

# DOCUMENTOS DE PROYECTO

## **Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica**

Tres estudios de caso

Hugo Altomonte  
Coordinador



NACIONES UNIDAS

CEPAL

DOCUMENTOS  
DE PROYECTO

# Las energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica

## Tres estudios de caso

Hugo Altomonte  
Coordinador



Este documento fue preparado por Beno Ruchansky, Alfonso Blanco, Rodrigo García Pizarro, Luiz Horta Nogueira y Jamil Haddad, Consultores de la oficina de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en Buenos Aires, bajo la coordinación técnica de Hugo Altomonte, ex Director de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la CEPAL y la supervisión general de Martín Abeles, Director de dicha oficina. El documento fue elaborado en el marco de las actividades del convenio de cooperación técnica entre la CEPAL y la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la República Argentina.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

LC/TS.2017/1

LC/BUE/TS.2017/1

Copyright © Naciones Unidas, febrero de 2017. Todos los derechos reservados

Impreso en Naciones Unidas, Santiago

S.16-01254

## Índice

Resumen .....	7
I. Las energías renovables: panorama mundial, latinoamericano y síntesis de tres estudios de casos	
<i>Hugo Altomonte</i> .....	9
A. Introducción .....	9
B. Las fuentes renovables en el ámbito internacional .....	11
1. Mercados de las diferentes FRE .....	12
2. Las tendencias de la inversión, costos y capacidad de cada FRE .....	13
3. Escenarios a futuro .....	15
C. La renovabilidad de la matriz energética de América Latina .....	17
1. La oferta primaria de energía .....	17
2. En la generación de energía eléctrica: fuerte expansión hidroeléctrica e incipiente penetración de las renovables no convencionales .....	19
D. Los estudios de caso de Brasil, Chile y Uruguay: síntesis analítica .....	22
1. El contexto económico, los objetivos de política energética y metas para las RENC .....	22
2. Los marcos regulatorios, incentivos económicos sectoriales y extrasectoriales .....	29
3. Resultados: problemas y logros en cada país .....	35
4. A modo de conclusión .....	38
Bibliografía .....	41
II. Energías renovables no convencionales para generación eléctrica en el Uruguay: situación, perspectivas y lecciones aprendidas	
<i>Beno Ruchansky y Alfonso Blanco</i> .....	43
A. Introducción .....	43
1. Metas en materia de ERNC .....	45
2. Líneas de acción en materia de ERNC .....	45
B. Breve reseña de aspectos institucionales y regulatorios del sector .....	48
1. Rol de los organismos más relevantes .....	49
C. Instrumentos específicos de políticas públicas orientadas a promover las ERNC en el Uruguay .....	50
1. Incentivos para la incorporación de ERNC a través de llamados o procesos licitatorios .....	50

2.	Negociaciones directas de UTE .....	61
3.	Incorporación de parques propios de UTE sobre la base de ERNC .....	61
D.	Instrumentos de políticas generales y sectoriales que coadyuvaron a la promoción de las ERNC .....	62
1.	Ley 16.906 (de Promoción y Protección de Inversiones) y exoneraciones fiscales .....	62
2.	Instrumentos para fomentar la investigación e innovación en ERNC .....	63
3.	Instrumentos orientados al fortalecimiento institucional y la promoción de las ERNC .....	63
E.	Programas específicos por fuente y resultados .....	65
1.	Biomasa .....	65
2.	Residuos sólidos urbanos y agroindustriales para producción de biogas .....	68
3.	Eólica .....	69
4.	Solar .....	73
5.	Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCH) .....	75
6.	Incorporación de micro-generación a partir de fuentes renovables .....	75
F.	Resultados y conclusiones .....	75
	Bibliografía .....	79
	Anexo 1 Términos y definiciones de acuerdo al marco normativo .....	80
	Anexo 2 Resumen de licitaciones y convocatorias abiertas a contratos de adhesión realizados por UTE desde 2006 para compra/venta de energía eléctrica .....	81
III.	La generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales en Chile <i>Rodrigo García Pizarro</i> .....	83
A.	Marco regulatorio de energías renovables .....	83
1.	Contexto regulatorio y político que enfrentan las ERNC .....	83
B.	Modalidades vigentes de contratación de energía eléctrica .....	89
1.	El mercado de las distribuidoras para clientes regulados .....	89
2.	El mercado de los clientes libres .....	91
3.	El mercado <i>spot</i> .....	91
C.	Política promocional, proyectos desarrollados y resultados operacionales .....	92
1.	Resultados operacionales plantas ERNC en Chile .....	97
D.	Conclusión en cuanto a la política chilena para el desarrollo de las ERNC .....	100
	Bibliografía .....	100
IV.	Generación de electricidad a través de fuentes renovables de energía en el Brasil <i>Luiz Horta Nogueira y Jamil Haddad</i> .....	101
A.	Introducción .....	101
B.	Panorama de la oferta y consumo de electricidad en el Brasil .....	101
C.	Características de los agentes generadores de electricidad en el Brasil .....	106
1.	Concesionarias del servicio público de generación .....	106
2.	Productor independiente de energía .....	106
3.	Autoprodutores de energía .....	107
4.	Datos de la Base de Informaciones de Generación – BIG .....	107
D.	Programas de incentivo a la generación con fuentes renovables .....	112
1.	Programa de Desarrollo Energético de los Estados y Municipios–Prodeem .....	112
2.	Programa de Emergencia de Energía Eólica – Proeólica .....	114
3.	Programa de Desarrollo y Comercialización de Energía Eléctrica de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCH-COM .....	114
4.	Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica–Proinfa .....	115
E.	Subastas de energía eléctrica .....	121
1.	El sector eléctrico en el Brasil .....	121
2.	Las subastas en el ACR .....	123
3.	Las fuentes renovables en el ámbito de las subastas .....	124

F.	Reglamentación de la ANEEL.....	125
G.	Incentivos fiscales para las fuentes renovables de generación eléctrica .....	127
H.	Costos de generación con fuentes renovables.....	128
1.	Metodología de costos nivelados de electricidad – LCOE.....	128
2.	Valor normativo – VN .....	130
3.	Costos de generación aplicados en el Proinfa.....	131
4.	Costos de generación aplicados en las Subastas del ACR.....	131
	Bibliografía.....	137
Anexo 1	Características contractuales de incentivo a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables .....	138
Anexo 2	Parámetros de evaluación para aprobar o rechazar proyectos de inversión en generación de energía a partir de fuentes renovables.....	142
Anexo 3	Riesgos que pueden afectar al sistema de generación de energía considerando las fuentes de energía renovables .....	151
Anexo 4	Incentivos y beneficios otorgados a fabricantes de bienes de capital nacionales como consecuencia de los programas de incentivo a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables .....	153
Cuadros		
Cuadro 1	Tendencia de la inversión y capacidad instalada por tipo de fuentes renovables .....	14
Cuadro 2	Primeros cinco países en inversiones y capacidad instalada por tipo de FRE.....	15
Cuadro 3	Rango de costos.....	16
Cuadro 4	Participación de las renovables en la oferta total de energía primaria en el mundo y América Latina.....	17
Cuadro 5	Capacidad instalada y generación total y de fuentes renovables de América Latina con relación al mundo .....	20
Cuadro 6	Capacidad instalada para generación de electricidad en 2012 .....	21
Cuadro 7	Proyectos adjudicados según convocatorias, Decreto 403 .....	54
Cuadro 8	Proyectos adjudicados según convocatorias, Decreto 159 .....	56
Cuadro 9	Proyectos adjudicados según convocatorias. Decreto 424 .....	57
Cuadro 10	Proyectos adjudicados según convocatorias. Decreto 133 .....	58
Cuadro 11	Parques eólicos instalados, en construcción y previstos, UTE.....	62
Cuadro 12	Biomasa, proyectos operativos .....	65
Cuadro 13	Biomasa, proyectos en etapa de pruebas, con generación autorizada, o en construcción .....	66
Cuadro 14	Parques eólicos en operación .....	69
Cuadro 15	Parques eólicos en construcción.....	70
Cuadro 16	Proyectos a construir por parte de UTE .....	70
Cuadro 17	Porcentajes de energías renovables no convencionales exigidos por leyes 20.257 y 20.698.....	89
Cuadro 18	Plantas ERNC instaladas en Chile, octubre de 2014.....	93
Cuadro 19	Biomasa.....	93
Cuadro 20	Eólica.....	94
Cuadro 21	Solar fotovoltaica .....	95
Cuadro 22	Hidráulica <20 MW .....	95
Cuadro 23	Factor de capacidad: Energía eólica.....	97
Cuadro 24	Factor de capacidad: Energía solar fotovoltaica .....	98
Cuadro 25	Factor de capacidad: Energía de biomasa.....	98
Cuadro 26	Factor de capacidad: Energía eólica hidráulica <20 MW.....	99
Cuadro 27	Generación de energía eléctrica en el Brasil, 2013/2012 .....	102
Cuadro 28	Consumo de energía eléctrica en el Brasil en 2013 .....	103
Cuadro 29	Capacidad instalada (MW) para generación de electricidad en el Brasil.....	105
Cuadro 30	Participación de las fuentes en la generación termoeléctrica en el Brasil en 2013.....	106

Cuadro 31	Número de agentes de generación eléctrica en el Brasil.....	107
Cuadro 32	Cantidad de emprendimientos de generación eléctrica en operación en el Brasil.....	108
Cuadro 33	Cantidad de emprendimientos de generación eléctrica en construcción en el Brasil.....	108
Cuadro 34	Situación actual de los emprendimientos de generación eléctrica en el Brasil por tipo de fuente de energía.....	109
Cuadro 35	Emprendimientos de generación eléctrica en operación en el Brasil.....	110
Cuadro 36	Resultados del Prodeem (1996-2001).....	113
Cuadro 37	Emprendimientos aprobados y contratados por el Proinfa en 2004.....	116
Cuadro 38	Emprendimientos actualmente en funcionamiento contratados por el Proinfa.....	117
Cuadro 39	Energía generada por algunas PCHs participantes del Proinfa en 2014.....	118
Cuadro 40	Energía generada por algunas centrales de Biomasa participantes del Proinfa en 2014.....	119
Cuadro 41	Energía generada por algunas centrales Eólicas participantes del Proinfa en 2014.....	119
Cuadro 42	Valor normativo según resoluciones de la ANEEL.....	130
Cuadro 43	Valores económicos en el ámbito del Proinfa.....	131
Cuadro 44	Costo promedio por fuente y del Proinfa en 2015.....	131
Cuadro 45	Primera subasta de fuentes renovables (18/06/2007).....	132
Cuadro 46	Primera subasta de energía de reserva (14/08/2008).....	132
Cuadro 47	Segunda subasta de energía de reserva (14/12/2009).....	132
Cuadro 48	Segunda subasta de fuentes renovables (25-26/08/2010).....	133
Cuadro 49	Subasta de energía A-3 (17/08/2011).....	133
Cuadro 50	Tercera subasta de energía de reserva (18/08/2011).....	134
Cuadro 51	Resultados de algunas subastas (2007-2014).....	136
 Gráficos		
Gráfico 1	Alemania: evolución de precios pagados por el sistema <i>feed-in tariff</i> .....	15
Gráfico 2	Evolución de la oferta de energía primaria por fuentes de América Latina.....	18
Gráfico 3	Abastecimiento de energía por tipo de fuente 1990-2014.....	46
Gráfico 4	Abastecimiento de energía acumulado, por fuente.....	46
Gráfico 5	Generación de energía eléctrica por origen 2003-2014.....	47
Gráfico 6	Energía ENRD a acreditar por año.....	87
Gráfico 7	Operación del mercado <i>spot</i> .....	92
Gráfico 8	Oferta de energía eléctrica en el Brasil en 2013.....	102
Gráfico 9	Oferta de energía eléctrica en el Brasil en 2012.....	103
Gráfico 10	Participación de fuentes renovables en la matriz eléctrica brasileña.....	104
Gráfico 11	Evolución de la generación eólica (GWh) en el Brasil.....	105
Gráfico 12	Visión general del mercado eléctrico brasileño y forma de comercialización.....	122
Gráfico 13	Precio promedio de la electricidad por fuente de energía renovable.....	134
Gráfico 14	Precio promedio de la electricidad en las subastas para fuentes renovables.....	135
 Recuadros		
Recuadro 1	Revalorización social y ambiental de la hidroenergía.....	21
 Mapas		
Mapa 1	Cartografía forestal del Departamento de Tacuarembó.....	67
Mapa 2	Mapa eólico.....	72
Mapa 3	Mapa solar.....	74

## Resumen

Este documento es resultado de estudios que se realizaron en el marco del proyecto ejecutado conjuntamente por la Oficina de la CEPAL en Buenos Aires y la Secretaría de Energía de la Nación de la República Argentina. Dicho proyecto tuvo como objetivo el análisis de la viabilidad del aprovechamiento de energías renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica de la Argentina.

En ese contexto, se efectuaron los tres estudios de caso aquí presentados (Uruguay, Chile y Brasil), como así también el estudio introductorio que acompaña dicha presentación; a la par que se elaboró un estudio específico sobre escenarios de diversificación de la matriz de generación eléctrica nacional a partir de la posible diferente inserción de distintas fuentes de energías renovables no convencionales.

En este documento se compilan los tres estudios de caso, antecedidos por el estudio analítico introductorio, elaborado específicamente para un seminario organizado por la CEPAL y la Secretaría de Energía de la Nación en septiembre de 2015.

Cada uno de los estudios de caso abordó el proceso de diversificación de la matriz de generación eléctrica del país, a partir del relevamiento y análisis de la legislación vigente en cada momento histórico, de la respuesta de los agentes a los incentivos dispuestos, y del grado de inserción de las energías renovables como resultado de esa interacción pública y privada. Cada estudio finaliza con un balance y la enunciación de las perspectivas que tiene el sector energético para la diversificación de su matriz de generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales.

El estudio introductorio, por su parte, contextualiza los tres casos analizados en el marco del proceso mundial de difusión de las energías renovables no convencionales, con especial énfasis en lo ocurrido en las últimas décadas en América Latina. Posteriormente, se aboca a sistematizar y analizar los casos de Uruguay, Chile y Brasil, a fin de extraer conclusiones generales.

A partir del análisis de los marcos regulatorios, de los objetivos de políticas definidos por cada país, de los incentivos generados y de las respuestas brindadas por los agentes en cada caso y cada momento histórico, se elaboran conclusiones en torno a las políticas de Estado seguidas, al rol de las empresas públicas, a la institucionalidad sectorial, a la participación de la industria nacional en el proceso de difusión de energías renovables no convencionales, y a los desafíos futuros que encuentra dicho proceso de cara a la búsqueda de una mayor diversificación de la matriz de generación eléctrica.



# I. Las energías renovables: panorama mundial, latinoamericano y síntesis de tres estudios de casos

*Hugo Altomonte*

## A. Introducción

El documento *Pactos para la igualdad: hacia un futuro sostenible* (CEPAL 2014) considera a la igualdad como el horizonte, al cambio estructural como el camino y a la política como el instrumento, y agrega que es necesario avanzar resueltamente hacia una mejor y mayor gobernanza y aprovechamiento de los recursos naturales, para que estos contribuyan a una economía más diversificada, más sostenible en términos ambientales y con sinergias en materia de empleo y de bienestar. Por tanto, se plantea que la gobernanza de los recursos naturales debe situarse en el centro de la agenda de políticas públicas hacia el desarrollo regional sostenible e inclusivo. El concepto de gobernanza comprende a “las acciones conjuntas y el ejercicio de autoridad pública que los distintos agentes del Estado efectúan a través del marco de políticas, instituciones y regulación vigentes. La gobernanza de los recursos naturales se ejerce a través del conjunto de instituciones formales, de decisiones políticas soberanas, cuyo accionar conjunto rige el funcionamiento de los sectores extractivos y también de los recursos renovables. Se determinan así los regímenes de propiedad, marcos tributarios, y mecanismos de ahorro, distribución y uso de las rentas públicas provenientes de estos sectores, así como otras funciones de ordenamiento de las actividades asociadas a los sectores de recursos naturales”.

Históricamente, los países de América Latina y el Caribe han tenido dificultades para traducir los periodos de bonanza exportadora de sus recursos naturales (principalmente en minería, hidrocarburos y agroindustrias) en procesos de desarrollo económico de largo plazo, con niveles de crecimiento estables que permitan reducir drásticamente la pobreza y elevar el ingreso per cápita. Por otra parte, se han intentado diversos mecanismos de distribución de la renta de estas industrias y sectores, que no son invertidos o gastados directamente por el gobierno central, como los fondos de ahorro de largo plazo o fondos intergeneracionales, los programas de transferencias monetarias directas o inversión en educación y capacitación, la distribución descentralizada o asignación directa

de porciones de estas rentas a los gobiernos sub-nacionales, a las municipalidades, a las universidades y a los institutos de investigación, entre otros.

A partir de mediados de 2013 y, fundamentalmente, desde fines de 2014, se plantean una serie de interrogantes respecto al ciclo de precios que afectó a los productos primarios, en particular al petróleo y la minería, pero también a los de la agroindustria, a pesar de que los precios en 2014 y en lo que va del 2015, sean muy superiores a los del 2000-2003.

Si bien es aventurado predecir el fin del superciclo de precios, es necesario plantearse que, a corto plazo, frente a un escenario de estancamiento de la economía global, y de la de China en particular, con caída en la demanda de productos primarios y de los precios de los recursos naturales, podrían producirse serios problemas de balanza comercial y desequilibrios fiscales, entre otros. Y en el caso de los países exportadores de recursos naturales en etapa primaria, pero particularmente los mineros y petroleros, además requieren balancear las necesidades de inversión en el *upstream* de sus empresas estatales para garantizar la sustentabilidad futura de su producción, con el incentivo de extraer recursos fiscales en el presente, dado que la merma la inversión se refleja actualmente en el deterioro de la tasa producción/consumo en la región. Estas tendencias, en particular la de los precios del crudo, tendrán una incidencia cierta en el futuro de las energías renovables en general y de aquellas destinadas a la generación eléctrica en particular.

La buena gobernanza de los recursos naturales debe enmarcarse dentro del concepto del desarrollo sostenible que sustenta la CEPAL (CEPAL, 2014, Cáp. 6). Una adecuada gobernanza debe ser capaz de manejar los múltiples desafíos fiscales, regulatorios, macroeconómicos, y de inversión pública de largo plazo, entre otros, implícitos en lograr que la trayectoria del desarrollo basado en recursos naturales se traduzca efectivamente en cambio estructural con igualdad.

En este sentido, un tema pendiente en la región es revisar y fortalecer la institucionalidad, los marcos regulatorios y los instrumentos que permitan maximizar la contribución de los sectores de recursos naturales al desarrollo regional. Esto incluye el manejo de las rentas públicas derivadas de la explotación de estos recursos, que recibe el Estado a través del régimen tributario, y su distribución entre distintos actores y niveles de gobierno; es preciso crear mecanismos que permitan asegurar la inversión eficiente de estas rentas para sentar las bases de un proceso de desarrollo sostenible que incluya a la eficiencia energética y a las fuentes renovables como temas de la agenda política.

Sea cual sea el sendero adoptado por el desarrollo energético de un país o región, este genera tensiones (*trade-off*) entre los pilares del desarrollo sostenible. Sabido es que, aparte del eje económico, últimamente recobró fuerza el debate en otros ejes del desarrollo sostenible. Por una parte, en el eje ambiental, tanto los proyectos de las industrias petroleras, carbonera y gasífera como los grandes proyectos hidroeléctricos de embalse, soportan en la actualidad una creciente oposición y judicialización que, en muchos casos, significó parar las obras o proyectos en ejecución. Por otra parte, ya sea por el descontento de las poblaciones directamente involucradas o por los impactos sociales negativos asociados a esos megaproyectos —como el desplazamiento de poblaciones, e impactos sobre la población indígena— se plantea la necesidad de una re-evaluación social y ambiental de dichos proyectos.

Se está observando con cierta preocupación que la utilización del territorio para la industria hidrocarburífera avanza, y debe compatibilizarse con espacios que registran mayores actividades humanas y productivas. Así, la minería y la producción de hidrocarburos deberán interactuar con más actores y responder a mayores expectativas y demandas: desde aspectos económicos, cuando se trate de otras actividades productivas, como la agricultura; hasta los meramente sociales, como son las preferencias de grupos de personas por la recreación o la preservación por razones estéticas. Por esto, es necesario ir más allá del planteo simplista de creer que los beneficios económicos de estas industrias extractivas compensarán sus externalidades negativas. Este argumento se está tomando, en la actualidad, poco realista. El problema es más complejo y multisectorial: se debe disponer de una mirada más amplia; anticiparse a las demandas de las comunidades; incorporar a las proyecciones de sus proyectos este tipo de factores; mitigar estos efectos; incluir a las comunidades; y buscar una

nueva ecuación Estado-Mercado-Sociedad. Y quizá las fuentes renovables no convencionales puedan contribuir a resolver, o al menos mitigar, dichos problemas.

## B. Las fuentes renovables en el ámbito internacional

Existe una creciente conciencia en todo el mundo de que las energías renovables<sup>1</sup> (FRE) y la eficiencia energética son fundamentales, no sólo para hacer frente al cambio climático, sino también para el desarrollo económico y el acceso a la energía de los miles de millones de personas que aún viven sin servicios modernos de energía. Durante la última década, y particularmente en los últimos años, los avances en las tecnologías de energías renovables, los aumentos globales de la capacidad, y la rápida reducción de costos se han debido, en gran parte, al apoyo de las políticas públicas que atrajeron una inversión significativa e impulsaron aún más los costos a la baja a través de economías de escala.

Las FRE continuaron creciendo en 2014 en un contexto de aumento del consumo mundial de energía, y a pesar de la drástica disminución en los precios del petróleo durante la segunda mitad del año. En 2014, las FRE se expandieron significativamente en términos de capacidad instalada y energía producida, sus inversiones en el sector eléctrico superaron las inversiones netas en las centrales eléctricas térmicas convencionales que quemaban combustibles fósiles. El crecimiento más rápido y el mayor aumento de la capacidad renovable se produjeron en el sector eléctrico y estuvo dominada por tres tecnologías: la eólica, la solar fotovoltaica (PV), y la energía hidroeléctrica.

No ocurrió lo mismo con la penetración de las FRE para otros usos como la calefacción, la refrigeración y el transporte, explicado por los bajos precios y los subsidios a los combustibles fósiles, pero también por las mejoras en la eficiencia energética. A pesar de las múltiples posibilidades de una mayor penetración de las FRE en el sector transporte, su desarrollo ha sido limitado, y el objetivo principal de las políticas y las industrias estuvo centrado en biocombustibles líquidos (REN 21, 2014).

Las reducciones significativas de costos, especialmente para la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, han jugado un papel fundamental en el aumento de la electrificación, pero también aunque en forma modesta en ciertas aplicaciones del transporte y la calefacción, destacando el potencial para un mayor solapamiento entre estos sectores en el futuro (automóvil eléctrico). En muchos países, las FRE ya son ampliamente competitivas con los combustibles convencionales, particularmente en el sector de la generación de electricidad.

En los países en desarrollo, los sistemas de energía distribuida abastecidos por FRE ofrecen una oportunidad sin precedentes para acelerar la transición a los servicios modernos de energía y aumentar así el acceso a la energía –en cantidad y calidad– de las poblaciones más vulnerables y pobres. Aunque la caída de los costos de la energía solar fotovoltaica han hecho que esta tecnología sea la fuente de energía más económica para la electrificación de los sistemas “fuera de la red o aislados”, en 2014 seguía siendo una barrera el acceso a su financiamiento.

Está claro que las energías renovables se han convertido en una de las corrientes principales del desarrollo energético sostenible en los países industrializados, y a pesar de que muchas tecnologías de FRE han experimentado una rápida expansión, el crecimiento de la capacidad instalada en renovables, así como las mejoras en la eficiencia energética están aún por debajo de las tasas necesarias para lograr los objetivos del programa “Energía Sostenible para Todos (SE4ALL)”: para 2030 a escala mundial duplicar el nivel de energía renovable y de la mejora en la eficiencia energética; así como lograr la prestación universal de acceso a la energía (UN-SE4ALL, 2011).

---

<sup>1</sup> Aún cuando no haya acuerdo sobre una única definición de energías renovables, se entenderá en este trabajo por energías renovables a la energía eólica, solar, biomasa, mareomotriz, undimotriz e hidroeléctrica (en este caso independientemente del porte de las centrales).

## 1. Mercados de las diferentes FRE<sup>2</sup>

Como ya se especificó, los mercados para todas las tecnologías de energía renovable avanzaron en 2014, con la energía eólica y la energía solar fotovoltaica al frente de las adiciones de capacidad.

### a) **Biomasa<sup>3</sup> : uso en calor y para la generación**

La producción de bio-calor (uso de la biomasa para calor directo) se mantuvo relativamente estable en 2014 ya que aumentó solamente un 1% respecto de 2013. La composición de las carteras de proyecto de bio-calor continuó siendo ampliamente variable según la región: van desde la producción a gran escala en la industria (Estados Unidos) hasta un gran número de usuarios residenciales con biodigestores (China). El uso de biomasa para la generación de electricidad creció fuertemente 9%, con China, Brasil y Japón como líderes en adiciones de capacidad, seguidos de los Estados Unidos y Alemania con adiciones de capacidad instalada comparativamente más pequeñas.

### b) **Geotermia: lento pero constante crecimiento**

Cerca de 640 MW de nueva capacidad de generación de energía geotérmica se adicionaron para llegar en 2014 a un total de 12,8 GW, produciendo un estimado de 74 TWh. La mayor parte de la nueva capacidad de energía geotérmica se dio en Kenia, lo que subraya el creciente énfasis en la energía geotérmica en África oriental. En los últimos cinco años, la capacidad total de energía geotérmica ha crecido a una tasa anual promedio de 3.6%, y la capacidad calórica a un estimado de 5.9%. La industria geotérmica sigue haciendo frente a importantes riesgos de desarrollo de proyectos en varios países en desarrollo (financieros principalmente).

### c) **Hidroelectricidad: aún muy vigente entre las renovables**

Se estima que 37 GW de nueva capacidad hidroeléctrica fue comisionado en 2014, con lo que la capacidad total mundial llega a aproximadamente 1.055 GW. La generación en 2014 se estimó en 3.900 TWh. China con 22 GW de capacidad instalada es por lejos el país con mayor capacidad, seguido también con capacidades significativas en Brasil, Canadá, Turquía, India y Rusia. La industria continuó incorporando innovación hacia instalaciones más flexibles, eficientes y confiables. Esa mayor eficiencia de las centrales y costos de generación más bajos contribuyeron a la construcción de centrales de gran porte incluyendo algunas turbinas de 800 MW. También hay una importante demanda para la renovación de centrales existentes para mejorar su eficiencia, así como el comportamiento medioambiental de cara a los nuevos requerimientos regulatorios

### d) **Energía de los océanos, mareomotriz y undimotriz: lento progreso y futuro promisorio**

La capacidad de energía del océano, mayormente la generación a través de las mareas, en su mayoría, se mantuvo en alrededor de 530 MW en 2014. Prácticamente todas las instalaciones nuevas se encontraban en desarrollo como proyectos demostrativos. Dado que algunas empresas de desarrollo de energía mareomotriz están enfrentando serios cuestionamientos, el Foro de la Unión Europea de Energía de los Océanos fue lanzado con el objetivo de reunir a las partes interesadas para la resolución de problemas y la cooperación en esa materia. El desarrollo de tecnologías continuó en varios sitios de prueba, siendo la energía de las olas y el aprovechamiento de mareas las que más avanzaron entre todas las tecnologías conocidas o formas de energía del océano hasta la fecha.

<sup>2</sup> Ver IRENA 2015; REN 21 (2015); AIE (2015).

<sup>3</sup> La biomasa como combustible líquido, esto es etanol y biodiesel, no se analizarán en este trabajo. Para más detalles sobre estas biomásas, ver IRENA y REN 21.

### e) **Solar fotovoltaica (PV): rápida expansión y nuevos mercados**

Debido a la caída sustancial de sus costos, actualmente en muchos países de la OCDE, la solar PV es competitiva que la electricidad generada con combustibles fósiles y ha penetrado fuertemente en un número creciente de países. En 2014, la energía solar fotovoltaica marcó otro año récord por su crecimiento en términos relativos, ya que se adicionaron unos 40 GW instalados para una capacidad global total de alrededor de 177 GW. China, Japón y Estados Unidos fueron los países que adicionaron la mayoría de la nueva capacidad. Pero también se siguieron ampliando las capacidades en América Latina, África y en menor medida en el Medio Oriente. Un dato no menor es que aunque la mayoría de los mercados de la Unión Europea se redujeron por tercer año consecutivo, esta región y particularmente Alemania, continuaron liderando el mundo en términos de la capacidad total de la energía solar fotovoltaica y la contribución a la red eléctrica.

La recuperación de la industria fotovoltaica solar comenzó en 2013 y continuó en 2014, gracias a la expansión de su mercado global. La consolidación entre los fabricantes siguió, ya que la avalancha de quiebras visto en los últimos años se redujo sustantivamente. Para satisfacer la creciente demanda, se abrieron (o fueron anunciados) nuevas instalaciones para la producción de células fotoeléctricas y módulos en todo el mundo.

### f) **Concentradores termosolares de potencia (CSP): diversificación de tecnologías y nuevas aplicaciones**

El mercado CSP es quizás el menos desarrollado de los mercados de energía renovable. No obstante, el sector continuó el fuerte crecimiento que observa ya por casi una década, con el aumento de la capacidad total de 27% que alcanzó en 2014 a 4.4 GW. Aunque las plantas cilindro-parabólicos siguieron representando la mayor parte de la capacidad existente, 2014 fue notable por la diversificación de las tecnologías en funcionamiento, con plantas Fresnel lineal y las torres más grandes del mundo que vienen en línea.

Sólo Estados Unidos y la India añadieron instalaciones de CSP a sus redes en 2014. Sin embargo, la actividad CSP continuó en la mayoría de las regiones, y Sudáfrica y Marruecos fueron los mercados más activos en términos de construcción y planificación. España sigue siendo el líder mundial en la capacidad existente. El estancamiento del mercado español y la desaceleración esperada del mercado de Estados Unidos después de un año extraordinario pueden significar un cierto estancamiento en la consolidación de la industria. Sin embargo, los costos están disminuyendo, especialmente en los países con mayor irradiación del planeta (también llamado “cinturón solar”), y se están desarrollando una gran variedad de tecnologías, entre las que destaca el almacenamiento de energía térmica (TES por su sigla en inglés), que es cada vez más importante y sigue siendo el foco de una extensa actividad de investigación y desarrollo (I + D).

## **2. Las tendencias de la inversión, costos y capacidad de cada FRE**

En los últimos diez años a escala mundial la inversión en FRE creció sustancialmente y se quintuplicó. Pasó de 45.000 millones de dólares (MMUS\$) anuales en 2004 a 270 (MMUS\$), sin contar los megaproyectos hidroeléctricos, ya que se contabilizan aquellos no superiores a 50 MW. Esto implicó que la capacidad instalada en FRE se multiplicara por seis veces y alcance a 1712 GW en 2014, y de éstos el 62% es hidroelectricidad. Es decir, aún cuando las llamadas renovables no convencionales (RENC) han tenido un aumento más que significativo el grueso de la inversión va destinado a proyectos hidro. En el caso de las RENC, sin dudas la fotovoltaica que creció en más de 68 veces en diez años y la eólica que lo hizo en ocho veces en el mismo período son las más dinámicas, seguido de lejos por la geotérmica y las centrales a biomasa (cuadro 1).

En cuanto a la importancia regional y de algunos países en la evolución de la capacidad instalada para cada fuente renovable determinada por la inversión, se observa que el dinamismo viene dado por China, país que ha tomado la vanguardia en la instalación y exportación de equipos para solar fotovoltaica<sup>4</sup> y eólica.

**Cuadro 1**  
**Tendencias de la inversión y capacidad instalada**  
**por tipo de fuentes renovables**  
(En mil millones de US\$ y GW)

		2004	2013	2014
Inversión anual en nuevos proyectos <sup>a</sup>	Billones de US\$	45	232	270
Capacidad total instalada (no incluye hidro)	GW	85	560	657
Capacidad total instalada (incluye hidro)	GW	800	1 578	1 712
Capacidad Instalada Hidroeléctrica <sup>b</sup>	GW	715	1 018	1 055
Cap. Instalada en centrales Biomasa	GW	36	88	92
Generación en centrales Biomasa	TWh	227	396	433
Cap. Inst. Geot	GW	8,9	12,1	12,8
Cap. Inst. Solar PV	GW	2,6	138	177
Solar CSP	GW	0,4	3,4	4,4
Eólica	GW	48	319	370

Fuente: REN 21 (informe de 2015).

<sup>a</sup> Incluye proyectos de biomasa, geotermia y eólicos mayores a 1 MW; todos los proyectos hidroeléctricos entre 1 a 50 MW; todos los proyectos de energía solar mayores a 1 MW; y proyectos de biocombustibles mayores a 1 millón de litros.

<sup>b</sup> El *Renewables Global Status Report* (GSR, 2014) elaborado por REN 21, reporta una capacidad hidroeléctrica total de 1,000 GW a fines de 2013; cifra que fue revisada en el reporte REN 21 (2015). Esta no incluye la capacidad de centrales de bombeo.

En América Latina, destaca el caso del Brasil, tanto en hidroelectricidad y eólica y, en el caso de la inversión por unidad de producto interno, el del Uruguay. Estos países serán analizados con detalle en el punto 4 de este trabajo; así como Honduras, por el tamaño de su economía en el indicador de inversión por unidad de PIB.

La evolución de costos de las diferentes tecnologías muestra que, dentro de las renovables, la solar fotovoltaica es actualmente la de menor costo. Para centrales a gran escala (aquellas mayores a 20 MW), en Alemania los costos cayeron desde 40 ct/kWh en 2005 a 9 ct/kWh in 2014. En Alemania, el precio pagado con el sistema *feed-in tariff* cayó casi un 80% de poco más de 40 ct/kWh para instalaciones conectadas en 2005, a 9 ct/kWh para conexiones en 2014 (gráfico 1).

Esta drástica disminución no era la esperada ni por expertos ni por decisores políticos, e hizo que en 2014, y en lo que va de 2015, la solar PV en Alemania sea competitiva con la eólica *onshore* y con centrales eléctricas abastecidas con fósiles convencionales. El precio *feed-in tariff* para proyectos de gran escala PV alcanzó, en enero 2015, los 8,7 ct/kWh, mientras que la eólica *onshore* presentó rangos entre 6 a 8,9 ct/kWh y las nuevas centrales a carbón o gas se mantuvieron en un rango de 7 a 11 ct/kWh (Gráfico 1).

<sup>4</sup> Varios analistas observan que la caída de costos a nivel internacional obedece a la irrupción de China en el mercado internacional de molinos y tecnologías en eólica, pero también de equipos PV. Ver BP *Energy Outlook 2035* (2015); *Agora Energiewende and Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems: Current and Future Cost of Photovoltaics Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV System*, febrero 2015.

**Cuadro 2**  
**Primeros cinco países en inversiones y capacidad instalada**  
**por tipo de FRE**

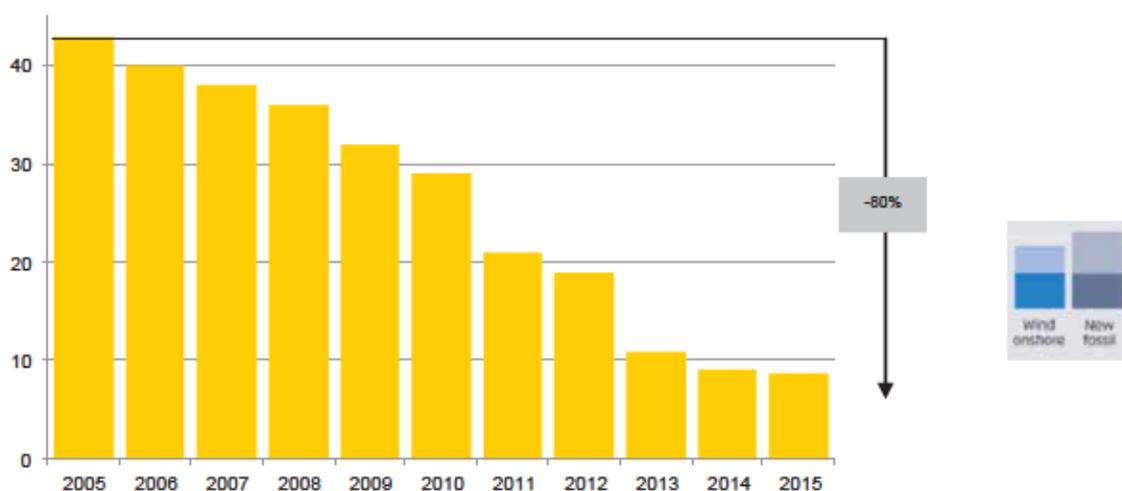
	1	2	3	4	5
Inversión anual (no incluye hidro > 50 MW)	China	USA	Japón	R. Unido	Alemania
Inversión por unidad de PIB <sup>a</sup>	Burundi	Kenia	Honduras	Jordania	Uruguay
Capacidad Geotérmica	Kenia	Turquía	Indonesia	Filipinas	Italia
Capacidad Instalada Hidroeléctrica	China	Brasil	Canadá	Turquía	India
Cap. Inst. Solar PV	China	Japón	USA	R. Unido	Alemania
Solar CSP	USA	India	--	--	--
Cap. Instalada Eólica	China	Alemania	USA	Brasil	India

Fuente: REN 21 (informe de 2015)

<sup>a</sup> PIB considerado a PPP a valores de 2013 del Banco Mundial. Las FRE consideradas son las mismas que en el cuadro 1. En el caso de etanol USA y Brasil aparecen como los principales países; en el biodiesel, Argentina figura en el quinto lugar detrás de USA, Brasil, Alemania e Indonesia.

En otros países en desarrollo, la situación es semejante: acaba de firmarse en Dubai un acuerdo para una central en una granja solar PV de 200 MW en 5.84 \$ct/kWh; y en el Brasil y en el Uruguay se informan acuerdos por debajo de los 7 ct/KWh, haciendo que los costos sean comparables, con las diferencias del caso claro está, a lo largo del mundo.

**Gráfico 1**  
**Alemania: evolución de precios pagados por el sistema *feed-in tariff***



Fuente: Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems (ISE). "Current and Future Cost of Photovoltaics: Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems", página 7.

### 3. Escenarios a futuro

El devenir de las renovables en general, pero de la eólica, solar PV, PCH y de la biomasa para centrales eléctricas dependerá en gran medida del comportamiento o impactos que se evalúen desde la sostenibilidad (económica, ambiental, social e institucional) de cada una de ellas y de las fósiles

tradicionales. Varios escenarios de instituciones como la Agencia Internacional de Energía, en su *Energy Outlook 2035*; el Departamento de Energía de los Estados Unidos (US-DOE), *Energy Outlook* publicado en 2015; la *British Petroleum*, en la publicación *BP Energy Outlook 2035*; y el *Agora Energiewende and Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems* (febrero 2015) coinciden en señalar como principales tendencias:

- Una progresión sustantiva de las renovables para generación de electricidad;
- El carbón mineral perderá participación en todos los mercados pero principalmente en China. En este país el sector eléctrico y el industrial dan cuenta del 97% del consumo proyectado a 2035. Sin embargo la participación del carbón en el sector eléctrico, de lejos el más importante de China, declina del 77% en 2013 al 58% en 2035, reemplazadas por renovables y nuclear<sup>5</sup>.
- La participación de la hidroelectricidad y la nuclear vienen desde hace unos años en declinación, mientras que las renovables no convencionales representaban una fracción muy pequeña para tomar el mercado dejado por esas energías no fósiles. En el futuro se repetirá la tendencia declinante de la hidro y la nuclear, pero la diferencia es que las renovables no convencionales tomarán la parte dejadas por esas fuentes. Y en el caso de la OCDE, las renovables tomarán el 90% del crecimiento neto de la potencia instalada a futuro. En cambio en los países fuera de la OCDE, si bien se prevé un fuerte crecimiento de las renovables no convencionales (16% del crecimiento neto) también se registrarían significativos incrementos de la hidro y nuclear.
- El crecimiento de la nuclear en el mundo estará marcado por China (11% anual), con un estimado de adición de 1000 TWh hacia 2035. Esto significa que China adicionará aproximadamente un reactor de 1 GW cada tres meses en las próximas dos décadas.
- En cuanto a la hidro (tanto mediana como grande) el crecimiento estará dado fundamentalmente en China donde se prevén 450 TWh de aumento y el Brasil con 250 TWh. África adicionaría otros 150 TWh.
- Puede haber cierta controversia en cuanto a si las renovables a precios de 2014 son más costosas o no que las fósiles convencionales<sup>6</sup>, particularmente gas natural en CC y carbón. Diferentes estudios convergen en los rangos de costos que se presentan en el cuadro 3, considerando los costos nivelados de construcción y mantenimiento a lo largo de la vida útil; excluyendo los costos de conexión a la red y cualquier tipo de subsidio o incentivos tributarios para solar y eólica; y teniendo en cuenta un costo de emisión de 40 US\$/tn para el gas y carbón.

