la manifestación. Luego de la presentación de la manifestación, se debe pagar una tasa a beneficio fiscal. El juez revisará los antecedentes de la manifestación y ordenará su inscripción en el Registro de Descubrimientos del Conservador de Minas competente y su publicación en el Boletín Oficial de Minería. Además, se deberá pagar la patente proporcional dentro de los 30 días siguientes contados desde la resolución que ordena la inscripción y publicación. Luego de lo anterior, entre 200 y 220 días contados desde la fecha de la manifestación, se deberá presentar un escrito de solicitud de mensura, acompañando -entre otros documentos- los comprobantes de pago de la patente y la tasa. Posteriormente, deberá publicarse la solicitud de mensura en el Boletín Oficial de Minería y si no hay oposición, se realizará la mensura por un perito calificado para el efecto. Luego, el tribunal ordenará la entrega de los documentos al SERNAGEOMIN para que informe favorablemente la operación de mensura y/o formule observaciones. Si el informe del SERNAGEOMIN es favorable, el juez dictará sentencia constitutiva y ordenará la publicación del extracto en el Boletín Oficial de Minería y la inscripción en el Registro de Propiedad del Conservador de Minas competente. Con ello, queda constituida la concesión minera de explotación.



GESTIÓN DE CONTRATOS

Los contratos son un elemento esencial dentro de un proyecto en donde se definirán los acuerdos entre partes. Cada uno es revisado dentro de un proceso de **due diligence** conducido por una institución financiera, puesto que allí se establecen los flujos futuros, obligaciones y derechos que deberán ser ejercidos a favor o contra la sociedad titular de un proyecto, durante la vigencia del financiamiento. Por dicho motivo, al banco acreedor le interesará conocer dichos contratos y tener claridad de cómo se controlan los riesgos asociados. Además, el banco acreedor buscará al momento del cierre constituir garantías o prendas sobre los derechos establecidos en los contratos respectivos a favor del desarrollador. De esta forma, podrá asegurarse de tener control sobre los flujos, obligaciones y derechos en un evento de incumplimiento del deudor, con el fin de garantizar el pago de la deuda y la continuidad de la operación del proyecto.

Como comentario general y transversal a los distintos contratos, el banco acreedor buscará que en cualquier contrato quede expresamente reconocida la posibilidad de que se otorguen en prenda o se constituyan garantías, incluyendo la posibilidad de que la contraparte relevante (por ejemplo, empresa constructora) concorra y acepte dicha garantía. Asimismo, debe garantizarse que en un evento de incumplimiento, el banco pueda subrogarse en la posición de la sociedad deudora para continuar con la operación del proyecto (**step-in rights**).

Dentro de los referidos contratos y en un esquema de financiamiento de proyectos eléctricos, los más relevantes serán los contratos de construcción (EPC), operación y mantenimiento (O&M), venta o suministro de energía eléctrica y de conexión. Cada uno de estos contratos tiene complejidades particulares o elementos en que el énfasis

de la revisión de la institución financiera varía, razón por la cual los analizaremos detalladamente a continuación.

5.1 Recurso (inmuebles, suministro de recursos, derechos de aguas)

La disponibilidad del recurso natural es un elemento de suma importancia si no, el más relevante en proyectos de generación en base a energía renovable. Puede que esto parezca de obvio, pero este hecho no siempre es asumido y llevado a la práctica dentro del espectro contractual. Aunque en general, los recursos renovables son gratuitos (en especial la energía solar y eólica) y no es necesario contar con un título que acredite el derecho para utilizarlos, la superficie o inmueble donde se desarrollará la explotación, vienen a transformarse en activos esenciales para este tipo de proyectos.

Lo anterior no se replica con la energía hidráulica puesto que la legislación nacional exige contar con títulos que acrediten el dominio de los derechos de aprovechamientos de agua, ya sea propios o de terceros (en este último caso, deberemos además contar con un contrato que acredite que tenemos derecho a usar el agua).

Nuestro análisis sobre el recurso para un proyecto ERNC, considerará sólo los contratos que recaen sobre inmuebles y derechos de agua.

Inmuebles. Los contratos que otorguen derechos a un desarrollador ERNC sobre un inmueble, deben en primer término ofrecer seguridad sobre la existencia de un derecho

a firme durante toda la extensión o vida útil del proyecto de generación. En dicho sentido, en general las fórmulas que aseguren un derecho real (propiedad o usufructo) sobre el inmueble serán preferidos por sobre los que otorguen derechos personales (arriendos). Las servidumbres no son recomendadas como derecho sobre el terreno en que se construirá la central, puesto que tienen un carácter accesorio y dependen de otro inmueble, por lo que se utilizan sólo para las líneas de transmisión o canales.

En tal sentido, los contratos que aseguren la propiedad del inmueble serán los óptimos, puesto que se reducen significativamente los riesgos de que terceros puedan reclamar derechos sobre él, más aún cuando el banco puede tratar directamente con el propietario que puede usar, gozar y disponer libremente del inmueble. Dicha libertad que tiene el propietario sobre el inmueble es un activo a la hora de financiar un proyecto. Otra de las ventajas de tener la propiedad del inmueble, es que permite establecer hipotecas como garantías como parte de la estructura de financiamiento, las cuales eventualmente dan preferencias dentro de los procesos de quiebra entre los acreedores.

Otras opciones contractuales utilizadas para obtener derechos sobre inmuebles son los usufructos y arriendos. Ambos permiten usar y gozar del inmueble y también permiten la posibilidad de constituir garantías sobre ese derecho. Existe una preferencia del usufructo sobre el arriendo por varias razones, tales como que el usufructo es un derecho real, se inscribe y se registra en el Conservador de Bienes Raíces (anotándose al margen de la inscripción del inmueble), permite constituir hipotecas sobre el mismo, es un derecho independiente de la propiedad (puede cambiar el dueño del inmueble y el usufructo subsistirá) y se puede vender, arrendar o ceder el derecho de usufructo en sí. Sin embargo, el usufructo no se puede constituir como sucesivo, sujeto a una condición y en general, no puede tener una duración superior a 30 años.

El arriendo tiene algunas desventajas respecto del usufructo las cuales pueden ser subsanadas en la misma redacción del respectivo contrato. Por ejemplo, aunque en general el arriendo no se inscribe, se puede establecer expresamente que así sea y se anote al margen de la inscripción de la propiedad; de esta manera, existirá la obligación de respetar el arriendo por parte de nuevos propietarios o acreedores. Asimismo, se puede establecer expresamente en el contrato de arriendo que si el propietario transfiere el inmueble, el nuevo propietario debe obligarse a respetar los términos del arriendo. En cualquier caso, el contrato de arriendo debe ser acordado por una duración igual a la vida útil del proyecto (sobre 20 años) y que en caso que considere renovaciones automáticas, que estas

sólo operen desde esa fecha e, idealmente, sólo en favor del generador.

Cabe señalar que al tratar con bienes fiscales, la opción para obtener derecho sobre el inmueble es por vía de una concesión de uso oneroso. El procedimiento de tramitación de solicitud y obtención de una CUO para proyectos ERNC, se encuentra regulada en la Orden Ministerial N° 2 del Ministerio de Bienes Nacionales, de fecha 16 de abril de 2013, que imparte normas en materia de concesión de inmuebles fiscales para el desarrollo de proyectos ERNC. En la práctica, este cuerpo normativo establece un mecanismo de licitaciones por predios, las cuales se detonan en virtud de solicitudes. Las bases de licitación y contratos tipos de concesión de uso oneroso, se encuentran establecidas en órdenes ministeriales posteriores.

Una recomendación en casos en que no se tenga la propiedad sobre el inmueble, es que el contrato que otorga el derecho a usar el inmueble, como usufructo o arriendo, declare expresamente que el equipamiento, paneles solares, turbinas, o cualquier tipo de maquinaria, es de propiedad del desarrollador. Esto es relevante para la tramitación de la devolución acelerada del IVA ante el Servicio de Impuestos Internos.

En cualquier caso o fórmula contractual escogida, los financistas del proyecto dentro del proceso de **due diligence** realizarán un estudio de títulos para asegurarse la efectividad de la propiedad del inmueble (la revisión puede incluir anteriores propietarios), eventuales acciones resolutorias, pago de sumas adeudadas, etc.

Derechos de Aguas. Respecto a derechos de aprovechamientos de aguas y en relación con lo mencionado anteriormente para el acápite de inmuebles, es fundamental que exista claridad sobre la exclusividad en el uso del recurso, el período que se puede usar y las facultades que tiene el generador sobre las aguas.

5.2 Conexión (Transmisión, líneas adicionales, PMG, PMGD)

La evacuación de la energía que genere una central es fundamental para la factibilidad comercial de un proyecto. Si un proyecto no puede conectarse a las redes de transmisión de los sistemas interconectados, simplemente no puede vender su energía. En general el esquema bajo el cual se asegura esa posibilidad de evacuar, dependerá de la clasificación o tipo de línea a la cual se conecte el proyecto de generación.

Los proyectos de generación conllevan la construcción de una línea de transmisión, por su cuenta y cargo, hasta el punto de inyección más cercano (con disponibilidad y capacidad técnica). Sin embargo, pretender que cada proyecto construya su propia línea hasta las líneas o subestaciones troncales, es ineficiente de un punto de vista de las economías de cada proyecto, de un punto de vista de impacto ambiental y social, y la operación más económica del sistema interconectado como conjunto. Por lo anterior, resulta fundamental negociar la conexión a líneas de transmisión ya construidas o el desarrollo conjunto de sistemas de transmisión.

Respecto de la posibilidad de conectarse a líneas de transmisión de propiedad de terceros, como norma general se aplica el principio de acceso abierto que supone que todas las líneas de transmisión, distribución o subestaciones deben permitir que terceros se conecten a ellas, siempre que exista la factibilidad técnica y se respeten los criterios de seguridad y operación aplicables. Las instalaciones que se encuentran sujetas al principio de acceso abierto a todo evento son las líneas de transmisión troncal, subtransmisión y de distribución dentro de un área de concesión. El hecho de que estas instalaciones se encuentren sujetas a acceso abierto, pasa por su clasificación de servicio público, lo que implica que las tarifas establecidas por el uso de las mismas se encuentran reguladas. En dicho sentido, al momento de negociar un contrato de conexión, los cuales tienden a ser bastante estándar, se deberá prestar especial atención en la posibilidad de constituir garantías sobre el mismo, el mecanismo de pago de las tarifas, y eventuales multas contractuales por indisponibilidad de la línea a la cual se conecta.

En general, un contrato de conexión a una subestación de transmisión conllevará un contrato de arriendo sobre el paño en que se instalarán el equipamiento para materializar la conexión. En ese escenario, es necesario verificar quién construirá y habilitará el equipamiento, la coordinación previa para su mantención, pagos por eventuales mejoras que sean necesarios realizar para materializar la conexión y el establecimiento de multas en el caso de que la central no pueda conectarse dentro de determinada fecha.

Las líneas adicionales no se encuentran sujetas al principio de acceso abierto, salvo que sean titulares de una concesión eléctrica o que en su trazado crucen bienes nacionales de uso público. La determinación de qué líneas o instalaciones de transmisión están sujetas al principio de acceso abierto, puede ser consultada al CDEC correspondiente y en caso que se bloquee la posibilidad de conectarse a ellas por la voluntad del propietario, se puede reclamar de esto ante el Panel de Expertos. Existe abundante experiencia sobre la materia, tanto sobre ne-

gación del acceso abierto como por barreras comerciales o económicas. En este caso, además de lo señalado para otros contratos de conexión, se deberá negociar la tarifa por concepto de conexión, el peaje y la forma de pago del mismo y, fundamentalmente, garantizar la posibilidad de que la central evacúe la energía durante toda su vida útil.

Otra opción bajo la cuales los proyectos de generación ERNC pueden conectarse a un sistema interconectado se encuentra establecido en el Decreto N° 244 que Aprueba Reglamento para Medios de Generación No Convencionales y Pequeños Medios de Generación, establecido en virtud del Artículo 79 de la LGSE y que regula un mecanismo especial en virtud del cual proyectos de generación ERNC con capacidad instalada igual o menor a 9 MW se conecten a instalaciones de distribución (PMGD) o a instalaciones de transmisión troncal, subtransmisión o adicional (PMG).

Para el caso de los PMGD, como ya se comentó en el capítulo anterior, el desarrollador debe comunicar a la empresa distribuidora su intención de conectarse, detallando las características de la unidad de generación y solicitando la información relevante de las instalaciones de distribución para el diseño, conexión y operación del PMGD. La solicitud de conexión debe ser contestada dentro de un plazo de 15 días por la empresa distribuidora. Con posterioridad, el desarrollador debe realizar una solicitud de conexión a la red, la cual debe ser respondida dentro de un plazo máximo de 2 meses. La solicitud de conexión se entiende aceptada en caso que la empresa distribuidora emita un informe de criterios de conexión (ICC). En este caso, no existirá un contrato de conexión y el ICC establecerá las condiciones técnicas. Los pagos por uso de las líneas se encuentran regulados en las normativas pertinentes. Eventualmente, pueden existir diferencias respecto a las condiciones establecidas para la conexión en el ICC, existiendo dentro del referido reglamento un mecanismo de resolución de conflictos.

Para los PMG, el desarrollador está obligado a comunicar su interconexión con una anticipación mínima de 6 meses al CDEC correspondiente, el que a su vez puede solicitar la información que estime pertinente respecto de las instalaciones del PMG.

5.3 Contratos de suministro de energía

Los contratos de suministro de energía eléctrica, conocidos usualmente como **Power Purchase Agreements (PPA)**, son elementos que serán una de las primeras preguntas

que hará el banco acreedor del respectivo proyecto al momento de iniciar las conversaciones para firmar un acuerdo o compromiso preliminar de financiamiento. Los PPA son suscritos generalmente entre clientes libres y generadores o distribuidores.

La importancia de que un proyecto de generación cuente con un PPA, es que se otorga seguridad y estabilidad respecto a una parte de los flujos o ingresos del respectivo proyecto. En dicho análisis, será fundamental conocer quién será el comprador de energía (off-taker), para efectos de determinar la calidad crediticia de éste, el plazo de suministro a que se han comprometido las partes y qué porcentaje de la generación estimada del proyecto estará asociada al PPA.

Los PPA tienen estructuras de venta o entrega de energía sobre la base de dos mecanismos. El primero y más usado en la industria de generación en Chile, es por un bloque de energía dentro un período de tiempo determinado, por lo general mensual. Es decir, existe el compromiso por parte del generador de entregar y para vender un mínimo o un máximo de unidades de energía (MWh) dentro de un período. Esto implica el riesgo de que si eventualmente no es capaz de generar la energía a la cual se obligó, debe adquirir dicha energía en el mercado Spot para dar cumplimiento a sus obligaciones de suministro, haciendo de su cargo el riesgo del mercado Spot. Para ofrecer esta estructura de PPA, deberá realizar un análisis detallado de su producción estimada de forma mensual. Asimismo, un generador en base a energía hidráulica debería considerar el riesgo de eventos de sequía.

La opción de bloque de energía puede ser usada por proyectos ERNC, pero será fundamental utilizar algún esquema asociado a costo marginal más la utilidad, con un precio mínimo fijo. De esta forma se garantizaría el precio de energía mínimo, que permite que el proyecto sea financiable. Adicionalmente, los riesgos del mercado Spot se amortizan en parte al asociarse el precio al costo marginal y teniendo un precio mínimo.

El segundo mecanismo de venta de energía es el denominado **take or pay**, el cual implica que el off taker o cliente, debe comprar toda la energía que se le entregue y el pago se devenga en base a la cantidad efectivamente entregada. En general, esta estructura es utilizada por generadores que tienen variabilidad dentro del día de la disponibilidad del recurso natural, por lo que consecuentemente su producción variará. Este mecanismo contractual es más usado cuando el cliente ya tiene otros contratos de suministro eléctrico, los cuales le garantizan la disponibilidad de energía durante 24 horas. Sin embargo, un PPA en base a **take or pay** debe ser por una porción menor de los requere-

mientos de energía del cliente, de forma que pueda ser incorporado dentro de su esquema de consumos. Respecto al precio de la potencia bajo esta modalidad, se tienden a utilizar esquemas de traspaso del precio establecido por el respectivo CDEC según los retiros del cliente.

Los PPA tienen estructuras típicas en el mercado chileno, especialmente en cuanto a los cargos asociados al suministro. En cuanto a los cargos, estos se analizan a continuación:

Cargo por Energía

El cargo por energía es la principal fuente de ingresos en un contrato de suministro de energía eléctrica y representa la venta de la energía propiamente tal. El cargo se determinará generalmente como el resultado del precio de la energía y el consumo de la misma.

Respecto al precio de la energía, los contratos de suministro consideran principalmente mecanismos de indexación o de **pass through**, que sirven para reducir el riesgo de eventuales variaciones de precio de la energía que puedan ocurrir en el mercado, ya sea por eventos como sequía, alza de precios de combustibles internacionales, precios de equipamiento, etc. De esta forma, la indexación sirve como mecanismo para que ambas partes amorticen los riesgos respecto de un escenario en que se haya establecido un precio fijo, y que ante una variación de precios del mercado, puede implicar que haya una parte que sea afectada negativamente. En la historia reciente de nuestro mercado eléctrico, los mecanismos de indexación han evitado que los generadores asuman el riesgo de pérdidas ante los costos marginales más altos por sequía.

El mecanismo de **pass through** implica que el generador traspasará de la forma más íntegra posible los costos asociados al suministro de energía, más un elemento de por concepto de administración o valor agregado. Por lo anterior, el riesgo pasa principalmente al cliente. Sin embargo, ambas partes buscarán limitar sus riesgos asociados a esta estructura de precios, principalmente mediante el establecimiento de límites superiores e inferiores de precios (techo y piso). La importancia del piso para el generador, será contar con una estabilidad mínima de los flujos ante un escenario de financiamiento, y viceversa, el cliente buscará que el riesgo de precios para el cliente.

La decisión del esquema de cargo por concepto de energía, depende siempre de una decisión comercial y del nivel de riesgo que está dispuesto a asumir el generador. Asimismo, se debe considerar que este esquema de precios puede consecuentemente ser reflejado en el financiamiento con los costos asociados del mismo.

Cargo por Potencia

Esto se refiere al costo que asume el generador para suministrar potencia a un cliente, siendo que tiene disponible para suministrar hasta la potencia firme de su central. Esto implica, que la cantidad de potencia que se le reconoce a las centrales generadoras considera la disponibilidad técnica de sus instalaciones (fallas, mantenimientos, etc.) y la disponibilidad del insumo primario de generación que ésta utiliza (disponibilidad limitada de agua, viento, etc.). La potencia (MW), multiplicada por el precio de la potencia, constituye el ingreso por potencia de una central.

El concepto de potencia busca remunerar el activo de la disponibilidad de una central dentro de determinadas horas del año; a tecnologías con una mayor disponibilidad horaria, se les aplica un factor de potencia más alto. En este sentido, la disponibilidad de una central en los horarios de punta (6 a 11 PM) es relevante en el eventual ingreso por potencia.

El precio de la potencia es fijado por la autoridad cada 6 meses mediante el precio nudo en la barra troncal más cercana, por un factor que representa el cargo del transporte hasta el punto de retiro o suministro.

Las centrales ERNC, especialmente en los casos de centrales solares o eólicas, se les reconoce una menor potencia, por lo que deben adquirir en el mercado Spot dicha potencia y traspasar dicho costo al cliente.

Cargo por Transmisión y/o Distribución

En general, respecto a los cargos que resultan aplicables por peajes de transmisión, se utiliza una metodología de **pass through** o traspasarlos íntegramente al cliente. Por lo anterior, el PPA debe considerar y mencionar de forma expresa que se traspasan dichos costos y precisarlos.

Desde luego, los cargos de transmisión deben incluir el peaje por el uso de sistemas de transmisión troncal que se calcula en virtud de la energía consumida por el cliente según una tarifa regulada. En cambio, los cargos correspondientes a peajes por utilización de sistemas de sub transmisión o adicional, según cuál sea el punto donde efectivamente, se conecta el cliente. Los peajes por sub transmisión se encuentran regulados y se pagan en virtud de la energía que haya sido consumida y la demanda de potencia en horarios de punta y fuera de punta, según sea el caso.

Los peajes correspondientes a sistemas adicionales deben ser negociados de forma directa por el generador con el dueño de las respectivas instalaciones de transmisión adicional. En estos casos, el mercado considera mecanis-

mos como un pago fijo mensual o anual, que consideren la recuperación del valor de inversión de las instalaciones, un margen de utilidad y los costos de operación y mantenimiento de la línea, todo en proporción al uso efectivo de la línea.

En caso de que el cliente se encuentre dentro de la zona de concesión de una empresa distribuidora (Chilectra, SAESA, Chilquinta, etc), existe la obligación de realizar pagos por el uso de las instalaciones de distribución, los que son determinados por la autoridad. La respectiva empresa distribuidora publicará mensualmente los peajes actualizados usando mecanismos de indexación.

Para efectos del traspaso del peaje de distribución, en la práctica existen dos opciones. En primer lugar, el generador puede suscribir un contrato con la empresa distribuidora en el que se establezca el uso de las instalaciones, por lo que los peajes serán cargados al generador y éste posteriormente los traspase al cliente. En segundo lugar, el cliente puede haber suscrito un acuerdo directamente con la empresa distribuidora para el uso de las instalaciones con las cuales se abastecerá, siendo dicho costo facturado directamente al respectivo cliente. En cada caso, las empresas distribuidoras cuentan con formatos tipos de contratos mencionados anteriormente.

Ya sea en el caso que nos encontremos en caso de cargos por transmisión o distribución, el desarrollador deberá fijarse especialmente en el caso de que suscriba contratos con los dueños de las instalaciones de transmisión, que el respectivo contrato considere la posibilidad de ser cedido u otorgado en garantía, para el solo efecto del financiamiento del proyecto. La importancia de lo anterior, puede ser por eventuales flujos que perciba de la distribuidora (multas contractuales), sino que además los derechos que permiten operar de forma íntegra el proyecto, siendo desde luego relevante los contratos que permiten suministrar energía a los clientes del generador.

Respecto a otras cláusulas relevantes en los PPA, las cláusulas de fuerza mayor o caso fortuito, y las de cambio de ley, deben recibir un mayor análisis.

El tema de caso fortuito ya fue analizado en relación con los contratos de construcción y la principal diferencia para un PPA está en considerar los riesgos propios del mercado eléctrico. Por ejemplo, la Ley General de Servicios Eléctricos establece expresamente que la sequía o la falta de gas por gasoductos internacionales, no constituyen fuerza mayor y, por ende, un generador no puede excusar sus obligaciones de suministro en virtud de dichas situaciones. Por lo anterior, resultaría completamente ilógica la inclusión de dichos casos en el PPA.

Otro caso que se regula expresamente en los PPA es que la declaración de la no operación de la central en virtud de órdenes del respectivo CDEC o por el orden de despacho, no pueden ser considerada como evento de fuerza mayor. Esto se traduce derechamente en que el generador deberá comprar energía en el mercado Spot en caso de no poder inyectar a causa de las órdenes de despacho.

5.4 Construcción (EPC)

En el ámbito de un financiamiento de proyectos, por regla general, la institución financiera pondrá especial atención al contrato de construcción o también denominado EPC (sigla en inglés de **engineering, procurement and construction**), puesto que es uno de los contratos más relevantes para un proyecto de generación eléctrica y donde se genera la mayor cantidad de riesgos. Dicha preocupación se debe a que los atrasos en la fecha de entrega de las obras, defectos en la construcción o aumentos de costos, pueden disminuir las proyecciones de rentabilidad que tuvo a la vista el banco al momento de tomar la decisión de financiar el proyecto.

Es fundamental que el contrato de construcción considere mecanismos que limiten los riesgos que serán asumidos por el desarrollador del proyecto, ya que impactarán directamente al financista. Los principales elementos que debe considerar el contrato de construcción son:

- **Precio Fijo:** El contrato de construcción debe establecer que el valor de las obras son por un precio fijo.
- **Fecha de Entrega:** La fecha de entrega o de término de las obras es cierta y que los atrasos sobre dicha fecha, devienen en la aplicación de multas o descuentos.
- **Modalidad de Entrega:** Si la obra se recibe bajo el concepto de llave en mano (en inglés es denominado **turnkey**), esto significa que la empresa mandante recibe las instalaciones listas para entrar en operación, sin la necesidad de que se realicen trámites u obras adicionales para que la central comience su operación comercial.

● **Experiencia del Constructor:** Aunque no es propiamente una cláusula que debe considerar el contrato de construcción, la elección de la empresa constructora es de suma relevancia. Para el banco resulta más conveniente que el constructor cuente con reconocida y vasta experiencia en la construcción de proyectos de generación de similares características, tanto a nivel nacional como internacional. Por ejemplo, si una central hidráulica de pasada requiere la construcción de túneles de conducción, se debe contratar a una empresa que ya haya realizado ese tipo de obras y no a una empresa constructora especialista en carreteras (aunque sea la mejor en dicho rubro), más aún si es nunca ha construido este tipo de túneles.