**Cuadro 3**  
**Rango de costos**  
(En dólares de 2014/MWH)

	2015	2035-2040
Solar PV	125-255	55-170
Eólico Onshore	58-105	48-78
Gas CC	45-75	70-80
Carbón	80-90	120-130

Fuente: *BP Energy Outlook 2035*; *Agora Energiewende and Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems* (2015); *UK Government, department-of-energy-climate-change* (2015).

<sup>5</sup> A pesar de estas disminuciones, China será el país que seguirá contando en 2035 con la mayor participación del carbón en su oferta interna de energía primaria, 51%.

<sup>6</sup> En algunos trabajos se sostiene que la solar PV conectada a las redes requerirá aún en el largo plazo que las fósiles sean gravadas con una tasa de carbono para ser comparables con costos por ejemplo de los CC a gas natural.

- Hacia 2035-2040 se prospectan costos con bajas pronunciadas de las renovables no convencionales debidas tanto a progresos tecnológicos como la situación de la curva de aprendizaje (*learning by doing*) y las economías de escala de la solar PV y eólica (cuadro 3).
- Y en algunas regiones más soleadas se han reportado precios más bajos dado que la mayoría de componentes del costo total es comercializada en un mercado globalizado. Por tanto no hay que descartar que la energía eléctrica producida a partir de la solar PV sea en el muy corto plazo la más barata en varias regiones del mundo. Aún en un escenario conservador y asumiendo que no haya cambios tecnológicos de importancia (“puntos de inflexión en las tecnologías”) no se visualizan que las reducciones de costo se interrumpan. De esta forma dependiendo de la radiación solar por unidad de superficie, el costo eléctrico solar PV esperado para 2025 rondaría los 4-6 ct/kWh, llegando a un intervalo de 2-4 ct/kWh hacia 2050 (estimación conservadora).

## C. La renovabilidad de la matriz energética de América Latina

### 1. La oferta primaria de energía

Desde hace mucho tiempo los países de la América Latina y el Caribe han desarrollado energías renovables y tienen una gran oportunidad a futuro para integrarlas -aún más- a sus matrices energéticas. La hidroenergía en particular ha comenzado a tomar nuevamente preponderancia en las agendas públicas de los países de la región por la vasta dotación de recursos y las facilidades tecnológicas locales y regionales para su aprovechamiento.

**Cuadro 4**  
Participación de las renovables en la oferta total de energía primaria en el mundo y en América Latina

	Oferta total E.prim MM tep	Oferta total Renovables MM tep	Participac Renovab. en la OTEP (porcentaje)	Porcentaje de las principales fuentes en el total renovable (porcentaje)		
				Hidro	Geotérmica, Solar, Eólica, Mareomotriz	Bioenergía y desechos renovables
África	663,9	321,6	48,4	2,6	0,4	97,0
América latina	567,9	177,1	28,2	33,7	1,9	64,4
Asia	1 449,8	388,6	26,8	5,4	6,9	87,7
China	2 272,0	267,9	11,8	19,8	4,2	76,0
OCDE	5 237,7	391,5	7,5	29	17,5	53,5
Mundo	12 169,0	1 589,3	13,1	17,7	6,4	75,9

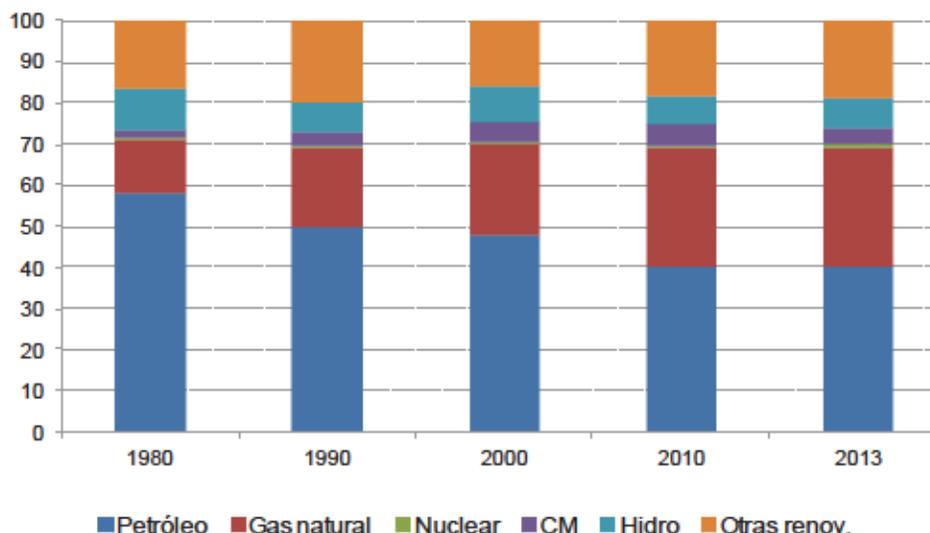
Fuente: Elaborado a partir de datos de la *International Energy Agency*: i) *Renewable Information 2013*; ii) *Key world energy statistics 2014*.

En un reciente documento elaborado por organismos<sup>7</sup> de desarrollo y energía de la Región se considera que se debe desarrollar el enorme potencial de recursos hidráulicos no aprovechados (en particular a aquellos de gran porte), para lo cual será necesario poner un especial énfasis en el tema del licenciamiento socio-ambiental, de modo que no se convierta ni en una verdadera amenaza ambiental ni en freno al desarrollo energético. Para ello se debe reforzar la adopción de protocolos de buenas prácticas de gestión ambiental y comunicación con los distintos grupos de interés. Sobre este particular, CEPAL plantea que más allá de la renovabilidad del recurso lo que interesa es su explotación sustentable: económica, ambiental, social y política (CEPAL 2011).

América Latina y el Caribe si bien tiene una predominancia de las energías fósiles en su matriz energética, es una de las regiones que cuenta con una importante fracción de renovables. Con 28.2% supera el promedio mundial y se sitúa solamente detrás de África. La salvedad y la gran diferencia con África es que en ésta la renovabilidad está marcada por la alta participación de la leña. En América Latina la hidro y la biomasa (principalmente leña y carbón vegetal) toman la gran parte de las FRE con más del 98%, con excepción del Brasil país que la biomasa para biocombustible supera a la biomasa tradicional (cuadro 4).

Por otra parte, la matriz energética de América Latina y el Caribe muestra una evolución en que la oferta de las energías fósiles disminuye constantemente su participación pasando de más del 75% en 1990 a menos del 72% en 2012. Y observó una clara sustitución de petróleo (baja de 57 a 40%) por gas natural que sube 12 puntos al crecer de 15 a 27% en el mismo período (gráfico 2).

**Gráfico 2**  
Evolución de la oferta de energía primaria por fuentes de América Latina



Fuente: Elaboración propia sobre la base de OLADE, Sistema de Información Económico-Energético, versión julio 2015

<sup>7</sup> ARPEL, CIER, OLADE, CEPAL, OEA, WEC, ALADI y CAF. Informe energético sectorial de América Latina y el Caribe "Energía: Una visión sobre los retos y oportunidades en América Latina y el Caribe".

## 2. En la generación de energía eléctrica: fuerte expansión hidroeléctrica e incipiente penetración de las renovables no convencionales

Unido al patrón de desarrollo —primario exportador descrito anteriormente en la introducción de este trabajo— se observa que en la oferta de energía primaria (OTEP) la participación de las renovables que requieren en cierta forma de un desarrollo tecnológico superior como la geotermia, solar —tanto PV como concentradores— y la eólica aún son marginales. No obstante el esfuerzo que se viene haciendo en varios países, de los cuales se dan cuenta en varios trabajos del “Informe energético sectorial ...” (ver Agenda Regional de Energía, CIER, ARPEI), estas fuentes —con raras excepciones, como el Uruguay y el Brasil— aún no forman parte de los balances energéticos nacionales (cuadro 4). En cambio, la región apuntó más bien al desarrollo hidráulico dentro de un contexto y patrones de sustentabilidad que no son necesariamente los que se le exigen actualmente.

Existe consenso a nivel mundial en que la gestión del agua debe hacerse de tal forma que se consideren los intereses, interrelaciones e impactos de todos los usos y usuarios en el proceso de toma de decisiones, en lo que se conoce como la gestión integrada de los recursos hídricos (Solanes y Jouravlev, 2005). De esta forma, el desarrollo sectorial en las próximas décadas deberá considerar las nuevas realidades relacionadas con la creciente competencia por el uso múltiple del agua y los desafíos impuestos por el cambio climático, una mayor eficiencia hídrica y energética en los aprovechamientos sectoriales; y una mayor integración y coordinación de los actores involucrados en la gestión de los recursos hídricos.

Tanto en la actualidad como en el corto plazo, será de especial relevancia el desafío que enfrentan los países de la región derivado del cambio climático: “las proyecciones climáticas muestran un persistente aumento de eventos climáticos extremos con mayor énfasis en el Caribe y en el sureste de América del Sur y Centroamérica. Con un nivel de capacidad de gestión del agua relativamente débil los países más pobres de América Central, el Caribe y los Andes, enfrentan el mayor riesgo de los impactos desfavorables asociados al cambio climático”. El retiro de los glaciares y la disminución de los recursos hídricos disponibles implican una preocupación principal, especialmente para los países andinos, toda vez que la cordillera de los Andes alberga el 90% de los glaciares del mundo, los que producen el 10% del agua del planeta. Los ecosistemas alto-andinos y glaciares en su mayoría drenan hacia la extensa Amazonía. Naturalmente, la alteración de los caudales provocaría efectos considerables en los países de la región, tanto en materia de acceso a las fuentes de agua, la producción de hidroenergía y la agricultura, así como en la conservación de los ecosistemas asociados (CEPAL, 2010)<sup>8</sup>.

La hidroenergía ha comenzado a tomar preponderancia en las agendas públicas de los países de América Latina, dada la alta disponibilidad del recurso con potencial hidroeléctrico (técnica y económicamente aprovechable), y el futuro escenario de volatilidad del precio de hidrocarburos considerando, además, que la región sólo ha desarrollado alrededor del 22-25% de su capacidad hidroeléctrica (BID 2013, OLADE 2015).

La capacidad instalada y la generación de América Latina en el contexto mundial oscilan en los últimos 20 años entre el 5 y el 7%; y al tratarse de las fuentes renovables esas participaciones van del 12% a casi 21% (cuadro 5).

<sup>8</sup> Las modificaciones en los patrones del clima es un aspecto especialmente sensible considerando la estructura exportadora de la mayoría de los países de la región, que precisan del agua para alimentar sus procesos productivos. Una consecuencia evidente de este contexto, es la urgencia con que los países de la región deberían de adoptar estrategias de desarrollo económico que reconozcan explícitamente la gravedad de la creciente escasez relativa del agua, propendiendo hacia un enfoque integrado, una gobernabilidad hídrica fortalecida, con participación de todos los actores interesados, y con la suficiente capacidad institucional para prever y resolver los conflictos emergentes en este ámbito.

Dado su desarrollo histórico en la región, la hidroenergía es de lejos la más importante entre las FRE (ver cuadro 5) porque:

- representa porcentajes crecientes de la generación con respecto a la generación hidro mundial del 18% en 1990 al 22.1% en 2005 y 20,4% en 2012; y porque
- mientras la generación hidroeléctrica mundial respecto de la generación total mundial oscila entre 17-19% en esos mismos años, la de América Latina fue superior al 51% y hasta el 63%

Pero al mismo tiempo es necesario precisar que producto de las sequías y de las condiciones de hidraulicidad debidas al cambio climático, preocupa la declinación en la participación de la generación hidro respecto a la generación total de la región de 63% en 1990 a 51,3% en 2012.

**Cuadro 5**  
**Capacidad instalada y generación total y de fuentes renovables**  
**de América Latina con relación al mundo**  
*(En porcentaje)*

ALC/MUNDO	1990	2000	2005	2012
<i>Generación</i>				
Total	5,4	6,6	6,6	6,8
Renovables	17,5	20,9	20,5	17,3
<i>Capacidad Instalada</i>				
Total	5,9	6,6	6,6	6,1
Renovables	16,2	17,2	16,6	12,3
<i>Participación de la Hidroenergía respecto a la generación total</i>				
en América Latina	62,9	59,3	56,1	51,3
en el Mundo	18,9	17,9	16,8	16,9

Fuente: Elaborado a partir de Departamento de Energía de los Estados Unidos (US-DOE), "Energy Information Administration". En línea <http://www.eia.gov/beta/international>.

El Brasil lidera ampliamente la capacidad regional de generación de electricidad, con un 37%, mientras que los países de América Central exhiben la menor capacidad de generación con un 4% de participación. En la composición de la capacidad instalada de generación eléctrica la hidroelectricidad contribuye alrededor del 50%, mientras que las termoeléctricas lo hacen con un porcentaje cercano al 47%. Por su parte, la energía nuclear contribuye con un poco más del 1% y un 1% restante se clasifica como energías renovables no convencionales (cuadro 6).

El Brasil es también el país con mayor capacidad instalada hidráulica (53%), de energía nuclear (46%) y de otras energías (33%). Por su parte, México, es el país con mayor capacidad térmica instalada para la generación eléctrica (26%). La zona Andina y el Brasil concentran un 76% del potencial hidroeléctrico (38% por partes iguales), mientras que América Central y el Caribe, en conjunto, no superan el 6% de dicho potencial, el Cono Sur un 12% y México 8%.

Finalmente, el potencial hidro estimado por OLADE a fines de 2012 alcanzó los 694 GW, y el utilizado como se mostró alcanzó los 157 GW, es decir solamente un 23%. Pero para que este potencial sea sustentablemente y constituirse en un sólido soporte del desarrollo económico de la región, debe ofrecer una opción que cumpla con los requisitos demandados por estándares cada vez más exigentes en cuanto a los impactos —sociales y ambientales— que la sociedad tolera. Por ello, junto a la crítica objetiva que enfrentan hoy los "mega" proyectos, CEPAL (2004; 2013 a y 2013 b) plantea la revaloración social y ambiental para situarlos en la dimensión positiva que les corresponde en el contexto regional y mundial actual.

**Cuadro 6**  
**Capacidad instalada para generación de electricidad en 2012**  
*(MW)*

Países y subregiones <sup>a</sup>	Hidráulica	Térmica	Geotérmica	Nuclear	Otras	Total
México	11 542	38 631	887	1 365	87	52 512
América Central	5 086	6 305	552	0	517	12 460
Caribe	859	15 449	0	0	87	16 395
Zona Andina	30 521	23 716	0	0	1 143	55 381
Brasil	82 458	31 243	0	2 007	1 426	117 134
Cono Sur	26 385	34 420	0	1 018	1 042	62 865
Total	156 852	149 764	1 438	4 390	4 302	316 745

Fuente: CEPAL (2013 b) elaborado a partir del Sistema de OLADE (2012).

<sup>a</sup> Las subregiones del SIEE de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) corresponden a América Central: Costa Rica, El Salvador, Honduras, Guatemala, Nicaragua y Panamá. El Caribe: Cuba, Haití, Rep. Dominicana, Barbados, Suriname, Guyana, Jamaica, Granada y T y Tobago. Región Andina: Est. Plur. de Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y la Rep. Bol. de Venezuela. Cono Sur: Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay. En el caso de El Caribe, si bien Belice formalizó su incorporación a la OLADE en 2010, no se considera a este país en las cifras proporcionadas en este trabajo.

Así, desde la perspectiva de las autoridades nacionales que formulan políticas, de las empresas eléctricas y de desarrolladores de iniciativas de inversión de los proyectos basados en la hidroelectricidad, esta revaloración debe anclarse en los principios expresados por la Comisión Mundial de Represas (WCD, 2011), que representan valores fundamentales de los derechos humanos y la sustentabilidad<sup>9</sup>.

En este sentido, el cumplimiento de las siguientes premisas puede contribuir a mejorar significativamente el desarrollo de infraestructura de generación de hidroeléctrica (Recuadro 1).

#### Recuadro 1

##### Revaloración social y ambiental de la hidroenergía

- Evaluación ambiental integral de los proyectos hidroeléctricos. Más allá de lo que pueden significar en términos de reducciones de las emisiones de gases de efecto de invernadero, los proyectos hidroeléctricos tienen que ser evaluados también en términos de su contribución indirecta al cuidado de los bosques, no sólo por la forma en que se construyen, sino también por su apoyo al sustento de las comunidades aledañas.
- Establecer un código de conducta con las comunidades. Es urgente y necesario establecer de forma explícita un conjunto de reglas aceptadas universalmente y supervisadas nacional e internacionalmente que comprometa a los desarrolladores a un nuevo enfoque en su relación con las comunidades afectadas por los proyectos hidroeléctricos.
- Establecer pagos por servicios ambientales. Una forma de apoyar a las comunidades es que —como ya ocurre en Costa Rica, México, Colombia y Brasil, se establezcan pagos a los desarrolladores por los servicios ambientales de los bosques que sean canalizados como incentivos a quienes viven en esas zonas.
- Modificar los plazos de los contratos de compra de energía. Una forma de reconocer el valor de los proyectos hidráulicos es modificando la regulación para ampliar los plazos permitidos en los contratos de compra y venta de electricidad a partir de este tipo de plantas de manera que se obtengan mejores condiciones de financiamiento.

<sup>9</sup> Estos principios incluyen: la realización de evaluaciones de opciones integrales; el respeto de los derechos de las comunidades afectadas mediante la negociación de acuerdos legalmente vinculantes; asegurar el consentimiento libre, previo e informado de los pueblos indígenas; la garantía de que las comunidades afectadas sean las primeras en beneficiarse; la solución de los problemas provocados por proyectos ya existentes antes de construir nuevos; el suministro de caudales ambientales que aseguren el mantenimiento de los ecosistemas aguas abajo y de los medios de subsistencia; y la exigencia de planes de cumplimiento fundados y ejecutables (ver CEPAL 2013 b).

## Recuadro 1 (conclusión)

- Establecer mecanismos que permitan reconocer la sinergia entre los proyectos eólicos y los hidráulicos. En la actualidad, las reglas establecidas en los mercados eléctricos están diseñadas para plantas individuales y no para ofertas integrales de energía y capacidad. Dada la sinergia entre los proyectos eólicos y los hidráulicos, es recomendable revisar estas reglas y, en su caso, modificarlas para reconocer esta sinergia y hacer más rentables —y con costos más competitivos— a dichos proyectos.
- Visión integral de las cuencas. Los múltiples usos y efectos del agua están generalmente integrados en las cuencas en las que ésta se capta y fluye hacia el mar. Por lo tanto, es necesario considerar los sistemas hidráulicos precisamente como cuencas en las que se tienen que optimizar los beneficios y minimizar los efectos negativos de las variaciones temporales y territoriales de los flujos de agua. Esto requiere establecer sistemas de medición, monitoreo y decisiones y un importante esfuerzo de coordinación interinstitucional entre organismos gubernamentales centrales y gobiernos regionales.
- Cubrir pasivos sociales y resolver conflictos existentes. Es necesario, por un lado, terminar de cubrir los pasivos con las comunidades resultantes de la construcción de presas y, por otro lado, desenredar y resolver los conflictos más importantes relacionados con la construcción de plantas hidroeléctricas, cuando menos las de aquellas que tienen características aceptables en esta nueva visión.
- Difusión pública y transparencia en la información. Para lograr una revaloración social de este tipo de proyectos, es necesario integrar como elemento de la iniciativa una intensa labor de relaciones públicas para ponerlos en la dimensión positiva que les corresponde en los tiempos actuales.

A esto se agrega que, para propender a la gobernabilidad de los recursos naturales, entre ellos la hidroenergía, es necesaria una justa redistribución de la renta de su explotación entre todos los actores involucrados, contemplando una adecuada asignación a las poblaciones que habitan el territorio donde se emplazan estos aprovechamientos.

Fuente: Extractado de CEPAL (2011). Fuentes Renovables de energía en A. Latina y el Caribe: situación y propuestas de políticas.

## D. Los estudios de caso de Brasil, Chile y Uruguay: síntesis analítica

A partir de los estudios de caso de Uruguay, Chile y Brasil compilados en este documento, y considerando un conjunto de dimensiones analíticas relevantes, es posible sistematizar patrones estructurales y funcionales de las tres experiencias y rescatar lecciones a ser tenidas en cuenta para la definición de políticas energéticas en otros países de la región.

### 1. El contexto económico, los objetivos de política energética y metas para las RENC

Los diferentes contextos económicos y energéticos que impulsaron a las RENC en los tres países obedecieron a objetivos de políticas bien distintos: más sustentabilidad y autarquía del abastecimiento interno en Chile y en el Uruguay que en el Brasil, país dotado en cantidad suficiente con todos los recursos energéticos convencionales pero también con RENC.

Pero si los objetivos difieren, también son distintas las bases u orígenes en que se fundamentaron los pilares para la penetración de las RENC así como sus políticas e instrumentos para viabilizarlas con mayor prontitud.

#### a) Uruguay: una política de Estado para el desarrollo de las RENC

Las pautas para la expansión de la generación eléctrica comenzaron a dar un importante vuelco a partir de las dificultades en asegurar el suministro de gas natural, sumadas a la caída de los contratos de respaldo eléctrico (360 MW), el agotamiento de los recursos hidroeléctricos y a la escalada de los precios internacionales del petróleo (que se empezó a constatar a partir del 2004). Con el ingreso de una nueva administración en el 2005, se comenzó a implementar una política basada en el fortalecimiento de la seguridad del abastecimiento eléctrico a partir de incremento de la oferta

nacional de energía eléctrica (sin por ello renunciar a los beneficios que pueden aportar los intercambios energéticos transfronterizos), apostando a una diversificación de fuentes y proveedores, y con un mayor énfasis en la utilización de recursos autóctonos y renovables. A su vez, en el plano institucional, se buscó la consolidación del rol director del Estado en la elaboración de políticas energéticas, contando para su implementación con la presencia activa y destacada de las empresas públicas del sector UTE y ANCAP, y la participación de agentes privados en un entorno regulado.

Desde un principio se tuvo claro que se iba a transitar un proceso de aprendizaje, que implicaba la implementación de un desarrollo gradual que permitiese extraer enseñanzas de errores propios y ajenos, sin poner en riesgo el normal funcionamiento del sistema y sin mayores sobrecostos. En ese espíritu es que en un principio los cupos de potencia que se licitaron estuvieron bastante acotados<sup>10</sup>, ampliándose posteriormente, a medida que se fueron saltando etapas en el marco del mencionado proceso de aprendizaje.

En el marco de este proceso se han llevado adelante un conjunto de acciones específicas orientadas a la concreción de las distintas líneas de acción que involucraron el diseño e implementación de una serie de instrumentos de políticas públicas enfocados a promover la incorporación de ERNC.

Un hito relevante en la formalización de este proceso, fue la presentación a fines del 2008 por parte del Ministerio de Industria, Energía y Minería (y con una activa participación de UTE y ANCAP), de una propuesta de Política Energética, la que fue aprobada en el ámbito del Consejo de Ministros. Dicho documento contribuyó a la articulación y sistematización de las acciones que se venían llevando a cabo, a la vez que presentaba una visión global con una mirada de largo plazo, con definiciones a nivel de lineamientos estratégicos, metas a corto, mediano y largo plazo así como las líneas de acción para el cumplimiento de las metas fijadas.

Finalmente, en febrero del 2010 los aspectos centrales de la política energética fueron consensuados entre todos los partidos políticos con representación parlamentaria a través de un documento de acuerdo elaborado en el seno de la Comisión Multipartidaria de Energía. Dicha Comisión tenía como objetivo constituir las bases para una Política de Estado que trascendiera las distintas administraciones de Gobierno, mediante el establecimiento de una planificación a largo plazo, fortaleciendo todas las acciones que de ella se derivan y potenciándola como un instrumento de desarrollo e integración. El objetivo explícito en la Política Energética fue el de:

“[...] la satisfacción de todas las necesidades energéticas nacionales, a costos que resulten adecuados para todos los sectores sociales y que aporten competitividad al país, promoviendo hábitos saludables de consumo energético, procurando la independencia energética del país en un marco de integración regional, mediante políticas sustentables tanto desde el punto de vista económico como medioambiental, utilizando la política energética como un instrumento para desarrollar capacidades productivas y promover la integración social.”

Para alcanzar este objetivo se definieron cuatro ejes estratégicos: Institucional, Oferta, Demanda y el Social. En el eje de la Oferta se estableció: “...la diversificación de la matriz energética, reduciendo costos y la dependencia del petróleo, promoviendo la integración vertical de Ancap y fomentando la participación de fuentes energéticas autóctonas y, en particular, renovables. Se propone asimismo propender a la generación energética en el hogar, mediante el calentamiento de agua por energía solar y generación micro eólica, entre otros.”

<sup>10</sup> La inquietud en este sentido era la de poder cumplir con todos los objetivos en forma adecuada, con particular atención al hecho que la restricción de tamaño no incidiera en forma significativa en la ganancia de economías de escala de las diferentes tecnologías y que el tamaño máximo permitido de las centrales, permitiese que en cada cupo pudiesen ser adjudicados varios oferentes.

### *Las Metas en materia de ERNC<sup>11</sup>*

En lo referente específicamente a energías renovables no convencionales, destacan el establecimiento de las siguientes metas y líneas a impulsar:

- 2015 – 50% de la matriz de energía primaria total proveniente de fuentes autóctonas renovables; 15% de la generación eléctrica deberá provenir de fuentes eólicas, residuos de biomasa y micro generación hidráulica; 30% de los residuos agroindustriales y urbanos del país deberán ser utilizados en la generación de diversas formas de energía.
- 2020 – se plantea alcanzar el nivel óptimo de uso de energías renovables, en particular energía eólica, biomasa, solar térmica y biocombustibles. Equilibrio en el uso de residuos para generar energía.
- 2030 – la meta es haber alcanzado la madurez y el liderazgo en el uso de determinadas fuentes y en el desarrollo de determinadas tecnologías y procesos.

Sin lugar a dudas que el hecho que la política energética se haya convertido en política de Estado, en la medida que generó un marco de estabilidad y continuidad, coadyuvó a la creación de condiciones propicias para el desarrollo de las ERNC. Por otra parte, la presencia de UTE fue de fundamental importancia en el desarrollo del proceso. Sin el soporte de la empresa pública del sector eléctrico (especialmente en lo referente a su *background* técnico y sus espaldas financieras) la implementación de la política energética en materia de ERNC hubiera encontrado muy series dificultades para su concreción.

#### **b) Brasil: estrategia tecnológica para el desarrollo de sus vastos recursos naturales**

El Brasil es el país de América del Sur con la mayor biodiversidad y constituye una potencia en el uso de las energías renovables, el 45% de la energía utilizada proviene de fuentes renovables, principalmente hidro, el etanol para el transporte y el uso del carbón vegetal en la siderurgia.

Todos estos factores sitúan al Brasil en una posición privilegiada en cuanto a la disposición de recursos, pero su gestión no resulta fácil bajo la presión del desarrollo económico. Si por un lado se ha logrado reducir radicalmente en los últimos años la deforestación de la selva amazónica y potenciado las renovables, del otro, el país no duda en impulsar para desarrollarse masivos proyectos de infraestructura, que incluyen hidroeléctricas y carreteras en la Amazonia, por ejemplo.

El Brasil, desde hace varias décadas, comenzó la construcción de grandes presas que en la actualidad se complementan con ERNC, fundamentalmente eólica, biomasa PCH y solar fotovoltaica.

Desde principios de los noventa, se han llevado a cabo diferentes programas para la penetración de los ERNC, cuyos objetivos, alcance y metas se resumen en:

##### *i) Programa de Desarrollo Energético de Estados y Municipios (Prodeem)*

Instituido por decreto presidencial el 27 de diciembre de 1994 se proponía llevar la energía eléctrica a las poblaciones no abastecidas por la red eléctrica convencional, a través del uso de energías renovables, tales como la solar fotovoltaica, eólica, PCH y biomasa. Sus objetivos:

- instalar micro sistemas de generación eléctrica de producción y uso en comunidades aisladas;
- incentivar el aprovechamiento de las fuentes de energía descentralizadas para suministro de energía a pequeños productores, núcleos de colonización y poblaciones aisladas;

<sup>11</sup> Ver Informe Medio Ambiente y Energía en Uruguay. MVOTMA-DNE. 2014.

- complementar la oferta de energía de los sistemas convencionales a través del uso de fuentes de energía renovables descentralizadas; y
- apoyar la capacitación de recursos humanos y el desarrollo tecnológico e industrial nacional, imprescindibles para la implementación y continuidad operativa de los sistemas que serían implementados.

La meta inicial era beneficiar a 400 personas por cada proyecto implementado<sup>12</sup>. El Programa fue implementado en seis etapas, con inicio en junio de 1996 y finalización en diciembre de 2001. En las dos primeras etapas se instalaron 1.189 sistemas de generación de electricidad para hogares, bombeo de agua e iluminación pública, con una capacidad total de 597 kWp. En la última etapa se instalaron 3.000 sistemas de generación de electricidad para hogares, sumando 2160 kWp. A lo largo de este período se instaló un total de 5.112 kWp.

Aunque su concepción original previera todos los tipos de fuentes renovables alternativas, el programa priorizó la instalación de sistemas fotovoltaicos. El Prodeem enfrentó diversos problemas durante su implementación y puesta en marcha. Una auditoría realizada en 2002 constató fallas en su concepción y ejecución, entre ellas, falta de control patrimonial, baja integración con otros programas públicos, poco compromiso de las comunidades beneficiadas y escasa participación de la tecnología e industria nacional.

Para mejorar su actuación y estimular la articulación de sus acciones con otros programas gubernamentales con intereses comunes, el Prodeem sufrió diversas reestructuraciones<sup>13</sup>. El Ministerio de Minas y Energía (MME), implementó en 2003 el Prodeem Revitalización y Capacitación (PRC), con el objetivo de recuperar los sistemas instalados y capacitar a las poblaciones involucradas para operar, mantener y brindar asistencia técnica, entre otros objetivos. Poco después, los objetivos del Prodeem fueron incorporados al Programa Luz Para Todos en 2005. Una vez incorporados al Programa Luz Para Todos, los sistemas fotovoltaicos del Prodeem, ya revitalizados, fueron transferidos a las distribuidoras de electricidad, que pasaron a ser las encargadas de atender a las comunidades de sus zonas de concesión y, por lo tanto, las responsables del mantenimiento y operación de los módulos fotovoltaicos. Se destaca que la distribuidora es quien decide qué tipo de fuente de energía es la más adecuada en cada comunidad. Sólo las comunidades en las que el costo de conexión a la red eléctrica es más alto que el uso de sistemas aislados están siendo electrificadas con energía fotovoltaica, mediante los sistemas fotovoltaicos del Prodeem.

#### ii) Programa de Emergencia de Energía Eólica - Proeólica

En 2001 el sector eléctrico brasileño sufrió una gran crisis, con riesgo de no poder atender al mercado consumidor, debido a una suma de factores, entre ellos, pocas lluvias, escasa planificación y ausencia de inversiones en generación y distribución de energía, lo que obligó a la racionalización de la energía eléctrica. Entre 2000 y 2001, el gobierno federal fue sorprendido por la necesidad urgente de recortar en un 20% el consumo de electricidad en casi todo el país con excepción de la región sur. Estipuló beneficios para los consumidores que cumplieran la meta y multas para aquellos que no lograran reducir su consumo de electricidad. El racionamiento fue suspendido el 19 de febrero de 2002.

A fin de combatir la crisis, en mayo de 2001, fue creada la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía Eléctrica (GCE) con el objetivo de proponer e implementar medidas de emergencia derivadas de la crítica situación hidrológica para compatibilizar la demanda y la oferta de energía eléctrica, de forma de evitar cortes imprevistos en el suministro de energía eléctrica. Durante el funcionamiento de

<sup>12</sup> De esa forma, en 1996 se implementarían 300 proyectos que beneficiarían a 120.000 personas con una inversión aproximada de US\$ 2,6 millones. En 1999 se implementarían 5.000 proyectos que beneficiarían a 2.000.000 de personas con una inversión aproximada de US\$ 25,5 millones. En el período 1996-1999 se implementarían 9.300 proyectos que beneficiarían a 3.720.000 de personas con una inversión aproximada de US\$ 56 millones.

<sup>13</sup> El Programa no contemplaba una definición sobre el mantenimiento de los sistemas instalados y, como resultado, gran parte de ellos (como mínimo, el 36%) se encontró fuera de funcionamiento.

la CGE, se intentó incentivar la contratación de emprendimientos de generación de energía eólica en el país, a través de la creación, por medio de la Resolución 24, del 5 de julio de 2001, del Programa de Emergencia de Energía Eólica (Proeólica), cuyo objetivo era impulsar un modelo alternativo para el desarrollo económico, social y ambiental basado en dicha fuente energética. Uno de los motivos que llevó a la creación de este Programa fue la complementariedad de los vientos con el ciclo del agua. El programa se proponía instalar 1.050 MW de capacidad antes de diciembre de 2003 y que estuviese integrada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN).

La empresa Eletrobras, directamente o por intermedio de sus subcontratistas, debería contratar, por un plazo mínimo de quince años, la compra de energía producida por estos emprendimientos de generación de energía eólica (hasta 1.050 MW). El valor de compra de esa energía sería equivalente al valor de transferencia a las tarifas, relativo a la fuente eólica, que sería establecido de acuerdo con la reglamentación de la ANEEL. Este programa no obtuvo resultados, posiblemente debido a los riesgos financieros y regulatorios existentes en aquel momento, y fue reemplazado por el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica, Proinfa, que se presenta a continuación.

iii) *Programa de Desarrollo y Comercialización de Energía Eléctrica de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCH-COM*

Como se explicitó anteriormente, el Brasil cuenta con un significativo potencial hidroeléctrico aún no explotado. Dentro de este potencial, se destacan las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), emprendimientos muchas veces atractivos pues presentan menor impacto ambiental, demandan un volumen menor de inversión, tienen un plazo de maduración más corto y cuentan con incentivos legales, tales como:

- Concesión para el emprendimiento sin necesidad de licitación;
- Franquicia tributaria para la compensación financiera a Estados y Municipios;
- Posibilidad de vender inmediatamente la energía eléctrica producida a los consumidores con carga mayor o igual a 500 kW;
- Exención de pago por el uso de las redes de transmisión y distribución para las PCHs que entraron en funcionamiento antes de 2003 y reducción de al menos el 50% de este costo para las que comenzaron a funcionar después de esta fecha.

Eletrobras, en asociación con el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), implantó en 2001 el "Programa de Desarrollo y Comercialización de Energía de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - PCH-COM", destinado a incentivar la producción de energía por medio de la participación de la iniciativa privada en la implementación y revitalización de PCHs conectadas al SIN, en búsqueda de soluciones para incrementar la generación de energía eléctrica en el país.

Por medio de esta asociación, el BNDES ofrecía financiación para la construcción de las PCHs y Eletrobras garantizaba la compra (y comercialización) de la energía de las plantas a través de contratos de largo plazo, para asegurar el acceso de emprendedores a la financiación del BNDES. Las condiciones financieras del préstamo del BNDES son: nivel de participación de hasta el 80% de los ítems financiables (de acuerdo con las políticas operativas en vigencia); tasa de interés (TJLP) con spread básico del 2,5% y un spread de riesgo de entre 0,5% y 2,5% para las operaciones directas con el BNDES (este *spread* debe ser negociado con los agentes financieros –bancos– en el caso de operaciones indirectas). El spread básico puede disminuir al 1% si es un proyecto para zonas subsidiadas por los programas de desarrollo regional. El préstamo posee un período de carencia de hasta seis meses a partir de la puesta en marcha de la planta y amortización de hasta diez años a partir del término del período de carencia.

Diversos factores dificultaron la implementación de este programa: la obtención de las licencias ambientales; los riesgos regulatorios; los proyectos incompletos o fuera del estándar exigido y los precios de compra no atractivos.

#### *iv) Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica – Proinfa*

El Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa) fue establecido con el objetivo de aumentar la participación de las ERNC en la producción de energía eléctrica, privilegiando a los emprendedores que no tuvieran vínculos societarios con concesionarias de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, además de proponerse aumentar la participación de agentes en el sector eléctrico. El generador habilitado en el ámbito del Proinfa debía estar encuadrado en la modalidad de Productor Independiente de Energía Eléctrica (PIE).

Entre abril de 2002 y enero de 2011, con el objetivo específico de aumentar la participación de la energía eléctrica producida a partir de fuentes eólicas, biomasa y PCH en el Sistema Interconectado Nacional, el Proinfa se propuso desarrollar las siguientes estrategias:

- diversificar la matriz energética brasileña y aumentar la garantía de suministro interno;
- crear empleos y capacitar mano de obra;
- reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEE, por su sigla en portugués).

El Proinfa fue dividido en dos etapas: la primera tuvo como objetivo la implementación de 3.300 MW de capacidad, mediante la compra de la energía asegurada por medio de contratos celebrados por la empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), dentro de un plazo de veinte años, a partir de la fecha de entrada en funcionamiento establecida en el contrato. Esta capacidad fue dividida entre tres tecnologías: eólica, biomasa y PCH, hasta fines de 2006.

En la primera etapa se realizaron dos licitaciones públicas, la primera en octubre de 2004 y la segunda en diciembre de 2004. Al finalizar la primera licitación pública se contrataron 2.527,46 MW de las tres fuentes, repartidos de la siguiente manera: 1.100 MW eólica, 1.100 MW PCH y 327,46 MW biomasa.

Como la meta prevista para la fuente eólica y de PCH fue alcanzada en la primera licitación, la segunda licitación se propuso cubrir el potencial restante con biomasa, pero esto no se concretó. De esa forma, en la segunda licitación se contrataron 1.422,92 MW de eólica, 1.101,24 MW de PCH y sólo 685,24 MW de biomasa, de modo que no fue posible alcanzar la meta de 1.100 MW de biomasa al finalizar la segunda licitación. Como consecuencia de ello, el potencial faltante de 414,76 MW fue cubierto por la fuente eólica y PCH.

#### **c) Chile: la búsqueda de un abastecimiento menos dependiente del exterior y más diversificado de su oferta interna**

El sector eléctrico chileno fue uno de los primeros de la región y en el mundo en establecer condiciones de competencia en la generación y comercialización de energía eléctrica, manteniendo los segmentos de transmisión y distribución bajo un esquema de regulación económica. El proceso de reformas que se inició en los ochenta reposó en la inversión privada en los activos de generación, transmisión y distribución, y llevaron a una expansión relevante en la capacidad los sistemas eléctricos. Sin embargo, el marco regulatorio del sector evidenció importantes debilidades las que se han hecho patentes cuando deben enfrentarse situaciones coyunturales, tales como la severa sequía que llevó al país a racionamientos de suministro eléctrico a fines de la década de los noventa, las imprevistas restricciones en el suministro de gas natural argentino desde el año 2004 y la menor hidrología que afectó a Chile en años recientes (Ministerio de Energía, 2012).

Por esas razones Chile sufrió una transición en la generación hacia centrales principalmente operadas sobre la base de carbón y diesel oil. Ésta fue la respuesta del sector a la compleja situación energética que se presentó en la última década, pero no respondió a una planificación o estrategia de largo plazo. En la misma línea, la dependencia temporal de la matriz a determinados países de suministro, en particular al gas argentino, también llevó a que la planificación y el desarrollo de la infraestructura de transmisión de energía eléctrica no considerasen lineamientos de largo plazo y la expansión de otras fuentes de generación

Se llega así después de 30 años de crecimiento no planificado sin orientación de largo plazo a la evidente fragilidad del sistema eléctrico. Este proceso estuvo, además, acompañado de un cuestionamiento creciente de la comunidad nacional sobre la configuración del sistema eléctrico. La progresiva conflictividad asociada a proyectos eléctricos trajo aparejado un aumento en los plazos de ejecución de las inversiones del sector, produciéndose un atraso en la entrada en operación de importantes proyectos de la infraestructura eléctrica, con los consecuentes riesgos desde la perspectiva de la seguridad del abastecimiento. Por ello se hace imperativo fijar objetivos que respondan a los diversos desafíos del mediano y largo plazo, sin descuidar los retos que plantea la contingencia, los que deben enfrentarse oportunamente.