Asimismo, se debe considerar que si es una empresa constructora cuya gran parte de experiencia es en el ámbito internacional, parte importante de los servicios serán ejecutados por contratistas locales. En dicho escenario, se deberá ampliar el análisis del banco sobre los sub contratistas locales.

● **Atribuciones al Financista:** El contrato de construcción debe considerar el otorgamiento de atribuciones a los financistas del proyecto o en su defecto, al ingeniero independiente seleccionado por los financistas. Dichas facultades se ejercerían en caso de incumplimiento por parte del deudor/titular del proyecto y para resguardar derechos que pueda ejercer los bancos contra la empresa constructora (Por ejemplo, el cobro de boletas de garantías). Asimismo, el contrato de construcción debe contener cláusulas que permitan cederlo o que se constituyan garantías sobre el mismo, como parte del proceso de financiamiento del proyecto. Por lo anterior, resulta favorable para el banco que dichas cláusulas se hayan incorporado en el contrato de construcción, para evitar modificaciones que ralenticen el proceso de financiamiento.

● **Garantía:** El EPC debe considerar la existencia de garantías monetarias y líquidas (tales como boletas de garantías, cartas de crédito, endoso de pólizas de seguro, etc.) que sean otorgadas por el contratista a favor del mandante de las

obras, que cubran situaciones como ejecución de la obra, atrasos o defectos de la misma. Entre las garantías que se deberán establecer en el EPC, están la garantía de fiel cumplimiento de las obras, garantía por la correcta ejecución de las obras y una garantía por los anticipos.

El contratista debe considerar, además, establecer un período por el cual se va a garantizar la calidad de las obras que se le encargaron. En general, los contratos de construcción consideran que dicho período es de 5 años, pero depende de la negociación de las partes. Un financista buscará dentro del proceso de **due diligence** de los contratos fijar un período de garantía por un período razonable (con el fin de tener varios períodos de validación de la operación y generación de la central) y que se establezcan de forma clara las obligaciones del constructor en caso de fallas que se produzcan durante la operación o errores en ejecución de las obras.

Las garantías del constructor deben considerar que se valide efectividad de las obras que se le encargaron, en el sentido de que éstas cumplan totalmente con las condiciones bajo las cuales se le encargó la obra. Por ejemplo, si la central debía ser capaz de generar X unidades de energía bajo un parámetro determinado, se debe realizar proceso de validación para que esas condiciones o parámetros se cumplan a cabalidad.

Fuerza Mayor y Caso Fortuito. Uno de los elementos de sustancial relevancia en un contrato de construcción, es la cláusula que regula el denominado caso fortuito y fuerza mayor. Aunque la fuerza mayor y caso fortuito se encuentran definidos en el Código Civil como el "...imprevisto a que no es posible resistir, como un naufragio, un terremoto, el apresamiento de enemigos, los actos de autoridad ejercidos por un funcionario público, etc.", es costumbre que esto sea regulado en extenso por las partes en un contrato de construcción. Lo anterior, en atención a que en la práctica nos encontramos ante partes que, por un lado, tienen un mayor grado de experticia en materias de construcción o industria eléctrica y, por otro, tienen medios para precaver imprevistos. Por ejemplo, aunque un acto de una autoridad que ordena la clausura caería bajo la definición legal de fuerza mayor, no se puede considerar como tal, si la clausura se debió a la inobservancia de obligaciones o deberes ambientales. Otro ejemplo sería retra-

dos por eventos climáticos, tales como lluvia, si efectivamente el proyecto se encuentra en una zona lluviosa.

Por lo anterior, en la cláusula de fuerza mayor o caso fortuito, las partes regulan expresamente los hechos que consideran como tales, o limitan los hechos que en razón de su conocimiento y experiencia, no lo son. Esto impactará directamente en eventuales excusas que pueda alegar la empresa constructora en relación con atrasos en la entrega o mayores costos que haya o deba incurrir para concluir con la construcción del proyecto. Por lo anterior, el principal interés del titular del proyecto de generación es establecer límites, con el fin de sufrir las consecuencias y riesgos por hechos que eran efectivamente evitables o esperables.

5.5 Suministro de equipos

Respecto de los contratos de suministro de equipos, los elementos que se deberán verificar en primer término, es quién es el responsable de celebrar este tipo de contratos, ya que ante un EPC de modalidad llave en mano, puede establecerse que será responsabilidad del contratista celebrar los referidos contratos de suministro o suministrar los equipos directamente. Existen algunas industrias o tecnologías (como en turbinas eólicas), en que el mismo proveedor de equipos es quién realiza los servicios de construcción e instalación. Por lo anterior, al determinar la estructura del contrato, se debe fijar si el contratista será quién también sea responsable del suministro de equipos.

En caso de que no lo sea, el desarrollador deberá celebrar directamente estos contratos de suministro e instalación de equipamiento con los proveedores. En este sentido, opera lo recomendado anteriormente respecto de la empresa constructora. Se debe contratar el suministro de equipos con una empresa de experiencia en el área, con equipos probados en la industria, idealmente a nivel nacional o regional. El desarrollador debe exigir que los equipamientos sean nuevos, de primera calidad y libres de defectos de calidad.

Es relevante prestar especial atención a la garantía que ofrezca el proveedor respecto del rendimiento esperado en la operación y generación proyectada del equipamiento. Esta garantía se establece generalmente por plazos iguales o superiores a un año desde la fecha de entrada en operación o recepción provisional. El contrato debe regu-

lar que, en caso de que existan rendimientos menores a los proyectados, se apliquen multas proporcionales al menor rendimiento.

En el caso de que se detecten fallas o defectos dentro del plazo de la garantía, el proveedor deberá revisar a la brevedad el equipamiento, elaborar diagnósticos de fallas y proceder a reparar o reemplazar lo que corresponda. También se deben establecer garantías económicas o financieras, ya sea con boletas de garantías o pólizas de seguros, que garanticen el correcto uso del anticipo (se tiende a pagar un anticipo en estos contratos) y otra garantía por la calidad de los equipos.

Finalmente, en el contrato debe clarificarse el momento en el cual se entenderá recibida y aceptada la entrega de la instalación del equipamiento. En general, existen certificados de recepción preliminar, una vez que comience la operación comercial de la central y certificados de recepción final, una vez que haya transcurrido el plazo de garantía.

5.6 Operación y Mantenimiento (O&M)

En gran parte de los proyectos de generación se considera la celebración de contratos de O&M, en virtud de los cuales el generador contrata a una empresa para que encargue de la operación, relación con el CDEC respectivo, cumplimiento de las órdenes de despacho, mantención de las turbinas, limpieza de los paneles solares, mantención o reparación de las líneas de transmisión, entre otras tareas.

En relación con lo anterior, resulta fundamental que al momento de redactar y negociar este tipo de contrato, se encuentren claramente definidos los servicios comprendidos dentro del espectro de las funciones que deberá ejecutar el contratista. El contrato de O&M también debe considerar plazos dentro de los cuales se deben realizar las labores de mantención o reparación, duración máxima de la indisponibilidad de la central y, en caso que se superen esos plazos, las multas o indemnizaciones a cancelar por el contratista. En general, los contratos de O&M harán referencias a las normas técnicas chilenas vigentes, como estándar de operación de la central.

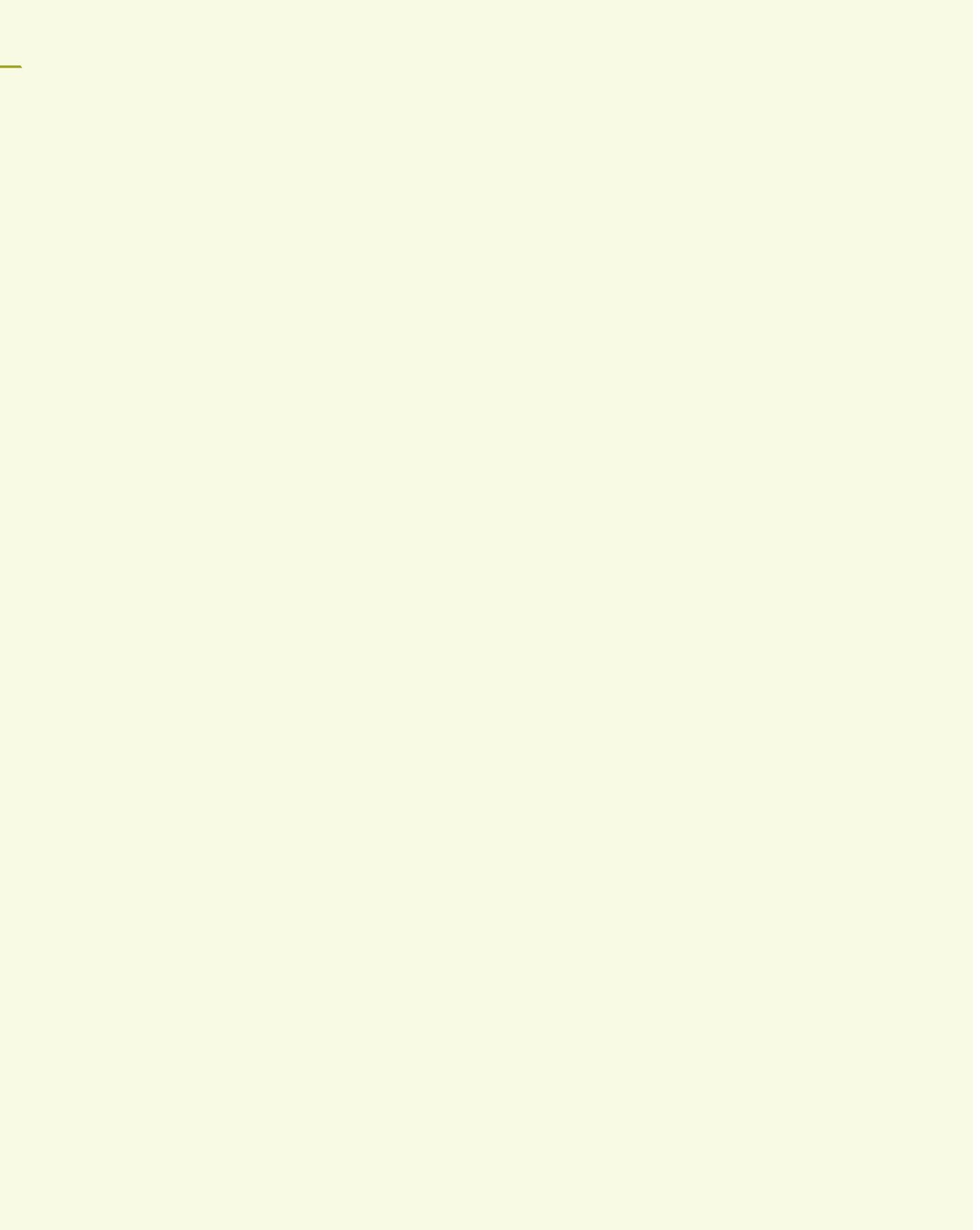
Las instituciones financieras ponen especial interés en la experiencia y reputación de la empresa que prestará los servicios de O&M, lo que será especialmente revisado por el ingeniero independiente, junto con todo el espectro de los servicios y condiciones en que sean prestados.

5.7 Otras fuentes de ingresos (Atributo ERNC y MDL)

Existen otras fuentes de ingresos que pueden obtener los proyectos ERNC en su condición de proyectos de generación renovable y limpia. A nivel nacional, existe el mecanismo de atributos ERNC, establecido en virtud de la Ley 20.257 por el cual las empresas que realizan retiros de los sistemas eléctricos y se encuentran obligadas a acreditar el cumplimiento de la cuota / obligación de generación con medios ERNC, pueden acreditarlo mediante la adquisición de atributos ERNC. Estos atributos se calculan y contabiliza en virtud de la generación efectiva de las centrales consideradas y clasificadas como ERNC por nuestra legislación.

Las empresas eléctricas deben acreditar el cumplimiento de la obligación al 1 de marzo siguiente al año calendario que debe acreditar. Si incumple con la referida obligación, deberá pagar una multa de 0,4 UTM por cada MWh de déficit respecto de su obligación y si vuelve a incumplir dentro de 3 años, la multa se incrementa a 0,6 UTM por cada MWh de déficit. Es en razón de dicha multa, que el valor de los atributos ERNC será igual o menor a ese monto, dependiendo de la oferta del atributo en relación con la demanda de los mismos (cuota-obligación para el año correspondiente).