El objetivo de las políticas de ERNC, va de la mano con perfeccionar la gestión ambiental del sector, mejorar las decisiones de localización de los proyectos, proteger nuestro patrimonio ambiental, generar debates informados y brindar una mayor certeza jurídica a los procesos de aprobación. En otro orden de ideas, pero también con el fin de fortalecer el sistema eléctrico, en una mirada de largo plazo del sector, es fundamental revisar continuamente el diseño y funcionamiento de la institucionalidad vigente. La complejidad de los sistemas eléctricos, la necesidad creciente de incorporar variables de competencia, transparencia, mayor seguridad y confiabilidad, y para impulsar el desarrollo de energías limpias y eficientes, requieren la revisión de la estructura, funciones y rol de diversos organismos relevantes del sector (Ministerio de Energía, 2012).

En 2014, el objetivo era incorporar al menos 1.000 MW, con una cartera diversificada de proyectos eólicos, fotovoltaicos, de biomasa y de pequeñas centrales hidroeléctricas, alcanzando hacia finales del año un 10% de la capacidad instalada. Además, han sido una fuente de diversificación de los actores que participan en el mercado eléctrico: cerca del 90% de los proyectos ERNC materializados desde 2007 corresponden a empresas no tradicionales en el sector.

La Agenda Energética que impulsa la administración del actual gobierno (Ministerio de Energía, 2014) establece que la madurez que está alcanzando el sector de las ERNC en el país permita dar cumplimiento a lo establecido en la Ley 20/25. No obstante, las barreras que afectan la materialización de nuevos proyectos de generación sean térmicos convencionales o hidroeléctricos de gran porte también afectan a la expansión de las ERNC. Las acciones contempladas en dicha Agenda relacionadas con la expansión de los sistemas de transmisión, con la mejora de la competencia, con la flexibilidad de la operación de los sistemas eléctricos y con la tramitación de permisos, entre otras, serán claves para aprovechar de manera social y económicamente eficiente el gran potencial ERNC con que el país cuenta.

Por su parte, la generación de energía orientada al autoconsumo es cada vez más viable en Chile. Considerando además que un eje transversal del programa de gobierno es enfrentar la inequidad, los instrumentos orientados al desarrollo de las ERNC para autoconsumo serán un foco de atención preferente de esta Agenda. Al mismo tiempo, las ERNC representan una oportunidad para promover el acceso a una energía limpia y eficiente en las zonas extremas y aisladas. Hasta hoy persisten numerosas localidades en zonas extremas y aisladas, sin conexión a una red eléctrica, y cuyo suministro eléctrico depende críticamente de generadores a diésel, debiendo asumir un alto costo de la energía. El desarrollo de los recursos energéticos propios basados en ERNC introducción de mejores tecnologías reduciendo su dependencia al combustible diésel en esas zonas extremas y aisladas.

Las metas en diferentes programas:

- El objetivo en las políticas de 2014 para las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) del país es alcanzar un 45% de la capacidad de generación eléctrica que se instalará en el país entre los años 2014 a 2025, cumpliendo de esta manera la meta de un 20% de inyección de ERNC en nuestro sistema eléctrico para el año 2025.
- A partir del año 2010, el sistema eléctrico debe cumplir con una cuota de inyección de ERNC en sus sistemas eléctricos. Esta participación fue incrementada en el año 2013 por la Ley 20.698, que exige que, en el año 2025, un 20% de inyecciones provengan de medios ERNC para los contratos afectos a la ley.

- En las licitaciones de 2014 la Comisión Nacional de Energía pretende licitar el suministro de 1000 GWh en 2016 y 2017; 6.000 GWh en 2018 y 5000 GWh en 2019.

## 2. Los marcos regulatorios, incentivos económicos sectoriales y extrasectoriales

### a) Uruguay

La Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico 16832, del año 1997, que declara a la generación como una actividad de libre iniciativa por parte de cualquier sujeto público o privado<sup>14</sup>, modificando lo establecido en la Ley Nacional de Electricidad de 1977 (nº 14.694)<sup>15</sup>, es el marco para la reglamentación del sector eléctrico. A partir de la entrada en vigor de la citada Ley de Marco Regulatorio, surge la necesidad de contar con un mercado de la energía eléctrica, así como organismos de administración y contralor pertinentes, adecuando el sector a esta nueva realidad. La Ley proporciona el marco general para cubrir dicha necesidad y crea la UREE (Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica), el MMEE (Mercado Mayorista de Energía Eléctrica) y la ADME (Administración del Mercado Eléctrico). A ello le siguió un proceso de reglamentación implementado en varias etapas: una primera en el año 1999 a través del Decreto 22/999, el que fuera posteriormente derogado en 2002, año en el cual se aprueban por decreto una serie de reglamentos para la conformación del mercado y su funcionamiento en las nuevas condiciones:

- Decreto 276/002: Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional (quien en su texto deroga el Decreto 22/999, y con sus modificaciones del Decreto 567/009).
- Decreto 277/002: Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.
- Decreto 278/002: Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica (con sus modificaciones de los Decretos 44/007 y 76/006).
- Decreto 360/002: Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (con sus modificaciones por parte del Decreto 299/003 y reglamentaciones del decreto 72/010).

Esta serie de leyes, decretos y reglamentos son los que proporcionan el marco correspondiente para la incorporación de nuevos agentes generadores en el Sistema Interconectado Nacional, entre ellos aquellos que utilizan como fuentes a las ERNC.

Entre los aspectos más relevantes se pueden mencionar los referidos a la configuración de un mercado *spot* de energía eléctrica (constituido por aquellas transferencias que se producen como resultado de la optimización de la operación del mercado mayorista de energía eléctrica); el establecimiento de la necesidad de contar con la autorización del Poder Ejecutivo para el ejercicio de cualquiera de las actividades del sector (incluso se proponen los datos y requisitos a cumplir para solicitar la autorización al MIEM, además de los plazos establecidos para la expedición del Ministerio a la solicitud); la enumeración de las pautas de funcionamiento y cometidos de ADME y el DNC (particularmente aquellos vinculados con la operación integrada y el despacho económico del SIN); la explicitación del régimen de precios y en particular la enumeración de aquellos que están sujetos a regulación; el establecimiento de las competencias orgánicas del Poder Ejecutivo en la formulación y control de políticas de energía eléctrica (determinando metas y prioridades en ese aspecto). También se definen los requisitos que deben cumplirse para que un agente participe del mercado como autoproducer firme o no firme, y asimismo se define el término de “central de despacho libre”

<sup>14</sup> La trasmisión y distribución permanecieron como servicios de carácter público (de acuerdo a la ley nacional de electricidad Nº14.694) y UTE con el cometido de llevarlas a cabo.

<sup>15</sup> Si bien esta última contemplaba la posibilidad de otorgar el servicio en régimen de concesión por parte de otras empresas eléctricas, mediante resolución expresa del Poder Ejecutivo, sujeta previamente a la opinión de UTE.

(central con capacidad instalada menor o igual a 5 MW), así como las obligaciones y características del despacho de aquellos generadores que adhieran a esta modalidad.

Como estrategia para fomentar la incorporación de energías ERNC en la matriz de generación eléctrica, se han desarrollado una serie de instrumentos de política destinados a facilitar la incorporación gradual dichas fuentes.

#### *Decreto 267/005 (2005)*

Mediante el Decreto 267/005, con su posterior corrección y derogación a través del 389/005, el Poder Ejecutivo autoriza a UTE la realización de contratos de compraventa de energía eléctrica a diez años, a precios prefijados<sup>16</sup>, de hasta 50 MW, a centrales de no más de 5 MW instalados. Ningún emprendimiento se encuentra actualmente generando en el marco de dicho decreto.

#### *Decreto 77/006 (Biomasa, Eólica y PCH) (2006)*

En el año 2006, el Decreto 77/006 procuró la dinamización de la incorporación de fuentes de generación a partir de ERNC. El mismo habilita a UTE la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica de hasta 20 años, producida a partir de la fuente eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas. Se establecía un cupo máximo a contratar de 60 MW, distribuidos en 20 MW por cada fuente promovida, pero con posibilidad de ampliar en caso que alguna no completase su cupo. Se fijó la capacidad instalada máxima de las centrales en 10 MW<sup>17</sup>, y los precios (en tanto se mantuviesen en el entorno de valores de referencia y conveniencia) serían los resultantes de un procedimiento competitivo. Como resultado de estos llamados resultaron finalmente adjudicados por UTE un total de 12 proyectos (eólica y biomasa), que sumaron una potencia instalada de 93.3 MW de los cuales 67.8 MW contratados con la empresa eléctrica. El remanente se destinaba fundamentalmente a autoconsumo de las plantas y una muy pequeña proporción se volcaría finalmente al mercado *SPOT*. A la fecha en el marco de esos llamados se encuentran operativos 83,5 MW.

Un aspecto importante y que ya fue mencionado, está relacionado con el hecho que los precios presentados por los oferentes, además de competir por un cupo en su respectivo nicho tecnológico, debían mantenerse en un “entorno de valores de referencia y conveniencia”. Es decir, si bien se buscaba promover el desarrollo de las ERNC, esto no debía darse a cualquier costo. Otro aspecto a subrayar, es que en línea con la política de fomentar el desarrollo de las ERNC concomitantemente con el desarrollo tecnológico nacional, industrial y de servicios nacionales asociados, la fórmula que se utilizó a los efectos del índice de comparación de ofertas otorgaba mejores condiciones para competir a aquellas ofertas que presentaban un mayor porcentaje de participación de componentes de la industria nacional. Se debe tener presente que estos instrumentos de política pueden ser beneficiosos para el desarrollo productivo local pero pueden implicar sobrecostos si las capacidades locales no presentan la escala o eficiencia requeridas. Por otro lado es importante analizar el peso de las distintas componentes de los proyectos. Por ejemplo las consideraciones de externalidades positivas asociadas a la inversión inicial en los proyectos de ERNC resultan muy relevantes para la energía eólica la cual no tiene una cadena de suministro posterior asociada, pero tienen menor importancia para plantas que operan con biomasa, en las cuales la cadena de suministro durante la vida útil del proyecto resulta de mayor magnitud que la inversión inicial.

A modo de ejemplo se puede mencionar que los proyectos de biomasa adjudicados en el marco de estas licitaciones presentaron más de un 50% de sus componentes provenientes de la industria nacional. Los precios alcanzados en el marco de los procesos competitivos descritos variaron en un rango muy amplio, con valores de biomasa concentrados en el entorno de los 80 US\$/MWh

<sup>16</sup> Los precios máximos fueron fijados en 52 USD/MWh hasta el 31 de diciembre de 2007 y 30 USD/MWh desde el 1° de enero de 2008 hasta la finalización del contrato.

<sup>17</sup> En el resultando del Decreto, entre otras razones, se argumenta la conveniencia para esta etapa de favorecer la multiplicidad de actores por razones de desarrollo social, tecnológico y territorial.

(máximo 89,8 U\$S/MWh) y los de eólica en valores próximos a los 90 U\$S/MWh. En cuanto a los plazos de los contratos estos varían en un rango de 12 a 20 años.

Un incentivo extra incorporado en los llamados, radicó en otorgar la tenencia de los Certificados de Reducción de Emisiones (en el marco del MDL) que pudieran obtenerse, a los desarrolladores de los proyectos. A la fecha se encuentran aprobados 30 proyectos MDL a nivel nacional de los cuales 26 proyectos corresponden a ERNC (Fuente: División Cambio Climático – DINAMA).

*Decretos 403/009 y 367/010 (Eólica y Biomasa) (2009-2010)*

Mediante el Decreto 403/009 el P.E. autoriza a UTE la realización de procedimientos competitivos para la contratación de 300 MW eólicos, y reglamenta la primera etapa (por un total de hasta 150 MW). Por su parte su parte UTE en febrero de 2010 lanzó los pliegos de la convocatoria de compra de energía por un total de hasta 150 MW eólicos (K39607). A los efectos de la aplicación del índice de comparación de ofertas, este llamado puso especial énfasis en la consideración en los aspectos vinculados a la integración de componente nacional y plazos de entrada en servicio. Esto se fundó en el ya mencionado interés de las autoridades nacionales para que la promoción de las ERNC viniese asociado a un desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales, y a que la coyuntura energética imponía la necesidad de incorporar potencia al sistema a corto plazo.

En lo que refiere a la participación de la industria nacional, en la medida que se entendió que los mayores tamaños de los parques y el establecimiento de metas de mediano y largo plazo, podían generar mejores condiciones para el desarrollo conjunto de proveedores de servicios, equipamientos y tecnologías locales, se procedió a exigir un mínimo de 20% de componente nacional. Adicionalmente, se contempló una mejora en los precios comparativos al momento de adjudicar las ofertas para todos aquellos proyectos que incluyeran un componente nacional mayor al 20%, como forma de incentivar una mayor participación de la industria local en las diferentes componentes de los proyectos (torres, álabes, obra civil, ingeniería, etc.). Respecto de este punto cabe señalar que en la fase de construcción de los proyectos, algunos inversores han manifestado sus dificultades para alcanzar los porcentajes comprometidos.

En julio de 2010 se abrieron las propuestas totalizando una potencia total de aproximadamente 950 MW.

Sobre finales de 2010 se realizó una nueva convocatoria exclusivamente para generadores de energía eléctrica a partir de biomasa (Decreto 367/010). El decreto autoriza a UTE la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores que produzcan energía eléctrica en el territorio nacional, y establece que dicha modalidad de contratación será para centrales de generación de hasta 20 MW de capacidad (plazo de contratación máximo de 20 años).

*Decretos 159/011 y 424/011 (2011-2012)*

El P.E. en el marco del Decreto 159/011 y con el fin implementar una segunda etapa que permita alcanzar la meta establecida de 300 MW, autoriza a UTE a celebrar contratos con privados por 150 MW provenientes de energía eólica. Se buscaba seleccionar proveedores de energía de fuente eólica con un plazo máximo de tres años para instalarse en territorio nacional. Los lineamientos de este decreto son similares a los del Decreto 403/009, aunque incorpora ajustes surgidos de la experiencia acumulada en el procedimiento anterior. En particular, a través de una resolución del MIEM, se realizó una revisión de la metodología de evaluación del componente nacional.

En el marco de dicho decreto UTE lanza el procedimiento competitivo N° K 41938, al cual se presentaron 17 empresas por un total de 1097 MW. Los precios de las mejores ofertas estuvieron entre los 63 y 67 USD/MWh. A modo ilustrativo se puede señalar que como consecuencia de los ajustes derivados de la aplicación de la paramétrica, los precios de la energía eólica con base 65 U\$S/MWh se encuentran actualmente en valores cercanos a los 70 U\$S/MWh.

*Decretos 113/013, 133/013 y 420/013 (2013)*

El Decreto 133/013 promueve la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica entre UTE y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica en el territorio nacional para centrales entre 500 kW y 50 MW. Se fijan tres franjas: franja 1 entre 500 kW y 1 MW; franja 2 entre 1 y 5 MW y franja 3 entre 5 y 50 MW.

Se establece un mínimo de 20% de componente nacional. El procedimiento es competitivo en precios para las franjas 1 y 2. Para los contratos de la franja 3 que hubiesen entrado en operación antes de junio 2014, se fijó un precio de 91.5 USD/MWh. Para aquellos que entren en operación antes de junio de 2015 el precio fijado es de 86.6 USD/MWh (el precio decrece linealmente en el período junio 2014 a junio 2015).

**b) Brasil**

En las regulaciones y los instrumentos de política e incentivos que se implementaron a través de los últimos 20 años destacan tres de ellos: el Prodeem de 1996; la creación de la CGE y el programa proeólica; y el PROINFA.

- Prodeem (1996-2001) Debido a fallas regulatorias el gobierno, a través del MME, implementó en 2003 el Prodeem Revitalización y Capacitación (PRC), con el objetivo de recuperar los sistemas instalados y capacitar a las poblaciones involucradas para operar, mantener y brindar asistencia técnica, entre otros objetivos. El PRC firmó un acuerdo con las empresas del sistema Eletrobras, con una inversión aproximada de 35 millones de reales, para revitalizar los sistemas fotovoltaicos y capacitar agentes en las comunidades locales. Poco después, los objetivos del Prodeem fueron incorporados al Programa Luz Para Todos en 2005. Una vez incorporados al Programa Luz Para Todos, los sistemas fotovoltaicos del Prodeem, ya revitalizados, fueron transferidos a las distribuidoras de electricidad, que pasaron a ser las encargadas de atender a las comunidades de sus zonas de concesión y, por lo tanto, las responsables del mantenimiento y operación de los módulos fotovoltaicos. Se destaca que la distribuidora es quien decide qué tipo de fuente de energía es la más adecuada en cada comunidad. Sólo las comunidades en las que el costo de conexión a la red eléctrica es más alto que el uso de sistemas aislados están siendo electrificadas con energía fotovoltaica, mediante los sistemas fotovoltaicos del Prodeem.
- Por Decreto Presidencial 2.147, del 15 de mayo de 2001, fue creada la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía Eléctrica (GCE) con el objetivo de proponer e implementar medidas de emergencia derivadas de la crítica situación hidrológica para compatibilizar la demanda y la oferta de energía eléctrica, de forma de evitar cortes imprevistos en el suministro de energía eléctrica. La CGE se suprimió el 6 de junio de 2002 mediante el Decreto 4.261. Durante el funcionamiento de la CGE, se intentó incentivar la contratación de emprendimientos de generación de energía eólica, a través de la creación, por medio de la Resolución 24, del 5 de julio de 2001, del Programa de Emergencia de Energía Eólica (Proeólica), cuyo objetivo era impulsar un modelo alternativo para el desarrollo económico, social y ambiental basado en dicha fuente energética. Uno de los motivos que llevó a la creación de este Programa fue la complementariedad de los vientos con el ciclo del agua. El programa se proponía instalar 1.050 MW de capacidad antes de diciembre de 2003 y que estuviese integrada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Eletrobras, directamente o por intermedio de sus subcontratistas, debería contratar, por un plazo mínimo de quince años, la compra de energía producida por estos emprendimientos de generación de energía eólica (hasta 1.050 MW). El valor de compra de esa energía sería equivalente al valor de transferencia a las tarifas, relativo a la fuente eólica, que sería establecido de acuerdo con la reglamentación de la ANEEL. Este programa no obtuvo resultados, posiblemente debido a los riesgos financieros y regulatorios existentes

en aquel momento, y fue reemplazado por el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica, Proinfa.

- PROINFA, Este programa representó una de las principales iniciativas para estimular las fuentes renovables de generación eléctrica y desempeñó un importante rol en la creación de este mercado en el Brasil. La Ley no 10.438, del 26 de abril de 2002, en el art. 3o, modificado por el art. 9o de la Ley no 10.762, del 11 de noviembre de 2003; art. 2o de la Ley no 10.889, del 25 de junio de 2004; art. 4o de la Ley no 11.075, del 30 de diciembre de 2004; y art. 12o de la Ley no 12.212, del 20 de enero de 2010, constituyó, en resumen, el marco jurídico que instituyó al Proinfa. También fue reglamentado por los Decretos no 5.025/2004, 5.163/2004, 6.210/2007 y 6.353/2008.

Los costos del Proinfa son prorrateados proporcionalmente al consumo verificado entre todos los tipos de consumidores finales abastecidos por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Las cuotas para solventar el programa se calculan y publican en una resolución de la ANEEL al finalizar cada año. Se establecen de acuerdo con el Plan Anual del Proinfa (PAP), elaborado por Eletrobras y homologado por la ANEEL. La ANEEL realiza el cálculo del porcentaje de prorrateo para definir las cuotas de energía eléctrica con base en la información de consumo de los agentes presentada por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE); y, en el caso de los autoprodutores, también considera el consumo registrado superior a la generación propia. La CCEE registra las cuotas anuales y, después, Eletrobras realiza la estacionalización.

### c) Chile

En el proceso de privatización total del sector bajo la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982 y que se materializó a lo largo de las sucesivas reformas del sector energético que se dieron entre 1985-1990, determinó que el sector privado tiene control sobre las tecnologías a utilizar, tamaño de las centrales, ubicación geográfica de los medios de generación, fechas de entrada, etc. El Estado ejerce una función reguladora y fiscalizadora junto con desarrollar planes indicativos de expansión del sector eléctrico. Contrariamente a lo que ocurre en el sector petrolero de Chile, en el sector eléctrico no hay ninguna empresa pública que opere en ninguno de los segmentos de la cadena productiva.

Las leyes que se han promulgado con el objetivo directo o indirecto de favorecer las ERNC, en orden cronológico, son las siguientes: i) Ley Corta I (Ley 19.940); ii) Ley Corta II (Ley 20.018); iii) Ley ERNC (Ley 20.257); iv) Ley denominada 20/25 (Ley 20.698) que modifica la anterior; y v) Ley de Net Billing para Generadoras Residenciales (Ley 20.571).

#### i) Ley Corta I (Ley 19.940)

Ley promulgada en 2004, que si bien tenía como objetivo fundamental incentivar la expansión de la transmisión de electricidad, incorporó las primeras definiciones de las ERNC buscando ofrecer un trato igualitario a estas nuevas tecnologías en un sistema eléctrico que hasta ese entonces estaba dominada por proyectos hidroeléctricos y por ciclos combinados de gas natural. Se pretendió abrir así el mercado mayorista a generadores pequeños, menores de 9 MW, garantizando su acceso a las redes de distribución, estableciendo condiciones de conexión, la posibilidad de optar a vender la energía a régimen de precio estabilizado en un mercado marginalista y ciertas exenciones del pago por el uso del sistema de transmisión troncal.

#### ii) Ley Corta II (Ley 20.018)

Promulgada en mayo de 2005, tiene por objeto incentivar la inversión en generación, definiendo un sistema de licitaciones competitivas que aseguren un precio de la energía para el generador, por un tiempo determinado. Esta normativa obligó a las empresas de distribución eléctrica a comprar bloques de potencia para asegurar el suministro eléctrico a los clientes regulados mediante la licitación de grandes bloques de potencia con los generadores, asegurándoles con ello los ingresos a

largo plazo por medio de contratos de suministro, lo que significa una seguridad del flujo de caja para las empresas generadoras en la planificación de sus inversiones.

La ley estableció que las distribuidoras deben disponer de contratos de suministro para sus clientes regulados para, a lo menos, los siguientes tres años. Y reserva un 5% de los bloques de licitación para ERNC, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras que logren contratos con las distribuidoras.

### *iii) Ley ERNC (Ley 20.257)*

Establece la definición actual de los medios de generación renovables no convencionales, tal como la biomasa (vegetal o animal); PCH (cuyas potencias máximas sean inferiores a 20.000 kW); geotérmica, solar, eólica, energía de los mares. Incluye también las instalaciones de cogeneración eficiente.

La ley introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo un típico sistema de cuota, por cuanto obliga a las empresas de generación eléctrica que inyectan en circuitos con más de 200 MW de capacidad instalada, a acreditar ante la dirección de peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), para los años del 2010 al 2014 que un mínimo de 5% de sus inyecciones de energía provienen de fuentes ERNC, ya sea directa o indirectamente. El porcentaje aumenta paulatinamente en 0,5% anual desde el año 2015 en adelante hasta alcanzar 10% en el año 2024. En caso de no cumplir con la obligación, se establece una multa de 0,4 Unidad Tributaria Mensual (UTM) que equivale a unos US\$ 28 de diciembre de 2014 por cada MWh de déficit respecto de la obligación. En caso de incurrir nuevamente en el incumplimiento de la obligación dentro de los tres años siguientes, la multa será de 0,6 UTM (unos US\$42) por MWh de déficit.

Para dar mayor flexibilidad a la acreditación, se establecieron varias cláusulas que tendían a bajar el porcentaje de obligación, entre otras, la acreditación puede ser realizada a partir de inyecciones excedentarias de ERNC hechas a sistemas eléctricos durante el año anterior; también puede acreditarse la obligación con trasposos de excedentes de una empresa a otra, incluso entre sistemas interconectados; puede postergarse la obligación con un tope de hasta un 50% por un año, previo aviso a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC); y lo más importante, la obligación contemplada no se aplica a todos los retiros de energía, sino solo a aquellos contratos se que suscriban a partir del 31 de Agosto del 2007. Y como los contratos ante el CDEC eran confidenciales entre las partes aparecieron muchos contratos con fecha anterior a la señalada, lo que añadió cierta opacidad al sistema de contratación.

### *iv) Ley 20/25 (Ley 20.698) Modificación a (Ley 20.257)*

El Proyecto de Ley, partió como 20/20, es decir, 20% de ERNC para 2020. Luego de varias propuestas parlamentarias en Octubre de 2013 se promulgó la modificación a la ley para que un 20% de los retiros deban ser generados con medios ERNC para el año 2025. La obligación de generación mediante ERNC aumenta de manera escalonada, partiendo con 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Pero para los contratos firmados con posterioridad al 1° de julio de 2013, la obligación será de un 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos de 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% al año 2024, y se ajustó un incremento de 2% el año 2025, para llegar al 20% en ese año.

Otro cambio que introduce la ley 20/25 se refiere al mecanismo de licitaciones públicas, que el Ministerio de Energía debía activar en caso que, con anticipación, estime que en un año determinado los proyectos ERNC en desarrollo no vayan a ser capaces de cumplir con el porcentaje de inyecciones exigido para ese año. Estas licitaciones públicas son neutras en tecnología y se adjudican según un criterio de evaluación basado estrictamente en precios. Cada licitación se realizará para dar cobertura a aquella parte de la obligación que no sea cubierta con la inyección de energía proveniente de proyectos ERNC en operación, en construcción o que ya estén adjudicados en otros bloques. En caso de que los bloques adjudicados no cubran en su totalidad lo indicado en las bases de licitación o

bien la licitación quede desierta, el cumplimiento de la obligación con dicho bloque se postergará para el año siguiente.

v) *Ley Net Billing (Ley 20.571)*

Esta ley se concibió para remunerar la generación residencial; y como en otras partes del mundo, lograr que los ciudadanos se conviertan en consumidores y generadores simultáneamente.

Originalmente el proyecto de ley se estudió como Net Metering (medición neta), pero la ley en Chile se promulgó como Net Billing (facturación neta) porque se establecen distintas tarifas para la energía consumida y la inyectada. La tarifa para la energía inyectada, dependiendo el caso, resulta del orden de un 60% de la tarifa de consumo. Ley que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos con el objetivo de regular el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Autoriza a los usuarios finales a inyectar energía eléctrica a la red de distribución a través de su empalme de conexión, sujeto a que se trate de generación ERNC y que la capacidad no exceda los 100 kW.

vi) *Los cambios en la contratación de 2014*

Dado los continuos “fracasos” en las sucesivas leyes/decretos regulaciones e incentivos, recientemente en 2014 el Ministerio de Energía, a través de la Comisión Nacional de Energía (su órgano regulador) aprobó las bases para las licitaciones de nuevos bloques de suministro eléctrico de 15 años de duración, proceso que realiza junto con las empresas distribuidoras. Una de sus principales novedades es que permitirá a las ERNC, y principalmente a las fuentes eólicas y solares, competir de igual a igual con el resto de las energías. Mediante esta iniciativa, la CNE licitó el suministro del año 2016 (1.000 GWh), 2017 (1.000 GWh), 2018 (6.000 GWh) y 2019 (5.000 GWh). Las nuevas condiciones, señala la entidad, fueron pensadas para abrir el mercado, incorporar a todas las tecnologías, habilitar grandes y pequeños proyectos de generación, dar certezas y permitir que las condiciones de demanda se planteen de modo tal que facilite una oferta diversificada, competitiva y segura.

Los bloques de 2016 y 2017 se dividirán en componentes horarios para fomentar la competencia de las ERNC —debido a que estas fuentes son intermitentes en su generación— con las fuentes convencionales en las licitaciones. Además, en las bases se incorpora una cláusula de aplazamiento para los ofertantes (generadores) cuyos proyectos se vean demorados por razones imposibles de prever, aunque deberán pagar una multa. Esto tiene como objetivo incorporar nuevos actores y fomentar el desarrollo de proyectos de empresas que ya están en el país, bajando los riesgos asociados a condiciones externas que hoy se traducen en barreras para presentar ofertas. Los bloques más grandes están enfocados en atraer energías más convencionales.

### 3. Resultados: problemas y logros en cada país

Los problemas y logros alcanzados en los tres países se sintetizan en:

a) **Brasil**

El programa Prodem presentó como principal problema la excesiva centralización (desde Brasilia) lo que también produjo la dispersión de miles de sistemas energéticos sin el debido control patrimonial. El Programa no contemplaba una definición sobre el mantenimiento de los sistemas instalados y, como resultado, gran parte de ellos (como mínimo, el 36%) se encontró fuera de funcionamiento. También enfrentó diversos problemas durante su implementación y puesta en marcha. Una auditoría realizada en 2002 constató fallas en su concepción y ejecución: falta de control patrimonial, baja integración con otros programas públicos, poco compromiso de las comunidades beneficiadas y escasa participación de la tecnología e industria nacional.

Como logros de este programa: se instalaron 8956 equipos (para electricidad residencial, bombeo de agua y alumbrado público) por un total de 5112 kWp.

Por su parte el programa más ambicioso, el PROINFA, enfrentó en su primera etapa varios problemas, con diversas rescisiones contractuales, principalmente en el sector de biomasa, excluyéndose seis emprendimientos. Otro problema se registró con los atrasos en la construcción de los parques eólicos. En síntesis sus dificultades se centraron en:

- La exigencia de que los emprendedores fueran Productores Independientes (PIE) restringió la participación de las concesionarias en el programa;
- La determinación del índice de nacionalización del 60% generó atrasos en la ejecución de los emprendimientos y aumentó los costos de instalación;
- La regla de que los emprendimientos con licencia ambiental más antigua tendrían prioridad en la habilitación generó mucha especulación durante los primeros años del programa.

Como consecuencia de esta última dificultad, algunos agentes, que obtuvieron la habilitación sin estar en condiciones reales de llevar a cabo el emprendimiento y sin poder ofrecer garantías para obtener financiación, generaron ganancias a partir de la venta de proyectos. La biomasa no alcanzó los 1.100 MW previstos debido a que en la época en que se desarrollaba la primera etapa del Programa, los dueños de ingenios eran atraídos por el precio internacional del mercado azucarero y prefirieron continuar invirtiendo en un sector que ya conocían y dominaban tecnológicamente, en vez de aplicar sus recursos o asumir compromisos con el Proinfa. A su vez, el sector sucro-alcoholero consideraba que el monto que recibiría por la energía generada a través de biomasa era relativamente bajo.

A pesar de estas dificultades, puede afirmarse que el Proinfa impulsó el mercado de fuentes renovables en el Brasil y favoreció al modelo de contratación a través de subastas de energía. Además de diversificar la matriz energética nacional, se estima que el Proinfa fomentó la creación de casi 150 mil empleos directos e indirectos en todo el país, mediante la industrialización e incorporación tecnológica requerida para esas fuentes de energía. Asimismo, se estima que el programa permitió reducir la emisión de gases de efecto invernadero en aproximadamente 2,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> eq/año. En su primera etapa se aprobaron y contrataron 63 proyectos PCH por 1191 MW; 27 proyectos de biomasa por 685 MW; y 54 proyectos eólicos por 1423 MW, en total 144 proyectos por 3300 MW.

En 2014 se contrataron y están en ejecución: 60 proyectos PCH por 1159 MW; 19 proyectos de biomasa por 533 MW; y 52 proyectos eólicos por 1282 MW, en total 131 proyectos por 2975 MW.

## b) Chile

Las llamadas Leyes Cortas I y II, no fueron incentivo suficiente a la penetración de las ERNC. Por un lado el incentivo de liberar el peaje de transmisión a los proyectos menores de 9 MW y peaje reducido si eran menores de 20 MW limitaron el aprovechamiento de ciertas economías de escala; o de amortiguar los costos financieros de estos pequeños proyectos. Por otra parte, dado el sistema de remuneraciones, la autoridad reguladora no definió en forma oportuna y transparente cual sería el pago por potencia firme a centrales ERNC que entregan potencia variable, con lo que cualquier iniciativa de inversión en ese sector se vio obstruida al no poder proyectar sus ingresos.

Adicionalmente, en el caso de la Ley Corta II, que pretendía incentivar la inversión en ERNC por el faltante en generación que ocasionó el recorte en el abastecimiento de gas argentino, no produjo ningún efecto cierto, dado que las decisiones de inversión se tomaban según los precios de mercado. Así el reemplazo del GN argentino se dio por carbón, GNL importado, y sobre todo por diesel para los períodos más críticos que fueron muy prolongados. Por tanto, la dependencia de las importaciones de energía primaria aumentó en forma sustantiva.

Otro conjunto de problemas se presentó con la Ley 20257. Por una parte los contratos de suministro de bloques de energía a largo plazo con distribuidoras o clientes libres a precios pactados, tienen la ventaja de obtener un flujo de ingresos constante y conocido; pero algunas ERNC aportan potencia variable a los sistemas y los contratos las obligan a suministrar bloques fijos de energía, con lo que arriesgan tener que comprar los déficit en el mercado *spot* haciendo incierto el flujo de caja, lo

que dificulta enormemente el financiamiento del proyecto. Por otra parte, vender energía en el mercado *spot* al costo marginal del sistema, hace que el flujo de caja sea incierto por lo tanto tienen un riesgo mayor y las instituciones financieras no están dispuestas a correr estos riesgos o bien imponen tasas de interés que no hacen viables estos proyectos.

Asimismo, las cuotas del 5% creciendo hasta 10% para 2024, es mucho menor que lo estimado como técnica y económicamente factible. La ley no distingue entre las distintas tecnologías. Cada tecnología tiene requerimientos diferentes para impulsar su desarrollo, que en este caso favoreció prioritariamente a la pequeña hidráulica. Esto es contrario al objetivo de diversificación. Al entregarle el control de la generación con renovables a las generadoras convencionales son ellas las que deciden si generan con ERNC, si compran energía ERNC a otros generadores o si pagan la multa por no inyectar el porcentaje de ERNC estipulado por ley.

La ley 20/20, que finalmente fue promulgado como Ley 20/25 y las últimas licitaciones marcan un punto de inflexión en el desarrollo de las ERNC en Chile y demostraron que son competitivas.

Actualmente, a junio de 2015, el escenario es muy diferente. El reglamento de licitaciones señala que el diseño y composición de los bloques de energía a licitar eliminó la exigencia de suministro durante las 24 horas que imponía mayor riesgo comercial a las centrales eólicas y solares, y aparecía como una barrera arbitraria en contra de esas ERNC; además de otorgar plazos adecuados para el ingreso de nuevos oferentes, condujo a un éxito sin precedentes en la adjudicación de los bloques de energía incluidos en este proceso.

Más del 90% de la energía adjudicada, nuevos competidores que ingresan al mercado eléctrico y un precio medio de 107 US\$/MWh, son los resultados generales más relevantes. Un 25% de la energía adjudicada fue a generadores ERNC, y con diversificadas tecnologías, ya que se adjudicaron centrales PCH, eólicas, solares fotovoltaicas y termosolares. El precio medio ponderado de las ofertas convencionales fue de 110,15 US\$/MWh, en tanto que el precio medio de las ERNC fue de 101,96 US\$/MWh. La oferta más baja de la licitación fue de un generador solar FV a 79,9 US\$/MWh, prácticamente 30 US\$ más baja que la oferta más alta, basada en generación convencional.

Las ERNC no solamente participaron en los bloques horarios, sino que más de un tercio de ellas fue adjudicado en los bloques diseñados para las fuentes convencionales, demostrando la competitividad y flexibilidad de las fuentes renovables no convencionales. El ahorro estimado que resulta de la participación de las ERNC, se estima entre 18 y 24 millones de US\$/año, es decir entre 270 y 360 millones de US\$ a lo largo de todo el contrato, lo cual va en directo beneficio de los consumidores.

Sin embargo la inserción de las ERNC enfrentará grandes desafíos al sector eléctrico chileno. Probablemente, el más importante corresponda a la interconexión y operación coordinada de la nueva capacidad ERNC con las centrales convencionales.

### c) Uruguay

Las sucesivas regulaciones que trataron de incentivar una mayor penetración de las ERNC, pretendieron que los importantes esfuerzos de esas políticas estuviesen acompañados de un desarrollo tecnológico nacional, industrial y de servicios nacionales asociados. Esto a partir de la inclusión en los llamados licitatorios de incentivos en precio para aquellos proyectos con mayor componente nacional, a lo que luego se agregó la obligatoriedad de incorporar un porcentaje mínimo de dicha componente. Los resultados no estuvieron a la altura de las expectativas. Quizás los casos más notorios en cuanto al desarrollo de suministros locales en algún eslabón en la cadena de valor de las ERNC son los relacionados con la producción de calderas para las plantas de biomasa para generación de energía eléctrica: dificultades por parte de la industria local de calderería en poder dar satisfacción a los requerimientos de todos los proyectos de gran escala y también de algunos inconvenientes que se presentaron con la tecnología utilizada. También hubo problemas en el caso de la empresa de producción de segmentos de torres de hormigón que permanecerá en el Uruguay sólo hasta que terminen de producir las 72 torres para los parques eólicos Peralta y Cerro Grande. Se podría hacer referencia también a un intento de importar los "tubos pelados" de acero para incorporarle en el

Uruguay, las escaleras, plataformas, elevador y algún componente menor pero hasta el momento no habían logrado homologarla como nacional.

En términos generales puede afirmarse que el objetivo fijado en la política energética vigente, en relación a la incorporación de fuentes renovables no convencionales para la generación eléctrica, se está cumpliendo en forma satisfactoria.

Por medio de los distintos instrumentos y mecanismos habilitados para tal fin, se han logrado incorporar hasta la fecha casi 900 MW, de los cuales se encuentran en operación un total de 0.5 MW de fuente solar fotovoltaica, 397 MW de fuente biomasa y 479 MW de fuente eólica.

En un plazo no mayor al 2017 se prevé la incorporación de 43.7 MW adicionales de fuente biomasa, más de 800 MW de fuente eólica y 230.7 MW de fuente solar. De concretarse todos los proyectos en curso, la potencia total instalada en ERNC podría ascender a valores mayores a los 2000 MW. Si bien es probable que no se concreten el 100% de los proyectos previstos, seguramente al 2017 la capacidad instalada superará los 1500 MW instalados (sobre una potencia total aproximada del Sistema de 4500MW).

Por otra parte, los precios alcanzados en los distintos procedimientos competitivos así como en las negociaciones directas de UTE y la compra de equipos por parte de esta misma empresa, en términos generales resultaron muy convenientes. Si bien es cierto que estos precios se vieron influenciados por la coyuntura favorable de bajas tasas de interés y precios internacionales -afectados particularmente por la crisis europea- no es menos cierto que se habían generado las condiciones propicias para sacar provecho de dicha situación. Debe tenerse en cuenta que la política de fomento a la incorporación de ERNC contemplaba en una etapa inicial, en caso de ser necesario, la implementación de algún tipo de subsidios, pero los precios debían mantenerse en un “entorno de valores de referencia y conveniencia”. Con tal fin, en cada instancia, se tomaron en consideración los valores de referencia de costos de las distintas tecnologías así como las proyecciones de costos marginales de mediano y largo plazo de la generación eléctrica. En el caso de la generación eólica, la tendencia en los precios obtenidos en los sucesivos llamados fue claramente descendente, para terminar estabilizándose en valores del entorno de los 65 U\$S/MWh a la fecha de adjudicación, los que resultan competitivos frente a otras alternativas. También a la fecha de adjudicación los precios obtenidos estuvieron en el entorno de los 95 USD/MWh para la biomasa y para la energía solar fotovoltaica se estableció un precio de 91.5 USD/MWh.

#### **4. A modo de conclusión**

A la luz del proceso que tuvo lugar en Europa con la aplicación de los diferentes mecanismos de promoción, de los estudios realizados en tres países de América del Sur, es posible extraer algunas conclusiones en relación a determinados aciertos y dificultades de las políticas implementadas para la penetración de las renovables en general de las ERNC en particular.