Otra fuente de ingresos para un proyecto ERNC pueden ser los denominados bonos de carbono, establecidos en virtud del Mecanismo de Desarrollo Limpio de la Organización de Naciones Unidas. Para poder acceder a este beneficio, debe acreditarse a una central ERNC como una fuente renovable y limpia de energía, que evita o reduce las emisiones de gases de efecto invernadero. Estos bonos de carbono son adquiridos por empresas que realizan actividades productivas que implican la emisión de gases de efecto invernadero, compensando en todo o parte dichas emisiones. En los últimos años, los bonos de carbono han reducido su valor en atención al fracaso de negociación de la extensión del Protocolo de Kioto, en virtud del cual se había establecido este mecanismo de compensación de emisiones.





FINANCIAMIENTO

A continuación, presentaremos una serie de elementos que ayudarán al desarrollador a comprender mejor los diferentes mecanismos financieros que pueden ser utilizados al momento de buscar los recursos necesarios para poner en marcha un proyecto ERNC.

Se entiende por financiamiento el mecanismo por el cual se obtiene dinero u otro instrumento representativo de dinero, ya sea por aporte directo o mediante crédito, y que puede obtenerse a través de distintas vías comerciales y jurídicas. Estos recursos pueden luego ser destinados al desarrollo y producción de una o más actividades económicas.

De acuerdo a sus características el tipo de financiamiento puede clasificarse según el plazo, la procedencia de los recursos o la estructuración.

Financiamiento a largo plazo

Es aquel en que los créditos o préstamos otorgados con ocasión del financiamiento vencen en un plazo mayor a dos años (crédito principal).

Financiamiento a corto plazo

Es aquel en que los créditos o préstamos otorgados con ocasión del financiamiento vencen en un plazo menor a los dos años (línea de IVA).

Capital o Financiamiento Interno

Es aquel en que una compañía constituida bajo un modelo societario, obtiene recursos de sus accionistas o socios mediante el aporte de dinero u otros instrumentos representativos de dinero o crédito, o bien de una industria, servicio o trabajo apreciable en dinero. Constituye, asimismo, financiamiento interno la obtención de recursos provenientes de créditos otorgados por sus accionistas o socios. En términos contables forman parte del patrimonio.

Deuda o Financiamiento con Terceros

Es aquel en que una compañía obtiene recursos de terceros distintos de sus accionistas o socios, mediante la colocación de bonos, la obtención de crédito o mecanismos de corto plazo como el **leasing** o **factoring**. En términos contables corresponden al pasivo.

Estructuración simple o bilateral

Consiste en aquel financiamiento que surge como consecuencia de la negociación de dos partes, el deudor y el acreedor. Tiene la ventaja de ser más simple en su etapa de negociación y, en general, requiere de menor tiempo para la suscripción de la documentación. Tradicionalmente, este tipo de estructura financiera se utiliza con la finalidad de acceder a créditos puentes, normalmente de corto plazo, con el objeto de obtener un monto limitado de

fondos para gastos iniciales sin las demoras propias de las negociaciones de los créditos a largo plazo y que, normalmente, será pagado con los fondos obtenidos en un financiamiento más complejo, o bien para desarrollar proyectos de menor envergadura que no impliquen grandes montos y donde la entidad bancaria no se ve expuesta a grandes riesgos. Una de las principales características de esta forma de estructura es que todas las garantías que recaen sobre los activos del proyecto son constituidas únicamente a favor del acreedor que financia el proyecto.

Estructuración compleja o sindicada

Consiste en aquel financiamiento que surge como consecuencia de la negociación de más de dos partes, el deudor y dos o más acreedores. A diferencia de lo que ocurre con la estructuración simple, la etapa de negociación es más difícil y larga, pues confluyen en ella intereses de las distintas partes, por lo que la producción de los documentos demora más, hasta quedar en estado de suscripción. Por otra parte, esta forma de estructuración es comúnmente utilizada para financiar proyectos de gran envergadura y con grandes sumas de dinero involucradas, pues su operatividad permite a los acreedores diluir riesgos. Hasta antes de la dictación de la ley 20.190, las garantías sobre los activos del proyecto eran otorgadas en beneficio de todos los acreedores involucrados, debiendo concurrir cada uno de ellos a la suscripción de las mismas. Con la dictación de la mencionada ley se creó la figura del agente de garantía, lo que permitirá que este tipo de operaciones cuenten con un agente (quien muchas veces es uno de los acreedores) que, para los efectos de las garantías, obrará en representación de los demás acreedores de acuerdo a lo que hubieren acordado entre ellos en un contrato aparte que se denomina contrato de agencia de garantías. Con la agencia de garantía, las cauciones pasaron a ser otorgadas en favor del banco agente de garantías, en beneficio de todas las partes garantizadas con las mismas. Por último, otra figura que caracteriza a este tipo de estructuración financiera es la presencia del banco agente, el cual, entre otras cosas, es el encargado de la operatividad del crédito durante toda su vigencia, coordinando a los distintos acreedores con el deudor y verificando el cumplimiento de los distintos **covenants** financieros que se hubieren acordado en el contrato de financiamiento.

Estructuración tipo "club"

Si bien no es una estructuración muy utilizada por la banca nacional para este tipo de proyectos, la diferencia principal con el anterior tipo de financiación es que no existe un banco agente, si no que los valores financieros se acuerdan en conjunto con el resto de los financistas participantes.

6.1 Instrumentos financieros

Para el desarrollo de proyectos de ERNC existen diferentes fuentes de financiamiento a las que podrá optar una empresa de acuerdo a su condición financiera y estrategia para lograr la mejor viabilidad del proyecto, a través de la llegada de recursos como capital o deuda. A continuación se definen aquellos más comunes.

6.1.1 Financiamiento de preinversión

Está dirigido a cubrir las actividades en las etapas tempranas previas a la construcción, es decir, todo lo asociado a los estudios y gestiones necesarias para asegurar la factibilidad económica y técnica del proyecto, así como los permisos requeridos por las autoridades correspondientes. Los fondos pueden provenir en forma de créditos o recursos no reembolsables, siendo normalmente impartido por el Estado, bancos, organismos multilaterales, agencias de fomento o los mismos socios u accionistas.

Es importante destacar dentro de esta categoría el Concurso de Preinversión que ha venido desarrollando el CER en los últimos años, ofreciendo cofinanciamiento de los estudios preliminares a proyectos ERNC.

6.1.2 Corporate Finance o financiamiento corporativo

Esquema de financiamiento en el cual una institución financiera hará el desembolso de recursos basado en el balance del desarrollador y de las garantías necesarias. Suele ser una alternativa más barata y rápida de implementar ya que no necesitará de la supervisión del proyecto por parte de la entidad financiera, puesto que todo el riesgo de operación se asume por el propio desarrollador y su patrimonio. Sin embargo, este tipo de financiación supone una gran carga sobre el balance de la empresa y sólo las grandes compañías están en condiciones de afrontarlo.

6.1.3 Project Finance o financiamiento de proyectos

Es una estructura de proyecto en la cual se crea una nueva compañía especialmente para el proyecto (SPV), donde los pagos asociados al préstamo otorgado se basan exclusivamente en la capacidad de generación de flujos de caja del mismo proyecto y por tanto las garantías comprometidas para el pago del crédito son los activos, derechos e intereses asociados al proyecto. Sin perjuicio de lo anterior y, dependiendo de cada contrato bancario, también es factible que el patrimonio del **Sponsor** formen parte de las garantías comprometidas para el pago de los créditos.

Se financia entre el 50% y 85% del costo del proyecto y la estructura contractual con las entidades financieras y compañías aseguradoras son comparativamente más complejas al **Corporate Finance**, lo que resulta ser más demandante para la administración del proyecto.

De esta manera, cuando se analiza un **Project Finance** el evaluador revisará principalmente la predicción y variabilidad de los flujos de caja del proyecto, para luego compararlos con el pago asociado a la deuda. Esta comparación se mide por medio del "Ratio de Cobertura de Servicio de la Deuda" (RCSD), llamada en inglés "**Debt service coverage ratio**" (DSCR), que es igual al flujo dividido por la cuota (Capital más intereses). Para el caso particular de las ERNC, los valores exigidos para el RCSD o DSCR fluctúan entre 1,3 y 2,0.

6.1.4 Instrumento de Financiamiento Mezzanine

Un préstamo **mezzanine**, también conocido como deuda de segundo piso, es un instrumento financiero que combina características de préstamo e inversión de capital. Por lo general, toma la forma de préstamos subordinados que generan intereses, con salidas estructuradas, incluyendo amortización de préstamos, pago de intereses y ganancia de capital a través de derechos de conversión, "**warrants**" y participación en la rentabilidad.

El precio de este tipo de financiación es usualmente más alto porque se otorga de manera rápida con un bajo colateral. Una empresa necesita tener un buen historial y un plan de expansión de negocio viable para atraer este tipo de financiación. Es justamente por estas razones que este tipo de financiamiento no es muy utilizado en Chile.

La ventaja de una financiación **mezzanine** es que es considerada como fondo propio en el balance de una compañía y hace más amplia la capacidad de endeudamiento.

6.1.5 Capital Accionario

En aquellas situaciones donde el aporte del desarrollador al proyecto se hace insuficiente, los recursos podrán provenir de la participación de otros socios, ya sea financieros o estratégicos.

Para ello, es importante establecer una justa valorización del trabajo realizado por el desarrollador, es decir, el tiempo y el dinero aportado a la gestión del proyecto, así como el riesgo asumido en las etapas tempranas del proyecto el cual debería reflejarse en un porcentaje importante de las acciones respecto a los otros socios.

En caso de financiamiento otorgado por los accionistas o desarrolladores del deudor, con el objeto inyectar recursos adicionales al proyecto, debe subordinarse al ya otorgado por los bancos o al obtenido mediante la emisión de bonos.

6.1.6 Financiamiento bancario

Es aquel financiamiento de largo plazo otorgado principalmente por bancos comerciales, mediante fondos de disponibilidad inmediata a una empresa SPV (**Special Purpose Vehicle**, se explicará en el punto 6.2.4) de conformidad a los términos y condiciones establecidas de un contrato de financiamiento. Sin perjuicio de lo anterior, durante el último tiempo las compañías de seguro también han participado en el otorgamiento de este tipo de financiamientos. Para que las compañías de seguros puedan participar en este tipo de financiamiento, es necesario, entre otras condiciones, que participen a lo menos 2 bancos comerciales, que uno de ellos sea el banco agente, y que este último mantenga una participación en el crédito de al menos un 10%.

Este tipo de financiamiento se estructura a través de créditos puentes, es decir, el obtenido a través de un financiamiento de largo plazo y con la garantía de la percepción de un ingreso futuro por el deudor.

6.1.7 Bonos

Corresponde a una obligación financiera de promesa de pago que se hará en un futuro. Este documento definirá el monto, plazo y forma de devolución del dinero. Los bonos locales se pueden emitir mediante dos vías:

- (i) **Bonos de Emisión Única:** Se trata de aquellos bonos que se emiten en virtud de un contrato en una única emisión de bonos, donde se establecen todas las condiciones de la emisión de bonos.
- (ii) **Línea de Bonos:** se materializa mediante la suscripción de un contrato marco en virtud del cual se suscribe una línea para la emisión de bonos y se establece la posibilidad de emitir series de bonos con cargo a dicha línea, de modo que los **covenants** financieros se establecen en el contrato marco o en cada escritura complementaria donde se describen las características de la serie que se emite.

Tanto la emisión como la línea deben inscribirse en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

Estos bonos, pueden o no ser garantizados.

En este caso, la emisión de bonos quedará sujeta a la normativa del país en donde se coloquen, sin perjuicio de la necesidad de informar a los futuros tenedores de los mismos y a la SVS de una serie de contingencias bajo el mercado y legislación chilena, a través del documento de oferta de dichos bonos.

6.2 Aspectos claves en el Project Finance

El **Project Finance** es a nivel mundial la modalidad de financiamiento más comúnmente utilizada en la financiación de proyectos ERNC. Desde el punto de vista del financiamiento, se deberá considerar como un proyecto a aquel conjunto de contratos y acuerdos entre varias partes, incluyendo a los financistas, que colectivamente cumplen 2 funciones:

(a) crear una compañía que actuará por los desarrolladores para poner en conjunto algunos factores de producción únicos para producir un bien o servicio.