##### **Políticas de Estado y el rol de las empresas públicas eléctricas**

Resultó claro, tangible y determinante el rol de la empresa pública o directamente del Estado en algunos países de la OCDE. Mientras que en Noruega se observó un papel muy activo de la empresa pública para la promoción de la hidro y solar PV; Alemania y España se observó más una política dirigida y coordinada por los ministerios o secretarías de Estado de Energía, junto a otras instancias y ministerios de esos países.

En los casos de América del Sur, tanto en el Uruguay como, en menor medida, en el Brasil, la política para la promoción de las ERNC fueron políticas de Estado. Así, en el Brasil, por más de 20 años y diferentes administraciones se resalta el papel transcendental del Ministerio de Minas y Energía junto a la empresa pública Eletrobras en lo que respecta a la política eléctrica, pero también del Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) en las políticas de financiamiento de los diferentes programas. En el Uruguay el trabajo conjunto a nivel institucional entre el generador de políticas, la Dirección

Nacional de Energía y la empresa eléctrica pública —UTE— para articular los objetivos y estrategias fue de capital importancia para el avance del proceso. La existencia de un marco de promoción y protección de inversiones, y de inclusión mecanismos de incentivos fiscales, fue clave en la viabilización de muchos de los proyectos.

Mientras que en Chile, dada la ausencia de una empresa pública eléctrica, los mecanismos de contratación por un lado, así como la implementación/fiscalización de los programas en cierta forma fueron un freno a la penetración de las ERNC. Esta situación logra revertirse en la última licitación, donde se aprovechó el contexto internacional favorable y una serie de cambios (en particular el de las franjas horarias para las diferentes tecnologías) el proceso licitatorio.

### **Feed-in Tariff, licitaciones por precios y contratación**

En Estados Unidos desde 1978 (Public Utility Regulatory Policies Act conocida como ley PURPA) en 1978, y más recientemente en Europa (Alemania, España y Dinamarca) implementaron el instrumento Feed-In-Tariff (FIT) para impulsar el desarrollo de las ERNC. Los sistemas de FIT de Alemania y España han pasado a ser los modelos más reconocidos del FIT a nivel mundial. El primero establece distintas tarifas para la energía eléctrica inyectada por las centrales, en razón del tamaño de la misma, ubicación y tipo de tecnología utilizada, las que son aseguradas por un largo plazo con una disminución progresiva de las tarifas fijadas por la autoridad. El FIT Español se diferencia principalmente del alemán, debido a que las tarifas especiales para las ERNC se basan en los CMG promedio del año anterior, por lo que las tarifas ERNC van cambiando año a año.

En ambos países el FIT como instrumento normativo de incentivo a las ERNC mostró algunas ventajas: dado que se aplican tarifas diferenciadas para cada tecnología, permitió desarrollar integralmente todas las tecnologías y no solo las que se encuentran en una situación más competitiva respecto de las energías convencionales. Otra ventaja del FIT, es que no impuso ninguna barrera a los actores del mercado, los cuales son libres de generar electricidad con ERNC si lo estiman conveniente; y finalmente este mecanismo reduce las asimetrías de tamaño y eventual posición dominante de las empresas en el mercado.

Las desventajas fueron que el Ente regulador debe intervenir el mercado de la generación al tener que fijar tarifas específicas para cada ERNC; y que aumentó las tarifas eléctricas medias del sector residencial (sobre esto último hay mucha controversia por cuanto algunos autores la han refutado).

En los tres países analizados América del Sur, el desarrollo de procedimientos licitatorios por precio permitió, fundamentalmente en la energía eólica, en el Uruguay, un escenario de precios muy conveniente. A esto se sumó el rol de dinamización y desarrollo del mercado llevado adelante por la empresa eléctrica a través de proyectos propios para cada una de las fuentes. Y para la solar PV y biomasa en el Brasil también. La implementación de un esquema en el que el Poder Ejecutivo autoriza a la empresa pública (Eletrobras y UTE) la celebración de contratos especiales de compra-venta de energía, y ésta se hace cargo de los llamados a licitación y oficia de comprador de la energía generada por los proyectos adjudicados, se reveló en esta etapa como una estrategia apropiada. El establecimiento de contratos de largo plazo (desestimulando la instalación de proyectos destinados al mercado *spot*) también ayudó a la consolidación del proceso.

Chile mostró algunas diferencias con el Brasil y el Uruguay porque no es una empresa pública la que licita y la que compra-venta la energía. Sin embargo se conservaron los lineamientos de las licitaciones por precio y en la última licitación se mostró ser la estrategia apropiada al lograr una reducción significativa de los precios para las diferentes tecnologías.

## Disponibilidad de información y la institucionalidad

El desarrollo de información y mapas de respaldo sobre la disponibilidad de recursos, fue clave para el diseño e implementación de instrumentos de política específicos en materia de energías renovables. En Europa, principalmente en Alemania y España se disponían de mapas eólicos y redes de solarimetría al momento de comenzar con los programas en esas dos fuentes. En el Brasil y el Uruguay, esa información resultó esencial el vínculo y sinergias establecidas entre los ministerios de Energía y Minas de ambos países, las empresas Eletrobras y UTE; y la academia.

Sin embargo, en el resto de América Latina la carencia de información se da en varios sentidos, por una parte recién se están recabando la información de base para la evaluación y localización de parques eólicos; y para proyectos de solar CSP. Por otra parte no se tienen cuantificados los consumos asociados a las ERNC —baste observar los balances energéticos— con excepción de contados países.

Se demostró también la necesidad de que cada una de las fuentes tenga un marco de proyectos específicos orientados al fortalecimiento institucional identificando y trabajando sobre las barreras existentes. El papel de la cooperación internacional puede ser decisivo para dar visibilidad internacional a las políticas y favorecer la participación de importantes actores internacionales en los diferentes procesos.

## La participación de la industria nacional

Los requerimientos de componente nacional, implementados a través de incentivos económicos de precio o mínimos de componente nacional, y cuya finalidad es la de promover la industria nacional, ausentes en los países de la OCDE, fueron tema de controversias en los tres países analizados de América del Sur. En algunos casos y/o programas de países se ha señalado que dichos requerimientos terminaron actuando de forma negativa, convirtiéndose en una barrera en la implementación de los proyectos, o implicando importantes sobrecostos, en aquellos casos en que las capacidades industriales locales no pudieron absorber la demanda y/o cumplir con los requerimientos tecnológicos exigidos.

El acelerado proceso de incorporación de energía eólica puso en evidencia ciertas carencias en materia logística y en las capacidades nacionales asociadas a servicios e infraestructura necesaria para la ejecución de los proyectos. Este no es un problema menor toda vez que el mercado mundial también observó ciertos retardos en la entrega de ciertas componentes de equipos (molinos y torres), principalmente durante periodos de tiempo (entre 2005-2008 por ejemplo) en que la demanda de equipos para la generación eólica crecía exponencialmente por la fuerte presión de la China en el mercado mundial, que se sumaba a la que ya experimentaba Alemania y España.

## Costos, otros incentivos y desafíos futuros

Quedó demostrado a lo largo de este trabajo y de los estudios revisados, tanto en países de la OCDE como de la región, que los costos de las renovables en general y de las RENC siguen una clara tendencia a la baja. Esto se explica tanto por factores estructurales como los profundos cambios tecnológicos y mayor eficiencia de equipos y la saturación de ciertos mercados en Europa; como de coyuntura como la ralentización del crecimiento de la economía en China y consecuente menor presión sobre la demanda de equipos y el precio del crudo entre otros. Esta tendencia hace hoy que la generación eléctrica con ERNC, bajo ciertas condiciones, sean competitivas con la generación térmica convencional.

Un incentivo extra incorporado en algunos de los llamados a licitación radicó en la tenencia por parte de los desarrolladores de los proyectos de los Certificados de Reducción de Emisiones, dentro del marco de los Mecanismos para el Desarrollo Limpio (MDL) que pudieran obtenerse, lo que requiere de una alta coordinación con otras instancias de gobierno, particularmente las estructuras relacionadas con el Cambio Climático y Medio Ambiente de cada país.

Quedó demostrado que algunos incentivos pueden constituirse en impedimentos a la transparencia de los procesos licitatorios. Uno de ellos es el mecanismo de reserva de nodo al momento de la oferta y la falta de garantías para cumplimiento de oferta, que pueden generar condiciones para la promoción de acciones especulativas que conspiraron contra el normal desarrollo de las ERNC. En el Uruguay, muchos proyectos que se sabía no terminarían en ejecución tenían una reserva de nodo que bloqueaba el desarrollo de nuevos proyectos.

A la vez una mayor penetración de las ERNC plantea una serie de desafíos a futuro relacionados con:

La gestionabilidad del sistema. Buena parte de la nueva incorporación de la capacidad de generación es energía no sujeta a despacho. Una alta incorporación de solar CSP o PV, de energía eólica, de PCH y/o de biomasa implica que la gestionabilidad del sistema eléctrico resulta en un importante desafío ya que se modifican las condiciones de operación del sistema. Es decir se deben abordar los problemas de inserción de las ERNC en las redes del Sistema y su articulación con el conjunto de las fuentes y tecnologías convencionales existentes y por instalarse.

Las expansiones de transmisión. La generación distribuida implica un importante desafío a nivel de desarrollo de inversiones en redes de transmisión que soporten las proyecciones de incorporación de nueva capacidad de generación. Existen zonas en los países analizados en las cuales los respectivos Sistemas Interconectados están altamente comprometidos, por tanto son importantes los cuellos de botella asociados.

Los intercambios de energía a nivel regional. Los potenciales excedentes de energía asociados fundamentalmente a las fuentes no gestionables habilitarían los intercambios regionales. En ese sentido es necesario definir una estrategia clara para estos vínculos comerciales a nivel regional así como los mecanismos para la remuneración interna en el marco de los contratos vigentes para cada una de las fuentes. Este tema plantea una discusión que debería darse en un marco supranacional con relación al intercambio de excedentes y la remuneración correspondiente.

La regulación. A pesar de los progresos tecnológicos y regulatorios recientes, la incorporación de centrales eléctricas sobre la base de renovables intermitentes a la red presenta aún desafíos regulatorios a solucionar. El camino de las subastas puede ser el correcto para alcanzar una mayor competitividad en los precios, pero las mismas deben ser coordinadas con el desarrollo hidroeléctrico, la integración energética y con otras formas de generación convencional que sean ambientalmente sustentables.

## Bibliografía

- Agencia Internacional de Energía (2015), *Energy Outlook 2035*, en línea: <http://www.worldenergyoutlook.org/>.
- Agora Energiewende and Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems(2015), "Current and Future Cost of Photovoltaics Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV System".
- BID (Banco Interamericano de Desarrollo) (2013), "Energías renovables". En línea: <http://iadb.org/es/temas/energia/energias-renovables,2653.html>.
- British Petroleum, (2015), *BP Energy Outlook 2035*.
- CEPAL (2013 a), Recursos naturales: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional (LC/L.3748). Contribución de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe a la Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (CELAC), Santiago de Chile, diciembre
- CEPAL (2013 b), Recursos naturales en UNASUR: situación y tendencias para una agenda de desarrollo regional (LC/L.3627), Santiago de Chile, mayo.
- CEPAL (2010). La economía del cambio climático en América Latina y el Caribe. Síntesis 2010. LC/G.2474, Santiago de Chile.
- CEPAL (2011), Fuentes Renovables de energía en A. Latina y el Caribe: situación y propuestas de políticas, Santiago de Chile.

- Comisión Mundial de Represas (WCD, 2011), "Represas y Desarrollo: un nuevo marco para la toma de decisiones". En línea [www.internationalrivers.org](http://www.internationalrivers.org).
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (US-DOE), (2015), "Energy Information Administration" (versión julio 2015), En línea <http://www.eia.gov/beta/international>.
- Departamento de Energía de los Estados Unidos (US-DOE) (2015), Energy Outlook 2035.
- International Renewable Energy Agency, IRENA. (2015), "Renewable Power Capacity" and "Levelised cost for electricity" En línea: <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>.
- Ministerio de Energía. "Estrategia nacional de energía 2012-2030"; febrero de 2012.
- Agenda de energía: un desafío país, progreso para todos. Ministerio de Energía, mayo 2014.
- OLADE (2015) Sistema de Información Económico Energético, versión julio 2015. En línea [www.olade.org/siie](http://www.olade.org/siie).
- \_\_\_\_\_ (2012) Sistema de Información Económico Energético, versión septiembre 2012. En línea [www.olade.org/siie](http://www.olade.org/siie).
- Renewable Energy Policy Network for 21st. Century, REN 21, "Renewables 2015, Key Findings".
- Renewable Energy Policy Network for 21st. Century, REN 21, Renewables Global Status Report (GSR, 2014).
- Solanes Miguel, Juravelv Andrei (2005), Integrando economía, legislación y administración en la gestión del agua y sus servicios en A. Latina y el Caribe", serie recursos Naturales e Infraestructura, No 101 (LC/L.2397-P), Santiago de Chile, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), CEPAL.
- United Nations, (2014), Sustainable Energy for all. "Renewable energy". En línea <http://www.se4all.org/our-vision/our-objectives/renewable-energy/>.
- UK Governmet (2015), Department of Energy and Climate Change. En línea: <https://www.gov.uk/government/organisations/department-of-energy-climate-change>.

## II. Energías renovables no convencionales para generación eléctrica en el Uruguay: situación, perspectivas y lecciones aprendidas

*Beno Ruchansky y Alfonso Blanco*

### A. Introducción

En los últimos años las energías renovables no convencionales (ERNC) han tenido un desarrollo muy importante en el Uruguay.

Habiendo prácticamente agotado su potencial hidroeléctrico con la construcción de la tercera represa sobre el Río Negro (1983 Central de Palmar – 330 MW) y el acceso en 1995 al 50% de la potencia de Salto Grande (945 MW), hacia fines de los noventa las autoridades del Sector apuntaron a la implementación de una estrategia que buscaba la incorporación del gas natural a la matriz de generación eléctrica y la importación de energía eléctrica mediante la modalidad de contratos, desde una región que se percibía abundante en recursos hidroeléctricos y gasíferos. Se buscaba así que la pérdida de peso relativo que con el correr de los años iría experimentado la hidroelectricidad fuese cubierta esencialmente con generación sobre la base de ciclos combinados operando con gas natural (ya sea vía contratos de importación o con generación local)<sup>18</sup>.

En concordancia con dicha estrategia se construyó el gasoducto Cruz del Sur (que entró en servicio en el 2002). Por su parte, en el año 2000 UTE<sup>19</sup> acordó la firma de tres contratos de respaldo (potencia firme y energía asociada) con generadores argentinos, por un total de 360 MW<sup>20</sup> (duración de dos años con opción a renovación) y en el 2001 se suscribió un contrato de compra de gas en la

<sup>18</sup> La participación de la generación hidroeléctrica respecto de la demanda interna (para una crónica hidrológica promedio) muestra una evolución decreciente. En el año 1996 dicha participación era de aprox. 98%, al año 2005 del 80%, en tanto que en el 2013 se redujo al 63%.

<sup>19</sup> Usinas y Transmisiones Eléctricas. Empresa eléctrica de propiedad estatal e integrada verticalmente.

<sup>20</sup> En el 2002, y con la dolarización retroactiva del precio de los contratos de exportación de gas y electricidad (que habían sido pactados en pesos) como telón de fondo, UTE terminó celebrando nuevos contratos por un total de 338 MW.

modalidad *take or pay* (1.75 millones de m<sup>3</sup>/día, por 15 años). En el verano del 2004, como consecuencia de una difícil situación energética que puso en evidencia las dificultades del sector gasífero argentino para atender conjuntamente la demanda interna y externa (en la coyuntura y en el largo plazo), la disponibilidad para el Uruguay de los 338 MW de contratos firmes de importación vigentes, se vio reducida a 150 MW (que no pudieron renovarse más allá del 2007).

Como consecuencia de las dificultades en asegurar el suministro de gas natural, la caída de los contratos de respaldo eléctrico, el ya mencionado agotamiento de los recursos hidroeléctricos y a la escalada de los precios internacionales del petróleo (que se empezó a constatar a partir del 2004); las pautas para la expansión de la generación eléctrica comenzaron a dar un importante vuelco. Con el ingreso de una nueva administración en el 2005, se comenzó a implementar una política basada en el fortalecimiento de la seguridad del abastecimiento eléctrico a partir de incremento de la oferta nacional de energía eléctrica (sin por ello renunciar a los beneficios que pueden aportar los intercambios energéticos transfronterizos), apostando a una diversificación de fuentes y proveedores, y con un mayor énfasis en la utilización de recursos autóctonos y renovables. A su vez, en el plano institucional se buscó la consolidación del rol director del Estado en la elaboración de políticas energéticas, contando para su implementación con la presencia activa y destacada de las empresas públicas del sector (UTE y ANCAP<sup>21</sup>) y la participación de agentes privados en un entorno regulado.

Es en ese contexto que comienzan a tener lugar un primer conjunto acciones tendientes a promover las Energías Renovables no Convencionales (ERNC). Desde un principio se tuvo claro que se iba a transitar un proceso de aprendizaje, que implicaba la implementación de un desarrollo gradual que permitiese extraer enseñanzas de errores propios y ajenos, sin poner en riesgo el normal funcionamiento del sistema (y sin mayores sobrecostos). En ese espíritu es que en un principio los cupos de potencia que se licitaron estuvieron bastante acotados<sup>22</sup>, ampliándose posteriormente, a medida que se fueron saltando etapas en el contexto del mencionado proceso de aprendizaje.

Con el fin de alcanzar los objetivos estratégicos antes señalados, se han llevado adelante un conjunto de operaciones específicas orientadas a la concreción de las distintas líneas de acción, que involucraron el diseño e implementación de una serie de instrumentos de políticas públicas enfocados a promover la incorporación de ERNC.

Un hito relevante en la formalización de este proceso, fue la presentación a fines del 2008 por parte del Ministerio de Industria, Energía y Minería de una propuesta de Política Energética (que contó con una activa participación de UTE y ANCAP en su elaboración), la que fue aprobada en el ámbito del Consejo de Ministros. Dicho documento contribuyó a la articulación y sistematización de las acciones que se venían llevando a cabo, a la vez que presentaba una visión global con una mirada de largo plazo, con definiciones de lineamientos estratégicos, metas a corto, mediano y largo plazo así como las líneas de acción para el cumplimiento de las metas fijadas.

En febrero del 2010, los aspectos centrales de la política energética fueron consensuados entre todos los partidos políticos con representación parlamentaria, a través de un documento de acuerdo elaborado en el seno de la Comisión Multipartidaria de Energía. Dicha Comisión tenía como objetivo constituir las bases de una Política de Estado que trascendiera las distintas administraciones de Gobierno, mediante el establecimiento de una planificación a largo plazo, fortaleciendo todas las acciones que de ella se derivan y potenciándola como un instrumento de desarrollo e integración.

El objetivo explícito en la Política Energética será el de:

<sup>21</sup> Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland. Empresa petrolera estatal uruguaya.

<sup>22</sup> La inquietud en este sentido era la poder cumplir con todos los objetivos en forma adecuada, con particular atención al hecho que la restricción de tamaño no incidiera en forma significativa en la ganancia de economías de escala de las diferentes tecnologías, y que el tamaño máximo permitido de las centrales permitiese que en cada cupo pudiesen ser adjudicados varios oferentes.

“[...] la satisfacción de todas las necesidades energéticas nacionales, a costos que resulten adecuados para todos los sectores sociales y que aporten competitividad al país, promoviendo hábitos saludables de consumo energético, procurando la independencia energética del país en un marco de integración regional, mediante políticas sustentables tanto desde el punto de vista económico como medioambiental, utilizando la política energética como un instrumento para desarrollar capacidades productivas y promover la integración social.”

Para alcanzar este objetivo se definieron cuatro ejes estratégicos: Institucional, Oferta, Demanda y Social, cada uno de los cuales se formulan a través de un objetivo general y objetivos específicos (con metas a corto, mediano y largo plazo).

En el eje de la Oferta se establece:

“...la diversificación de la matriz energética, reduciendo costos y la dependencia del petróleo, promoviendo la integración vertical de ANCAP y fomentando la participación de fuentes energéticas autóctonas y, en particular, renovables. Se propone asimismo propender a la generación energética en el hogar, mediante el calentamiento de agua por energía solar y generación micro eólica, entre otros.”

## 1. Metas en materia de ERNC

En lo referente específicamente a ERNC, destacan el establecimiento de las siguientes metas y líneas a impulsar (fuente: Informe Medio Ambiente y Energía en Uruguay. MVOTMA-DNE. 2014):

2015 – 50% de la matriz de energía primaria total proveniente de fuentes autóctonas renovables; 15% de la generación eléctrica deberá provenir de fuentes eólicas, residuos de biomasa y micro generación hidráulica; 30% de los residuos agroindustriales y urbanos del país deberán ser utilizados en la generación de diversas formas de energía.

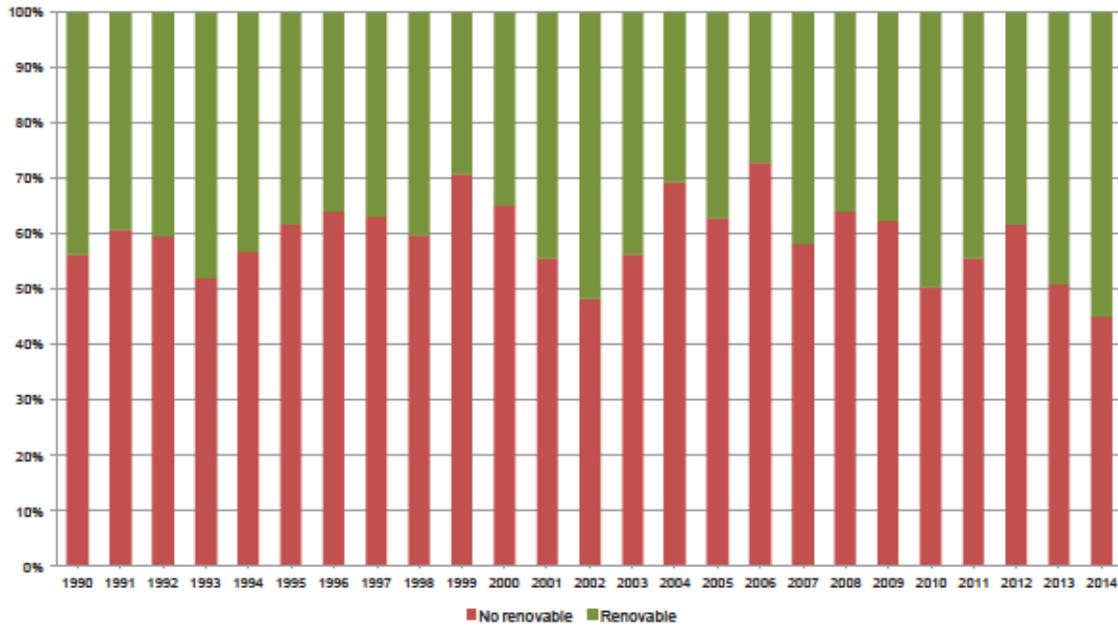
2020 – se plantea alcanzar el nivel óptimo de uso de energías renovables, en particular energía eólica, biomasa, solar térmica y biocombustibles.

2030 – la meta es haber alcanzado la madurez y el liderazgo en el uso de determinadas fuentes y en el desarrollo de determinadas tecnologías y procesos.

## 2. Líneas de acción en materia de ERNC

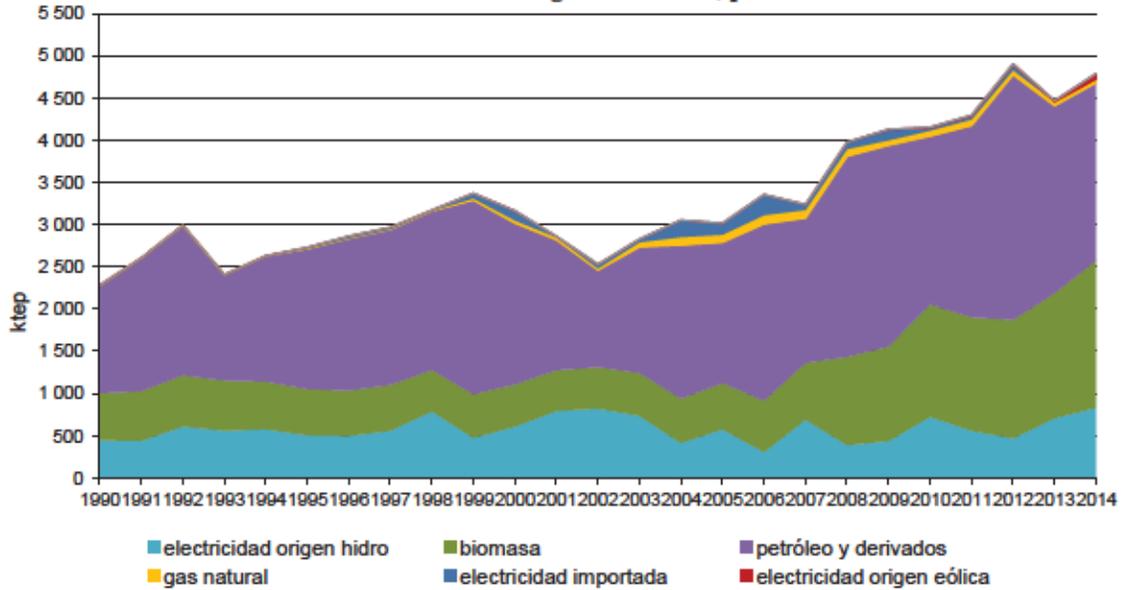
- “Diseñar los mecanismos para impulsar la introducción de microgeneración hidráulica.
- “Continuar promoviendo inversiones públicas y privadas para ampliar la producción nacional de biocombustibles.”
- “Impulsar instrumentos que potencien la energía solar térmica, al amparo de la Ley Solar Térmica.”
- “Culminar el diseño de mecanismos que promuevan la generación de energía para uso residencial a partir de energías renovables.”
- “Diseñar mecanismos que promuevan la utilización industrial de residuos sólidos o líquidos con alto contenido biológico para generación de biogas a ser utilizado en sus procesos industriales.”
- “Resolver, junto con las intendencias departamentales, mecanismos para la efectiva transformación de los residuos municipales en energía.”
- “Diseñar los instrumentos para alcanzar el 100% de electrificación del país, mediante una combinación del tradicional tendido de redes y el uso de sistemas de generación aislados de la red, mediante sistemas híbridos basados esencialmente en energías renovables.”

**Gráfico 3**  
**Abastecimiento de energía por tipo de fuente 1990-2014**



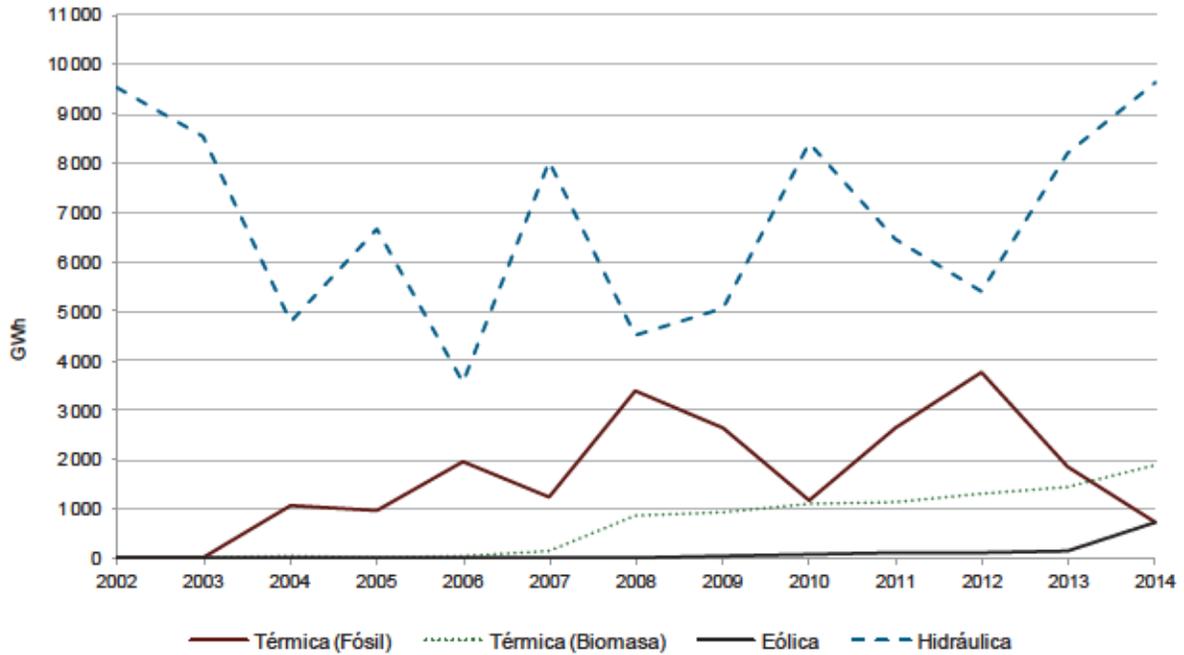
Fuente: BNE 2014, DNE, MIEM, Uruguay.

**Gráfico 4**  
**Abastecimiento de energía acumulado, por fuente**

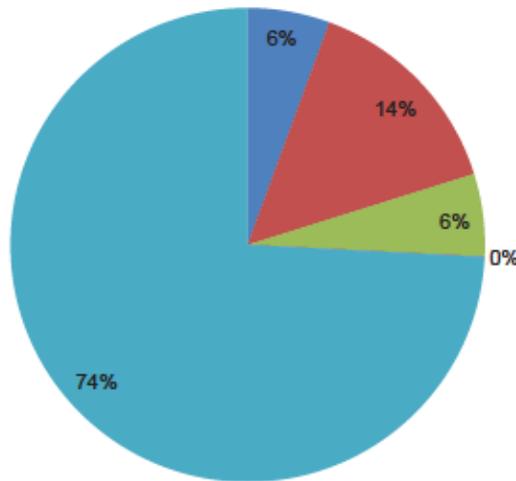


Fuente: BNE 2014, DNE, MIEM, Uruguay.

**Gráfico 5**  
**Generación de energía eléctrica por origen 2003-2014**  
*(GWh)*



**Año 2013**



■ Térmica (fósil) ■ Térmica (biomasa) ■ Eólica ■ Solar ■ Hidro

Fuente: BEN 2014, DNE – MIEM.

Sin lugar a dudas, el hecho que la política energética se haya convertido en Política de Estado aportó un marco de estabilidad y continuidad, que coadyuvó a la creación de condiciones propicias para el desarrollo de las ERNC.

Por otra parte, la presencia de UTE fue de fundamental importancia en el desarrollo del proceso. Sin el soporte de la empresa pública del sector eléctrico, especialmente en lo referente a su *background* técnico y su solidez económica-financiera, la implementación de la política energética en materia de ERNC hubiera encontrado muy serias dificultades para su concreción.

## B. Breve reseña de aspectos institucionales y regulatorios del sector

La reglamentación del sector eléctrico ha tenido importantes modificaciones, principalmente desde el año 1997, cuando se aprueba la Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico 16832, que declara a la generación como una actividad de libre iniciativa por parte de cualquier sujeto público o privado<sup>23</sup>, modificando lo establecido en la Ley Nacional de Electricidad de 1977 (nº 14.694)<sup>24</sup>.

A partir de la entrada en vigor de la citada Ley de Marco Regulatorio, surge la necesidad de contar con un mercado de la energía eléctrica, así como organismos de administración y contralor pertinentes, adecuando el sector a esta nueva realidad. La Ley proporciona el marco general para cubrir dicha necesidad y crea la UREE (Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica), el MMEE (Mercado Mayorista de Energía Eléctrica) y la ADME (Administración del Mercado Eléctrico). A ello le siguió un proceso de reglamentación implementado en varias etapas, entre las que destacan: una primera en el año 1999 a través del Decreto 22/999; y una segunda en el 2002, que derogó el decreto anterior y en el que se aprobaron una serie de reglamentos para la conformación del mercado y su funcionamiento en las nuevas condiciones:

- Decreto 276/002: Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional (quien en su texto deroga el Decreto 22/999, y con sus modificaciones del Decreto 567/009)
- Decreto 277/002: Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica
- Decreto 278/002: Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica (con sus modificaciones de los Decretos 44/007 y 76/006)
- Decreto 360/002: Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (con sus modificaciones por parte del Decreto 299/003 y reglamentaciones del decreto 72/010)

Esta serie de leyes, decretos y reglamentos son los que proporcionan el marco correspondiente para la incorporación de nuevos agentes generadores en el Sistema Interconectado Nacional, entre ellos aquellos que utilizan como fuentes las ERNC.

Entre los aspectos más relevantes se pueden mencionar los referidos a la configuración de un mercado *spot* de energía eléctrica; el establecimiento de la necesidad de contar con la autorización del Poder Ejecutivo para el ejercicio de cualquiera de las actividades del sector (incluso se proponen los datos y requisitos a cumplir para solicitar la autorización al Ministerio de Industria Energía y Minería (MIEM), además de los plazos establecidos para la expedición del Ministerio a la solicitud); la enumeración de las pautas de funcionamiento y cometidos de ADME y el Despacho Nacional de Carga -DNC (particularmente aquellos vinculados con la operación integrada y el despacho económico del Sistema Interconectado Nacional - SIN); la explicitación del régimen de precios y en particular la enumeración de aquellos que están sujetos a regulación; el establecimiento de las competencias orgánicas del Poder Ejecutivo en la formulación y control de políticas de energía

<sup>23</sup> La trasmisión y distribución permanecieron como servicios de carácter público (de acuerdo a la Ley Nacional de Electricidad Nº14.694) y UTE con el cometido de llevarlas a cabo.

<sup>24</sup> Esta ley contemplaba la posibilidad de otorgar el servicio en régimen de concesión por parte de otras empresas eléctricas, mediante resolución expresa del Poder Ejecutivo y sujeta previamente a la opinión de UTE.

eléctrica (determinando metas y prioridades en ese aspecto). También se definen los requisitos que deben cumplirse para que un agente participe del mercado como autoproducer firme o no firme, y asimismo se define el término de “central de despacho libre” (central con capacidad instalada menor o igual a 5 MW), así como las obligaciones y características del despacho de aquellos generadores que adhieran a esta modalidad.

## 1. Rol de los organismos más relevantes

Desde el punto de vista legal existen varias organizaciones dentro del Estado que tienen un rol relevante en el dictamen de normas, reglamentos, estándares y procedimientos a seguir para generar energía a partir de fuentes renovables no convencionales.

El MIEM, en particular a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), tiene como misión la identificación y cuantificación de las fuentes de energía primaria existentes en el país, siendo responsable de asesorar al citado Ministerio en la formulación de la política energética y de ejecutar las acciones de gestión que de ello se deriven. Entre otros cometidos relevantes, participa en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas y controla su cumplimiento, así como coordina y orienta la acción de las entidades que operan en el sector. Es asimismo quien implementa y ejecuta los contralores legales o reglamentarios asignados en relación a las concesiones otorgadas en el sector energético.

La UREE, que había sido creada con el cometido de regular y controlar las actividades relacionadas con el suministro eléctrico, en el 2002 amplía sus competencias, transformándose en URSEA (Unidad Reguladora de Servicios Energéticos y Agua). Como unidad reguladora, uno de los cometidos e instrumentos fundamentales de la regulación es contar con normativas técnicas adecuadas que establezcan deberes y derechos de los distintos actores involucrados. Este cuerpo normativo se expresa en los reglamentos elaborados por URSEA. Entre otras tareas, la URSEA es responsable de dictar las condiciones en la que los intercambios de energía deben llevarse a cabo, así como los requisitos del sistema de medición comercial y el régimen de sanciones en caso de constatarse incumplimientos<sup>25</sup>. Es también un organismo asesor del Poder Ejecutivo en los aspectos comprendidos en su competencia, examinando en forma permanente tarifas y precios correspondientes a los servicios comprendidos dentro de su competencia, realizando las inspecciones necesarias y aplicando las sanciones previstas en la reglamentación.

Por su parte la ADME, fue creada con el cometido de administrar el MMEE, y operar y administrar el DNC, ajustándose a las normas establecidas por el poder Ejecutivo. En el año 2008, en aplicación de una opción prevista expresamente en el art. 9 de la Ley de Marco Regulatorio, se estableció el arriendo por parte de ADME de los servicios del DNC de UTE. En el ejercicio de su función, la ADME deberá velar por la transparencia de la operación y estimación de los costos, otorgando de esta forma garantías de un trato justo a todos los agentes del Sector.

Tal como fuera mencionado anteriormente, UTE es quien lleva a cabo las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, y participa también como agente generador en el mercado eléctrico, actividad que anteriormente desarrollaba con exclusividad en el país. Es también competencia de UTE el dictaminar normas y reglamentos particulares en determinados aspectos técnicos del intercambio de energía, y realizar las fiscalizaciones de cumplimiento correspondientes. Asimismo le compete la realización del despacho de cargas del Sistema siendo auditado en el cumplimiento de sus cometidos por la ADME. En la práctica el sistema eléctrico ha venido funcionando bajo un esquema del tipo de comprador único, con UTE ejerciendo ese rol.

---

<sup>25</sup> Se define al sistema de medición comercial como aquel “sistema requerido para medir las magnitudes físicas entregadas y recibidas por cada participante en los puntos que compra o vende al MMEE”.

Una vez creado el marco para la comercialización de energía eléctrica, se comienza a fomentar la celebración de contratos de compraventa, primero a partir de generación distribuida y luego mayoritariamente a partir de fuentes renovables.

## C. Instrumentos específicos de políticas públicas orientadas a promover las ERNC en el Uruguay

Como estrategia para fomentar el ingreso de energías ERNC en la matriz de generación eléctrica, se han desarrollado una serie de instrumentos de política destinados a facilitar la incorporación gradual dichas fuentes.

### 1. Incentivos para la incorporación de ERNC a través de llamados o procesos licitatorios

A partir del año 2005, en el marco de los lineamientos del Poder Ejecutivo para impulsar el desarrollo de la generación distribuida y de formas alternativas de generación de energía eléctrica y su desarrollo tecnológico asociado, se suceden una serie de decretos que apuntan a tales fines. A continuación se presenta en orden cronológico un resumen de las principales iniciativas.

#### a) Año 2005. Decreto 267/005

Mediante el Decreto 267/005, con su posterior corrección y derogación a través del 389/005, el Poder Ejecutivo autoriza a UTE la realización de contratos de compraventa de energía eléctrica a diez años, a precios prefijados<sup>26</sup>, de hasta 50 MW, con centrales de no más de 5 MW instalados. Ningún emprendimiento se encuentra actualmente generando en el marco de dicho decreto.

#### b) Año 2006. Decreto 77/006 (Biomasa, Eólica y PCH)

En el año 2006, el Decreto 77/006 procuró la dinamización de la incorporación de fuentes de generación a partir de ERNC. El mismo habilita a UTE la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica de hasta 20 años, producida a partir de la fuente eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas. Se establecía un cupo máximo a contratar de 60 MW, distribuidos en 20 MW por cada fuente promovida, pero con posibilidad de ampliar en caso que alguna no completase su cupo. Se fijó la capacidad instalada máxima de las centrales en 10 MW<sup>27</sup>, y los precios (en tanto se mantuviesen en el entorno de valores de referencia y conveniencia) serían los resultantes de un procedimiento competitivo.

En todos los casos, el generador debía hacerse cargo de los costos de conexión y ampliaciones en la red que fueran necesarias, pero quedaban exonerados del pago de peajes por la utilización de las redes de distribución y transmisión<sup>28</sup>. En el marco de este decreto, UTE lanza el llamado a licitación P35404, del cual resultan adjudicados los proyectos de eólica Nuevo Manantial y Amplin I, y los proyectos de biomasa Fenirol, Bioener y Galofer<sup>29</sup>.

<sup>26</sup> Los precios máximos fueron fijados en 52 USD/MWh hasta el 31 de diciembre de 2007 y 30 USD/MWh desde el 1° de enero de 2008 hasta la finalización del contrato.

<sup>27</sup> En el resultando del Decreto, entre otras razones, se argumenta la conveniencia para esta etapa de favorecer la multiplicidad de actores por razones de desarrollo social, tecnológico y territorial.

<sup>28</sup> El incentivo de la exoneración al generador del pago de cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión, está contenido en todas las convocatorias a partir de fuentes renovables no convencionales publicados con posterioridad a este.

<sup>29</sup> No se presentó ningún proyecto de PCH.

Al quedar un remanente de potencia no adjudicado, en el marco del Decreto 397/007, se dio origen al llamado a licitación P37637. El mismo presentaba la particularidad de desacoplar los límites entre potencia contratada e instalada, permitiendo centrales de hasta 20 MW, de los cuales no más de 10 MW podían ser comercializados en el mercado de contratos (al precio obtenido en la licitación). Los eventuales remanentes podían venderse en el *spot*. Del mismo resultaron adjudicados los proyectos de eólica de Amplin II y III, así como los de biomasa de ALUR, Ponlar y Los Piques (Weyerhaeuser).

En los tres decretos mencionados, cada central decidiría su propio despacho, pero UTE y el generador podrían acordar la salida del sistema en períodos de bajo costo de generación del sistema.

Como resultado de estos llamados resultaron finalmente adjudicados por UTE un total de 12 proyectos (eólica y biomasa), que sumaron una potencia instalada de 93.3 MW de los cuales 67.8 MW contratados con la empresa eléctrica. El remanente se destinaba fundamentalmente a autoconsumo de las plantas y una muy pequeña proporción se volcaría finalmente al mercado *spot*. A la fecha de redacción de este documento (abril 2015), en el marco de esos llamados se encuentran operativos 83,5 MW.

Como regla general las licitaciones han seguido en general la siguiente pauta:

- Un decreto del Poder Ejecutivo autoriza la compra por parte de UTE de energía procedente de centrales nuevas a instalarse, especificando ciertas características generales (fuente o fuentes primarias comprendidas, potencia máxima a contratar en total, potencia máxima por proyecto, plazo de los contratos, etc.). En todos los casos los decretos han establecido el principio de traslado a tarifas de los costos de compra.
- UTE realiza un llamado a licitación competitiva para determinar los adjudicatarios, completando la potencia máxima a contratar con los proyectos de menores precios. Para ello UTE elabora los pliegos para las licitaciones que instrumentan las directivas generales de los decretos del Poder Ejecutivo y los requerimientos imprescindibles para definir el llamado (inclusión de los costos de conexión a la red en la comparación de ofertas, fórmulas de indexación de los precios ofertados inicialmente, condiciones contractuales y garantías a presentar por los oferentes, etc.). Estos procedimientos se realizan dentro de la normativa general de adquisiciones<sup>30</sup> que rige para las empresas públicas, la que requiere el cumplimiento de un conjunto de formalidades para garantizar la igualdad de los oferentes y la intervención del Tribunal de Cuentas.

Un aspecto importante y que ya fue mencionado, está relacionado con el hecho que los precios presentados por los oferentes, además de competir por un cupo en su respectivo nicho tecnológico, debían mantenerse en un “entorno de valores de referencia y conveniencia”<sup>31</sup>. Es decir, si bien se buscaba promover el desarrollo de las ERNC, esto no debía darse a cualquier costo. Para ello se tuvieron en cuenta valores de referencia de costos de las distintas tecnologías así como las proyecciones costos marginales de mediano y largo plazo de la generación eléctrica del sistema uruguayo. Esto último resulta de fundamental importancia a la hora de evaluar, en caso de ser necesarios subsidios, el esfuerzo económico que estaría haciendo el conjunto de la sociedad con el fin de alcanzar el objetivo propuesto. Es así que en algunos casos quedaron cupos sin completar, no por falta de ofertas sino porque se entendió que los precios ofertados no resultaban convenientes.

Otro aspecto a subrayar, es que en línea con la política de fomentar el desarrollo de las ERNC concomitantemente con el desarrollo tecnológico nacional, industrial y de servicios nacionales asociados, la fórmula que se utilizó a los efectos del índice de comparación de ofertas otorgaba mejores condiciones para competir a aquellas ofertas que presentaran un mayor porcentaje de

<sup>30</sup> El conjunto de normas para la adquisición de bienes y servicios por organismos del Estado está contenido en el Texto Ordenado de Contabilidad y Administración Financiera (TOCAF), que resume las disposiciones legales. <http://www.impo.com.uy/bancodatos/tocaf.htm>.

<sup>31</sup> En caso de rechazo por manifiesta conveniencia, UTE debía fundamentar su decisión.

participación de componentes de la industria nacional. Para ello, los proyectos debían contar con una certificación del componente nacional, de acuerdo a una metodología desarrollada con el apoyo de la Cámara de Industrias del Uruguay (CIU)<sup>32</sup>. En ella se establecen los criterios generales para la determinación de dicha componente, entre los que se establecían aquellos que definían el carácter nacional de cada componente de la inversión (CNI): a) bienes de capital, b) obra civil de instalación, montaje e infraestructura y c) estudios de ingeniería. Se generó también un manual para la certificación del CNI.

Se debe tener presente que estos instrumentos de política pueden ser beneficiosos para el desarrollo productivo local pero pueden implicar también sobrecostos importantes si las capacidades locales no presentan la escala o eficiencia requeridas. Por otro lado es importante analizar el peso de las distintas componentes de los proyectos. Por ejemplo las consideraciones de externalidades positivas asociadas a la inversión inicial en los proyectos de ERNC resultan muy relevantes para la energía eólica la cual no tiene una cadena de suministro posterior asociada, pero tienen menor importancia para plantas que operan con biomasa, en las cuales la cadena de suministro durante la vida útil del proyecto resulta de mayor magnitud que la inversión inicial.

A modo de ejemplo se puede mencionar que los proyectos de biomasa adjudicados en el marco de estas licitaciones presentaron más de un 50% de sus componentes provenientes de la industria nacional. Más adelante se verá que esto también trajo aparejado algunos problemas.

En la fórmula comparativa de precios se privilegiaron aquellos contratos que tenían mayor plazo de duración. Asimismo se podía lograr una mejora de ingresos por una temprana entrada en servicio.

Los precios alcanzados en el marco de los procesos competitivos descritos variaron en un rango muy amplio, con valores de biomasa concentrados en el entorno de los 80 U\$\$/MWh (máximo 89,8 U\$\$/MWh) y los de eólica en valores próximos a los 90 U\$\$/MWh. En cuanto a los plazos de los contratos estos varían en un rango de 12 a 20 años.

La paramétrica de ajuste de precio anual, con sus coeficientes e índices de ajustes correspondiente a los contratos firmados en las condiciones establecidas en los llamados a licitación P35404 y P37637 fue la siguiente:

$$pt = at * p'o * (0.48 + 0.3 * \frac{CEc\%}{100\%} * \frac{PPIt}{PPIo} + 0.3 * \frac{CNc\%}{100\%} * \frac{IPPnt}{IPPno} * \frac{TCo}{TCt} + 0.22 * \frac{LIBORt}{LIBORo})$$

Ello implicaba que el precio de la energía entregada debía ajustarse anualmente de acuerdo con dicha fórmula de indexación, en la cual participaban ponderadas las siguientes variables:

- CEc%: es el porcentaje de componente extranjera de la inversión del proyecto
- CNc%: es el porcentaje de componente nacional de la inversión del proyecto
- Indicador de precios IPPN (Índice de Precios al Productor de Productos Nacionales) para la Componente Nacional del proyecto
- Indicador de Precios PPI (Índice de Precios al Productor de Productos de EEUU) para la componente extranjera del proyecto
- TC: valor del tipo de cambio del dólar estadounidense
- Evolución de la tasa LIBOR

<sup>32</sup> La actuación de la CIU, como único organismo habilitado para otorgar certificaciones del contenido nacional de los proyectos, ha sido objeto de reparos por parte de algunos sectores vinculados a las asociaciones del sector. Principalmente por las demoras en otorgar las certificaciones, el precio de las mismas y la dificultad para encontrar alternativas a los problemas a los que se ven enfrentados.

- 48% se mantiene en dólares corrientes
- $a_t$  en la P35404 tiene el valor 1,1 hasta el año  $t=2008$  y el valor 1,0 en los años siguientes en P35404) y en la P37637 el valor 1.1 hasta el año 2010 y 1,0 en los años siguientes.

Un tema que fue motivo de controversia (particularmente por parte de los oferentes de biomasa) fue la no inclusión de algún índice que diera cuenta de la evolución de los precios del petróleo. Las autoridades en su momento argumentaron que la política de promoción de las renovables no convencionales buscaba, entre otros objetivos, alcanzar un cierto grado de desacople entre los precios internos de la energía y la evolución de los precios del petróleo. A los efectos de alcanzar tal fin, si bien se reconocía que el transporte de los residuos de biomasa hacia la central iba a requerir del consumo de derivados del petróleo (esencialmente gas oil), se buscaba la instalación de plantas de un tamaño acotado (no más de 10 MW) y ubicadas en sitios que no implicasen la necesidad de grandes desplazamientos para la recolección de los residuos biomásicos.

Un incentivo extra incorporado en estos llamados y que se extendió a todos los llamados siguientes, radicó en otorgar la tenencia de los Certificados de Reducción de Emisiones (en el marco del MDL) que pudieran obtenerse, a los desarrolladores de los proyectos. A la fecha se encuentran aprobados 30 proyectos MDL a nivel nacional de los cuales 26 proyectos corresponden a ERNC (Fuente: División Cambio Climático – DINAMA).

### c) Año 2009 y 2010. Decretos 403/009 y 367/010 (Eólica y Biomasa)

Mediante el Decreto 403/009, el P.E. autoriza a UTE la realización de procedimientos competitivos para la contratación de 300 MW eólicos, y reglamenta la primera etapa (por un total de hasta 150 MW). Por su parte UTE en febrero de 2010 lanza los pliegos de la convocatoria de compra de energía por un total de hasta 150 MW eólicos (K39607).

A los efectos de la aplicación del índice de comparación de ofertas, este llamado puso especial énfasis en la consideración en los aspectos vinculados a la integración de componente nacional. Esto se fundó en el ya mencionado interés de las autoridades nacionales para que la promoción de las ERNC viniese asociado a un desarrollo tecnológico, industrial y de servicios nacionales. En tal sentido, en la medida que se entendió que los mayores tamaños de los parques y el establecimiento de metas de mediano y largo plazo, podían generar mejores condiciones para el desarrollo conjunto de proveedores de servicios, equipamientos y tecnologías locales, se procedió a exigir un mínimo de 20% de componente nacional. Adicionalmente, se contempló una mejora en los precios comparativos al momento de adjudicar las ofertas para todos aquellos proyectos que incluyeran un componente nacional mayor al 20%<sup>33</sup>, como forma de incentivar una mayor participación de la industria local en las diferentes componentes de los proyectos (torres, álabes, obra civil, ingeniería, etc.). Respecto de este punto cabe señalar que en la fase de construcción de los proyectos, algunos inversores manifestaron sus dificultades para alcanzar los porcentajes comprometidos.

En julio de 2010 se abrieron las propuestas totalizando una potencia total ofertada de aproximadamente 950 MW.

En noviembre de 2010 UTE entregó a los oferentes los proyectos de conexión a la red, y éstos tuvieron un periodo para recalcular sus precios ofertados por la energía, teniendo en cuenta los costos asociadas a las obras de conexión. Asimismo, exclusivamente para los proyectos que resultasen adjudicatarios de este proceso, se establecieron condiciones especiales para obtener la autorización

<sup>33</sup> En el siguiente link <http://www.energiaeolica.gub.uy/uploads/evaluaci%C3%B3n%20componente%20nacional%20ciu.pdf> están en detalle los requisitos aplicables al componente nacional computable para la contratación directa K39607, de energía eólica así como la metodología a utilizar para la obtención de las certificaciones. Todas las gestiones para estos fines deben ser realizadas ante la Cámara de Industrias del Uruguay (CIU).

para generar del Poder Ejecutivo, a través del decreto 343/010, lo que permitió que se agilizaran los plazos, sin bajar las exigencias necesarias desde el punto de vista ambiental.

En enero de 2011 los oferentes presentaron su precio final y el componente nacional de la inversión, así como la documentación requerida sobre los proyectos. Finalmente en marzo del mismo año el Directorio de UTE adjudica la compra a las empresas Palmatir, Consorcio Venti y Fingano, las cuales firmarán un contrato por la venta de energía de un parque de 50 MW cada una. Los precios de las ofertas adjudicadas estuvieron en un rango entre los 85-87 USD/MWh ajustados anualmente según la siguiente fórmula:

$$p_t = (p_0 - \alpha) * (0.4 + 0.6 * \frac{CEc\%}{100\%} * \frac{PPIt}{PPIo} + 0.6 * \frac{CNc\%}{100\%} * \frac{IPPnt}{IPPNo} * \frac{TCo}{TCo})$$

Siendo  $\alpha$  el factor de ajuste de acuerdo al porcentaje de insumos nacionales incorporados. Como puede observarse, en relación a la paramétrica de ajuste utilizada en las anteriores convocatorias, no se incorporó ningún indicador que siguiese la evolución de la tasa Labor y se cambiaron las ponderaciones de los otros indicadores.

El listado de proyectos adjudicados en esta convocatoria fue el siguiente:

**Cuadro 7**  
**Proyectos adjudicados según convocatorias, Decreto 403**

Conv.	Empresa	Pot. (MW)	Departamento
403/009	Fingano	50	Maldonado
403/009	Jistok	50	Maldonado, Lavalleja
403/009	Palmatir	50	Tacuarembó

Fuente: Elaboración propia sobre la base de página web DNE.

Sobre finales de 2010 se realizó una nueva convocatoria exclusivamente para generadores de energía eléctrica a partir de biomasa (Decreto 367/010). El decreto autoriza a UTE la celebración de contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores que produzcan energía eléctrica en el territorio nacional, y establece que dicha modalidad de contratación será para centrales de generación de hasta 20 MW de capacidad que utilicen biomasa como fuente de energía primaria (plazo de contratación máximo de 20 años).

Destacan cuatro aspectos centrales del decreto. En primer lugar, el establecimiento de dos modalidades de despacho de la energía: a) energía no sujeta a despacho: es aquella en la cual el generador es libre de suministrar o no, siempre que no existan restricciones del Despacho Nacional de Cargas (DNC) y; b) energía convocable, asociada a la potencia puesta a disposición del DNC por el generador: es la energía que el generador se compromete a suministrar al Sistema Interconectado Nacional (SIN) sujeta al despacho establecido por el DNC. En segundo lugar, se establecen también en el Decreto las remuneraciones para ambos tipos de energía y para la potencia disponible: 92 USD/MWh para energía no sujeta a despacho (PrEnAu) y para la energía convocable una estructura de precios compuesta por un pago por potencia disponible convocable (PrPoDiCo) de 48 USD/MW-h correspondiente y un pago por la energía efectivamente convocada (PrEnCo) de 59 USD/MWh. En tercer lugar, se fija un requerimiento mínimo de 30% de participación nacional en los componentes de inversión realizada para la construcción de la central generadora. Adicionalmente, el Decreto establece que para los tres primeros emprendimientos que adhieran a este mecanismo con una declaración de componente nacional superior al 50% se realizará un ajuste al alza sobre los precios de compra (95 USD/MWh). Se marcan asimismo precios diferenciales más convenientes para aquellos que se instalen en el corto plazo. Finalmente, se establece un conjunto de paramétricas de ajuste de los precios antes señalados, de periodicidad semestral.

A este respecto cabe destacar que en relación a la paramétrica de los llamados a licitación P35404 y P37637, se produjeron importantes cambios. Se brinda la libertad de opción de tres alternativas de paramétrica para el precio de la energía convocada (con variaciones en el peso porcentual entre el PPI y el IPPN), se incorpora un indicador de ajuste por variación del precio del gas oil y un indicador de ajuste que daba cuenta de la evolución del crudo West Texas Intermediate (WTI). En tanto la parte que se mantuvo en dólares corrientes se fijó en 21% y desapareció toda referencia a la LIBOR<sup>34</sup>. Por su parte, el precio de la potencia disponible convocable se ajusta por PPI, IPPN y TC.

#### Opción A

$$PrEnAu_t = (PrEnAu_0) * [0.21 + 0.10 * \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0.44 * \frac{IPPN_t}{IPPN_0} * \frac{TC_0}{TC_t} + 0.15 * \frac{GOIL_t}{GOIL_0} * \frac{TC_0}{TC_t} + 0.10 \frac{WTI_t}{WTI_0}]$$

$$PrPoDiCo_t = (PrPoDiCo_0) * [0.36 + 0.23 * \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0.41 * \frac{IPPN_t}{IPPN_0} * \frac{TC_0}{TC_t}]$$

$$PrEnCo_t = (PrEnCo_0) * [0.05 * \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0.60 * \frac{IPPN_t}{IPPN_0} * \frac{TC_0}{TC_t} + 0.20 * \frac{GOIL_t}{GOIL_0} * \frac{TC_0}{TC_t} + 0.15 \frac{WTI_t}{WTI_0}]$$

#### Opción B

Los coeficientes respectivos son 0.21, 0.09, 0.45, 0.15 y 0.10 para PrEnAut ; 0.36, 0.20 y 0.44 para PrPoDiCot , en tanto se mantienen incambiables los correspondientes al PrEnCot.

#### Opción C

Los coeficientes respectivos son 0.21, 0.07, 0.47, 0.15 y 0.10 para PrEnAut ; 0.36, 0.16 y 0.48 para PrPoDiCot , en tanto se mantienen incambiables los correspondientes al PrEnCot.

Como ya fue señalado en forma genérica, en el marco de este llamado también se exoneró al generador del pago por el uso de las redes.

El llamado permaneció abierto hasta el último día de 2011, recibándose un total de veinticuatro ofertas por un total de 352,25 MW, de los cuales únicamente 43,4 MW permanecen en la cartera de proyectos en proceso de ejecución (Bioenergy y Lanás Trinidad). La opción de energía convocable no fue escogida por ningún oferente (aunque queda abierta la posibilidad que en el futuro se pueda pasar de una modalidad a otra)<sup>35</sup>. Estudios realizados en el marco del Proyecto de Producción de Energía Eléctrica a partir de Biomasa (PROBIO) identificaron dos factores que conspiraron contra la elección de esta modalidad: a) presentaba una alta complejidad en su interpretación; b) requiere de plantas de generación con capacidad de gerenciar el recurso (propendiendo a la integración vertical de la cadena)<sup>36</sup>

<sup>34</sup> En su momento se argumentó que se hacía el supuesto de que se trataba de préstamos a tasa fija. Por otra parte también debió pesar el hecho que la Libor estaba muy baja y se preveía una suba a corto plazo, hecho que finalmente no ocurrió.

<sup>35</sup> Las licitaciones con precio fijo para la convocatoria de biomasa adolecieron de algunos defectos que no les permitió alcanzar los objetivos trazados. Entre ellos cabe señalar que no se contemplaron los aspectos de mercado asociados a los subproductos de la cadena y el precio establecido no terminó remunerando, ni identificando de forma efectiva el recurso y su disponibilidad.

<sup>36</sup> Muchas de las ofertas presentadas y que luego no pudieron concretarse, provenían de potenciales desarrolladores de proyecto que no disponían de acceso directo al recurso.

y el hecho que el mismo esté concentrado en unos pocas manos, fue interpretado por potenciales oferentes como un factor de riesgo, que no estaba adecuadamente reflejado en el precio fijado.

#### d) Año 2011 y 2012. Decretos 159/011 y 424/011

El P.E. en el marco del Decreto 159/011 y con el fin implementar una segunda etapa que permita alcanzar la meta establecida de 300 MW, autoriza a UTE a celebrar contratos con privados por 150 MW provenientes de energía eólica. Se buscaba seleccionar proveedores de energía de fuente eólica con un plazo máximo de tres años para instalarse en territorio nacional. El particular interés por los plazos de entrada en servicio se fundaba en que la coyuntura energética imponía la necesidad de incorporar potencia al Sistema a corto plazo. Los lineamientos de este decreto son similares a los del Decreto 403/009, aunque incorpora ajustes surgidos de la experiencia acumulada en el procedimiento anterior. En particular, a través de una resolución del MIEM, se realizó una revisión de la metodología de evaluación del componente nacional.

En el marco de dicho decreto UTE lanza el procedimiento competitivo N° K 41938, al cual se presentaron 17 empresas por un total de 1097 MW. Los precios de las mejores ofertas estuvieron entre los 63 y 67 USD/MWh. Con la excepción de la inclusión del factor  $\beta_t$ , la paramétrica de ajuste del precio de la energía contratada se mantuvo inalterada respecto de la convocatoria anterior (k39607):

$$p_t = (p_{ad} - \alpha + \beta_t) * (0.4 + 0.6 * \frac{(100\% - CNe\%)}{100\%} * \frac{PPI_t}{PPI_o}) + 0.6 * \frac{CNe\%}{100\%} * \frac{IPPN_t}{IPPN_o} * \frac{TCo}{TCo}$$

$p_{ad}$  - precio de la energía eléctrica adjudicado (USD/MWh)

$\alpha$  - factor de ajuste de acuerdo al porcentaje de insumos nacionales incorporados

$\beta_t$  - si  $p_{ad} \leq 110$  USD/MWh, tiene el valor  $(110 - p_{ad})$  hasta el año  $t = 2014$  y cero para los años siguientes.

- si  $p_{ad} > 110$  USD/MWh tiene el valor cero para todos los años

Finalmente el Directorio de UTE resolvió adjudicar los contratos que se muestran en el siguiente cuadro, por un total de 192 MW.

**Cuadro 8**  
**Proyectos adjudicados según convocatorias, Decreto 159**

Convoc.	Empresa	Pot (MW)	Departamento
159/011	Luz de río	50	Florida - Flores
159/011	Gemsa	42	Lavalleja
159/011	Agua leguas	100	Tacuarembó

Fuente: Elaboración propia sobre la base de página web DNE.

Como consecuencia de los ajustes derivados de la aplicación de la paramétrica, los precios de la energía eólica con base 65 U\$/MWh se encuentran actualmente (abril 2015) en valores cercanos a los 70 U\$/MWh.

En diciembre 2011, el Poder Ejecutivo emitió el Decreto 424/011, en el cual se promueve la suscripción de contratos de compraventa de energía eléctrica entre UTE y los proveedores que presentaron ofertas de conformidad con el pliego de condiciones que rigió el procedimiento

competitivo K41938 y no hubiesen resultado adjudicatarios del mismo<sup>37</sup>. El precio de oferta se fijó en 65 USD/MWh<sup>38</sup> y la potencia máxima en 50 MW. En enero 2012 fueron elaborados los pliegos y enviados a las empresas habilitadas a participar. A fines de febrero se realizó la apertura de ofertas, constatándose que del total de empresas habilitadas para participar en la convocatoria, únicamente una no presentó oferta. En total se recibieron 13 iniciativas sumando 637,8 MW de potencia instalada. De éstas, nueve presentaron un nodo de conexión a la red, las cuales fueron evaluadas en la primera instancia, y otras dos más fueron adjudicadas en segunda instancia, totalizando 537,8 MW. La paramétrica de ajuste es la misma que la de la convocatoria anterior (K 41938), salvo que el premio por entrada temprana en operación es hasta el 31 de marzo de 2015. El siguiente cuadro muestra el total de ofertas adjudicadas en esta convocatoria.

**Cuadro 9**  
**Proyectos adjudicados según convocatorias, Decreto 424**

Convoc.	Empresa	Pot (MW)	Departamento
424/011	Polesine	50	Florida
424/011	Estrellada	50	Cerro largo
424/011	Molino de rosas	50	Maldonado
424/011	Astidey	50	Flores
424/011	R del sur	50	Maldonado
424/011	Noukar	50	Lavalleja
424/011	Vientos de pastoreale	49,2	Flores
424/011	Tulifox	48,6	San José
424/011	Vengano	40	Maldonado
424/011	Darinel	50	Maldonado
424/011	Ladaner	50	Tacuarembó

Fuente: Elaboración propia sobre la base de página web DNE.

#### e) Año 2013. Decretos 113/013, 133/013 y 420/013

El Decreto 133/013 promueve la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica entre UTE y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica en el territorio nacional para centrales entre 500 kW y 50 MW. Se fijan tres franjas: 1) entre 500 kW y 1 MW; 2) entre 1 y 5 MW; y 3) entre 5 y 50 MW.

Se establece una penalización si el componente nacional es menor al 20%. El procedimiento es competitivo en precios para las franjas 1 y 2. Para los contratos de la franja 3 que hubiesen entrado en operación antes de junio 2014, se fijó un precio de 91.5 USD/MWh. Para aquellos que entren en operación en el período junio 2014-junio de 2015 el precio decrece linealmente hasta el valor 86.6 USD/MWh. Al amparo del mencionado decreto UTE lanzó el procedimiento de compra N° K44918, en cuyo pliego se establece que el precio de la energía contratada correspondiente a cada año se calculará en el mes de enero de dicho año con la fórmula siguiente:

<sup>37</sup> En este caso no se trató un procedimiento licitatorio, sino una convocatoria a contratos de adhesión, donde el Poder Ejecutivo autoriza mediante un decreto la realización por UTE de un llamado a oferentes (en este caso a aquellos que no resultaron adjudicados en el procedimiento competitivo anterior), preestableciendo los precios de compra de la energía.

<sup>38</sup> De acuerdo al decreto 424/011, ese valor debía resultar del precio promedio ponderado por potencia, de los oferentes adjudicados en la licitación K41938.

$$pt = (pad - \alpha) * \beta * \left(\frac{PPIt}{PPI0}\right)$$

Donde:

pt - precio de la energía contratada correspondiente al año t (USD/MWh)

pad - 91.50 UDS/MWh

$\alpha$  y  $\beta$  factores de ajuste de acuerdo a la fecha del acta de habilitación y al componente nacional acreditado

Cabe señalar que previo al Decreto 133/013, el Decreto 113/013 había establecido que las centrales generadoras fotovoltaicas se considerarán a los efectos del despacho con un costo variable unitario nulo y su generación estará determinada por el recurso solar existente.

En el transcurso del mismo año el Decreto 420/013 modificó los plazos para la aplicación del precio preferencial asociado a un incentivo para el inicio de operación de los proyectos y estableció el precio aplicable a los contratos de compraventa de energía eléctrica que se celebren con proveedores que hubieren presentado sus ofertas dentro de la franja 3 establecida en el artículo 2 del Decreto N° 133/013. Como consecuencia de ello, se corre la franja temporal seis meses. Además, el máximo establecido para la franja 3 se fijó en 200 MW (potencia instalada).

Por su parte la Resolución N° 2497 del MIEM del 10 de octubre de 2013 establece la metodología para la evaluación del componente nacional de inversión a aplicar en los procedimientos de contratación que realice UTE, al amparo del Decreto N° 133/013.

En el siguiente cuadro se muestran las potencias adjudicadas para las franjas 1 y 2, así como las potencias ofertadas en la franja 3.

**Cuadro 10**  
**Proyectos adjudicados según convocatorias, Decreto 133**

Convoc.	Empresa	Pot (MW)	Departamento
D 133/013	Colidim S.A.	50	Salto
D 133/013	Jolipark S.A.	16	Paysandú
D 133/013	Giacote S.A.	50	Artigas/Tacuarembó/Rivera/ Río Negro
D 133/013	FRV B.V.	50	Salto
D 133/013	San Javier Solar Farm	7,7	Río Negro
D 133/013	Yamel S.A.	10	Paysandú
D 133/013	Natelu S.A.	10	Paysandú
R.13-1317	Petilcoran S.A.	9,5	Paysandú
R.13-1317	Femina S.A.	9,5	Paysandú
R.13-1317	Dicano S.A.	11,25	Paysandú
R.13-1317	Casalko S.A.	1,75	Paysandú
R.13-1317	Raditon S.A.	8	Paysandú
D 133/013	Vignano S.A.	1	Paysandú
D 133/013	Edelbon S.A.	1	Paysandú
D 133/013	Transferi S.A.	1	
TOTAL		236,68	

Fuente: Elaboración propia sobre la base de página web DNE.

**f) Venta en el Mercado Spot de energía eléctrica de fuente renovable no convencional**

En paralelo con los llamados, se han instalado algunos generadores con el objetivo de comercializar su producción en el mercado *spot*. En este régimen se encuentran las empresas Liderat S.A., que construyó una central a biomasa (residuos forestales) con una potencia instalada de 5 MW (operativa desde 2010) y los parques eólicos Libertad (7.75 MW), Engraw (3.6 MW), Lavadero Blengio (1.8 MW) y Central 1 de Nuevo Manantial (14 MW). En poco tiempo se incorporaría también Lumiganor S.A., con una central de 11 MW sobre la base de residuos forestales, actualmente finalizando su construcción (ya cuenta con autorización para generar). Existen también otros participantes del mercado de contratos a término que presentan excedentes respecto de la potencia contratada, y venden dichos excedentes en el mercado *spot*. Es el caso de Bioener, Ponlar, Fenirol y Galofer (los cuatro de fuente biomasa) y Luz de Loma (eólico).

**g) Modalidades de inserción a la red de la energía generada a partir de ERNC**

En los diversos procedimientos de compra de energía sobre la base de fuentes renovables no convencionales descritos anteriormente, se experimentaron varias modalidades de inclusión de los costos de conexión a la red como parte de la evaluación de ofertas. En todos los casos los estudios de conexión los hizo la propia UTE y las obras que resultaron necesarias para que el generador se conectase a la red, quedaron a cargo del mismo.

En algunos casos, de los estudios se desprendía la necesidad de realizar una serie de obras adicionales (nuevas líneas, cambio de conductor en líneas existentes, nuevos transformadores, nuevos equipos de reactiva, etc.) con el fin de evitar sobrecargas o problemas de tensión en otras partes de la red. En estos casos, si el estudio estaba asociado a un generador individual, las obras adicionales debían ser asumidas también el generador. No obstante, en algunas ocasiones esto no fue así; y las obras las terminó asumiendo UTE<sup>39</sup>.

A lo largo de las diferentes convocatorias en la realización de los estudios de conexión a la red se utilizaron distintas modalidades:

- Opción a): un estudio de red para cada generador individual (definiendo las obras necesarias para conectar ese generador a la red), y también estudios de red combinando de todas las formas posibles los generadores eléctricamente cercanos (definiendo las obras necesarias para conectar a la red cada conjunto posible de generadores cercanos). Sobre la base de estos estudios, se pueden definir con bastante precisión los costos de conexión de las ofertas adjudicables, pero el principal problema surge de la cantidad de estudios que hay que hacer cuando se empiezan a combinar las diversas ofertas.
- Opción b): para evitar realizar esta gran cantidad de estudios esta opción contempla proponerle a los oferentes que ellos mismos hicieran los estudios de conexión (UTE les proporcionó los datos de la red y los criterios de los estudios) y que incluyeran el costo de conexión en sus ofertas. Por su parte UTE, una vez definidos los posibles adjudicatarios, realizaba los estudios definitivos. En caso que las diferencias entre ambos estudios superaran un determinado límite, los oferentes adjudicatarios tenían la posibilidad de retirarse del proceso<sup>40</sup>. Esta variante tiene, el riesgo de que el oferente estime mal su costo de conexión (e incluso de que no haga el estudio), y que las obras involucradas terminen impactando sobre la rentabilidad del proyecto, haciendo que los potenciales adjudicatarios se retiren, obligando a reiniciar el proceso.

<sup>39</sup> La discusión en torno a si ciertas obras de importancia las debería asumir el generador o UTE, fue uno de los motivos que dio impulso al llamado "método de los nodos".

<sup>40</sup> En dicho caso se les devolvía la garantía de mantenimiento de oferta.

- Opción c): definición *a priori* un conjunto de nodos de la red con su capacidad máxima de inyección de potencia (“método de los nodos”). Los generadores sólo pueden conectarse a esos nodos, y el conjunto de la generación que se contrate en cada nodo no puede superar la capacidad predefinida. Desde el punto de vista de UTE este método, además de disminuir la cantidad de estudios, tiene la ventaja adicional de direccionar las ofertas de generación hacia localizaciones menos problemáticas desde el punto de vista de la red. Con relación a los oferentes, si bien esta modalidad les permite estimar con precisión el costo de las obras necesarias para llegar hasta el nodo seleccionado, puede presentar una desventaja, para el caso que localizaciones propuestas, no coincidan con los sitios de mayor potencial de recurso. Desde el punto de vista técnico, la principal objeción que se le puede hacer a este método es que la “capacidad de cada nodo” es un concepto muy vago<sup>41</sup>.

En una primera etapa, que abarcó las convocatorias iniciales hasta la primera que fue exclusivamente para la eólica, el oferente podía conectarse en cualquier lado (opción a). En una segunda etapa, que comprendió la segunda convocatoria de eólica, además de la libre elección del sitio de conexión, se les dio a los oferentes la información de la red para que ellos mismos pudieran calcular sus costos de conexión (opción b). En una tercera etapa, que incluyó la tercera convocatoria eólica y la fotovoltaica, se usó el mecanismo de una lista cerrada de nodos (opción c).

De la experiencia ganada en los diversos procedimientos de compra se puede concluir que si se presume una cantidad reducida de ofertas a adjudicar, es mejor hacer estudios individuales y conjuntos para cada caso particular (conociendo la potencia y ubicación de los generadores), y dejar claramente establecido que las obras de Trasmisión importantes que surjan de una localización inconveniente van a estar a cargo del generador. Si por el contrario, se espera un número grande de ofertas y además se pretende dar una señal fuerte de localización, se debería optar por el método de los nodos o algún otro método similar.

El resultado de los estudios de régimen en términos generales, muestra que muchas líneas de la red quedarán muy exigidas (al límite de su capacidad de carga o ya sobrecargadas) a consecuencia de los grandes volúmenes de generación renovable que se están incorporando. Situación que se da particularmente cuando la carga del sistema es baja (mínima o cerca del mínimo), pero no sólo en estos casos.

En el periodo transitorio (hasta que se termine de reforzar la red), esas congestiones van a tener que gestionarse ya sea aceptándolas (asumir el riesgo de sobrecarga durante periodos limitados de tiempo) o cortando generación. En ese sentido, UTE está tratando de incorporar tecnología moderna de cargabilidad de líneas (las líneas se cargan más o menos según la temperatura ambiente, viento, radiación solar, etc.) que permita disminuir al máximo los periodos de corte de generación.

### *Estudios de calidad de tensión*

Los generadores eólicos pueden generar perturbaciones en la calidad de tensión en la zona en que se conectan (armónicos, *flicker*, saltos de tensión, etc.). En consecuencia, cada generador que se conecta a la red debe hacer un estudio de calidad de tensión (a partir de datos de sus máquinas y de datos de la red que proporciona UTE), y una vez instalado, debe realizar asimismo una serie de ensayos para verificar los resultados de los estudios. Ambas etapas (estudios y ensayos) son controladas por UTE; y en general no han aparecido hasta ahora mayores problemas.

---

<sup>41</sup> El criterio definido por UTE, de asumir que en todos los nodos definidos se inyectaba simultáneamente una potencia igual a su máxima capacidad, resulta un tanto conservador, lo que puede llevar a subutilizar la capacidad de transferencia de la red en su conjunto.

### *Estudios de la red durante transitorios (estabilidad)*

Salvo casos puntuales en algunos de los parques instalados, este tipo de estudios no se han hecho ni en UTE ni por parte de los generadores. Se está juntando la información (modelos dinámicos de los parques eólicos) necesaria para que se puedan hacer estudios a nivel de operación. La Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República (UdelaR) ha realizado esta clase de estudios (si bien con cantidades menores a las que se están incorporando actualmente) y los resultados obtenidos hasta ahora hacen presumir que la incorporación a corto plazo de energía eólica no afectaría la estabilidad de la red.

## **2. Negociaciones directas de UTE**

Por fuera del marco de los decretos promocionales, las plantas de celulosa Botnia y Montes del Plata incorporaron al Sistema 161 MW y 170 MW respectivamente, de capacidad de generación sobre la base de biomasa. En el primer caso, aproximadamente 120 MW<sup>42</sup> son destinados a satisfacer las necesidades energéticas de su proceso productivo (y los de una planta química contigua), en tanto el remanente se vuelca al S.I.N en las condiciones establecidas en un contrato con UTE (diez años de duración). En el segundo caso, 100 MW son destinados a satisfacer las necesidades energéticas de su proceso productivo, en tanto los 70 MW restantes son inyectados al S.I.N en las condiciones establecidas en un contrato con UTE (15 años de duración). En ambos casos, el combustible utilizado es el obtenido a partir de los residuos generados en la planta de celulosa (licor negro).

## **3. Incorporación de parques propios de UTE sobre la base de ERNC**

Desde tiempo atrás UTE venía dando pasos en pos del desarrollo de las energías alternativas. Un hito relevante en este camino fue la suscripción a principios de los años noventa de un convenio con la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República, con el objeto de realizar una evaluación primaria del potencial eólico del Uruguay, y de implementar un proyecto piloto (instalación de un generador eólico de 0.15 MW en la zona de Sierra de los Caracoles). En este período también se destaca la instalación de paneles solares en lugares aislados del medio rural, y particularmente el esfuerzo realizado para que todas las escuelas, policlínicas y destacamentos policiales ubicados en zonas muy aisladas, pudieran contar al menos con dichos paneles.

Un punto de inflexión para UTE en esta materia fue la concreción en el 2008, en el marco del programa de conversión de deuda de Uruguay con España, de un parque eólico de 10 MW en Sierra de los Caracoles (cinco unidades de 2 MW c/u), el cual fue ampliado a 20 MW en el 2010.

Alineada con los objetivos de política energética consensuados por todos los partidos políticos con representación parlamentaria, y en particular con las metas fijadas en cuanto a la participación de energías renovables en la oferta de energía eléctrica, UTE en sus lineamientos estratégicos se planteó seguir ampliando su participación directa en el mercado de la energía eólica (componente fundamental de la futura matriz energética del Uruguay) y convertirse en un importante actor de dicho mercado. Para ello ha comenzado a implementar un ambicioso plan de inversiones, que bajo distintas modalidades de negocio, le permitirán incorporar en los próximos años alrededor de 500 MW eólicos propios.

Estas modalidades incluyen la construcción de parques con recursos propios, en asociación con otras empresas<sup>43</sup> o en el marco de un *leasing* operativo<sup>44</sup>.

---

<sup>42</sup> PROBIA [www.probio.gub.uy](http://www.probio.gub.uy).

<sup>43</sup> UTE y ELETROBRAS celebraron un convenio de asociación con el objetivo de desarrollar en conjunto proyectos eólicos en ambos países.

<sup>44</sup> El motivo para implementar una modalidad de estas características está vinculado al hecho de que al tratarse de una empresa pública, cuyo programa financiero forma parte del programa financiero global del sector público, en algunos casos esta situación actúa como una restricción para la inversión con recursos propios. El *leasing* operativo brinda la posibilidad de postergar, para una oportunidad más propicia, la incorporación como inversión de las centrales.

En el siguiente cuadro se muestran los parques instalados por parte de UTE o en proceso de desarrollo (con un diferente grado de avance).

**Cuadro 11**  
**Parques eólicos instalados, en construcción y previstos, UTE**

Convoc.	Empresa	Parque	Pot. Instalada(MW)	Departamento
UTE	UTE	Sierra de los Caracoles I y II <sup>a</sup>	20	Maldonado
UTE	UTE - Eletrobras	Rosendo Mendoza <sup>a</sup>	65,1	Flores
UTE	UTE	Juan Pablo Terra <sup>a</sup>	67,2	Artigas
UTE	UTE	Colonia Arias	70	Florida, Flores
UTE	UTE	Valentines	70	Treinta y Tres
UTE	UTE	Pampa	140	Tacuarembó
UTE	UTE	Andresito	50	Flores
Leasing	Teyma	Palomas	71	Salto
	Total		553,3	

Fuente: Elaboración propia sobre la base de página web DNE.

<sup>a</sup>En operación.

De acuerdo a las consultas realizadas y datos extraídos de presentaciones de autoridades oficiales, para las diferentes modalidades implementadas, los valores obtenidos por kW instalado se han ubicado un poco por debajo de los 2000 U\$S y los costos nivelados arrojarían valores del orden de los 70 U\$S/MWh.

En la modalidad de leasing operativo, las autoridades de UTE han planteado la posibilidad de desarrollar tres Centrales de generación eólica, por un total de aproximadamente 180 MW, en las siguientes condiciones:

- Período de cinco (5) años con opción de UTE de:
  - Compra de las centrales a valor determinado por UTE proporcional a las cuotas pagas del leasing (60 cuotas).
  - Ampliación del *leasing* por 180 meses (hasta fin de la vida útil) y desmantelamiento al final del período.
  - Servicio de operación y mantenimiento a partir del vencimiento del período de garantía de la correspondiente Central, por un período de tres (3) años ampliable, a opción de UTE, por períodos de dos (2) años hasta un máximo de tres (3) renovaciones.
- El plazo para la puesta en operación industrial de cada Central no podrá superar los veinticuatro (24) meses.