(b) proporcionar a los financistas las seguridades de pago por parte de la entidad operativa (SPV).

Este aspecto es clave en una gestión de financiamiento exitosa por lo que a continuación se detallan distintas consideraciones.

6.2.1 Marco Regulatorio

Será importante considerar los aspectos regulatorios que pueden afectar al financiamiento de un proyecto. Para ello se necesita tener claramente identificadas la legislación aplicable y las instituciones que regulan el sistema financiero, además de incorporar las particularidades del la industria a la cual pertenece el proyecto.

Dentro de un marco general de regulación es importante tener en cuenta la jurisdicción a la que se encuentran sometidos los distintos contratos y acuerdos de las distintas partes involucradas, el régimen de garantías, la legislación concursal, de valores y bancaria y la corporativa, aspectos tributarios, aspectos cambiarios, cobertura de riesgos y la regulación de la inversión extranjera.

Es necesario observar las particularidades del tipo de industria en la que se llevará a cabo el proyecto ERNC, de modo de tener en vista la regulación tarifaria aplicable al sector, el grado de soporte estatal y firmeza del mismo, si se trata de un proyecto de concesión (PPP) o proyecto privado, la estructura del mercado, la legislación sectorial y las aprobaciones que se deban obtener.

En cuanto al tipo de mercado, será relevante determinar la competencia, el grado de concentración y la existencia de bienes y servicios sustitutos en el mercado en que tendrá lugar el proyecto.

Finalmente, el entorno físico en el cual se emplaza el proyecto también puede ser determinante, en especial respecto del impacto que pudiera provocar en el medio ambiente, o bien si su desarrollo podría afectar zonas de minorías étnicas o en las que otras personas ya tienen derechos prevalentes.

6.2.2 Tipos de proyectos

De acuerdo al análisis previo que se realice, en caso de **Project Finance** el desarrollador deberá determinar la modalidad a la que puede optar, de acuerdo a la evaluación que reciba de las instituciones financieras:

a) **Financiamiento de proyecto puro:** es aquel en que el proyecto se apoya sólo en sus flujos, sin recurso a los desarrolladores.

b) **Proyecto de financiamiento limitado:** existe algún grado de recurso de los desarrolladores, con mayor énfasis en el período de construcción.

6.2.3 Compañía de proyecto

Como se ha dicho, el financiamiento de un proyecto demanda la creación de una nueva empresa titular que tendrá por misión construir y operar el proyecto. Por lo general, esta empresa es propiedad de los desarrolladores y obtiene recursos a través de aportes de sus mismos controladores y de la colocación de títulos de deuda, deuda asegurada o financiamiento bancario. Ella operará en una línea de negocios focalizada y respecto de la cual se procurará que los financistas accedan sólo al activo específico que genera flujos, como sola fuente de pago y garantía. Se recomienda formar esta empresa en las etapas iniciales del proyecto para poder vincular los activos y contratos bajo su nombre.

6.2.4 Elementos distintivos de un Project Finance



Figura 27: Agentes participantes y flujos de fondos en el financiamiento de un proyecto de ERNC.

En el centro del esquema se encuentra el conjunto de activos que tienen un propósito específico, por ejemplo, una central generadora de energía eléctrica. La particularidad de este grupo de activos es su capacidad de mantenerse como una unidad económica. Por su parte, la operación de esta unidad deberá, a través de distintos contratos, ser lo suficientemente organizada para que el proyecto sea capaz, sin duda alguna, de generar suficientes flujos que permitan pagar los préstamos contraídos con los financistas.

Dentro de los agentes participantes en un **Project Finance** se encuentran:

- 1- **Special Purpose Vehicle (SPV) o Special Purpose Company (SPC):** Es la empresa creada específicamente para el desarrollo del proyecto y, por lo general, destinada a construir nuevas instalaciones.
- 2- **Contratista ("Engineering, Procurement and Construction Contractor" o EPC Contractor):** Es el agente encargado del desarrollo del proyecto. Por ello se aspira a que sea una entidad con experiencia, de renombre y que cumpla con los plazos, porque, además de minimizar la probabilidad de sobrecostos, ayudará a acceder a financiamiento.
- 3- **Desarrollador o Sponsor,** iniciador o dueño del proyecto: Son aquellos actores que plantean la idea del proyecto, toman la iniciativa de fundarlo y a menudo son los responsables de éste, esto se traduce en los accionistas y aportantes de capital de la SPV quienes no necesariamente deben tener experiencia en el rubro.
- 4- **"Compañía de O&M":** Empresa a cargo de la operación y mantenimiento de la central. En Chile generalmente es el contratista o bien el **sponsor** quien se encarga de estas dos actividades.
- 5- **Acreedores y aseguradores:** Son aquellas entidades que otorgan el financiamiento y determinan las condiciones específicas del préstamo para el proyecto en cuestión. Pueden ser ECA (siglas en inglés para Agencia de Crédito a la Exportación), banca privada y organizaciones multilaterales. Asimismo, se consideran aquellas instituciones que se dedican a asegurar y garantizar préstamos, a pesar de que esta figura de financiamiento asegurado ha dejado de tener relevancia en los últimos años.
- 6- **"Offtaker" o comprador:** Es el demandante del producto elaborado por la SPV, en particular son los demandantes de la energía eléctrica generada en base a ERNC.
- 7- **Gobierno:** Este actor es el que define los subsidios y los mecanismos de fomento a los proyectos ERNC, además de ser el anfitrión de las inversiones extranjeras directas o indirectas. Es quien dicta las leyes y decretos afectos.

Así, el **Project Finance** será beneficioso para una compañía que cuente con un proyecto en concreto cuando: (i) se espera que la producción tenga tal demanda que los compradores estarán dispuestos a celebrar contratos de venta a largo plazo; y (ii) se tengan contratos con poderosas cláusulas de resguardo para el desarrollador del proyecto, como aquellas que reducen el riesgo ante eventuales fallas; o que tengan numerosas y precisas obligaciones de hacer y no hacer, y otorguen facilidades para el cumplimiento de dichas obligaciones en caso de dificultades financieras. Asimismo, el plazo del crédito dependerá de la vida útil del activo, plazo de los contratos de compraventa de energía y de la coyuntura del mercado bancario.

6.2.5 Condiciones de Financiamiento

Obviamente, las condiciones de financiamiento de un proyecto variarán caso a caso dependiendo de las particularidades del proyecto, la tecnología y la coyuntura económica que exista en los mercados, elementos que incidirán en la evaluación de los riesgos y las exigencias que impondrá la institución financiera para hacer efectivo el crédito.

A modo de referencia, basado en el Estudio de Financiamiento de Feller Rate, se detallan las condiciones en las que usualmente se financian proyectos ERNC en el mundo:

6.2.6 Fuentes de financiamiento bancario o de instituciones financieras

A continuación y a modo de referencia, se nombran las instituciones financieras que han estado más activas evaluando proyectos de ERNC en el país:

- **Locales:** Banco BICE, Banco de Crédito e Inversiones, Banco Itaú Chile, Banco de Chile, Banco Security, Banco Santander-Chile, Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, Chile, Corpbanca y BancoEstado.

- **Extranjeras:** KFW Bankengruppe, Banco del Desarrollo Latinoamericano (CAF), Banco Espirito Santo de Inversión S.A., New York Branch, Credit Agricole Corporate & Investment Bank, DnB, Banco Interamericano de Desarrollo, Inter-American Investment Corporation, Deutsche Bank, La Caixa.

6.2.7 Análisis de riesgos

Dependiendo de la etapa del proyecto, los riesgos pueden clasificarse en tres etapas, en cada una de las cuales se analizan los distintos riesgos que la entidad financiera identifica en el proyecto:

Figura 28:
Condiciones usuales internacionales de Project Finance para proyecto

Fuente: Feller Rate Consulting, 2011.

	Pre crisis	Post crisis
Tasa de interés	LIBOR + 200-300 bps	LIBOR + 300-500 bps
Ratio deuda / capital	80-70%	70-60%
DSCR	1,2 - 1,3 veces	1,3 - 1,45 veces
Rentabilidad mínima exigida (antes de impuestos)	6-8%	8-10%
Plazos máximos del crédito	18-20 años	14-18 años
Contrato de venta de la energía	Recomendable	Mandatorios
Costo due diligence	US\$100-US\$400 mil	US\$100-US\$400 mil

Construcción

Etapa donde más aumenta el riesgo para el financista y donde el atraso en los plazos definidos retrasa los flujos y encarece el préstamo, no obstante pueden capitalizarse intereses durante la construcción, previo al pago de dichos contratos una vez girado el crédito.

Puesta en Marcha

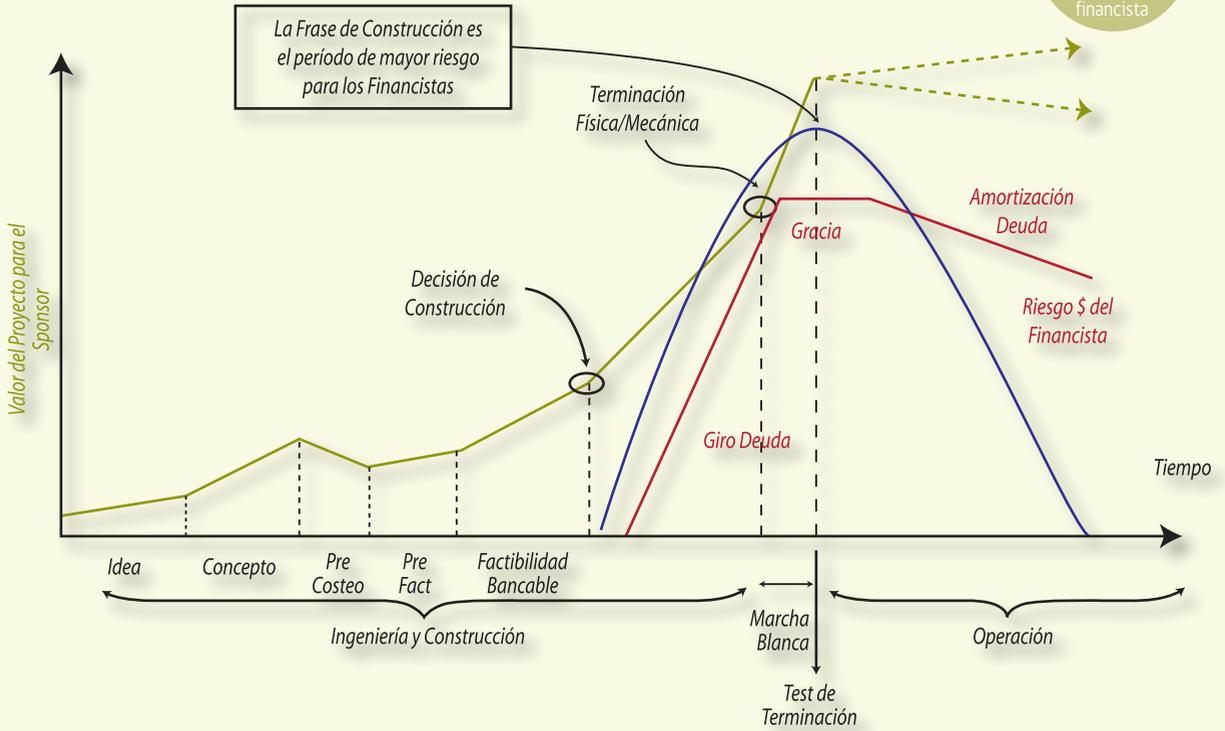
Una vez validada satisfactoriamente, el riesgo del proyecto disminuye significativamente al aprobarse el test de terminación.

Operación

El riesgo se centra en el cumplimiento de los ingresos proyectados por lo que los riesgos de mercado, recurso y des-empeño de la central son relevantes.

Fuente: Banco Bice, 2012.

Figura 29: Ciclo de Valor para el desarrollador v/s riesgo del financista



Todo cierre financiero o aprobación de un crédito atraviesa un proceso de “**due diligence global**” con el cual la entidad financiera identifica y evalúa los riesgos asociados al proyecto según una matriz de riesgos definida por cada uno de ellos. Es un proceso largo, puede durar desde meses hasta más de año y, además, es costoso debido a la gran cantidad de profesionales especialistas que se requieren para su realización. Estos costos deben ser cubiertos por quien solicita el crédito.

Los riesgos pueden clasificarse principalmente según su ámbito en: desarrolladores/socios, políticos/legales/regulatorios, construcción, tecnológico, operación y mantenimiento, recurso, mercado, tasa y de fuerza mayor (naturaleza e imprevistos).