## **D. Instrumentos de políticas generales y sectoriales que coadyuvaron a la promoción de las ERNC**

### **1. Ley 16.906 (de Promoción y Protección de Inversiones) y exoneraciones fiscales**

La Ley de Promoción y Protección de Inversiones (16.906) del año 1998, establece un marco amplio y favorable para que proyectos que impliquen la incorporación de fuentes renovables no convencionales

puedan acogerse a los beneficios que otorga el mismo. Pero es en el año 2007, con el decreto 455/007, donde se fijan los criterios y mecanismos para la obtención de los citados beneficios<sup>45</sup>.

En el decreto 354/009 explícitamente se declara como promovidas, entre otras, las actividades de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables no tradicionales. Se justifica esta decisión porque se encuadran en los objetivos establecidos por la Ley 16.906 y el Decreto 455/007, particularmente en lo que refiere a la generación de empleo calificado, incremento de investigación, desarrollo e innovación y producción más limpia. Entre los beneficios que pueden obtenerse se menciona la exoneración de impuestos de acuerdo al siguiente criterio:

- a) 90% de la renta neta fiscal en los ejercicios iniciados entre el 1º de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2017
- b) 60% en los ejercicios iniciados entre el 1º de enero de 2018 y 31 de diciembre de 2020
- c) 40% en los ejercicios iniciados entre el 1º de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2023.

Este beneficio de exoneración del IRAE<sup>46</sup> es de aplicación para aquellos generadores a partir de fuentes renovables no tradicionales cuando la energía eléctrica sea vendida en el mercado de contratos a término<sup>47</sup>.

Existen otras exoneraciones, como la del Impuesto al Valor Agregado a máquinas agrícolas y accesorios y a equipos completos de generación de energía eólica, que contribuyen a facilitar las inversiones necesarias.

## 2. Instrumentos para fomentar la investigación e innovación en ERNC

En el año 2008, con el objetivo de promover las actividades de investigación, desarrollo e innovación en área de la energía, se crea, en el ámbito de la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (ANII), el Fondo Sectorial de Energía. Dicho Fondo, constituido con aportes de la propia ANII, UTE, ANCAP, DNE-MIEM y otros organismos públicos y privados, lanza todos los años convocatorias para el apoyo a proyectos de investigación, de desarrollo y/o de innovación en el área energética con base en las temáticas priorizadas. A modo de ejemplo, en la Convocatoria 2014 se consideraron dos modalidades de presentación de proyectos: la Modalidad 1), dirigida a grupos de investigación y la Modalidad 2), cuyos beneficiarios pueden ser empresas (y que se concursa por ventanilla abierta). Para la primera modalidad se presentaron un total de 30 proyectos de investigación por un monto total de U\$S 3.57 millones (U\$S 2.9 millones de solicitud para ser financiado por la ANII), de los cuales aproximadamente dos tercios estaban vinculados de forma directa a ERNC.

## 3. Instrumentos orientados al fortalecimiento institucional y la promoción de las ERNC

Con el propósito de promover las distintas fuentes de ERNC, a nivel del MIEM, UTE y otros actores relevantes del sector, se han propuesto y desarrollado proyectos específicos con el propósito de impulsar el desarrollo de los mercados vinculados a las distintas fuentes renovables. En ese sentido actúan como instrumentos de fortalecimiento institucional orientados a trabajar de forma directa sobre las barreras que obstaculizan el desarrollo de las ERNC.

<sup>45</sup> En el 2012 mediante el Decreto 002/012, se establece que el Poder Ejecutivo otorga los beneficios relacionados con dicha ley de acuerdo al asesoramiento de una Comisión (COMAP), integrada y coordinada por un representante del Ministerio de Economía y Finanzas, con la participación de representantes de los ministerios que se consideren relevantes al proyecto y de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto.

<sup>46</sup> IRAE, Impuesto a la Renta de la Actividad Empresarial.

<sup>47</sup> En contratos con la empresa eléctrica UTE.

- Proyecto de Eficiencia Energética Uruguay (PEE): comenzó a operar en el 2005, y si bien centró su accionar en la promoción de la eficiencia energética desde la demanda, incursionó también en materia de energía solar y micro generación fotovoltaica. Su financiamiento provino de una donación del FMAM<sup>48</sup> a través del Banco Mundial, complementada con fondos de UTE y el MIEM.
- Proyecto de Energía Eólica Uruguay (PEUU): se desarrolló a partir una donación del FMAM a través del PNUD y operó en la DNE con vínculo directo con UTE. El PEEU inició sus actividades en julio de 2007, finalizando en junio de 2013. El Programa tuvo como objetivo crear las condiciones favorables e incentivar el proceso de inserción de la energía eólica en el país desde un abordaje multidisciplinario (con énfasis la contribución a la mitigación de emisión de gases de efecto invernadero). Las áreas de trabajo abarcaron aspectos de regulación y procedimientos, información y evaluación del recurso eólico, aspectos medioambientales, tecnológicos y financieros entre otros. Además se buscó crear las capacidades técnicas en el país tanto a nivel de instituciones públicas como de desarrolladores privados como potenciales proveedores de la industria eólica.
- Proyecto de Producción de Energía Eléctrica a partir de Biomasa (PROBIO): se desarrolló a partir de una donación del FMAM a través del PNUD que operó desde marzo de 2011 hasta diciembre de 2014 en la DINAMA, conjuntamente con la DNE y la Dirección General Forestal. Este proyecto realizó un importante aporte al desarrollo de un marco institucional que favorezca la producción de electricidad a partir de biomasa, trabajando sobre la definición de los escenarios futuros para la explotación sustentable y a gran escala de residuos de la industria forestal y la agroindustria. Aportó también al desarrollo de los instrumentos de acceso a la información, de incentivos para el desarrollo de capacidades locales, diseño y propuesta de instrumentos de política energética, ambiental y de aprovechamiento de recursos naturales necesarios para promover la utilización energética sustentable de los subproductos de biomasa provenientes de la actividad forestal y otras cadenas.
- Programa de Energía Solar: opera funcionalmente dentro de la DNE y su objetivo es la promoción de la Energía Solar (térmica y fotovoltaica). Se inició en el 2009 con asistencia de ONUDI.
- Proyecto BioValor “Hacia una economía verde en el Uruguay: estimulando prácticas de producción sostenibles y tecnologías con bajas emisiones en los sectores priorizados”: Este proyecto se inició en noviembre 2014, tendrá una duración de cuatro años y contará con una financiación de 20 millones de dólares (una parte es donación del FMAM a través de ONUDI). Su objetivo es identificar en 18 cadenas agroindustriales de aquellos residuos que se pueden transformar en energía y contribuir con la reducción de gases de efecto invernadero. El plan comenzará con proyectos pilotos en el sector cárnico, lanar e industrial. Las acciones planificadas implican desarrollar durante cuatro años la transformación de residuos de actividades agrícolas, agroindustriales y de pequeños centros poblados. El objetivo es generar energía y subproductos, con el fin de desarrollar un modelo sostenible y contribuir con la reducción de gases de efecto invernadero mediante el uso de tecnología adecuada.

<sup>48</sup> FNAM, Fondo para el Medio Ambiente Mundial.

## E. Programas específicos por fuente y resultados

Un aspecto central de la política de promoción de las ERNC está vinculado a la necesidad de disponer de un adecuado relevamiento del potencial de dichas fuentes. Como es sabido, la prospección de un recurso energético resulta de un largo proceso que requiere la realización de un abordaje por aproximaciones sucesivas. A tales efectos, y como insumo indispensable a la hora de establecer metas, se pusieron en marcha en 2007 y 2008, programas destinados a relevar el potencial de los recursos eólico, solar y biomasa, respectivamente.

### 1. Biomasa

En el Uruguay, la biomasa se presenta como una de las fuentes más relevantes de energía primaria, siendo su consumo superado solamente por el petróleo y sus derivados. El gráfico 1 ilustra sobre el abastecimiento de energía por fuente para el año 2013, donde se observa la importante participación de la biomasa en la matriz energética. Dicha participación históricamente estuvo mayoritariamente asociada al consumo de leña, tanto a nivel doméstico para cocción y calefacción, como a nivel industrial para la generación de vapor y/o agua caliente, pero en los últimos años pasaron a jugar un rol preponderante los proyectos de generación eléctrica y vapor a partir de residuos forestales y agrícolas, particularmente las dos plantas de celulosa.

#### a) Evolución y situación de la generación de electricidad a partir de biomasa

En los últimos cinco años se nota un importante crecimiento asociado a la instalación de plantas de biomasa para la generación de energía eléctrica. Dicha generación puede realizarse de forma exclusiva o mediante la producción conjunta de electricidad y calor para un determinado proceso productivo (cogeneración<sup>49</sup>).

**Cuadro 12**  
**Biomasa, proyectos operativos**

Participante	Fuente	Potencia instalada (MW)	Potencia autorizada (MW)	Actividad en trámite	
				Mercado Contratos a término	Mercado Spot
BIOENER S.A.	BIOMASA	12	12	X	X
FENIROL S.A. - ERT	BIOMASA	10	10	X	X
GALOFR S.A.	BIOMASA	14	14	X	X
LAS ROSAS - I.M. MALDONADO	BIOMASA/RELLENO SANITARIO	1,2	1,2	X	
LIDERDAT S.A.	BIOMASA	5	5		X
UPM S.A.	BIOMASA	161	161	X	
WYERHAEUSER PRODUCTOS S.A.	BIOMASA	12	12	X	
ALUR S.A.	BIOMASA	10	10	X	
PONLAR S.A.	BIOMASA	7,5	7,5	X	X
LANAS TRINIDAD S.A.	BIOMASA	0,6	0,6	X	

Fuente: ADME.

<sup>49</sup> En la cogeneración, un establecimiento genera energía eléctrica, para consumo propio o comercialización en el mercado, y energía térmica típicamente en forma de vapor, para abastecer la demanda propia de procesos de calentamiento, secado, humectación, etc.

Constatada la potencialidad de desarrollo de la fuente biomasa, la política energética iniciada a partir del 2005 incluyó en sus objetivos el impulso a la utilización de la misma con fines eléctricos.

Los siguientes cuadros son ilustrativos de los proyectos actualmente operativos y de aquellos que están en construcción o en etapa de pruebas. El total de proyectos en operación (potencia autorizada) con fuente biomasa asciende a 233.3 MW.

**Cuadro 13**  
**Biomasa, proyectos en etapa de pruebas, con generación autorizada, o en construcción**

Potencial participante	Fuente	Potencia instalada (MW)	Potencia autorizada (MW)
<b>Agentes en la etapa de ensayo</b>			
Celulosa y energía punta pereira s.a. (montes del plata)	Biomasa	170	170
<b>Generación autorizada</b>			
Amira s.a.	Biomasa		3,5
Lumiganor s.a.	Biomasa		11,4
<b>En construcción</b>			
Bioenergy	Biomasa		43

Fuente: Elaboración propia sobre la base de pág. Web DNE y ADME

El total de proyectos en etapa de pruebas, con generación autorizada o en construcción asciende a 227.9 MW. Por tanto, una vez concretados dichos proyectos se dispondría de una capacidad instalada con fuente basados en biomasa de 461.2 MW.

Hay otros emprendimientos que son íntegramente de autogeneración (no inyectan energía al S.I.N.). Tal es el caso de Fanapel (licor negro, leña, chip) y Azucarito (chips), los cuales suman 16.1 MW.

Es de destacar que la mayoría de las plantas generadoras son parte de establecimientos asociados a otros emprendimientos productivos. Estos emprendimientos son agroindustrias forestales, celulósicas, arroceras y de la caña de azúcar. Generalmente cuentan también con materias primas propias, completando de esta manera toda la cadena agro-industrial. Por ejemplo, las empresas son propietarias de montes cuya madera se procesa en la propia industria para obtener productos finales como tableros, pallets, cuadros, etc.; los subproductos de ese procesamiento son empleados para la generación de calor y electricidad en una planta integrada o contigua al predio industrial. De esta manera, se agrega valor a un subproducto que de otra manera sería un residuo, que ocasionaría problemas ambientales y/o costes para su adecuada disposición final.

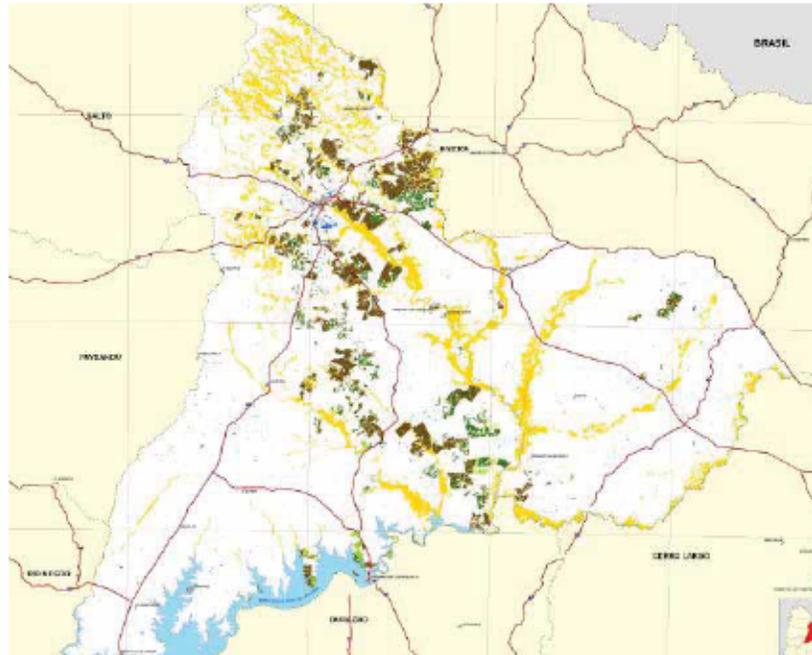
Considerando la totalidad de las plantas, en el 2013 la generación con biomasa representó un 13% del total de la energía eléctrica producida en el país (gráfico 3). Tal como fuera mencionado, gran parte de esa energía correspondía a consumos propios del principal actor del sector a esa fecha (UPM). Si solamente se considera el aporte de energía al Sistema Interconectado Nacional, la participación en 2013 fue de un 5,2%. Con la entrada en operación de Montes del Plata (actualmente operando bajo la modalidad de pruebas funcionales), otro actor de gran porte (incluso mayor a UPM), se verificará un nuevo salto importante en la participación de la biomasa en la matriz, la cual se estima alcanzará valores cercanos al 22% de la generación bruta de energía eléctrica en 2015.

Del gráfico 3 se desprende que la evolución de las entregas de energía al S.I.N. de los generadores biomásicos ha seguido una tendencia al alza, lo que se explica por la sucesiva entrada en servicio de nuevas plantas, así como también por la curva de aprendizaje transitada por las mismas (expresada en una mejora paulatina de sus factores de planta).

## b) Herramientas de información. Estudios de disponibilidad de biomasa y mapa forestal

En 2007 la DNE realizó un estudio para la evaluación de la disponibilidad de biomasa en el Uruguay, el cual fue posteriormente actualizado en el año 2009. Luego, ya en el marco del proyecto PROBIO se realizó una nueva actualización del Mapa Forestal (mapa 1), en la que se realizó un ajuste a los estudios de disponibilidad del recurso y se desarrolló el censo de Aserraderos del Uruguay.

**Mapa 1**  
**Cartografía forestal del Departamento de Tacuarembó**



Fuente: PROBIO. URU10G31.

Nota: El mapa forestal que se muestra surge de la interpretación de imágenes LandSat. Se muestra en este caso el área forestada por tipo para el departamento de Tacuarembó (se realizó para la totalidad del país). Las áreas de color amarillo corresponden a bosque nativo y las verdes en diferentes tonalidades a bosques comerciales de pino o eucalipto.

Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

## c) Perspectivas de la biomasa en el Uruguay

Los proyectos de cogeneración que ya se integraron al sistema eléctrico y que utilizan residuos de biomasa proveniente de la actividad foresto-industrial, azucarera o arroceras, comprenden los mayores emprendimientos industriales que dispone el país en estos sectores de actividad. Por ese lado, a no ser que se instale una tercer pastera, no se prevén ingresos importantes al sistema.

Por otro lado, la incorporación en los próximos años de una importante capacidad de generación de energía eléctrica de carácter intermitente o fluctuante, tales como la energía eólica y solar, involucra la necesidad de disponer de generación de respaldo que actúe en respuesta a las fuentes que no son gestionables por el sistema y que están sujetas a factores climáticos. La generación de energía eléctrica a partir de biomasa exclusivamente destinada a volcar la energía a la red eléctrica tiene la capacidad de ser sujeta al despacho del sistema eléctrico y actuar como respaldo térmico del

mismo. En tanto la energía generada bajo la modalidad de autodespacho presenta barreras económicas para su incorporación futura y su incorporación no parece ser costo-eficiente para el sistema.

Por tales motivos, se está analizando que las futuras convocatorias se realicen bajo un esquema que fomente la incorporación de generación de electricidad a partir de biomasa bajo una modalidad sujeta a despacho.

#### **d) Componentes de apoyo al desarrollo industrial incluidos en los instrumentos de promoción**

Como ya se ha mencionado anteriormente, el Decreto 367/010 establece como requisito una componente nacional mínima del 30% del monto total de la inversión para la central generadora, e instrumentos para la definición de un sobreprecio por un mayor componente nacional (primas de precio para aquellos proyectos que superen el 50% de componente nacional). Desarrollando a nivel local todas las instalaciones civiles, electromecánicas y parte de la ingeniería, se pueden alcanzar valores de componente nacional del entorno del 30%. Para superar dicha cifra, se requeriría que también la caldera fuese de fabricación nacional (considerando como hipótesis más plausible que la turbina, el generador así como los componentes relacionados con la instrumentación y el control sean de origen importado). Este aspecto fue fuertemente controvertido por algunos oferentes, quienes entendían que la incorporación de calderas de fabricación nacional podía implicar un importante sobrecosto para los proyectos. A esto se sumó el hecho que la industria local de calderería se había visto estresada por los proyectos de gran escala (mayores a 10 MW) y la tecnología aplicada por parte de uno de los proveedores (gasificación), había presentado inconvenientes cuando la calidad y humedad de la biomasa no era la adecuada.

## **2. Residuos sólidos urbanos y agroindustriales para producción de biogas**

Dentro de las líneas de acción establecidas en la política energética existe el interés por apoyar la búsqueda de soluciones ambientalmente adecuadas para los residuos sólidos urbanos (RSU), a través de su aprovechamiento energético.

Una de las metas específicas definidas para el corto plazo, establece que al menos el 30 % de los residuos agroindustriales y urbanos del país se deben utilizar para generar diversas formas de energía. Existen experiencias de producción de biogás con residuos agroindustriales a pequeña escala, como en el caso de tambos, pero existen algunas barreras que impiden un mayor desarrollo y la consolidación del manejo sostenible de estos residuos.

En el marco de dicha política está planteado el lanzamiento de una licitación para construir y operar una planta de termovalorización de residuos urbanos en Montevideo. El objetivo será la producción de energía a través del tratamiento de los residuos y el método de procesamiento podrá ser mediante incineración o gasificación, quedando la decisión sujeta a lo que propongan las empresas. A su vez, la empresa que resulte adjudicataria deberá construir 16 plantas de relleno sanitario para la disposición final de los residuos urbanos de los departamentos del interior del país, con una capacidad de hasta 50 toneladas por día cada una.

En noviembre de 2012, el gobierno realizó una sesión de data room para trabajar en colaboración con el sector privado a fin de mejorar el plan en general, recibiendo interés de más de 30 firmas privadas. La inversión total se estima entre US\$ 400 y US\$ 500 millones y se pretende comenzar las obras en el transcurso del presente año.

#### **a) Casos demostrativos**

Desde el año 2005 se encuentra en funcionamiento una planta piloto de generación de energía eléctrica (1 MW) que utiliza biogás a partir de relleno sanitario en el vertedero de Las Rosas (departamento de Maldonado).

### 3. Eólica

#### a) Evolución y situación de la generación eólica de gran porte

Culminada la primera etapa del proceso iniciado con los llamados realizados al amparo de los Decretos 77/006 y 397/007, comenzaron a instrumentarse una serie de iniciativas destinadas a acelerar la incorporación a gran escala de generación eólica a la matriz energética. En particular, y como consecuencia de las convocatorias de los Decretos 403/009, 159/011 y 424/011, resultaron adjudicados un total de 890 MW a precios convenientes, especialmente los obtenidos en los dos últimos llamados.

Por otra parte, ya se ha hecho referencia a la incorporación por parte de UTE en 2009/2010 de 20 MW de generación eólica en Sierra de los Caracoles, así como su voluntad de incorporar en los próximos años, bajo distintas modalidades, alrededor de 500 MW eólicos propios, de los cuales ya se encuentran operativos 132 MW.

#### b) Parques eólicos en operación y en construcción

En los cuadros siguientes (actualizados a abril 2014) se presentan los emprendimientos que en el marco de los procedimientos detallados anteriormente, se encuentran operativos y aquellos que se están en fase de construcción.

**Cuadro 14**  
**Parques eólicos en operación**

Proyectos operativos				
Convoc	Empresa	Pot. Autorizada (MW)	Departamento	Entrada operación
-	Agroland	0,45	Maldonado	Mar-2007
77/006	Nuevo Manantial	18,00	Rocha	Jun-2008
-	Caracoles I (UTE)	10,00	Maldonado	Dic-2008
-	Caracoles II (UTE)	10,00	Maldonado	Jun-2010
77/006	kentilux	17,20	San José	May-2011
-	Engraw	3,60	Florida	Ene-13
-	Blengio	1,80	San José	Jul-13
424/011	R del Sur	50,00	Maldonado	Abr-14
403/009	Palmatir	50,00	Tacuarembó	May-14
-	Togely S.A.	7,70	San José	Jul-14
159/011	Luz de Río	50,00	Florida - Flores	Ago-14
77/006	Luz de Mar	18,00	Florida	Ago-14
159/011	Gemsa	42,00	Lavalleja	Set-14*
77/006	Luz de Loma	18,00	Florida	Nov-14
424/011	Polesine	50,00	Florida	Nov-14
UTE	Artilleros (UTE-Electrobras)	65,10	Flores	Dic-14*
UTE	Juan Pablo Terra (UTE)	67,20	Artigas	Dic-14*
Total		479		

Fuente: Elaboración propia sobre la base de página web DNE.

**Cuadro 15**  
**Parques eólicos en construcción**

Proyectos en construcción - privados				
Convoc	Empresa	Parque	Pot. Instalada (MW)	Departamento
77/006	Libertador I	Libertador II y III	15	Maldonado-Lavalleja
403/009	Fingano	Carapé	50	Maldonado
403/009	Libertador I (Ex Jistok)	Libertador I	50	Maldonado-Lavalleja
159/001	Aguas leguas	Peralta IyII	117,5	Tacuarembó
424/011	Estrellada	Melowind	50	cerro Largo
424/011	Molino de rosas	Molino de Rosas 50 mW	50	Maldonado
424/011	Astidey	Talas de Maciel I	50	Flores
424/011	Libertador II (ex Noukar)	Libertador IV	50	Lavalleja
424/011	Vientos de Pastoral	Nuevo pastorage I	49,2	Flores
424/011	Grupo Cobra (ex Tulifox)	Kiyú	48,6	San José
424/011	Vengano	Carapé II	40	Maldonado
424/011	Río Mirador (ex Darinel)	Sierra de las ánimas	50	Maldonado
424/011	Ladaner	Cerro Grande	58,5	cerro Largo
424/011	Cadonal	Talas de Maciel II	50	Flores
Total			728,8	

Fuente: Elaboración propia sobre la base de página web DNE.

**Cuadro 16**  
**Proyectos a construir por parte de UTE**

Convoc	Empresa	Parque	Pot. Instalada(MW)	Departamento
UTE	UTE	Colonia Arias	70	Florida, Flores
UTE	UTE	Valentines	70	Treinta y Tres
UTE	UTE	Pampa	140	Tacuarembó
UTE	UTE	Andresito	50	Flores
Leasing	Teyma	Palomas	71	Salto
Total			401	

Fuente: Elaboración propia sobre la base de página Web DNE y UTE.

De los cuadros anteriores se desprende que de concretarse todos los proyectos, al término del año 2016 la potencia instalada en generación eólica podría estar alcanzando una suma cercana a los 1500 MW.

En lo referente al financiamiento de los proyectos eólicos este provino esencialmente de:

- Banca Multilateral: BID y CAF.
- Agencias de Crédito a la Exportación (ECA): Exim Bank (USA) y EKF (Dinamarca).
- Cofinanciamiento Bancos Comerciales: Santander, Citibank, BROU (República Oriental del Uruguay).
- Mercado de Capitales: Emisiones de deuda realizadas por UTE.

Para cada proyecto en particular existió una estructuración de las fuentes de financiamiento que integraba fundamentalmente a la banca multilateral, agencias de crédito y cofinanciamiento de bancos comerciales. A este respecto un dato interesante a señalar, es el referido a la necesidad que los PPA cumplan con ciertos requisitos formales a los efectos de posibilitar el financiamiento de los proyectos por parte de la Banca Multilateral.

La figura jurídica de las ofertas estaba fundamentalmente vinculada a Sociedades Anónimas. En algunos casos, desde la presentación de ofertas hasta la entrada en operación de los proyectos, se pactaron transferencias a nivel de la tenencia de la propiedad de las cuotas sociales y control societario de las Sociedades Comerciales participantes. Se dieron entonces situaciones en las que las cuotas sociales de esas sociedades cambiaron de titularidad durante el proceso, incluso algunos actores se desempeñaron como desarrolladores encargados de presentar las ofertas y estructurar el *project finance*, para después salirse del negocio en la fase de construcción o entrada en operación. Hasta el momento, si bien como resultado de los mecanismos descritos anteriormente algunos actores detentan la propiedad de más de un parque, el número de participantes del mercado se mantiene suficientemente diversificado.

Para los emprendimientos de generación eólicos de Colonia Arias y Valentines, UTE ha adelantado que para su financiamiento, una parte provendrá de un préstamo del BID, otra de la captación de ahorros de inversores nacionales en modalidades equivalentes a la implementación de Fideicomisos Financieros como el realizado para el parque eólico Pampa<sup>50</sup>, y otra parte con fondos propios de UTE.

#### c) Eólica para consumidores industriales

##### *Decreto N° 158/012*

El Decreto 158/012 promueve la celebración de contratos de compra-venta de energía entre UTE y Consumidores Industriales que produzcan energía eléctrica utilizando energía eólica como fuente primaria, y fija las condiciones de contratación con UTE. En el marco del decreto se reconocen tres modalidades posibles para la contratación: generación en el propio predio, generación fuera de predio y generación en asociación.

Adicionalmente, a fines de 2012 fue aprobado el Decreto 433/012, complementario del anterior, donde se establece el precio de la energía demandada al sistema y su forma de cálculo y actualización, entre otros aspectos. Asimismo, existen resoluciones de UTE que establecen incentivos especiales para la entrada temprana de las centrales generadoras.

No obstante lo anterior, a la fecha no existen generadores operando en esta modalidad. En su momento algunos industriales adujeron cierta incompatibilidad entre las condiciones ofrecidas para la autogeneración industrial y las condiciones contractuales para el respaldo eléctrico de red. Este aspecto fue posteriormente mejorado.

#### d) Marco legal de respaldo a la Energía Eólica

En la rendición de cuentas del ejercicio 2007 (Ley No 18.362), en los artículos 241 al 250, se califica de utilidad pública la generación de energía eléctrica de fuente eólica y las afectaciones sobre bienes inmuebles necesarias para desarrollar las actividades vinculadas a dicha generación y se legisla sobre acceso a los sitios para la explotación de la energía de fuente eólica (“servidumbre eólica”). No obstante, cabe acotar que hasta el presente (abril 2005) dicha ley no fue reglamentada. Se sabe que está circulando un borrador en el que la “servidumbre eólica” tendría un tratamiento similar al que actualmente posee la servidumbre de las líneas eléctricas, pero lo concreto es que hasta ahora, salvo

<sup>50</sup> El fideicomiso financiero emite certificados de participación (similar a una acción), cuyo retomo está relacionado al éxito del proyecto.

casos puntuales, la instalación de los parques se ha resuelto mediante negociaciones entre las partes, sin necesidad de un marco legal específico de “servidumbre eólica”. De todos modos, es de esperar que la entrada en vigencia de la reglamentación contribuya a un mejor ordenamiento territorial de los sitios seleccionados para instalar los parques.

Para compatibilizar los plazos fijados en la ley para los contratos de arrendamientos rurales (máximo 15 años), con los plazos establecidos en los PPA (20 años para los proyectos eólicos y 30 años para los solares PV), se requirió su modificación vía parlamentaria, de forma de levantar dicha restricción.

Un tema de carácter legal que necesariamente deberá ser encarado a corto plazo es el relacionado con el vacío legal existente entre los derechos mineros (incluyendo las prospecciones de petróleo) y los derechos eólicos. Aparentemente habría acuerdo en aceptar la prioridad eólica sobre la minera ante prospecciones, no así ante explotaciones.

### e) Herramientas de Información. Mapa Eólico

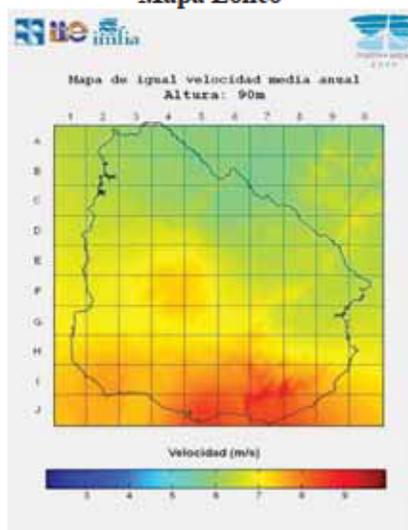
Como ya se ha dicho anteriormente, un insumo clave a la hora de implementar las citadas iniciativas, es el relacionado con una adecuada valoración del recurso. Para cumplir con lo anterior, el PEEU incluyó dentro de las primeras actividades el desarrollo del mapa Eólico del Uruguay. Para ello se contrató a la Facultad de Ingeniería de la UdelaR, la que realizó el estudio entre los años 2007 y 2009.

Para la construcción de este mapa eólico se utilizaron un total de 28 series de medida de vientos (estaciones de medición):

- Diecinueve instaladas por la empresa UTE
- Seis del Ministerio de Defensa (Dirección Nacional de Meteorología y Servicio de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología de la Armada, SOHMA)
- Tres de la Facultad de Ingeniería de la UdelaR.

La red de monitoreo requerida a los efectos de disponer la información necesaria para alimentar y verificar un modelo utilizado para la evaluación del potencial eólico, debió asegurar la cobertura de los diferentes tipos de comportamiento que presenta el viento en el Uruguay, caracterizando la forma que adoptan los diferentes patrones climáticos que determinan el clima del país.

**Mapa 2**  
**Mapa Eólico**



Fuente: DNE, MIEM, Uruguay.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Un aspecto importante para destacar es el relacionado con los factores de planta obtenidos a partir de la entrada en operación de los diferentes parques eólicos. Si bien ya a nivel de relevamientos los resultados se mostraban promisorios, la realidad convalidó dichas expectativas. A modo de ejemplo, en el 2014 los parques de entrada más reciente han registrado factores de planta promedio mensual de hasta un 42%, y es muy probable que en el presente año el factor promedio anual complejo de todos los parques se ubique en un entorno del 35%.

Desde el punto de vista de la variabilidad del recurso en términos interanuales, las series históricas obtenidas a partir de la producción de los parques en operación (2009-2014), muestra variaciones en el factor de planta anual (respecto de su valor promedio) de hasta un 10%. Es decir, los datos obtenidos hasta el presente muestran que para periodos cortos la variabilidad del recurso es muy grande (mapa 2), pero en ventanas anuales los valores de producción de energía se mantienen relativamente uniformes. Estas características hacen que la generación eólica y la hidroeléctrica con capacidad de regulación, resulten fuertemente sinérgicas.

## 4. Solar

Como ya se ha señalado, la Política Energética establecida plantea la necesidad de diversificar la matriz energética, especialmente a partir de energías renovables y autóctonas. En ese marco la energía solar es una de las fuentes que se ha pretendido comenzar a desarrollar en el país. En una primera instancia la energía solar térmica (EST) y posteriormente la energía solar fotovoltaica en microgeneración y gran porte (FV).

### a) Institucionalidad de Respaldo

En el año 2008 se creó la Mesa Solar, ámbito multidisciplinario que reúne a los actores públicos y privados del sector, y que surgió a instancias del sector privado y ONGs. Por su parte, en el año 2010 se creó la Cámara Solar, la cual agrupa a las empresas que trabajan en el sector.

### b) Capacidades nacionales de fabricación

Se están incorporando empresas de fabricación nacional y en la actualidad existen tres empresas que fabrican colectores nacionales de EST. Resulta relevante para el desarrollo de capacidades locales la existencia de bancos de ensayo de EST en eficiencia, calidad y seguridad. En ese sentido el PEEU apoyó para la construcción de un banco de pruebas por parte de la Facultad de Ingeniería de la UdelaR.

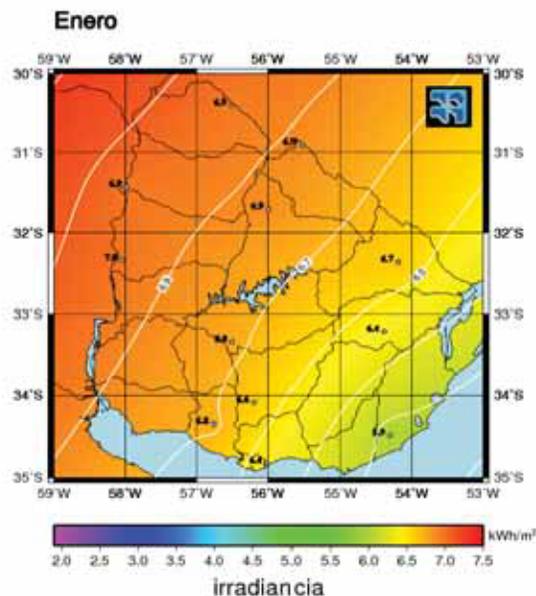
### c) Capacidad de los recursos humanos

En los últimos años se han realizado diversos cursos de EST, brindados por diferentes instituciones, como ser UdelaR, ORT, UTU, Don Bosco, Mesa Solar, etc.

### d) Herramientas de Información. Mapa Solar

En 2008, en el marco del PEEU se contrató a la Facultad de Ingeniería de la UdelaR para realizar una evaluación del recurso, diseño de bancos de ensayos para evaluar tecnologías y medición del recurso solar del país. Como resultado de esto, en 2010 se obtuvo una primera versión del Mapa Solar del Uruguay. Conjuntamente con la elaboración de dicho mapa solar (mapa 3), se desarrolló un laboratorio para el ensayo de colectores solares térmicos.

### Mapa 3 Mapa Solar



Fuente: Mapa Solar, DNE, MIEM, Uruguay.

Nota: Los límites y los nombres que figuran en este mapa no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

#### e) Evolución y situación de la Generación Solar de mediano y gran porte para generación eléctrica

En el 2009 se promulga la Ley de Promoción de la Energía Solar (Nº 18.585), que declara de interés nacional el uso de la energía solar, y en particular la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía solar térmica.

En lo referente específicamente a la incorporación de energía solar a la matriz de generación eléctrica, cabe mencionar que en 2013 comenzó a funcionar el primer proyecto piloto de generación de energía solar fotovoltaica. El mismo se realizó con colaboración técnica y financiera del gobierno de Japón, lo cual permitió la instalación de una terminal con una capacidad de 480 kilowatts y una superficie de 10.000 m<sup>2</sup> de paneles solares en el predio del lado uruguayo de la represa de Salto Grande (Salto). La inversión global en esta planta solar fotovoltaica se estima en unos US\$ 4 millones. La segunda fase de este proceso consiste en la instalación de un parque de iguales dimensiones en el Parque de Vacaciones de UTE en Minas, que se espera que esté operativo en correr del presente año.

En el marco de los procesos en curso descritos en los capítulos precedentes (contratos especiales de compraventa de energía eléctrica entre UTE y proveedores que produzcan energía eléctrica de fuente solar fotovoltaica en el territorio nacional) se prevé para los próximos años la instalación de aproximadamente 237 MW en las tres franjas que fueron fijadas. Al presente varios de los proyectos adjudicados se encuentran en fase de construcción.

#### f) Incentivos fiscales para energía solar

Un mecanismo específico de promoción del sector de energía solar en el Uruguay, además de los incentivos encuadrados en la Ley Nº 16.906 de "Promoción de Inversiones" y el decreto 354/009 de promoción de actividades de generación de energía eléctrica proveniente de ERNC, es el contenido en el Decreto 002/012. En dicho Decreto se establece que las empresas que inviertan en equipamiento solar (considerado como una inversión en Producción Más Limpia), pueden ser exoneradas de un porcentaje de la inversión a ser descontados del IRAE en cinco años.

## 5. Pequeñas Centrales Hidráulicas (PCH)

Actualmente, el aprovechamiento hidráulico en el Uruguay se encuentra cercano al límite máximo, existiendo una capacidad adicional principalmente para instalaciones mini hidráulicas.

Con el objetivo de desarrollar las PCH en el Uruguay, se presentó en 2014 el estudio de determinación de los puntos favorables para la instalación de PCH en el país. El estudio contiene análisis de factibilidad de diferentes proyectos de mini hidráulicas, el catastro de represas multipropósito, disponibilidad energética de las PCH y un abordaje de las consideraciones medioambientales.

Es importante destacar que en los llamados previos que incluyeron PCH no se recibieron ofertas. En su momento se adujo que la falta de información sobre el recurso fue en gran parte responsable de dicha situación.

## 6. Incorporación de micro-generación a partir de fuentes renovables

Por tratarse de un caso muy particular, este tema es abordado específicamente. La microgeneración puede ser eólica, solar, biomasa o hidráulica. En el año 2010, con el objeto de promover la generación a partir de fuentes renovables a pequeña escala, se aprobó el Decreto 173/010 que establece condiciones especiales para aquellos agentes interesados en generar y conectarse a la red eléctrica de baja tensión. Una característica particular hace a la microgeneración sumamente atractiva, es que la remuneración prevista para dichos generadores iguala a la del pliego tarifario vigente del distribuidor (UTE). Incluso se prevén cláusulas especiales, para un determinado caso en la tarifa residencial simple.

El límite establecido para la microgeneración es de 16 A, con excepción de los suministros monofásicos con retorno por tierra, donde se sitúa en 25 A. De todos modos, se insta a aquellos que quieran exceder dichos límites a obtener de forma previa el aval de UTE, en el marco además de lo establecido por la resolución ministerial 1896/010.

Por su parte URSEA, promulgó asimismo el reglamento 163/010 que establece los requisitos para la medición de la energía eléctrica intercambiada entre los microgeneradores y UTE. Como complemento, UTE estableció requisitos técnicos particulares para la conexión, tasas de conexión y condiciones de funcionamiento seguro de instalaciones de microgeneración, así como los trámites a realizar para efectivamente poder comercializar la energía generada. Aun son muy recientes las acciones iniciadas para promover su desarrollo como para sacar conclusiones al respecto.

## F. Resultados y conclusiones

En términos generales puede afirmarse que el objetivo fijado en la política energética vigente, en relación a la incorporación de fuentes renovables no convencionales para la generación eléctrica, se está cumpliendo en forma satisfactoria<sup>51</sup>.

Por medio de los distintos instrumentos y mecanismos habilitados para tal fin, se han logrado incorporar hasta la fecha (abril 2015) casi 900 MW, de los cuales se encuentran en operación un total de 0.5 MW de fuente solar fotovoltaica, 397 MW de fuente biomasa y 479 MW de fuente eólica.

En un plazo no mayor al 2017 se prevé la incorporación de 43.7 MW adicionales de fuente biomasa, más de 800 MW de fuente eólica y 230.7 MW de fuente solar. De concretarse todos los proyectos en curso, la potencia total instalada en ERNC podría ascender a valores mayores a los 2000

<sup>51</sup> Esta afirmación se enfoca exclusivamente en la eficacia de la política de fomento a la incorporación de potencia en base a fuentes renovables no convencionales. No se abordan ni los eventuales problemas de inserción de las ERNC al SIN, ni su articulación con el conjunto de las fuentes y tecnologías existentes y por instalarse (Ej. Centrales Hidroeléctricas, Ciclo Combinado 550 MW y Planta de Regasificación).