Ante estos riesgos identificados, el desarrollador debe apuntar a mitigarlos lo más posible, ya que el resultado del análisis determina la tasa de interés del préstamo solicitado. **A priori**, una condición es que todos los permisos y estudios deben estar aprobados, todos los derechos regularizados y el estudio de ingeniería debe estar finalizado.

A continuación, se describen los distintos tipos de riesgos y las implicancias que pueden tener en el proyecto en caso de no tomar los resguardos pertinentes. Adicionalmente, se identifican mitigantes para cada uno de los riesgos.

RIESGOS (IMPLICANCIA)	MITIGANTES
Desarrolladores/Socios (No superación de test de terminación)	<p>Conocimiento de las materias del proyecto. Aporte de capital en riesgo. Razonable solvencia financiera. Motivación económica para impulsar el proyecto adecuadamente. Relaciones con la comunidad.</p>
Políticos/Legales/Regulatorios (Incertidumbre jurídica)	<p>Validez legal del SPV y sus accionistas. Titularidad y derechos de propiedad sobre activos que garanticen el recurso (terrenos, derechos de agua, concesiones). Obtención de permisos sectoriales ambientales y no ambientales. Obtención de servidumbres. Due Diligence legal por parte del banco. Relaciones con la comunidad.</p>
Construcción (Atrasos, sobrecostos, impactos sobre performance de la planta)	<p>Aporte de Capital desarrollador/socios. Garantía de terminación (alzada contra test de terminación). Due Diligence técnico ingeniería conceptual y básica por ingeniero independiente. Experiencia y capacidad financiera contratista y garantías comprometidas. Revisión contratos con contratistas por parte del banco. Contrato llave en mano con único EPC (precio y plazo cerrado más garantías y multas). Supervisión de la construcción por ingeniero independiente. Test de terminación al término de la puesta en marcha. Garantía de desempeño como porcentaje del EPC contra performance de primeros 24 meses según parámetros definidos para caso base. Seguros (construcción y transporte). Aval de accionistas en caso de ser necesario.</p>
Tecnológicos (Impacto en operación)	<p>Experiencia y respaldo de fabricante. Exigencias de garantías al proveedor por defectos de fabricación. Due Diligence técnico ingeniero independiente. Seguros por daños equipos críticos y perjuicios por paralización y pérdida de beneficios. Priorizar proveedores con servicio técnico y bajos tiempos de respuesta y disponibilidad de repuestos.</p>
Operación y Mantenimiento (Impacto en performance de la planta y continuidad de producción y suministro de energía)	<p>Contrato de operación y mantenimiento que garantice disponibilidad y performance de la planta de acuerdo a condiciones del caso base así como mantenciones preventivas y correctivas. Definición de penalidades en caso de indisponibilidad. Exigencia de garantías al proveedor de los equipos por niveles de degradación según lo contemplado en el diseño del proyecto, así como niveles mínimos de rendimiento de los equipos. Contrato de conexión. Relación con comunidad.</p>

<p>Recurso (Impacto en producción y condiciones de suministro de energía)</p>	<p>Mediciones en terreno. Análisis de pérdidas e incertidumbres. Auditoría externa a la metodología y resultados de la medición del recurso y a los estudio de producción de energía por profesional o ente independiente (Due Diligence Técnico). Due Diligence legal para verificar el acceso al recurso en el caso de mini hidro. Verificación de continuidad de suministros críticos en el largo plazo como disponibilidad y contratos con proveedores (ej: biomasa). Cuenta de reserva para servicio de la deuda.</p>
<p>Mercado (Impacto en flujo de caja)</p>	<p>Venta total o parcial de energía bajo modalidad de PPA. Calidad crediticia de contraparte. Especificaciones del contrato (precio, indexación, bloque mínimo de energía a comprar garantizada, cláusulas de salida). Asegurar un precio mínimo de venta. Buscar que plazo del PPA exceda el plazo del crédito de forma tal de tener cubierto cualquier inconveniente financiero que demore el servicio de la deuda. Buscar modalidad “take or pay” donde idealmente se comprometa lo que se genera y no un monto fijo que pueda implicar comprar energía en el mercado spot. En el caso de venta al mercado spot realización de estudio por asesores expertos que realicen proyección de precios y verificar permitan garantizar el ratio de cobertura de la deuda exigido o ajustar condiciones del crédito de forma tal que se cumpla. Obtener contrato de venta de atributo renovable. Capacidad de inyección de energía a la red respaldada por el estudio de conexión. Asegurar condición de adicionalidad para viabilidad de MDL (bonos de carbono). Cuenta de reserva para servicio de la deuda.</p>
<p>Variabilidad Tasa (aumento costo financiero)</p>	<p>Reducir riesgo mediante derivado de de la tasa de interés sobre el 80% de la deuda. Ver opción de financiamiento a tasa fija.</p>
<p>Naturaleza o Fuerza Mayor (Paralización total o parcial del proyecto)</p>	<p>Identificar y asegurar los eventos validados por un asesor de seguros independientes (Due Diligence seguros). Due Diligence técnico independiente verifica que el diseño de las obras sea el adecuado. Para eventos no asegurables estimar la probabilidad de ocurrencia de la forma más precisa posible. Selección de sitio debe contemplar que el emplazamiento tenga bajo riesgo ante eventos naturales.</p>

Tabla 4:
Riesgos y
mitigantes.

Fuente: CER.

6.2.8 Herramientas de mitigación de riesgos

Las herramientas de mitigación de riesgo más comunes son:

● **Garantías:** Se entiende por garantías todo acto jurídico accesorio en virtud del cual un deudor o un tercero compromete parte de su patrimonio para garantizar el cumplimiento fiel y oportuno de una obligación principal. En un financiamiento de proyecto las garantías pueden ser constituidas por el deudor, o bien, por sus accionistas o sociedades relacionadas. Las garantías más comunes son:

(i) prenda sobre valores mobiliarios a favor de los bancos y prenda comercial sobre el 100% de las acciones del deudor.

(ii) fianzas solidarias y codeudas solidarias.

(iii) prenda sin desplazamiento sobre los activos del deudor.

(iv) prendas comerciales sobre los derechos de que es titular el deudor en los distintos contratos que son relevantes para el desarrollo del proyecto.

(v) prenda comercial sobre el dinero depositado en las cuentas del proyecto y sobre las inversiones en renta fija permitidas bajo la documentación del financiamiento.

(vi) subordinación de créditos y prenda comercial sobre dichos créditos.

(vii) hipotecas (sobre bienes inmuebles y derechos de aprovechamiento de agua).

(viii) endoso de las pólizas de seguro a favor del acreedor o banco agente, según corresponda.

(ix) diversos mandatos irrevocables de cobros (para el cobro del IVA del proyecto).

● **Apoyo Desarrolladores:** El apoyo de los desarrolladores se da, comúnmente, a través de los siguientes modos:

(i) Asumir el compromiso para con el o los acreedores de mantener de durante la vigencia del financiamiento (a) un capital mínimo en el deudor; y (b) directa y/o indi-

rectamente, su participación en el capital del deudor y el control sobre el mismo.

(ii) Otorgar en todo momento el apoyo técnico y administrativo que el deudor necesite para que pueda desarrollar su giro de manera exitosa.

(iii) Aportar en dinero efectivo, mediante aportes de capital y/o subordinación convencional de créditos, recursos necesarios al deudor, a fin de que éste pueda: (a) completar en tiempo y forma las obras del Proyecto; y (b) cubrir eventuales déficit en la cuenta de reserva para el servicio de la deuda.

(iv) Emitir una garantía financiera de terminación del Proyecto, para garantizar la obligación de completar en tiempo y forma las obras del Proyecto.

● **Contratos de derivados:** son uno de los principales instrumentos financieros que, entre otras cosas, permiten a las personas y empresas anticiparse y cubrirse de los riesgos o cambios que pueden ocurrir en el futuro, de tal manera de evitar ser afectados por situaciones adversas. Llevado al ámbito financiero, se traduce principalmente en variaciones de tipo de interés y de cambio de divisa.

La celebración de contratos de derivados se ha tornado en una obligación impuesta por los financistas de este tipo de proyectos, teniendo el deudor en todo caso, la posibilidad de suscribir Condiciones Generales Contratos De Derivados en el Mercado Local Reconocidas para Efectos de Compensación o **ISDA Agreements**.

Dentro de los contratos de derivados los más usados en este tipo de operaciones se encuentran: (i) el Contrato **Swap** de Tasa de Interés, para efectos de cubrir fluctuaciones en las tasas de interés variable; y (ii) el Contrato Permuta Financiera (**Cross Currency Swap**) Sobre Unidades de Interés y Divisa, para los efectos de otorgar cobertura respecto al pago de capital e intereses de aquellos créditos que se otorgan en una divisa determinada y se pagan en otra.

En los últimos tiempos están llegando a Chile modalidades de contratos de seguros para asegurar ingresos fijos.

6.3 Etapas de la gestión de financiamiento

A continuación, se define una serie de hitos dentro de la gestión del financiamiento, que cuya acreditación puede significar un avance dentro del desarrollo del proyecto.

6.3.1 Carta Mandato

La carta mandato o carta compromiso es aquella que el financista envía a la atención del deudor con el objetivo de poner en conocimiento a este último los términos y condiciones bajo los cuales el banco está dispuesto a financiar el proyecto. En ella, el banco hace una breve descripción del financiamiento y de la aplicación que dichos fondos tendrán. Asimismo, le indica que el financiamiento está sujeto a la finalización, a satisfacción del banco, de un **due diligence** legal, fiscal, técnico, ambiental, de mercado, de seguros, del modelo financiero del proyecto, de tasación de activos, entre otros. La carta mandato se extiende firmada por el banco y el deudor debe firmarla en señal de aceptación.

6.3.2 Term Sheet o términos y condiciones

Comúnmente, corresponde al Anexo I de la carta mandato y en ella se describen con precisión los términos y condiciones del financiamiento. Se individualizan o expresan, entre otras cosas, el deudor, los accionistas o garantes, el o los bancos partícipes, el monto comprometido bajo el financiamiento, el plazo del crédito, el calendario de amortizaciones, las tasas de interés, los márgenes aplicables a dichas tasas, el monto de las comisiones de estructuración del financiamiento, garantías requeridas, las cuentas del proyecto, la operatividad de los pagos anticipados, condiciones que se deben cumplir antes del cierre, las condiciones precedentes que se deben cumplir antes de los desembolsos, las declaraciones y seguridades que el deudor deberá formular, las obligaciones de hacer y no hacer, los ratios financieros que se deben cumplir durante la vigencia del crédito y las causales de exigibilidad anticipada.

Es importante señalar que el **term sheet** es un instrumento vinculante para las partes y lo que en ella se contiene es un fiel reflejo de las negociaciones que las partes han sostenido con anterioridad a la preparación del financiamiento.

6.3.3 Due Diligence

Todo financiamiento de proyecto incluye necesariamente la realización de un **Due Diligence** legal, por lo que será necesario que el deudor proporcione al o los financistas y a sus abogados información relativa a: (i) antecedentes corporativos del deudor, sus accionistas y garantes; (ii) inmuebles; (iii) derechos de aprovechamiento de agua; (iv) autorizaciones ambientales y permisos; (v) servidumbres; (vi) contratos de construcción, de suministro y equipamiento electromecánico, de operación y mantenimiento, pólizas de seguro y cualquier otro contrato que pueda resultar relevante para el proyecto.

6.3.4 Documentación

Todo financiamiento de proyecto estará sujeto a la condición que se prepare, otorgue y suscriba, a satisfacción del o los financistas, la documentación de la operación, la que incluirá entre otras: (i) un contrato de financiamiento y sus anexos; (ii) contrato de agencia de garantías, en caso de créditos sindicados; (iii) contratos de derivados; (iv) contratos de apoyo; (v) fianzas solidarias y codeudas solidarias de parte de los accionistas o garantes; (vi) contratos de garantías; (vii) mandatos; (viii) pagarés (pueden incluir aval); (ix) cartas de instrucciones; y (x) cartas de comisiones.

6.3.5 Pre Cierre y Cierre Financiero

La fecha de cierre corresponde a la fecha en que de común acuerdo las partes han decidido que ocurra la firma de la documentación del financiamiento. Cuando se trata de financiamiento de proyectos muy grandes, las partes y sus abogados pueden acordar tener un pre cierre el día antes, de modo que la revisión de la documentación se haga anticipadamente. De no acordar un pre cierre, el día del cierre las partes revisarán la documentación impresa y procederán a su firma.