MW. Si bien es probable que no se concreten el 100% de los proyectos previstos, seguramente al 2017 la capacidad instalada superará los 1500 MW instalados sobre una potencia total aproximada del Sistema de 4500 MW.

Por otra parte, los precios alcanzados en los distintos procedimientos competitivos así como en las negociaciones directas de UTE y la compra de equipos por parte de esta misma empresa, en términos generales resultaron convenientes<sup>52</sup> (particularmente los obtenidos en las últimas convocatorias de energía eólica). Debe tenerse en cuenta que la política de fomento para la incorporación de ERNC contemplaba en una etapa inicial, en caso de ser necesario, la implementación de algún tipo de subsidios, aún cuando se dejaba claramente establecido que los precios debían mantenerse en un "entorno de valores de referencia y conveniencia". Por ello, en cada caso se tomaron en consideración los valores de referencia de costos de las distintas tecnologías así como las proyecciones costos marginales de mediano y largo plazo de la generación eléctrica. En el caso de la generación eólica, la tendencia en los precios obtenidos en los sucesivos llamados fue claramente descendente, para terminar estabilizándose a la fecha de la adjudicación en valores en torno de los 65 U\$/MWh, los que resultan competitivos frente a otras alternativas. Por su parte en lo que refiere a biomasa y energía solar fotovoltaica, los precios obtenidos en las respectivas adjudicaciones, estuvieron en el entorno de los 95 USD/MWh para la biomasa y entre 91.5 y 96.6 USD/MWh para la energía solar fotovoltaica.

Si bien se realizaron importantes esfuerzos para que la política de fomento a la incorporación de las ERNC estuviese acompañada de un desarrollo tecnológico nacional, industrial y de servicios nacionales asociados<sup>53</sup>, los resultados no estuvieron a la altura de las expectativas<sup>54</sup>. Quizás los casos más notorios en cuanto al desarrollo de suministros locales en algún eslabón en la cadena de valor de las ERNC son los relacionados con la producción de calderas para las plantas de biomasa para generación de energía eléctrica<sup>55</sup> y el caso de ENERCON, con la planta de producción de segmentos de torres de hormigón (que permanecerá en el Uruguay como mínimo hasta que terminen de producir las 72 torres para los parques eólicos Peralta y Cerro Grande<sup>56</sup>). Se podría hacer referencia también a un intento de Nordex de importar los "tubos pelados" de acero para incorporarle en el Uruguay, las escaleras, plataformas, elevador y algún componente menor, pero de acuerdo a la información recabada, hasta el momento no habían logrado homologarla como nacional.

A la luz del proceso de aprendizaje que tuvo lugar a partir de la aplicación de los diferentes mecanismos de promoción, es posible extraer algunas lecciones en relación a determinados aciertos y dificultades de la política implementada:

- El desarrollo de procedimientos licitatorios por precio permitió, fundamentalmente en la energía eólica, un escenario de precios muy conveniente. A esto se sumó el rol de dinamización y desarrollo del mercado llevado adelante por la empresa eléctrica a través de proyectos propios para cada una de las fuentes.
- La implementación de un esquema en el que el Poder Ejecutivo autoriza a UTE la celebración de contratos especiales de compra-venta de energía, y ésta se hace cargo de

<sup>52</sup> Sin duda que la coyuntura favorable en cuanto a tasas de interés y precios internacionales (afectados particularmente por la crisis europea) tuvo su influencia, pero también es cierto que se habían generado las condiciones propicias para sacar provecho de dicha situación.

<sup>53</sup> Ya se hizo anteriormente referencia a la inclusión en los llamados de incentivos en precio para aquellos proyectos con mayor componente nacional, a lo que luego se agregó la obligatoriedad de incorporar un porcentaje mínimo de dicha componente.

<sup>54</sup> Actualmente, está en proceso de ejecución un estudio específico sobre este tema, que seguramente aportará mayores detalles sobre el impacto de dicha política.

<sup>55</sup> Al respecto ya se hizo mención a la existencia de algunas dificultades por parte de la industria local de calderería en poder dar satisfacción a los requerimientos de todos los proyectos de gran escala y también de algunos inconvenientes que se presentaron con la tecnología utilizada.

<sup>56</sup> De acuerdo a la información obtenida no está previsto que dicha planta continúe operando en Uruguay, a menos que ENERCON pueda conseguir instalar algún parque más. Esto se debe a que sólo produce segmentos de torre para su propia utilización y no vende a terceros.

los llamados a licitación y oficia de comprador de la energía generada por los proyectos adjudicados<sup>57</sup>, se reveló en esta etapa como una estrategia apropiada. El establecimiento de contratos de largo plazo (desestimulando la instalación de proyectos destinados al mercado *spot*) también ayudó a la consolidación del proceso.

- La alineación de objetivos, estrategias y el trabajo conjunto a nivel institucional entre el generador de políticas (MIEM) y la empresa eléctrica estatal (UTE), fue de capital importancia para el avance del proceso.
- La política de estímulo a que el mercado de generados sobre la base de ERNC estuviese conformado por un importante número de actores dio sus frutos. En la actualidad sus integrantes se cuentan por decenas, los cuales se hallan agrupados principalmente en la Asociación Uruguaya de Generadores Privados de Energía Eléctrica (AUGPEE) y en la Asociación Uruguaya de Energía Eólica (AUDEE). Es de destacar la buena predisposición que han tenido dichas asociaciones a los efectos de aportar a la solución de los diversos problemas que ha enfrentado el Sector. En tal sentido sus opiniones han sido siempre bien valoradas, lo que ha llevado a que dichas instituciones se hayan convertido en objeto permanente de consulta por parte de las autoridades energéticas.
- El desarrollo de información y mapas de respaldo sobre la disponibilidad de recursos, fue clave para el diseño e implementación de instrumentos de política específicos en materia de energías renovables. En su concreción resultó esencial el vínculo y sinergias establecidas entre el MIEM, la academia y UTE.
- La existencia de un marco de promoción y protección de inversiones, y la inclusión de mecanismos de incentivos fiscales, fue clave en la viabilización de muchos de los proyectos.
- Cada una de las fuentes contó con un marco de proyectos específicos orientados al fortalecimiento institucional y la promoción de dichas fuentes, identificando y trabajando sobre las barreras existentes. Estos proyectos contaron con apoyo de la cooperación internacional, lo que le dio visibilidad internacional a la política desplegada por el Uruguay en la materia, favoreciendo la participación de importantes actores internacionales en los diferentes procesos.
- El acelerado proceso de incorporación de energía eólica puso en evidencia ciertas carencias en materia logística y en las capacidades nacionales asociadas a servicios e infraestructura necesaria para la ejecución de los proyectos. Al respecto cabe señalar, que si bien temas relacionados con los servicios de aduana, infraestructura portuaria y vial, servicio de grúas para el montaje de los aerogeneradores, entre otros; amenazaron con convertirse en verdaderos cuellos de botella, pudieron finalmente ser resueltos en forma medianamente satisfactoria.
- Los requerimientos de componente nacional, implementados a través de incentivos económicos de precio o mínimos de componente nacional, y cuya finalidad es la de promover la industria nacional, fueron también tema de controversia. En algunos casos se ha señalado que dichos requerimientos terminaron actuando de forma negativa, convirtiéndose en una barrera en la implementación de los proyectos, o implicando importantes sobrecostos, en aquellos casos en que las capacidades industriales locales no pudieron absorber la demanda y/o cumplir con los requerimientos tecnológicos exigidos.

<sup>57</sup> Esta obligación de compra por parte de UTE se extiende a aquellos casos en que el generador se encuentre en condiciones de generar, pero que por una restricción operativa establecida por el DNC la central no resulte despachada en forma total o parcial (Decreto 59/015). Dicha disposición aplica para los contratos de compraventa de energía de fuente eólica y solar fotovoltaica celebrados en el marco de exhortaciones realizadas por el Poder Ejecutivo, así como las ampliaciones que con anterioridad a la fecha del decreto se hubieren aprobado tomándolas como referencia, en las condiciones que se indican. Esta energía deberá pagarse al mismo precio que el establecido en los contratos de compraventa.

- La definición de las paramétricas de ajuste de los diferentes llamados resultó un elemento sensible y controvertido, que en algunos casos llegó incluso a implicar instancias de renegociación.
- El mecanismo de reserva de nodo al momento de la oferta y los montos exigidos para las garantías de mantenimiento de oferta<sup>58</sup>, propiciaron condiciones para que en algunos casos se desarrollaran acciones especulativas, que conspiraron contra el normal desarrollo de los procesos licitatorios. Varios proyectos que se preveía no terminarían en ejecución, disponían de una reserva de nodo que les permitía bloquear el desarrollo de nuevos proyectos. Con el fin de mitigar dichas situaciones es que se aprobó el decreto 72/2010, que establece que los plazos de ejecución de las obras de emprendimientos nuevos de generación, deben tener una duración máxima de dos a cinco años dependiendo de la tecnología de que se trate, en tanto el incumplimiento de los mismos puede dar lugar a la revocación de la autorización.
- La inserción en la currícula educativa de los temas vinculados al desarrollo de las ERNC presenta un desafío importante de cara al futuro. Es particularmente notoria la necesidad de especialistas de O&M en plantas eólicas y fotovoltaicas. En tal sentido la idea de crear el Centro de Formación para la Operación y Mantenimiento Eólicos (CEFOME) en la órbita de la Universidad Tecnología (UTECH), parece una iniciativa plausible, pero que está aún lejos de concretarse.

## Desafíos a futuro

**Gestionabilidad del sistema.** La alta incorporación de energía eólica y biomasa no sujeta a despacho, plantea la necesidad de adecuar los modelos y las condiciones de operación del sistema eléctrico, de forma de asegurar una correcta gestión del mismo<sup>59</sup>.

**Expansiones de transmisión.** La generación descentralizada implica un importante desafío a nivel de desarrollo de inversiones en redes de transmisión que soporten la incorporación masiva de este tipo de generación. Hoy ya existen zonas del país en las cuales el SIN está altamente comprometido.

**Intercambios de energía a nivel regional.** Los potenciales excedentes de energía asociados fundamentalmente a las fuentes no gestionables generarían un marco propicio para el desarrollo de intercambios de ocasión con los países vecinos. En ese sentido es necesario tener reglas comerciales claras a nivel regional.

<sup>58</sup> Las garantías establecidas son tres: garantía de mantenimiento de oferta, garantía durante la construcción, garantía de cumplimiento del contrato. Algunos actores han manifestado que el monto exigido para la garantía de mantenimiento de oferta no fue suficiente como para evitar este tipo de conductas.

<sup>59</sup> En 2011 se contrató a la consultora danesa ENERGINET para que evaluara el impacto de una alta penetración de energía eólica en sistema eléctrico uruguayo. Basados en la experiencia de Dinamarca en el tema, los consultores extrajeron algunas conclusiones y formularon un conjunto de recomendaciones, entre las que destacan: a) el sistema eléctrico uruguayo no presenta restricciones físicas que generen dificultades para la incorporación de energía eólica en gran escala, sin embargo, necesitaría flexibilizar más sus procedimientos operativos, de forma que la programación pueda adaptarse a la variabilidad de las previsiones del viento; b) el planeamiento de la operación deberá implementarse con pasos horarios (la próxima implantación del AGC (*Automatic Generation Control*) ayudará en la flexibilización de los procedimientos operativos); c) UTE debe continuar mejorando los pronósticos de producción de la energía eólica, a tales efectos se recomienda para el trabajo con los datos climáticos de entrada, la utilización de modelos de series de tiempo y numéricos; d) Probablemente el sistema pueda presentar problemas de reserva rotante y potencia de corto circuito; e) la energía eólica es fluctuante y poco confiable, por lo que el sistema tiene que tener suficiente margen de reserva o interconexiones para cubrir en todo momento las demandas requeridas; f) El Uruguay debe focalizarse en la formulación de códigos de red apropiados para aerogeneradores. Se sugiere también que el uso de los servicios auxiliares de los parques eólicos sea especificado en los procedimientos licitatorios; g) Se identificó una debilidad de la red en la zona norte del país, donde se instalarán varias plantas de energía en base a biomasa. La expansión de la red de transmisión ya prevista, así como la nueva conexión con el Brasil, contribuirán a resolver este problema.

## Bibliografía

Ministerio de Industria, Energía y Minería. Dirección Nacional de Energía.

- Balance energético nacional 2012. Montevideo 2013
- Avance del balance energético nacional 2013. Montevideo 2014
- Informe Medio Ambiente y Energía en Uruguay. MVOTMA-DNE. 2014
- Mapa Solar; Montevideo 2012.

Ministerio de Industria, Energía y Minería.

- Ley nacional de electricidad N°14.694. Montevideo 1° de setiembre de 1977;
- Ley 15031. Montevideo, a 24 de junio de 1980.
- Ley 16832, Montevideo 10 de junio de 1997.
- Ley N° 17.598- Ley orgánica de creación de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA). Diciembre de 2002.
- Proyecto URU/10/G31. Generación eléctrica a partir de biomasa PROBIO

Ministerio de Industria, Energía y Minería (varios decretos)

- Decreto N° 276/002, que aprueba el Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional, y sus modificativas ;
- Decreto N° 277/002, que aprueba el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, y sus modificativas;
- Decreto N° 278/002, que aprueba el Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica, y sus modificativas
- Decreto N° 360/002, que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, y sus modificativas
- Decretos promocionales de generación de fuentes renovables, que se inician con el Decreto N° 77/006

## Anexo 1

### Términos y definiciones de acuerdo al marco normativo

Agente	Generadores, trasmisores, distribuidores y grandes consumidores
Agente Consumidor	Agente que retira energía de la red para consumo propio o de terceros
Agente Productor	Agente que produce energía y entrega todo o parte de ella a la red
Alta Tensión	Corresponde a tensiones máximas de servicio, superiores a 72,5 kV
Autoprodutor	Es un agente con una potencia instalada de generación superior a los 500 kVA y cuya energía anual generada vendida al MMEE no puede superar el 50 % de su generación anual, que consume todo o parte de la energía que produce.
Autoprodutor firme	Es la empresa que cumple los requisitos para ser autoprodutor y que, por contar con más capacidad instalada que la demanda propia, tiene excedentes en su capacidad de generación que puede comprometer como firmes para respaldar el abastecimiento de terceros.
Autoprodutor no firme	Es el agente autoprodutor autorizado que no cumple los requisitos para ser autoprodutor firme. En consecuencia, cuenta con capacidad instalada para respaldar total o parcialmente la demanda propia y transitoriamente puede resultar con excedentes. De convertirse en participante del mercado, de acuerdo a sus requerimientos de consumo y decisiones propias de generación, puede vender excedentes de oportunidad o comprar faltantes para abastecimiento propio en el MMEE.
Baja Tensión	Corresponde a tensiones máximas de servicio no mayores a 1 kV
Convenio de conexión	Es el acordado entre un distribuidor y otro distribuidor, generador o gran consumidor que se conecta a su red, en el que se establecen las condiciones técnicas de conexión física a la red de distribución al momento de conectarse.
Convenio de uso	Es el convenio que incorpora los aspectos legales, técnicos y económicos que deben ser observados por el Trasmisor y el usuario dentro del marco normativo aplicable, según la descripción contenida en Anexo del Reglamento de Trasmisión.
Distribuidor	Es el Agente que realiza la actividad de distribución, entendida como la prestación del servicio público de electricidad a los suscriptores y la prestación del servicio público de transporte de energía eléctrica mediante redes de distribución (sistema constituido por las Instalaciones de Distribución).
DNC	Despacho Nacional de Cargas (DNC): Es el creado por el artículo 10 del Decreto-ley N°14.694, operado y administrado por la ADME, con cometidos de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional y de despacho económico para las transacciones de energía y potencia.
Generación distribuida	Es la generación de autoprodutores y generadores conectados a instalaciones de media tensión del distribuidor, cuya potencia instalada de generación no supera los 5 MW. La generación distribuida no está sujeta a despacho centralizado de carga por parte del DNC, pero la información de su generación debe ser suministrada al mismo para la supervisión de la seguridad del servicio y calidad del sistema.
Generador	Es el titular de una o más centrales de generación eléctrica instaladas en el país.
Media Tensión	Corresponde a tensiones máximas de servicio mayores a 1 kV y menores o iguales a 72,5 kV.
Mercado de contratos a término	Es el ámbito donde los Participantes realizan las transacciones de mediano a largo plazo, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados en contratos.
Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (MMEE)	Es el mercado que funciona en las etapas de generación y consumo, con uso compartido del sistema de trasmisión y régimen de libre acceso y de competencia para el suministro a los Distribuidores y Grandes Consumidores (art. 11, Ley N° 16.832)
Mercado <i>Spot</i>	Es el ámbito en que se concretan transacciones de energía de corto plazo, para conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y el consumo real.
SIN	Es el conjunto de instalaciones de generación y trasmisión interconectadas dentro del territorio nacional en un solo sistema.
SMEC	Es el sistema requerido para medir las magnitudes físicas entregadas y recibidas por cada Participante en los puntos que compra o vende al MMEE; sus requisitos serán establecidos en el reglamento que a tales efectos dicte el Regulador.
Trasmisor	Corresponde a tensiones máximas de servicio mayores a 1 kV y menores o iguales a 72,5 kV.
Sistema de Medición Comercial de Distribución (SMECDI)	Es el sistema de medición comercial gestionado por el Distribuidor, requerido para medir las magnitudes físicas del suministro a los Suscriptores.

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo 2

### Resumen de licitaciones y convocatorias abiertas a contratos de adhesión realizados por UTE desde 2006 para compra/venta de energía eléctrica

Planta	Ubicación	Potencia (MW)	Tipo	Biomasa	Inicio operación	Detalles
ALUR	Artigas	13	Cogeneración	Bagazo y forestal	2011	Genera con el bagazo (subproducto del procesamiento de la caña de azúcar) y fuera de zafra con biomasa forestal
Bioener	Rivera	12	Cogeneración	Forestal	2010	Emplea subproductos forestales de aserraderos de la zona y el vapor es consumido por uno de ellos (Urufor)
Bioenergy	Tacuarembó	43	Generación	Forestal	Proyectado	
ERT-Fenirol	Tacuarembó	10	Generación	Forestal y cáscara de arroz	2010	Genera con subproductos de bosques y aserraderos de la zona y cáscara de arroz de molinos;
Fanapel	Colonia	10	Cogeneración	Forestal	-	Solamente para consumo propio, no comercializa excedentes
Galofer	Treinta y Tres	14	Cogeneración	Cáscara de arroz	2010	Utiliza la cáscara de molinos arroceros de la zona y el vapor es consumido por uno de ellos (Arrozur)
Lanas Trinidad	Flores	0,5	Generación	Biogás	Proyectado	
Liderdat	Paysandú	5	Generación	Forestal	2010	Comparte algunos servicios con el emprendimiento azucarero Azucarlito
Lumiganor	Treinta y Tres	11	Generación	Forestal	2014	
Montes del Plata	Colonia	170	Cogeneración	Licor negro y forestal	2014	Utiliza un subproducto del proceso productivo (licor negro y finos), comercializa los excedentes.
Ponlar	Rivera	7,5	Cogeneración	Forestal	2012	Emplea subproductos forestales del aserradero contiguo y el vapor es consumido por el mismo (Dank)
UPM	Río Negro	160	Cogeneración	Licor negro	2007	Aprovecha un subproducto del proceso productivo (licor negro), comercializa los excedentes.
Weyerhaeuser	Tacuarembó	12	Cogeneración	Forestal	2010	Utiliza los subproductos forestales de la propia planta de tableros.

Fuente: UTE, DNE, Presidencia de la República



### III. La generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales en Chile

*Rodrigo García Pizarro*

#### A. Marco regulatorio de energías renovables

##### 1. Contexto regulatorio y político que enfrentan las ERNC

El sistema de tarificación marginalista chileno determina los precios *spot* de intercambio entre generadores como el costo marginal instantáneo de generación definido en forma horaria por el CDEC, que da prioridad en el despacho a las plantas de menor costo marginal (costo de operación). Así, las generadoras de mayor costo marginal solamente son despachadas cuando la demanda instantánea de energía supera la suma de la oferta instantánea de las plantas de menor costo. Y el costo marginal instantáneo de la energía queda fijado por el costo de la planta más cara que fue despachada en ese instante.

Las generadoras ERNC son las de menor costo marginal (el combustible es gratis) por lo que tienen prioridad para ser despachadas; es decir, tienen la certeza que toda la electricidad que produzcan será vendida. Las plantas térmicas, de mayor costo marginal porque operan con el costo de combustibles fósiles, tienen la certeza que venderán su electricidad solamente cuando la oferta de la suma de las generadoras de menor costo marginal en operación es incapaz de abastecer la demanda instantánea.

De lo anterior se deduce claramente que la aparición de generadoras que empleen ERNC en el sistema reduce tanto la venta anual de las plantas de generación térmica, como la cantidad de horas anuales en que las plantas hidráulicas pueden vender su producción al precio alto de las plantas térmicas presentes en el despacho.

Así, se puede inferir que las grandes empresas propietarias de plantas generadoras hidráulicas y térmicas avizoran que una penetración importante de plantas generadoras ERNC podrían provocarles el doble perjuicio económico antes mencionado.

Por otra parte, en Chile existe un mercado excesivamente concentrado. En efecto, tres generadoras representan más del 80% de la potencia instalada. Esto significa que detentan un importante poder para influir en la toma de decisiones de política energética nacional. Al mismo

tiempo, los organismos del Estado, Ministerio de Energía, CNE y SEC carecen, según diversos análisis, de la adecuada capacidad para planificar una estrategia energética e imponer políticas de promoción de las ERNC sin afectar los intereses de los generadores convencionales.

Esta combinación doble –elevada concentración de las empresas generadoras convencionales y carencia de capacidades públicas para la gestión sectorial- constituye un factor que dificulta el desarrollo de las ERNC en Chile. Esta situación se expresa en algunas circunstancias como:

- La expansión alcanzada por las campañas de difusión que tergiversan aspectos técnicos e impactos de las ERNC, generando desconocimiento e incertidumbre en la opinión pública.
- La también amplia difusión de la idea acerca de que las ERNC solo aportan de un modo marginal a la matriz de generación eléctrica de un país, y no puede ser de modo diferente en Chile; siendo que hay numerosos ejemplos a nivel internacional que exponen la creciente incidencia de las ERNC en las matrices eléctricas de diversos países.
- La reticencia desde el Estado a incluir en diversas legislaciones o documentos públicos las nociones de “desarrollo sustentable” y “costos externos”, ambas claves para plantear, planificar y ejecutar una estrategia de expansión de la generación a partir de ERNC.

### Breve historia de la legislación de ERNC

En el proceso de privatización total del sector bajo la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982, que opera conforme a un sistema de despacho económico con tarificación marginalista, se definieron tres mercados básicos:

- concesionarias de distribución sujetas a cálculo de precios para clientes regulados;
- grandes clientes (clientes libres) cuya potencia conectada es superior a 2000 kilowatts, que pueden optar por precios libremente contratados; y
- mercado *spot* que determina precios *spot* de intercambio entre generadores, fijados por el costo marginal instantáneo de generación definido en forma horaria por el CDEC, que tiene la misión de garantizar el funcionamiento de cada sistema interconectado en condiciones de eficiencia y seguridad.

En este mercado, las empresas privadas tienen control absoluto sobre las tecnologías a usar, tamaño de las centrales, ubicación geográfica de los medios de generación, fechas de entrada, etc. El Estado, por su parte, se limita a ejercer una función reguladora y fiscalizadora, junto con desarrollar planes indicativos de expansión del sector.

Con posterioridad al proceso de privatización del sistema eléctrico chileno, se constituyó un mercado concentrado (un oligopolio) conformado por tres firmas solamente: ENDESA, Colbún S.A. y Gener S.A.<sup>60</sup>

En ese contexto, a lo largo de las últimas décadas se ha ido promulgando un cuerpo legislativo orientado a fomentar el desarrollo de las ERNC, conformado por las siguientes leyes, en orden cronológico:

- Ley Corta I (Ley 19.940)
- Ley Corta II (Ley 20.018)
- Ley ERNC (Ley 20.257)
- Ley 20/25 (Ley 20.698) que modifica la anterior
- Ley de *Net Billing* para Generadoras Residenciales (Ley 20.571)

<sup>60</sup> Ver un desarrollo de este proceso en el Documento 3 de este proyecto.

### **Ley Corta I (Ley 19.940)**

Promulgada en 2004 tuvo por objetivo fundamental incentivar la expansión de la red de transmisión eléctrica, pero es la primera norma que incorpora definiciones de ERNC, buscando impulsar su inserción en la generación eléctrica nacional.

Por su intermedio, se pretendió abrir el mercado mayorista a generadores pequeños, menores de 9 MW, garantizando su acceso a las redes de distribución, estableciendo condiciones favorables de conexión, ofreciendo la posibilidad de vender la energía precio estabilizado en un mercado marginalista, y ciertas exenciones del pago por el uso del sistema de transmisión troncal.

Por un lado esta ley libera del pago de peaje de transmisión a las generadoras ERNC si su capacidad es menor a 9 MW, o reduce sustancialmente ese peaje si genera más de 9 y menos de 20 MW, por otro lado, esta limitación de capacidad impide a las ERNC aprovechar las importantes economías de escala que tiene cualquier industria.

A la vez, al establecer techos de generación tan reducidos, esto no estimuló la diversificación de la matriz eléctrica chilena, pues esto requiere de centrales de mayor tamaño, que puedan aprovechar la disponibilidad de los recursos naturales de los cuales se abastezcan.

De este modo, puede concluirse que la Ley Corta I no fue un incentivo eficiente para la diversificación de la matriz, pues una gran central ERNC que pudiera conectarse a la red troncal no encuentra, en el marco de esta Ley, un incentivo suficiente para concretar la inversión, mientras que sí estimula a las pequeñas centrales, cuya generación no fue suficiente para contribuir a la mencionada diversificación.

Dentro de la vigencia de la Ley comentada, se estableció que las generadoras recibieran un pago por energía y por potencia firme, pero sin precisar de qué manera se establecería dicho pago a las centrales ERNC que entregan, naturalmente, potencia variable. Esta falta de definición desestimuló también las decisiones de inversión en el sector de las ERNC durante la fase de vigencia de esta Ley.

### **Ley Corta II (Ley 20.018)**

Promulgada en mayo de 2005, esta Ley tuvo por objetivo incentivar la inversión en generación, definiendo un sistema de licitaciones competitivas que aseguren un precio de la energía para el generador, por un tiempo determinado. Esta normativa obligó a las empresas de distribución eléctrica a comprar bloques de potencia, de modo de asegurar el suministro eléctrico a los clientes regulados mediante la licitación de grandes bloques de potencia con los generadores, asegurándoles con ello los ingresos a largo plazo por medio de contratos de suministro. Esto, en la práctica, significó una seguridad del flujo de caja para las empresas generadoras, lo cual les permitió planificar más eficazmente sus inversiones.

La Ley estableció que las distribuidoras deben disponer de contratos de suministro para sus clientes regulados para, a lo menos, los siguientes tres años. Y reservó un 5% de los bloques de licitación para ERNC, en condiciones de precio similares a las empresas generadoras que logren contratos con las distribuidoras.

La sanción de esta Ley en el contexto de la situación generada por el recorte en el abastecimiento de gas argentino, intentó estimular la inversión privada en generación eléctrica para subsanar ese recorte. Y en ese estímulo se dejó un reducido margen de promoción de las ERNC, lo cual, en esta ocasión, tampoco contribuyó a diversificar la matriz eléctrica chilena (ni a amortiguar los efectos económicos y ambientales que implicaba la generación eléctrica térmica a partir de combustibles fósiles o la compra de gas licuado).

Por otro lado, al establecer bloques fijos de energía, la Ley obstaculizó a las ERNC que entregan potencia variable (eólica y solar, principalmente), obligándolas a asumir el riesgo de comprar sus déficit energéticos en el mercado *spot*, a precios superiores al licitado.

Finalmente, debe destacarse que, tal como alertaban diversos analistas (portal Litoralpress, *Diario Financiero*, Santiago de Chile, 1° de junio de 2007), la Ley podría originar importantes utilidades extraordinarias a las firmas, puesto que al entrar en vigencia en 2005, los proyectos comenzarían a generar a partir de 2009, dando lugar a que a lo largo de esos años tales empresas recibieran ingresos extraordinarios, a la par que las tarifas eléctricas a los consumidores se incrementaban notablemente.

### **Ley ERNC (Ley 20.257)**

Esta es la normativa que establece la definición actualmente en vigencia de los medios de generación que incorporan como recursos renovables no convencionales (ERNC) a:

1. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal, y que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento.
2. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.
3. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal, la que se obtiene del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.
4. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida en forma directa de la radiación solar.
5. Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.
6. 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.
7. Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, 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.
8. Instalación de cogeneración eficiente: Instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.

La Ley introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo un típico sistema de cuota, por cuanto obliga a las empresas de generación eléctrica que inyectan en circuitos con más de 200 MW de capacidad instalada, a acreditar ante la dirección de peajes del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), para los años del 2010 al 2014 que un mínimo de 5% de sus inyecciones de energía provienen de fuentes ERNC, ya sea directa o indirectamente.

El porcentaje aumenta paulatinamente en 0,5% anual desde el año 2015 en adelante hasta alcanzar 10% en el año 2024. En caso de no cumplir con la obligación, se establece una multa de 0,4 UTM (Unidad Tributaria Mensual) (unos US\$ 28 de julio de 2015) por cada MWh de déficit respecto de la obligación. En caso de incurrir nuevamente en el incumplimiento de la obligación dentro de los tres años siguientes, la multa será de 0,6 UTM (unos US\$42 de esa misma fecha) por MWh de déficit.

Para dar mayor flexibilidad a la acreditación, se establecieron varias cláusulas que tendían a bajar el porcentaje de obligación, entre otras, que la acreditación puede ser realizada a partir de inyecciones excedentarias de ERNC hechas a sistemas eléctricos durante el año anterior; también puede acreditarse la obligación con trasposos de excedentes de una empresa a otra, incluso entre

sistemas interconectados; puede postergarse la obligación con un tope de hasta un 50% por un año, previo aviso a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC); y lo más importante, la obligación contemplada no se aplica a todos los retiros de energía, sino solo a aquellos contratos se que suscriban a partir del 31 de agosto del 2007. Dado que los contratos ante el CDEC eran confidenciales, no hubo modo legal de verificar la fecha cierta en que fueron firmados los muchos contratos que estaban en vigencia y datados con anterioridad.

En Chile existen dos formas de entrar al mercado eléctrico:

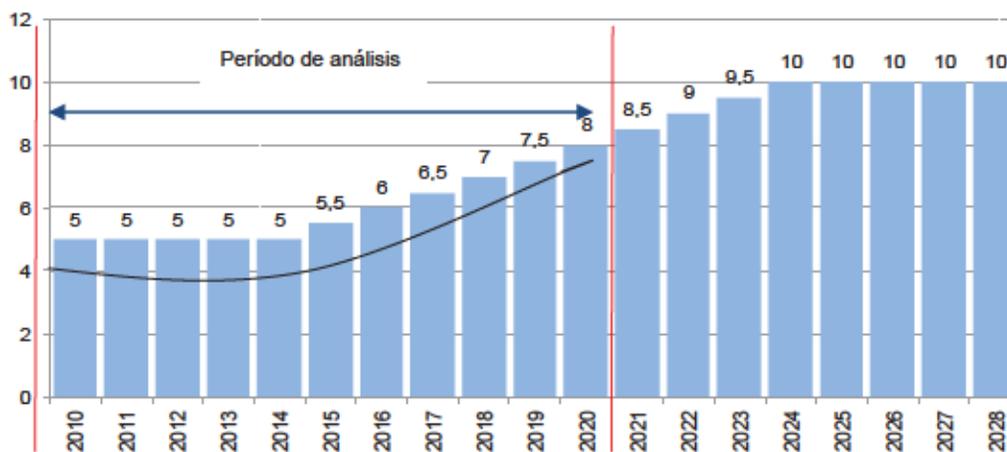
- A través de la firma de contratos de suministro de bloques de energía a largo plazo, con distribuidoras o clientes libres a precios pactados. Tienen la ventaja de obtener un flujo de ingresos constante y conocido. Sin embargo, dado que algunas ERNC aportan potencia variable a los sistemas y los contratos las obligan a suministrar bloques fijos de energía, se ven obligadas a asumir los riesgos de adquirir energía en el mercado *spot*, dotando de incertidumbre a su flujo de caja.
- Por medio de vender energía en el mercado *spot* al muy variable costo marginal del sistema, con lo que el flujo de caja es aquí también incierto, dificultando, como en el modo anterior, el acceso al financiamiento de las inversiones.

Como se observa, el sistema de cuota impulsado por esta Ley, debido a su mayor riesgo de volumen, de precio y de soporte, fomenta más la inversión por parte de grandes empresas, las cuales garantizan los préstamos tomados para efectuar sus inversiones, con base en los flujos corporativos. En cambio, los pequeños y medianos inversores que pretendan generar a partir de ERNC encuentran en este sistema de cuota el mayor obstáculo para su desarrollo.

Esta Ley, al fijar una cuota de mercado en ENRC que crecería del 5% al 10% en 2024, adoptó previsiones muy conservadoras respecto del desarrollo técnico y económico que podían alcanzar las energías renovables en Chile.

Por otro lado, diversos analistas coinciden en que esas metas no se lograrán alcanzar, debido a que en el mismo texto de la Ley se contemplan retiros que no están afectos a la misma Ley por haber sido contratados antes de su promulgación. Esto, en realidad, conlleva a un forzamiento del espíritu de la norma, que pretendía establecer porcentajes sobre el total de los retiros. Esto se aprecia en el siguiente gráfico:

**Gráfico 6**  
Energía ENRD a acreditar por año  
(Porcentaje de retiros SIC-SING)



Fuente: Elaboración propia sobre la base de Valgesta Consultores Ltda.

La Ley ERNC no distingue entre las distintas tecnologías involucradas en su campo normativo, las cuales tiene perfiles propios que requieren de incentivos específicos, según el tipo de energía que se trate. El esquema de incentivos que contempló la Ley fue favorable a la generación hidráulica de pequeña escala, que si bien está contenida en el campo de las ERNC, al ser apoyada en detrimento de las otras, no favoreció la consecución del objetivo de diversificación de la matriz eléctrica nacional.

La certificación de generación con ERNC quedó, de acuerdo a esta Ley, en manos de los CDEC, organismos controlados por las grandes empresas generadoras convencionales, contando así estas empresas con información privilegiada que les permite decidir con antelación si generan por sí mismas a través de ERNC, si compran ERNC, o si pagan la multa que fija la norma.

### **Ley 20/25 (Ley 20.698) Modificación a (Ley 20.257)**

Esta Ley fue promulgada en octubre de 2013, y estableció que a partir de 2025, el 20% de los retiros de energía por parte de las empresas eléctricas debería provenir de fuentes renovables, sea de producción propia o contratada<sup>61</sup>.

La obligación de generación mediante ERNC aumenta de manera escalonada, partiendo con 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015.

En relación a los retiros afectos y no afectos, se estableció que este aumento se aplicará de modo que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar al año 2024 cumpliendo un 10%, para los contratos celebrados con posterioridad al 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1° de julio de 2013. Por otra parte, para los contratos firmados con posterioridad al 1° de julio de 2013, la obligación será de un 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos de 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% al año 2024, y se ajustó un incremento de 2% el año 2025, para llegar al 20% en ese año.

El segundo cambio que introduce la Ley 20/25 es un mecanismo de licitaciones públicas, que el Ministerio de Energía debe activar en caso que con anticipación estime que en un año determinado los proyectos ERNC en desarrollo no vayan a ser capaces de cumplir con el porcentaje de inyecciones exigido para ese año. Estas licitaciones públicas son neutras en tecnología y se adjudican según un criterio de evaluación basado estrictamente en precios. Cada licitación se realizará para dar cobertura a aquella parte de la obligación que no sea cubierta con la inyección de energía proveniente de proyectos ERNC en operación, en construcción o que ya estén adjudicados en otros bloques. En caso de que los bloques adjudicados no cubran en su totalidad lo indicado en las bases de licitación o bien la licitación quede desierta, el cumplimiento de la obligación con dicho bloque se postergará para el año siguiente.

El siguiente cuadro comparativo entre las dos leyes reseñadas en último término, expone los porcentajes de ERNC exigidos por año:

---

<sup>61</sup> Originalmente, el proyecto de ley apuntaba a que ese 20% se alcanzase en 2020, pero la oposición de diversos sectores (entre ellos, las propias generadoras convencionales), hicieron que ese plazo se extienda hasta el 2025.

**Cuadro 17**  
**Porcentaje de energías renovables no convencionales exigidos por leyes 20.257 y 20.698**

Año	Ley 20.257	Ley 20.698
2014	5,0%	6,0%
2015	5,5%	7,0%
2016	6,0%	8,0%
2017	6,5%	9,0%
2018	7,0%	10,0%
2019	7,5%	11,0%
2020	8,0%	12,0%
2021	8,5%	13,5%
2022	9,0%	15,0%
2023	9,5%	16,5%
2024	10,0%	18,0%
2025	10,0%	20,0%

Fuente: Elaboración propia.

### **Ley Net Billing (Ley 20.571)**

Esta Ley tiene por objetivo remunerar la generación residencial, estimulando que los ciudadanos se conviertan, en simultáneo, en consumidores y generadores (siempre que no inyecten más de 100 kW al sistema)

A nivel de proyecto de ley, se la planteó como *Net Metering* (medición neta), es decir, que se mide la diferencia entre la energía consumida y la energía generada e inyectada en el sistema, remunerándose esa diferencia a la tarifa acordada. El *Net Metering* es aplicado en numerosos países con el fin de estimular la generación de pequeña escala.

Sin embargo, en las discusiones de tratamiento del proyecto, éste mutó –y se sancionó como– *Net Billing* (facturación neta), estableciéndose distintas tarifas para la energía consumida y la generada e inyectada al sistema.

De acuerdo a la aplicación de la norma, la tarifa de la energía inyectada, según el caso, resulta del orden del 60% de la tarifa de consumo. Así, el período de retorno de la inversión se duplica, por lo menos, lo que no constituye un incentivo para los pequeños generadores/consumidores.

## **B. Modalidades vigentes de contratación de energía eléctrica**

Según se mencionó anteriormente, junto a la tarificación marginalista, se definieron tres mercados básicos: a) concesionarias de distribución sujetas a precios para clientes regulados; b) grandes clientes (o clientes libres) cuya potencia conectada es superior a 2000 kW, que pueden optar por precios libremente contratados; y c) mercado *spot* que determina precios *spot* de intercambio entre generadores, determinados por el costo marginal instantáneo de generación definido en forma horaria por el CDEC.

### **1. El mercado de las distribuidoras para clientes regulados**

En las licitaciones tradicionales convocadas por las firmas distribuidoras de electricidad, las generadoras tienen la obligación de suministrar energía a cualquier hora del día, implicando, en consecuencia, que algunas tecnologías ERNC estén en desventaja y, por ende, las empresas que las utilizan se ven perjudicadas. Tanto la energía solar como la eólica, debido a su naturaleza de obtención de la fuente de energía, no pueden asegurar un suministro eléctrico constante. Así, los

generadores eólicos y fotovoltaicos quedaron excluidos tácitamente de los procesos de licitación de bloques de energía para distribuidoras.

Al exigirse un retiro específico para todas las horas del día, la generación ERNC no puede cumplir por la propia naturaleza de las tecnologías empleadas, debiendo –para cumplir con el contrato que se haya firmado– la empresa adquirir energía generada por otras tecnologías, asumiendo así los riesgos del alto costo marginal de estas últimas. Esta situación sería diferente si las licitaciones se hiciesen por sub-bloques de energía a nivel mensual, de acuerdo a las características específicas de la tecnología utilizada.

Dada la situación que se generaba de desventaja para las ERNC en el esquema licitatorio imperante, y ante los reclamos de empresas y diversas organizaciones ambientalistas, el sistema fue modificado recientemente, con la aprobación de la CNE.