6.3.6 Desembolsos

Los desembolsos de los créditos otorgados bajo un financiamiento de proyecto deben ocurrir dentro del período en que las partes acordaron, el que comúnmente se conoce como periodo de disponibilidad y que mayormente coincide con el periodo de construcción del proyecto. Para que dichos desembolsos puedan materializarse normalmente es necesario cumplir con una serie de condiciones, entre las cuales destacan entregar conjuntamente con la respectiva solicitud de desembolso: **(i)** un certificado dejando constancia que el SPV y sus accionistas se

encuentran en cumplimiento de todas sus obligaciones, no existen deudas de carácter tributario, laboral o previsional, no se han producido causales de incumplimiento y que los fondos del desembolso anterior (si hubiere sido efectuado) fueron utilizados exclusivamente para el objeto acordado en el contrato de financiamiento, entre otras; **(ii)** un certificado emitido por el ingeniero independiente del proyecto, dejando constancia, en especial, que el grado de avance de las obras en la construcción del proyecto es satisfactorio y suficiente para que SPV cumpla con las fechas establecidas en el programa de ejecución de las obras y que el monto que se solicite liberar está conforme con los correspondientes estados de pago y/o facturas presentados por el respectivo contratista y es consistente con el presupuesto del proyecto; y **(iii)** copia de los estados de pago y/o facturas, según corresponda, visados por el ingeniero independiente.

6.3.7 Test de cierre financiero

Corresponde a los procedimientos y objetivos que deberán cumplirse para verificar que ha ocurrido la terminación del proyecto financiado, entre los que se encuentran:

(a) Certificado del Ingeniero Independiente.

En él, el ingeniero independiente certificará entre otras cosas que las obras civiles han sido construidas y todos los materiales y equipos del proyecto han sido instalados y montados y que las pruebas de conectividad eléctrica del proyecto han sido realizadas y, a partir del desarrollo de estas pruebas, el medidor de facturación del proyecto ha comenzado a registrar la inyección de energía a la red eléctrica de transmisión a la cual ésta se conecte.

(b) Certificado de Operación Técnica.

En él, el ingeniero independiente certifica que durante un período determinado de meses consecutivos o no, el proyecto ha alcanzado niveles de generación de energía que, en forma acumulada, no son inferiores a lo estipulado.

(c) Certificado de Operación Financiera.

Es aquel en virtud del cual un auditor externo al deudor certifica que éste, durante un período determinado de meses, consecutivos o no, ha registrado un EBITDA acumulado mayor o igual a que se acordó con el o los financistas para que ocurra el test de terminación.

6.4 Otras consideraciones

6.4.1 Principios del Ecuador

Los Principios del Ecuador son una serie de pautas a las que adhieren bancos tanto nacionales como extranjeros e instituciones financieras y que tienen como objeto garantizar que los proyectos financiados por estas instituciones se lleven a cabo en forma socialmente responsable y respetuosa con el medio ambiente, estableciendo estándares de cumplimiento sobre estas materias.

La sujeción a estos principios por parte de bancos financieros implica que el proyecto no sólo cumpla con los estándares contemplados por la normativa ambiental chilena, sino también con la impuesta por los Principios del Ecuador, muchas veces con mayores grados de exigencia.

6.4.2 DL 600 Inversionistas extranjeros

Conocido como el Estatuto de la Inversión Extranjera, D.L. 600, ha sido la principal norma reguladora de la inversión extranjera debido a los beneficios y seguridades que establece en relación al ingreso de capitales extranjeros y constituye una garantía especial que otorga el Gobierno chileno a los inversionistas extranjeros.

El D.L. 600 constituye un mecanismo voluntario administrado por la Vicepresidencia Ejecutiva del Comité de Inversiones Extranjeras, (CIE) en virtud del cual el inversionista extranjero suscribe voluntariamente un contrato de inversión extranjera con el Estado de Chile y consiente en sujetarse al esquema de derechos y obligaciones que se derivan de esta relación contractual, y que se encuentran establecido en el D.L. 600.

Los principales beneficios de este sistema son los siguientes:

- a) El contrato que se celebra entre el inversionista extranjero y el Estado de Chile constituye un contrato ley el cual no puede ser modificado unilateralmente. Para ser modificado o dejado sin efecto, se requiere el concurso de las dos voluntades que lo firmaron: la del inversionista y la del Estado.

- b) Derecho a transferir al exterior capital y utilidades líquidas. Una vez firmado el contrato con el Estado de Chile y realizados los aportes correspondientes, tiene derecho a transferir al exterior la totalidad o parte del capital, luego de transcurrido un año desde su ingreso al país. Dicha remesa está exenta de toda contribución, impuesto o gravamen, hasta el monto de la inversión materializada. Asimismo, podrá transferir las utilidades que se produzcan en Chile, tan pronto éstas se generen previo cumplimiento de las obligaciones tributarias correspondientes.
- c) Acceso al mercado cambiario formal, tanto para liquidar la moneda extranjera constitutiva del aporte, como para los efectos de las remesas de capital y utilidades, al tipo de cambio más favorable.
- d) No discriminación, garantizando al inversionista extranjero que en el ejercicio de su actividad comercial, se le aplicarán las mismas leyes y reglamentos que se les aplican a los inversionistas locales en esa misma actividad productiva. Se establece un procedimiento administrativo que busca evitar o eliminar actos que no cumplan con lo señalado.
- e) Los inversionistas foráneos que han suscrito el contrato de inversión extranjera tienen derecho a la invariabilidad tributaria. El artículo 7° del D.L. 600 dispone que los inversionistas pueden solicitar que en sus contratos se establezca que se les mantendrá invariable, por un plazo de 10 años contado desde la puesta en marcha de la respectiva empresa, una tasa de 42% como carga impositiva efectiva total a la renta a que estarán sujetos, considerando para estos efectos los impuestos de la Ley de la Renta que corresponde aplicar conforme a las normas legales vigentes a la fecha de celebración del contrato. Los inversionistas deben optar por este régimen especial antes de firmar el contrato de inversión extranjera. No tienen derecho a optar por este régimen una vez que el proyecto se encuentra en desarrollo.
- f) El inversionista que haya solicitado la invariabilidad tendrá derecho por una sola vez a renunciar a ella e incorporarse al régimen impositivo común, sin posibilidad de poder retornar al régimen de invariabilidad. Este beneficio puede extenderse, a solicitud del inversionista extranjero, hasta un plazo de 20 años en el caso de inversiones industriales o extractivas, incluyendo las mineras, por un monto igual o superior a los US\$ 50 millones.
- g) Adicionalmente, el artículo 8° del mismo cuerpo legal dispone que los titulares de inversiones extranjeras acogidos al D.L. 600 tendrán derecho a que en sus respectivos contratos se establezca que se les mantendrá invariable, por el período en que demore en realizar la inversión, el régimen tributario del impuesto sobre las ventas y servicios y el régimen arancelario (IVA), aplicable a las importación de máquinas y equipos que no se produzcan en el país y que se encuentren incorporados en la normativa del Decreto Ley N° 825. De la misma invariabilidad gozarán las empresas receptoras de la inversión extranjera, en que participen los inversionistas extranjeros, por el monto que corresponda a dicha inversión.

6.4.3 Capítulo XIV

Una inversión extranjera puede también efectuarse a través del Mercado Cambiario Formal, informándose de ello al Banco Central de Chile según lo dispuesto en el Capítulo XIV. La inversión extranjera realizada al amparo del Capítulo XIV sólo se puede materializar mediante la internación a Chile de moneda extranjera, o mediante la cesión de acciones o derechos sociales en sociedades constituidas en el exterior.

Este régimen de inversión no requiere autorizaciones previas del Banco Central o algún otro órgano administrativo, pues opera **a posteriori**, y sólo para efectos de informar al Banco Central la inversión efectuada con el objeto que éste lo registre para fines estadísticos. La inversión extranjera realizada al amparo del Capítulo XIV no contiene plazo para el ingreso de los fondos, a diferencia de lo que ocurre en el D.L. 600.

Las normas del Capítulo XIV pueden ser modificadas unilateralmente por el Banco Central sin que el inversionista

extranjero tenga derechos que emanen de haber efectuado inversiones de conformidad a sus disposiciones. El mecanismo del Capítulo XIV se encuentra disponible para inversiones cuyo monto sea superior a US\$ 10.000; el capital y las utilidades pueden ser repatriados en cualquier momento, sin que existan restricciones de tiempo pero sin una garantía de acceso al Mercado Cambiario Formal para la adquisición de las divisas.

Si bien en la actualidad no existen limitaciones que afecten a los inversionistas extranjeros para el acceso al Mercado Cambiario Formal, el Banco Central tiene la facultad de establecerlas en cualquier momento si se presentan condiciones macroeconómicas adversas que así lo ameriten.

6.4.4 IVA en proyectos ERNC

Gran parte de las inversiones en proyectos ERNC están sujetas al Impuesto al Valor Agregado (IVA), el cual debe ser pagado en el momento en que se efectúa la adquisición de los bienes respectivos o la contratación de los servicios correspondientes que estén afectos al referido impuesto, dando lugar a un Crédito Fiscal de IVA. Este crédito fiscal acumulado, se puede recuperar a través de la venta de bienes o servicios afectos a dicho impuesto, una vez que la planta esté operativa. Sin embargo, en algunos casos pueden pasar meses o años antes de que esto suceda, lo que genera costos financieros considerables a las empresas. En efecto, desde el punto de vista del inversionista, es relevante en términos de flujos, tener la posibilidad de acceder a una recuperación anticipada de IVA,

Para este tipo de casos, en general, el Decreto de Ley N° 825 sobre Impuesto a las Ventas y Servicios, en su Artículo 27 bis, contempla un beneficio fiscal, en virtud del cual el contribuyente puede optar a una devolución del IVA, siempre y cuando éste se haya originado **“en la adquisición de bienes corporales muebles o inmuebles destinados a formar parte de su Activo Fijo o de servicios que deban integrar el valor de costo de éste”**.

Requisitos indispensables:

- Ser contribuyente del Título II de la Ley sobre Impuestos a las Ventas y Servicios o exportadores.
- Tener remanentes de Crédito Fiscal, determinados de acuerdo con el artículo 23 de la ley citada, durante seis períodos tributarios consecutivos como mínimo.
- Que dicho remanente esté originado por la adquisición de bienes y servicios que pasan a formar parte del activo fijo físico de la empresa.

Este beneficio fiscal es ampliamente usado en todas las industrias y muchas instituciones financieras otorgan préstamos específicos para pagar dicho impuesto. Más información sobre la operación de este beneficio fiscal se puede encontrar en el Manual Tributario Franquicias y Beneficios Tributarios para Empresas y Personas realizado por el Servicio de Impuestos Internos o consultar en www.sii.cl.

Anexo 1: Listado de permisos que aplican a ERNC (no incluye conexión eléctrica)

N° Permiso	Nombre del Permiso	Línea de acción	Grado de exigencia de los requisitos
1	PAS 132 - Excavaciones de carácter o tipo arqueológico, antropológico, paleontológico o antropoarqueológico (Ex PAS 76)	Ambiental	Antecedentes Generales
2	Autorización para corta de determinadas especies: tamarugo, algarrobo, chañar, guayacán, olivillo, carbonillo, espino, boldo, maitén, litro, bollén y quillay (siempre que no constituyan bosque)	Ambiental	Antecedentes Generales
3	PAS 160 - Cambio de uso de suelo (ex PAS 96)	Ambiental	Estudios Básicos
4	PAS 139 - Construcción o modificación de cualquier obra pública o particular destinada al tratamiento o disposición final de residuos industriales o mineros (ex PAS 90)	Ambiental	Estudios Básicos
5	PAS 119 - Pesca de investigación para seguimiento de poblaciones de especies hidrobiológicas (ex PAS 95)	Ambiental	Estudios Básicos
6	PAS 147 - Recolección de huevos y crías con fines científicos o de reproducción (ex PAS 98)	Ambiental	Estudios Básicos
7	PAS 146 - Caza o captura de animales de las especies protegidas (ex PAS 99)	Ambiental	Estudios Básicos
8	PAS 148, 149,150, 151,152 y 153- Corta de bosque nativo o plantaciones (sin especies en categoría de conservación) (ex PAS 102)	Ambiental	Estudios Básicos
9	PAS 131 - Trabajos de conservación, reparación o restauración de monumentos históricos; para remover objetos que formen parte o pertenezcan a un monumento histórico; para destruir, transformar o reparar un monumento histórico, o hacer construcciones en sus alrededores; o para excavar o edificar si el monumento histórico fuera un lugar o sitio eriazado (ex PAS 75)	Ambiental	Estudios Básicos

	Aplica a biomasa	Aplica a mini hidro	Aplica a geotermia	Aplica a eólica	Aplica a Solar
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	SI	SI	NO	NO	NO
	Depende Emplazamiento	Depende Emplazamiento	NO	NO	NO
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				

10	PAS 125 - Ejecutar labores mineras dentro de una ciudad o población, en cementerios, en playas de puertos habilitados y en sitios destinados a la captación de las aguas necesarias para un pueblo; a menor distancia de 50 m, medidos horizontalmente, de edificios, caminos públicos, ferrocarriles, líneas eléctricas de alta tensión, andariveles, conductos, defensas fluviales, cursos de agua y lagos de uso público, y a menor distancia de 200 m, medidos horizontalmente de obras de embalse, estaciones de radiocomunicaciones, antenas e instalaciones de telecomunicaciones (ex PAS 85)	Ambiental	Estudios Básicos	
11	PAS 121 - Ejecutar labores mineras en lugares declarados parques nacionales reservas nacionales o monumentos naturales (ex PAS 86)	Ambiental	Estudios Básicos	
12	PAS 122 - Ejecutar labores mineras en covaderas o en lugares que hayan sido declarados de interés histórico o científico (ex PAS 87)	Ambiental	Estudios Básicos	
13	PAS 133 - Construcciones nuevas en una zona declarada típica o pintoresca, o para ejecutar obras de reconstrucción o mera conservación sobre monumentos nacionales (Ex PAS 77)	Ambiental	Estudios Básicos	
14	PAS 120 - Iniciar trabajos de construcción o excavación, o para desarrollar actividades como pesca, caza, explotación rural o cualquiera otra actividad que pudiera alterar el estado natural de un santuario de la naturaleza (Ex PAS 78)	Ambiental	Estudios Básicos	
15	PAS 161 - Calificación de los establecimientos industriales o de bodegaje (ex PAS 94)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
16	PAS 140, 141, 142, 143, 144 y 145 Construcción, modificación y ampliación de cualquier planta de tratamiento de basuras y desperdicios de cualquier clase; o para la instalación de todo lugar destinado ala acumulación, selección, industrialización, comercio o disposición final de basuras y desperdicios de cualquier clase (ex PAS 93)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
17	PAS 138 - Construcción o modificación de cualquier obra pública o particular destinada al tratamiento o disposición final de desagües y aguas servidas de cualquier naturaleza (Ex PAS 91)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	

	SI	SI	NO	NO	NO
	SI	SI	NO	NO	NO
	SI	SI	NO	NO	NO
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	SI	SI	SI	SI	SI
	SI	SI	SI	SI	SI
	Depende Emplazamiento				

18	PAS 155 - Construcción de las obras a que se refiere el artículo 294 del Código de Aguas (ex PAS 101)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
19	PAS 156, 157 y 158 Obras de regularización y defensa de cauces naturales (ex PAS 106)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
20	PAS 115 - Descargas en aguas sometidas a la jurisdicción nacional, materias, energía o sustancias nocivas o peligrosas de cualquier especie, que no ocasionen daños o perjuicios en las aguas, la flora o la fauna (Ex PAS 73)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
21	PAS 159 - Extracción de ripio y arena en los cauces de los ríos y esteros (ex PAS 89)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
22	PAS 127 - Corta o explotación de alerce (ex PAS 103)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
23	PAS 128 - Corta o explotación de araucaria (ex PAS 104)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
24	PAS 129 - Corta o explotación queule, bailon, pitao, belloto del sur, ruil y belloto del norte (ex PAS 105)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
25	Corta de bosque nativo o plantaciones (con especies en categoría de conservación)	Ambiental	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
26	Aprobación de anteproyecto de edificación	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	
27	Certificado de informaciones previas	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	
28	Recepción definitiva de obras	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	
29	Patente municipal	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	
30	Autorización sanitaria para tratamiento y/o disposición final de RISES no peligrosos	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	

Aspectos Claves en la Gestión de Proyectos ERNC

	Depende Emplazamiento	SI	Depende Emplazamiento	NO	NO
	Depende Emplazamiento	SI	Depende Emplazamiento	Depende Emplazamiento	Depende Emplazamiento
	Depende Emplazamiento	NO	NO	NO	NO
	NO	Depende Emplazamiento	NO	NO	NO
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	SI	SI	SI	SI	SI
	SI	SI	SI	SI	SI
	SI	SI	SI	SI	SI
	SI	SI	SI	SI	SI
	SI	SI	SI	SI	SI

Aspectos Claves en la Gestión de Proyectos ERNC

31	Ocupación de caminos públicos para transporte de maquinaria con sobredimensión	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	
32	Almacenamiento de explosivos (consumidor ocasional)	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	
33	Almacenamiento de explosivos (consumidor habitual)	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	
34	Transporte de explosivos	Constr./Seg./Salud	Antecedentes Generales	
35	Ocupación de caminos públicos para transporte de maquinaria con sobrepeso	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos	
36	Acceso a caminos públicos (no concesionados)	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos	
37	Permiso de edificación	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
38	Informe sanitario	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
39	Autorización de almacenamiento temporal de RESPEL	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
40	Declaración de emisiones de fuentes fijas	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
41	Acceso a caminos públicos (concesionados)	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
42	Uso de la faja de los caminos públicos (obras sanitarias, tuberías o ductos para la conducción de líquidos, gases o cables; las postaciones con alambrado telefónico, telegráfico o de transmisión de energía eléctrica o fibra óptica y, en general, cualquier instalación que ocupe los caminos públicos y sus respectivas fajas)	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	

Aspectos Claves en la Gestión de Proyectos ERNC

	SI	SI	NO	SI	NO
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	SI	SI	NO	SI	NO
	Depende Emplazamiento				
	SI	SI	SI	SI	SI
	SI	SI	SI	SI	SI
	SI	SI	SI	SI	SI
	SI	NO	NO	NO	NO
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				

Aspectos Claves en la Gestión de Proyectos ERNC

43	Autorización de sistemas de abastecimiento de agua potable	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
44	Compensación de emisiones de fuentes fijas	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
45	Compensación de emisiones MP Y SO2 de establecimientos regulados	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados	
46	Autorización de construcción, modificación, cambio y unificación de bocatomas	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados + Ingeniería	
47	Declaración de instalación e combustibles líquidos	Constr./Seg./Salud	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados + Ingeniería	
48	Concesión eléctrica provisional	Eléctrico	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto	
49	Declaración de instalación eléctrica interior	Eléctrico	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados + Ingeniería	
50	Concesión eléctrica definitiva	Eléctrico	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados + Ingeniería	
51	Declaración de instalación de centrales térmicas (a gas)	Eléctrico	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados + Ingeniería	
52	Compra de bienes fiscales	Territorial/Rec.	Antecedentes Generales	
53	Arrendamiento de bienes fiscales	Territorial/Rec.	Antecedentes Generales	
54	Concesión de uso oneroso de bienes fiscales (directa)	Territorial/Rec.	Antecedentes Generales	
55	Autorizar permutas de tierras indígenas	Territorial/Rec.	Antecedentes Generales	

Aspectos Claves en la Gestión de Proyectos ERNC

	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento	NO	NO	NO	NO
	Depende Emplazamiento	NO	NO	NO	NO
	SI	SI	NO	NO	NO
	SI	NO	NO	NO	NO
	NO	SI	NO	NO	NO
	SI	SI	SI	SI	SI
	NO	SI	NO	NO	NO
	SI	NO	NO	NO	NO
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				
	Depende Emplazamiento				

56	Constitución de derechos de aprovechamientos de aguas	Territorial/Rec.	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados
57	Solicitud directa de concesión de exploración de energía geotérmica	Territorial/Rec.	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados
58	Licitación pública de concesión de exploración de energía geotérmica	Territorial/Rec.	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados
59	Concesión marítima mayor	Territorial/Rec.	Estudios Básicos + Perfil del Proyecto + Estudios Avanzados

*Basado en estudio de trámites del Ministerio de Energía del 2011, eventualmente pueden aplicar nuevos PAS con el nuevo Reglamento Ambiental que ingresará el 24 de diciembre.

	SI	SI	SI	NO	NO
	NO	NO	SI	NO	NO
	NO	NO	SI	NO	NO
	NO	NO	NO	NO	NO

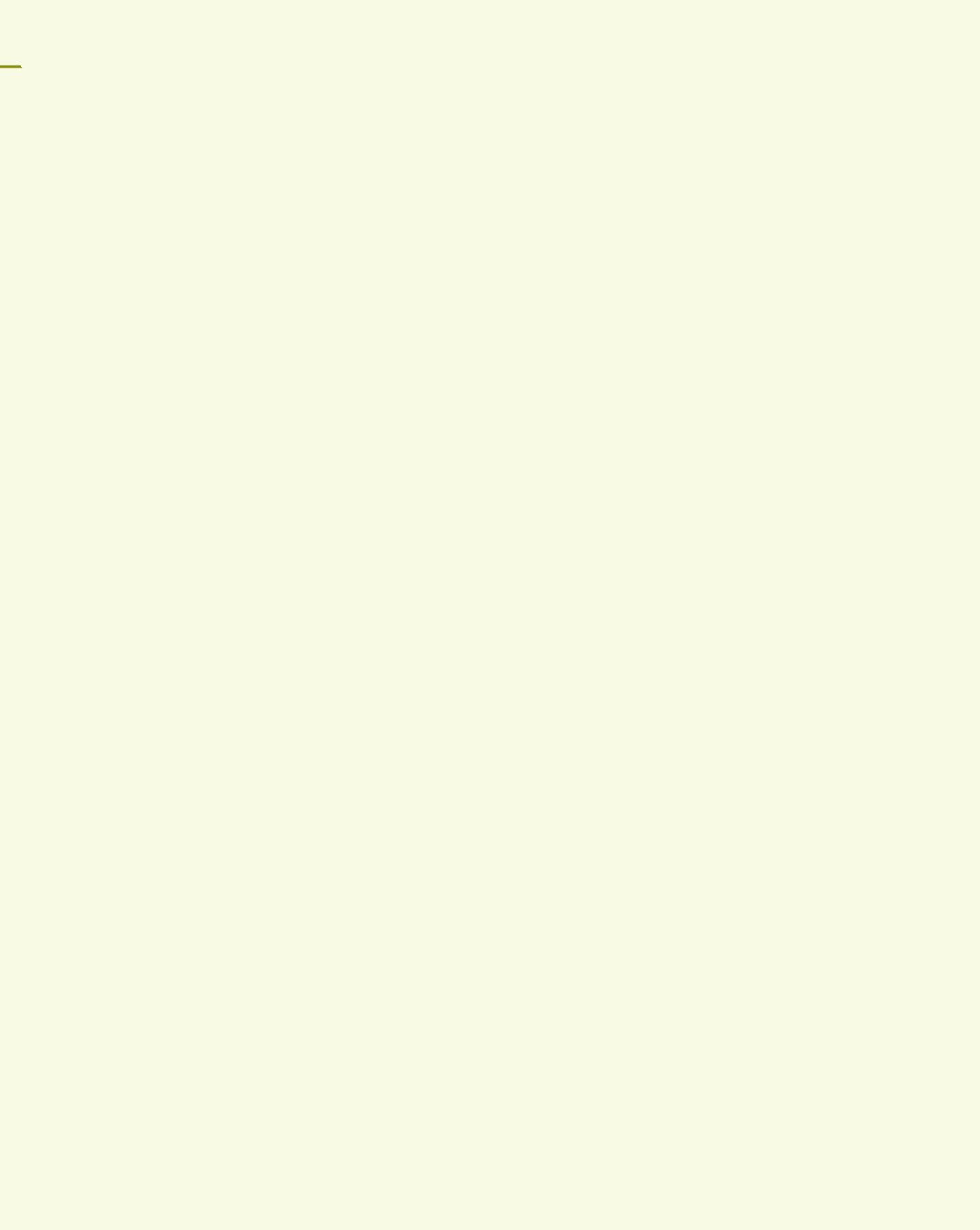
(Footnotes)

1) Conforme a lo definido por la Ley 20.571/2012 que modifica artículo 149 de LGSE.

2) Conforme a lo definido por las modificaciones introducidas por la Ley 19.940/2004.

3) Reglamento bajo elaboración.

4) Reglamento bajo elaboración.





CORFO
sueña emprende crece

GUÍA DE
TRAMITES

Aspectos Claves en el Desarrollo de Proyectos ERNC

www.cer.gob.cl