Las nuevas licitaciones se configuran para bloques de suministro eléctrico de 15 años de duración, en un proceso que se realiza conjuntamente entre la CNE y las empresas distribuidoras. El nuevo esquema permite que las fuentes eólicas y solares eludan la desventaja competitiva antes mencionada, pudiendo así pujar en condiciones de igualdad frente a las generadoras convencionales.

Mediante esta modalidad, la CNE pretende licitar el suministro del año 2016 (1.000 GWh), 2017 (1.000 GWh), 2018 (6.000 GWh) y 2019 (5.000 GWh). Las nuevas condiciones, de acuerdo a fuentes de la entidad, fueron pensadas para abrir el mercado, incorporar a todas las tecnologías de generación, habilitar grandes y pequeños proyectos de generación, dar certezas y permitir que las condiciones de demanda se planteen de modo tal, que facilite una oferta diversificada, competitiva y segura.

Los bloques de 2016 y 2017 se dividirán en componentes horarios; es decir, habrá un bloque de las 00:00 hasta las 8:00 horas y de las 23:00 a las 00:00 horas; otro de 8:00 a 18:00 horas; y el último de 18:00 a 23:00 horas. Con esto se fomentará la competencia de las ERNC –debido a que estas fuentes son intermitentes en su generación– con las fuentes convencionales en las licitaciones. Además, en las bases licitatorias se incorpora una cláusula de aplazamiento para los ofertantes (generadores) cuyos proyectos se vean demorados por razones imposibles de prever, aunque deberán pagar una multa. Esto tiene como objetivo incorporar nuevos actores y fomentar el desarrollo de proyectos de empresas que ya están en el país, bajando los riesgos asociados a condiciones externas que hoy se traducen en barreras para presentar ofertas. Los bloques más grandes están enfocados en atraer energías más convencionales.

El llamado está diseñado para presentar ofertas en el corto plazo, con proyectos que están en desarrollo y que para su concreción necesitan contratar su energía. Esto está en línea con el fomento a las inversiones en generación que pretende llevar a cabo el Ministerio de Energía de Chile.

En el mes de marzo de 2015, la CNE convoca ofertas para proyectos que empiecen a generar energía en 2021, de modo que así los nuevos actores tengan un plazo suficiente para sumar sus propuestas.

Estas modificaciones licitatorias significan un punto de inflexión en la trayectoria de las ERNC en Chile, pues no solo ajustan las condiciones de competencia entre generadoras convencionales y no convencionales, sino que también permiten demostrar a las tecnologías ERNC que sus costos son competitivos en condiciones de igualdad.

Del total de energía licitada en la última convocatoria se adjudicó el 90%, con un precio medio de US\$ 107/MWh. Del total de la energía adjudicada, el 25% fue para tecnologías ERNC: eólica, solar fotovoltaica, termosolar, y mini hidráulica.

El precio medio ponderado de las ofertas convencionales fue de US\$ 110,15 /MWh, en tanto que el precio medio de las ERNC fue de US\$ 101,96/MWh. La oferta más baja de la licitación fue de un generador solar fotovoltaico, US\$ 79,9/MWh, llegando, prácticamente, a ser US\$ 30 más baja que la oferta más alta, basada en generación convencional.

Las ERNC no solamente participaron en los bloques horarios, sino que más de un tercio de ellas fue adjudicado en los bloques diseñados para las fuentes convencionales, demostrando la competitividad y flexibilidad de las fuentes renovables no convencionales.

El ahorro estimado que resulta de la participación de energías ERNC, se estima entre 18 y 24 millones de US\$/año, es decir entre US\$ 270 y 360 millones a lo largo de todo el contrato, lo cual va en directo beneficio de los consumidores.

Estos resultados significan un cambio cualitativo significativo en la situación de inserción de las ERNC en el sistema eléctrico chileno. No obstante, aún persisten temas pendientes de abordaje a este respecto, como el de la interconexión y la operación coordinada con la nueva capacidad de generación ERNC.

## 2. El mercado de los clientes libres

Este mercado incluye a los clientes cuyo consumo es igual o mayor a los 2000 kW, y en el mismo, la operatoria implica que esos clientes coticen con las generadoras distintas alternativas de suministro, firmando un PPA (*Power Purchase Agreement*) o contrato de suministro de energía, de duración plurianual.

Tradicionalmente, las grandes empresas solicitaban cotización de suministro eléctrico con tecnologías convencionales; pero en 2008, con respaldo de CORFO, la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi inició un trabajo de prospección tecnológica respecto a la generación con base en ERNC. La empresa concluyó que la combinación de costos decrecientes de la tecnología fotovoltaica y la gran radiación solar en la zona norte del país, eran una alternativa competitiva. Así, en junio de 2011 Collahuasi llamó a empresas generadoras nacionales e internacionales a precalificar para un proceso de licitación para el suministro de hasta 30.000 MWh/año a base de ERNC, con opción de duplicar la cantidad de energía a suministrar en función del precio que se obtuviera.

Las ofertas recibidas resultaron en atractivos y competitivos precios a largo plazo. El contrato fue adjudicado a la española SolarPack, elevándose la cantidad contratada a 60.000 MWh/año, el doble de la energía inicialmente licitada, lo que equivale al 13% de la demanda actual diaria de energía eléctrica de Collahuasi. Este proyecto marcó el inicio de la primera licitación a gran escala realizada en el país para la compra de este tipo de energía. A partir de esta experiencia, otros grandes clientes han comenzado a seguir este rumbo.

Debe destacarse que este cambio a favor de la utilización de tecnologías ERNC, en este caso, solar fotovoltaica, no se origina en ninguna política de incentivo específica, sino al hecho de que el costo de generación de esta tecnología adquirió una mayor competitividad en el mercado, pudiéndose así ofrecerse a precios menores.

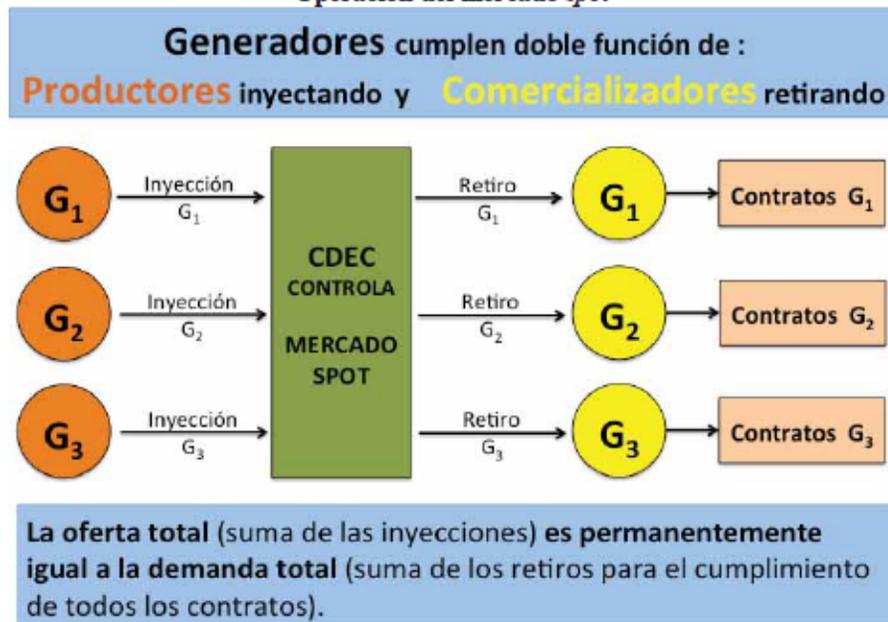
## 3. El mercado *spot*

Para comercializar energía, las empresas generadoras tienen dos alternativas: el mercado *spot* y el mercado de contratos. El mercado de contratos contiene tanto los contratos libremente pactados con clientes libres, como los contratos de suministro a empresas distribuidoras, resultantes de licitaciones. El *spot* es el mercado donde se realizan transferencias de energía entre generadores a costo marginal.

La tarificación a costo marginal solo se emplea para valorizar las transferencias de energía entre empresas generadoras que actúan simultáneamente como productores y comercializadores. Así, las transferencias de energía entre generadoras se efectúan al costo marginal instantáneo que, en la práctica, el CDEC establece cada hora.

El gráfico siguiente aclara la operación del mercado *spot*:

Gráfico 7  
Operación del mercado *spot*



Fuente: Elaboración propia.

El mercado *spot*, por definición, funciona a precios marginales. Los generadores inyectan energía al sistema, recibiendo como remuneración la valorización de esa energía a los precios de cada instante en el nodo de inyección. Las inyecciones al sistema dependen de la demanda instantánea, por lo que el CDEC despacha centrales para que la oferta de energía iguale a la demanda. Los retiros de energía se realizan para que los generadores cumplan los contratos con sus clientes; y la valorización de esos retiros de efectúa a los precios en el nodo de retiro.

La diferencia de precios entre nodos da cuenta del costo de transporte de la energía. Así, el balance económico de los generadores viene dado por la diferencia entre la energía inyectada valorizada cada hora al precio en el nodo de inyección, y la energía retirada valorizada cada hora al precio en el nodo de retiro.

En resumen, los costos marginales de energía usados para valorizar la energía inyectada y retirada responden a la operación real del sistema, reflejando las condiciones de operación registradas por el CDEC. Por último, cabe destacar que si un generador decide vender gran parte de su energía en el mercado *spot* deberá asumir el riesgo asociado a la variabilidad de costo marginal.

### C. Política promocional, proyectos desarrollados y resultados operacionales

Salvo las modificaciones a los esquemas licitatorios mencionadas anteriormente, en Chile no existió hasta el presente una política específica que promueva las ERNC. Desde el inicio de la década de 1980, el mercado generador de electricidad se guió a partir del funcionamiento del mercado, el cual, como se señaló oportunamente, está dominado por unas pocas empresas generadoras convencionales, y en función de ellas y de sus intereses se fue moldeando el funcionamiento global y legal de dicho mercado.

De este modo, las iniciativas generadoras a partir de ERNC se han desarrollado solo sustentadas en su propia capacidad competitiva, la cual se ha ido incrementándose con el tiempo, lo que les ha permitido comenzar a ocupar una cuota de mercado creciente.

Cada tecnología tiene sus propias características en la entrada al mercado. Así, la biomasa, que en este estudio incluye al biogás, por tratarse fundamentalmente de la utilización de los residuos de la industria forestal y celulosa, que en Chile es un sector económico de la mayor importancia, tiene mucho que ver con el desarrollo de esa industria, y no con los incentivos concebidos para las ERNC. La energía hidráulica menor a los 20 MW, por su parte, resulta un apéndice del gran desarrollo de plantas de generación hidráulica que marcó la tradición de la generación eléctrica en Chile. La eólica y la fotovoltaica, por su parte, han podido entrar al mercado chileno en la medida que sus decrecientes costos de generación empezaron a ser competitivos con los altos costos de la electricidad en el país.

La región de Coquimbo lidera la capacidad instalada de centrales de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) de la mano de los proyectos eólicos que sólo en esa región alcanzan los 592 MW de potencia.

A nivel nacional, a octubre de 2014, había 1.807 MW de capacidad instalada ERNC, según se resume en el siguiente cuadro, mientras que otros 855 MW están en etapa de construcción.

**Cuadro 18**  
**Plantas ERNC instaladas en Chile, octubre de 2014**

Tecnología ERNC	Potencia instalada [MW]
Biomasa (incluye biogás 43 MW)	504
Eólica	741
Solar Fotovoltaica	216
Hidro<20MW	346
<b>TOTAL</b>	<b>1 807</b>

Fuente: Elaboración propia.

Los cuadros siguientes presentan un desglose por tecnología:

**Cuadro 19**  
**Biomasa**

Nombre de la central	Región	Comuna	Tecnología	Potencia neta	Año de ingreso
Arauco	VIII	Arauco	Biomasa	9,00	1996
Celco-Constitución	VII	Constitución	Biomasa	8,00	1996
Cholguán	VIII	Yungay	Biomasa	13,00	2003
Licantén	VII	Licantén	Biomasa	4,00	2004
Valdivia	XIV	Valdivia	Biomasa	61,00	2004
Nueva Aldea I	VIII	Ránquil	Biomasa	19,00	2005
Laja	VIII	Cabrero	Biomasa	9,30	2006
Nueva Aldea III	VIII	Ránquil	Biomasa	37,00	2006
Constitución	VII	Constitución	Biomasa	8,80	2007
Escuadrón (ex FPC)	VIII	Coronel	Biomasa	12,50	2007
KDM Loma Los Colorados	RM	Til-Til	Biogas	2,00	2009
Masisa	VIII	Cabrero	Biomasa	11,10	2010
HBS Los Angeles	VIII	Los Angeles	Biogas	2,20	2011
Loma Los Colorados II	RM	Til-Til	Biogas	9,80	2011
Central Energía Pacífico	VI	San Fco. Mostazal	Biomasa	15,60	2011
Bionergía Lautaro	IX		Biomasa	25,00	2011

Cuadro 19 (conclusión)

Nombre de la central	Región	Comuna	Tecnología	Potencia neta	Año de ingreso
Ampliación Arauco	VIII	Arauco	Biomasa	15,00	2012
Santa Fe	VIII	Nacimiento	Biomasa	98,00	2012
Viñates	VII	Constitución	Biomasa	31,00	2012
Amp. Loma Los Colorados II	RM	Til-Til	Biogas	2,80	2013
2° Amp. Loma Los Colorados II	RM	Til-Til	Biogas	2,90	2013
Trebal Mapocho	RM	Padre Hurtado	Biogas	5,00	2013
Ancali	VIII	Los Angeles	Biogas	1,90	2013
Tamm	VI	San Fernando	Biogas	0,20	2013
Santa Marta	RM	Talagante	Biogas	14,00	2013
Las Pampas	VI	Pichidegua	Biogas	1,00	2013
Santa Irene	VI	Pichidegua	Biogas	0,80	2013
Central Laja	VIII	Laja	Biomasa	25,00	2013
Ampliación Licantén	VII	Licantén	Biomasa	2,00	2013
Coelemu	VIII	Coelemu	Biomasa	7,00	2014
CMPC Pacífico	VI	San Fco. Mostazal	Biomasa	20,40	2014
Energía Bio Bio	VIII	Mulchen	Biomasa	7,20	2014
Comasa-Lautaro 2	IX	Lautaro	Biomasa	22,00	2014
Total Biomasa				503,50	

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 20  
Eólica

Nombre de la central	Región	Comuna	Tecnología	Potencia neta	Año de ingreso
Alto Baguales	XI	Coyhaique	Eólica	1,98	2001
Canela I	IV	Canela	Eólica	18,20	2007
Canela II	IV	Canela	Eólica	60,00	2009
Cristoro Lebu	VIII	Lebu	Eólica	3,56	2009
Monte Redondo	IV	Ovalle	Eólica	38,00	2009
Totoral	IV	Canela	Eólica	46,00	2009
Cabo Negro	XII	Punta Arenas	Eólica	2,34	2010
Ampliación Lebu	VIII	Lebu	Eólica	2,98	2011
Ampliación Monte Redondo	IV	Ovalle	Eólica	10,00	2011
Punta Colorada	IV	Punta Colorada	Eólica	20,00	2011
El Toqui	XI	Coyhaique	Eólica	1,50	2011
Talinay Oriente	IV	Ovalle	Eólica	90,00	2013
Ucuquer	VI	Litueche	Eólica	7,20	2013
Negrete-Cuel	VIII	Los Angeles	Eólica	33,00	2013
Valle de los Vientos	II	Calama	Eólica	90,00	2014
El Arrayan	IV	Ovalle	Eólica	115,00	2014
San Pedro	X	San Pedro	Eólica	36,00	2014
Los Cururos	IV	Ovalle	Eólica	110,00	2014
Ucuquer 2	VI	Litueche	Eólica	10,50	2014
Punta Palmeras	IV	Canela	Eólica	45,00	2014
Total Eólica				741,26	

Fuente: Elaboración propia.

**Cuadro 21**  
**Solar fotovoltaica**

Nombre de la central	Región	Comuna	Tecnología	Potencia neta	Año de ingreso
Calama 3	II	Calama	Solar PV		2012
El Aguila	XV	Arica	Solar PV	2,20	2013
Solar Andacollo	IV	Andacollo	Solar PV	1,00	2013
Llano de Llampos	III	Copiapó	Solar PV	93,00	2014
Salvador RTS	III	Diego de Almagro	Solar PV	2,88	2014
San Andrés	III	Copiapó	Solar PV	48,20	2014
Pozo Almonte	I	Pozo Almonte	Solar PV	23,50	2014
Santa Cecilia	II	Antofagasta	Solar PV	3,00	2014
Techos de Altamira	RM	Peñalolen	Solar PV	0,15	2014
PSF Pama	IV	Combarbaalá	Solar PV	2,40	2014
PSF Loma Los Colorados	IV	Combarbaalá	Solar PV	2,40	2014
Ampliación La Huayca	I	Pozo Almonte	Solar PV	7,60	2014
Diego de Almagro	III	Chañaral	Solar PV	30,00	2014
Total Solar PV				216,33	

Fuente: Elaboración propia.

**Cuadro 22**  
**Hidráulica <20 MW**

Nombre de la central	Región	Comuna	Tecnología	Potencia neta	Año de ingreso
Sauce Andes	V	Los Andes	Hidro<20 MW		1909
Los Morros	RM	San Bernardo	Hidro<20 MW	3,05	1930
Carena	RM	Curacaví	Hidro<20 MW	8,40	1943
Carbomet/Los Bajos	RM	San Bernardo	Hidro<20 MW	5,10	1944
Volcán	RM	San José de Maipo	Hidro<20 MW	13,00	1944
Los Molles	IV	Ovalle	Hidro<20 MW	18,00	1952
Sauzalito	VI	Rancagua	Hidro<20 MW	11,88	1959
Puerto Aysén	XI	Aisén	Hidro<20 MW	6,60	1962
Caemsa	RM	San Bernardo	Hidro<20 MW	3,40	1962
Chapiquiña	XV	Putre	Hidro<20 MW	10,14	1967
Río Azul	X	Palena	Hidro<20 MW	1,40	1987
El Traro	XI	Río Ibáñez	Hidro<20 MW	0,64	1987
Capullo	X	Puyehue	Hidro<20 MW	11,80	1995
Cavanca	I	Iquique	Hidro<20 MW	2,59	1995
Lago Atravesado	XI	Coyhaique	Hidro<20 MW	11,00	2003
Cuchildeo	X	Hualaihué	Hidro<20 MW	0,77	2007
Chiburgo	VII	San Clemente	Hidro<20 MW	19,20	2007
El Rincón	RM	San José de Maipo	Hidro<20 MW	0,28	2007
Eyzaguirre	RM	San José de Maipo	Hidro<20 MW	1,49	2007
Palmucho	VIII	Alto BioBio	Hidro<20 MW		2007
Coya U5	VI	Codegua	Hidro<20 MW	11,00	2008
El Manzano	IX	Melipeuco	Hidro<20 MW	4,85	2008
Lircay	VII	San Clemente	Hidro<20 MW	19,00	2008
Ojos de Agua	VII	San Clemente	Hidro<20 MW	9,00	2008
Puclaro	IV	Vicuña	Hidro<20 MW	5,38	2008

Cuadro 22 (conclusión)

Nombre de la central	Región	Comuna	Tecnología	Potencia neta	Año de ingreso
Pehui	XIV	La Unión	Hidro<20 MW	1,10	2009
Trufultuful	IX	Melipeuco	Hidro<20 MW	0,80	2009
La Paloma	IV	Ovalle	Hidro<20 MW	4,42	2010
San Clemente	VII	San Clemente	Hidro<20 MW	5,90	2010
Trueno	IX	Vilcún	Hidro<20 MW	5,57	2010
Los Corrales	XIV	Lago Ranco	Hidro<20 MW	0,80	2010
Juncalillo	V	Los Andes	Hidro<20 MW	1,50	2010
Alto Hospicio	I	Alto Hospicio	Hidro<20 MW	1,10	2010
Toro 2	I	Alto Hospicio	Hidro<20 MW	1,10	2010
Guayacán	RM	San José de Maipo	Hidro<20 MW	11,80	2010
El Tártaro	V	San Felipe	Hidro<20 MW	0,13	2010
Dongo	X	Chonchi	Hidro<20 MW	6,00	2010
Mariposas	VII	San Clemente	Hidro<20 MW	6,30	2010
Doña Hilda	XIV	Lago Ranco	Hidro<20 MW	0,40	2010
El Diuto	VIII	Los Angeles	Hidro<20 MW	3,30	2011
Lincán	XIV	Río Bueno	Hidro<20 MW	17,96	2011
Mallarauco	RM	Mallarauco	Hidro<20 MW	3,40	2011
Donguil	IX	Pitrufquen	Hidro<20 MW	0,25	2011
Reca	XIV	Panguipulli	Hidro<20 MW	1,70	2011
Muchi	XIV	Lago Ranco	Hidro<20 MW	1,00	2011
La Arena	X		Hidro<20 MW	3,00	2011
Purísima	VII	Molina	Hidro<20 MW	0,42	2011
Allipen	IX	Cunco	Hidro<20 MW	2,60	2011
El Canelo	IX	Melipeuco	Hidro<20 MW	6,00	2012
Nalcas	X	Puerto Octay	Hidro<20 MW	6,80	2012
Callao	X	Osorno	Hidro<20 MW	3,30	2012
Huayca	I	Pozo Almonte	Hidro<20 MW	1,40	2012
Tambo Real	IV	Ovalle	Hidro<20 MW	1,08	2012
Renaico	VIII	Mulchen	Hidro<20 MW	6,20	2013
Providencia	VII	San Clemente	Hidro<20 MW	14,20	2013
Monreal	XI	Aysen	Hidro<20 MW	3,00	2013
Ampliación Coya U5	VI	Codegua	Hidro<20 MW	1,00	2013
Don Walterio	XIV	Río Bueno	Hidro<20 MW	2,95	2013
Roblería	VII	Roblería	Hidro<20 MW	4,00	2013
Bonito (MC1-MC2)	X	Puerto Octay	Hidro<20 MW	12,00	2013
Ensenada	X	Puerto Montt	Hidro<20 MW	3,50	2013
Río Huasco	IV	Río Huasco	Hidro<20 MW	5,40	2013
El Llano	RM	Pirque	Hidro<20 MW	1,90	2013
Las Vertientes	RM	Pirque	Hidro<20 MW	1,66	2013
Maisan	IX	Pitrufquen	Hidro<20 MW	0,80	2014
Auxiliar del Maipo	RM	San José de Maipo	Hidro<20 MW	5,00	2014
Alto Renaico	VIII	Mulchen	Hidro<20 MW	1,25	2014
Los Padres	VIII	Quilleco	Hidro<20 MW	2,30	2014
Quillaileo	VIII	Santa Bárbara	Hidro<20 MW	0,80	2014
Pichilonco	XIV	Lago Ranco	Hidro<20 MW	1,50	2014
<b>Total Hidro&lt;20 MW</b>				<b>345,95</b>	

Fuente: Elaboración propia.

La evolución de la capacidad instalada de ERNC en Chile expone que su desarrollo ha ocurrido, básicamente, por razones de mercado y no por efecto de las leyes que se promulgaron con ese objetivo.

En efecto, tanto la generación mini-hidráulica como la eólica solo comenzaron a desenvolverse más activamente cuando la generación con gas natural se redujo sustantivamente, y los precios de mercado de la electricidad subieron ostensiblemente, después del corte de suministro del gas natural desde Argentina. Por su lado, la fotovoltaica solo pudo iniciar su desarrollo recién en 2013, cuando el costo de generación empezó a ser competitivo, debido a la importante baja en el costo de inversión provocado por el gran avance tecnológico de estos últimos años. El desarrollo de la energía a partir de biomasa, algo anterior en el tiempo, está más ligado con la expansión y afianzamiento de la industria forestal y de la celulosa.

## 1. Resultados operacionales plantas ERNC en Chile

Dado el carácter de confidencialidad de los resultados operacionales de las plantas generadoras a nivel de cada empresa, se accedió a la información que provee el CDEC referida a la energía inyectada diariamente por cada planta de generación. Se compuso así la inyección mensual de una muestra mayoritaria de plantas para cada tecnología ERNC, para los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2014, que era el último trimestre con información disponible a la fecha de iniciar este estudio. Se tomó un trimestre para contar con un promedio más representativo de los resultados mensuales de cada tecnología.

En cada caso se calculó el factor de capacidad (FC) mensual y promedio trimestral de cada planta y para cada tecnología.

- a) Energía eólica: Para un grupo de 13 plantas con un total de 639 MW instalados, se obtuvo un FC promedio trimestral de 30,9%. En el cuadro siguiente de muestra este cálculo:

**Cuadro 23**  
**Factor de capacidad: Energía eólica**

Centrales eólicas	Potencia MW	Sep.14 MWh	Oct.14 MWh	Nov.14 MWh	Sep.14 FC	Oct.14 FC	Nov.14 FC	Promedio FC
<b>Total</b>	<b>639,00</b>	<b>128 668</b>	<b>134 909</b>	<b>166 579</b>	<b>0,280</b>	<b>0,284</b>	<b>0,362</b>	<b>0,309</b>
Canela	18,20	1 667	2 414	3 808	0,127	0,178	0,291	0,199
Canela 2	60,00	9 463	12 490	14 949	0,219	0,280	0,346	0,282
Totoral	46,00	7 591	8 270	10 470	0,229	0,242	0,316	0,262
Monte Redondo	48,00	9 505	9 260	13 289	0,275	0,259	0,385	0,306
U Cuquer	7,20	1 059	1 996	1 528	0,204	0,373	0,295	0,290
U Cuquer 2	10,50	1 479	2 684	2 088	0,196	0,344	0,276	0,272
Talinay	90,00	23 341	20 390	25 356	0,360	0,305	0,391	0,352
Punta Colorada	20,00	1 898	2 759	3 077	0,132	0,185	0,214	0,177
Cuel	33,00	6 819	8 012	10 167	0,287	0,326	0,428	0,347
El Arrayán	115,00	28 676	27 287	34 416	0,346	0,319	0,416	0,360
San Pedro	36,00	10 831	9 051	6 588	0,418	0,338	0,254	0,337
Los Cururos	109,60	26 095	23 025	31 403	0,331	0,282	0,398	0,337
Punta Palmeras	45,00	246	7 271	9 440		0,217	0,291	0,254

Fuente: Elaboración propia.

- b) Energía solar: Para un grupo de 12 plantas con un total de 199 MW instalados, se obtuvo un FC promedio trimestral de 28,6%. En el cuadro siguiente de muestra este cálculo:

**Cuadro 24**  
**Factor de capacidad: Energía solar fotovoltaica**

Centrales solares PV	Potencia MW	sep.14 MWh	oct.14 MWh	nov.14 MWh	sep.14 FC	oct.14 FC	nov.14 FC	Promedio FC
Total	199,000	37 413	43 747	43 147	0,261	0,290	0,301	0,286
Tambo Real	3,200	292	400	602	0,127	0,168	0,261	0,185
SDGx01	1,200	189	195	189	0,219	0,219	0,219	0,219
Esperanza	2,880	487	529	502	0,235	0,247	0,242	0,241
Llano de Llampos	100,800	20 776	24 812	23 632	0,280	0,331	0,326	0,314
San Andrés	50,600	10 179	12 031	12 321	0,279	0,320	0,338	0,312
Santa Cecilia	2,900	482	533	481	0,226	0,242	0,226	0,231
Techos de Altamira	0,034	3	4	4	0,102	0,138	0,182	0,141
Diego de Almagro	30,000	4 281	4 021	4 089	0,198	0,180	0,188	0,189
PSF Pama	2,000	334	451	445	0,232	0,303	0,309	0,281
PSF Lomas Coloradas	2,000	344	444	438	0,239	0,289	0,304	0,280
Las Terrazas	2,992		276	409		0,124	0,190	0,157
Hornitos	0,300	47	52	56	0,219	0,233	0,257	0,237

Fuente: Elaboración propia.

- c) **Energía de Biomasa:** Para un grupo de 14 plantas con un total de 174 MW instalados, se obtuvo un FC promedio trimestral de 44,2%. Es importante notar que para esta tecnología el FC es afectado por un suministro irregular de combustible y por tratarse de una producción secundaria utilizando residuos de la producción principal. En el cuadro siguiente se muestra este cálculo:

**Cuadro 25**  
**Factor de capacidad: Energía de biomasa**

Centrales biomasa	Potencia MW	sep.14 MWh	oct.14 MWh	nov.14 MWh	sep.14 FC	oct.14 FC	nov.14 FC	Promedio FC
Total	174,00	60 570	64 117	43 423	0,484	0,496	0,347	0,442
Laja	9,30	3 139	2 484	3 401	0,469	0,359	0,508	0,445
Cholguán	13,00	5 402	5 566	5 783	0,577	0,575	0,618	0,590
Licantén	4,00	258	581	539	0,090	0,196	0,187	0,157
Valdivia	61,00	14 512	28 447	9 427	0,330	0,627	0,215	0,391
Escuadrón	15,00	6 661	7 281	7 081	0,616	0,662	0,656	0,641
Loma Los Colorados	2,00	392	196	25	0,272	0,132	0,018	0,140
Cabrero	11,10	5 357	3 112	2 662	0,670	0,377	0,332	0,460
HBS	2,20	235	266	228	0,148	0,163	0,144	0,152
CMPC Laja	25,00	9 425	1 241	2	0,524	0,067	0,000	0,197
Santa Marta	15,72	7 942	8 235	7 698	0,702	0,704	0,680	0,695
Santa Irene	0,40	216	255	252	0,751	0,858	0,873	0,827
Las Pampas	0,40	162	194	172	0,563	0,652	0,595	0,603
León	7,10	2 028	2 796	1 970	0,397	0,529	0,385	0,437
Bio Bio	7,50	4 851	3 463	4 193	0,898	0,621	0,777	0,765

Fuente: Elaboración propia.

- d) Energía Hidro<20MW: Para un grupo de 34 plantas hidráulicas de pasada con un total de 161 MW instalados, se obtuvo un FC promedio trimestral de 52,2%. En el cuadro siguiente se muestra este cálculo:

**Cuadro 26**  
**Factor de capacidad: Energía hidráulica <20 MW**

Centrales Hidro <20 MW	Potencia MW	sep.14 MWh	oct.14 MWh	nov.14 MWh	sep.14 FC	oct.14 FC	nov.14 FC	Promedio FC
<b>Total</b>	<b>161,00</b>	<b>53 470</b>	<b>65 040</b>	<b>65 050</b>	<b>0,461</b>	<b>0,543</b>	<b>0,561</b>	<b>0,522</b>
Sauce Andes	1,40	265	423	573	0,263	0,460	0,568	0,412
Los Morros	3,05	595	1 154	1 543	0,271	0,509	0,703	0,494
Capullo	11,80	6 336	6 462	5 830	0,746	0,736	0,686	0,723
El Rincón	0,28	145	149	171	0,718	0,715	0,846	0,760
Chiburgo	19,40	1 648	8 360	10 418	0,118	0,579	0,746	0,481
Ojos de Agua	9,00	3 541	3 909	4 689	0,547	0,584	0,724	0,618
Coya	11,00	7 288	7 659	6 152	0,920	0,936	0,777	0,878
El Manzano	4,85	2 794	2 444	2 028	0,800	0,677	0,581	0,686
Pehul	1,10	679	581	533	0,858	0,710	0,672	0,747
Triful Triful	0,80	375	488	497	0,652	0,819	0,862	0,778
La Paloma	4,50	0	0	0	0,000	0,000	0,000	0,000
Trueno	5,68	3 617	2 547	1 456	0,884	0,603	0,356	0,614
San Clemente	5,90	1 021	2 461	3 431	0,240	0,561	0,808	0,536
Juncalito	1,50	0	309	439	0,000	0,277	0,407	0,228
Guayacán	12,00	4 783	8 160	8 985	0,554	0,914	1,040	0,836
Mariposas	6,30	1 250	2 321	2 829	0,276	0,495	0,624	0,465
Los Corrales 2	1,04	491	540	382	0,659	0,702	0,512	0,624
El Dulto	3,30	1 980	2 232	1 826	0,833	0,909	0,769	0,837
Dongo	6,00	2 466	1 790	1 421	0,571	0,401	0,329	0,434
Muchi	1,00	367	278	178	0,509	0,374	0,248	0,377
La Arena	3,00	1 949	1 952	1 786	0,902	0,875	0,827	0,868
Reca	1,70	942	855	642	0,770	0,676	0,524	0,657
Purísima	0,43	136	274	285	0,440	0,857	0,921	0,739
Allipén	2,65	1 223	1 794	1 634	0,641	0,910	0,857	0,803
El Canero	6,04	1 855	1 779	1 576	0,427	0,396	0,362	0,395
Nalcas	6,80	3 028	2 711	2 046	0,618	0,536	0,418	0,524
Callao	3,24	1 289	1 037	789	0,553	0,430	0,338	0,440
Providencia	14,20	1 649	487	1 004	0,161	0,046	0,098	0,102
Ensenada	3,50	317	326	366	0,126	0,125	0,145	0,132
Río Huasco	5,40	394	399	344	0,101	0,099	0,089	0,096
El Llano	2,00	155	363	580	0,107	0,243	0,402	0,251
Malsan	0,65	263	252	185	0,562	0,521	0,394	0,492
Pichilonco	1,30	573	508	307	0,612	0,525	0,328	0,488
Dongull	0,25	56	34	127	0,311	0,184	0,707	0,401

Fuente: Elaboración propia.

## D. Conclusión en cuanto a la política chilena para el desarrollo de las ERNC

Tal como se señaló, el avance de las ERNC en Chile se debió básicamente a la mejora competitiva de esas formas de generación producidas por los avances alcanzados en las tecnologías involucradas, y no por una política pública específicamente orientada a la promoción de las energías renovables no convencionales.

A su vez, en esa expansión influyó el estímulo que significó el incremento de costos en la generación convencional a partir de la disminución de las importaciones de gas desde Argentina. Si este aprovisionamiento no se hubiera reducido drásticamente, originando un incremento sustancial del costo de generación eléctrica, posiblemente el escenario de expansión de las ERNC hubiera sido muy distinto. De hecho, algunos análisis muestran que de haberse mantenido ese suministro de gas, el costo de generación eléctrica convencional hoy estaría entre los US\$ 50 y 60/MWh, lo cual no habría permitido el desarrollo de la generación a partir de ERNC.

El cuerpo legal no ha generado un impacto sustancial en la generación ERNC, tanto porque las iniciativas que allí se contemplaban fueron muy acotadas, como porque el contexto político en que fueron tomadas esas medidas no favoreció a la expansión de las ERNC. Al mismo tiempo, el propio Estado chileno no ha mostrado capacidad o decisión de impulsar abierta e intensamente el desarrollo de las energías renovables no convencionales, dejando que el propio desenvolvimiento del mercado sea quien reasigne recursos a favor de uno u otro tipo de generación, según los costos relativos de cada uno.

## Bibliografía

- ACERA, <http://www.acera.cl>  
CIFES Ministerio de Energía, <http://cifes.gob.cl/sobre-las-ernc/datos-y-estadisticas/>  
Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria para la Política y Matriz Eléctrica (2011), *Chile necesita una gran reforma energética*, CCTP .  
Comisión Nacional de Energía, <http://www.cne.cl>  
Evans, E. y M. Seeger (2007), *Derecho Eléctrico*, Editorial LexisNexis.  
Valgesta Consultores, <http://www.valgestaconsultores.cl>

### Definiciones de abreviaciones o siglas

- ACERA: Asociación Chilena de Energías Renovables  
CCTP: Comisión Ciudadana Técnico Parlamentaria para la Energía y la Matriz Eléctrica  
CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga  
CIFES: Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables ex CER  
CNE: Comisión Nacional de Energía  
CORFO: Corporación de Fomento de la Producción.  
ERNC: Energías Renovables No Convencionales.  
FC: Factor de Capacidad = (Energía producida en un periodo)/(Energía que podría producir en ese periodo la potencia máxima instalada).  
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles  
SIC: Sistema Interconectado Central  
SING: Sistema Interconectado del Norte Grande

## **IV. Generación de electricidad a través de fuentes renovables de energía en el Brasil**

*Luiz Horta Nogueira y Jamil Haddad*

### **A. Introducción**

Tradicionalmente, las fuentes renovables, en particular la hidroelectricidad, tuvieron una participación preponderante en la matriz de generación eléctrica brasileña. Más recientemente, otras fuentes primarias comenzaron a contribuir de manera significativa en la oferta de electricidad producto de las políticas públicas orientadas a su mayor penetración, considerando sus beneficios y el potencial disponible en el país.

Efectivamente, la Ley 9478/1997 estableció las pautas de la política energética nacional, según las cuales es posible "utilizar fuentes alternativas de energía, mediante el aprovechamiento económico de los insumos disponibles y de las tecnologías aplicables".

El presente informe aborda la experiencia brasileña en la generación de electricidad a partir de tres fuentes renovables no convencionales (eólica, solar, biomasa), dando especial atención al panorama actual de la oferta y consumo de electricidad, el actual marco regulatorio, la forma de contratación de estas fuentes, los programas de incentivo, las principales iniciativas desarrolladas y los resultados obtenidos. Este trabajo finaliza con una apreciación de los costos de generación a partir de fuentes alternativas, estimados según diferentes metodologías.

### **B. Panorama de la oferta y consumo de electricidad en el Brasil**

De acuerdo con la Empresa de Investigación Energética (EPE, según su sigla en portugués), la generación de energía eléctrica en el Brasil en centrales de servicio público y autoprodutores alcanzó 570,0 TWh en 2013, resultado 3,2% superior al de 2012 (Cuadro 27).

Las centrales eléctricas de servicio público, que concentran el 84,9% de la generación total, continúan siendo las principales contribuyentes. La principal fuente de generación de energía eléctrica es hidráulica, aunque esta fuente presenta una reducción del 5,9% en comparación con el año anterior.

**Cuadro 27**  
**Generación de energía eléctrica en el Brasil, 2013/2012**  
*(En TWh)*

Fuente	2013	2012	Crec. 2013/2012 (en porcentaje)
Hidroelectricidad	390 992	415 342	- 5,9
Gas Natural	69 107	46 970	47,6
Biomasa <sup>a</sup>	39 679	34 662	14,5
Derivados de Petróleo <sup>b</sup>	22 090	16 214	36,2
Nuclear	14 640	16 038	- 8,7-
Carbón Vapor	14 801	8 422	75,7
Eólica	6 579	5 050	30,3
Otras <sup>c</sup>	12 241	10 010	22,3
Total	570 025	552 498	3,2

Fuente: EPE, 2014.

<sup>a</sup> Incluye leña, bagazo de caña y lejía celulósica

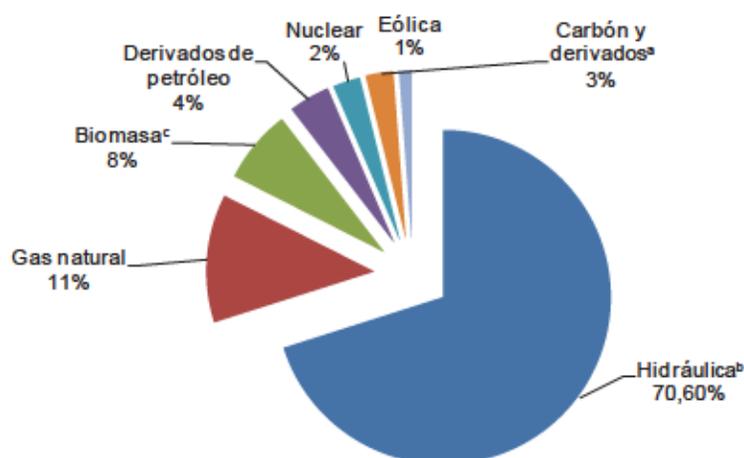
<sup>b</sup> Incluye diesel y combustibles

<sup>c</sup> Incluye otras recuperaciones, gas de coque y otras secundarias

La generación eléctrica a partir de fuentes no renovables representó el 20,7% del total nacional, comparado al 15,5% de 2012. La participación de la generación de autoprodutores en 2013 fue del 15,1% del total producido, si se considera la suma de todas las fuentes utilizadas. Las importaciones netas de 39,9 TWh, sumadas a la generación nacional, aseguraron una oferta interna de energía eléctrica de 609,9 TWh, cantidad que supera en un 2,9% a la de 2012.

Los gráficos 8 y 9 presentan la estructura de la oferta interna de electricidad en el Brasil en 2013 y 2012.

**Gráfico 8**  
**Oferta de energía eléctrica en Brasil en 2013**  
*(En TWh)*



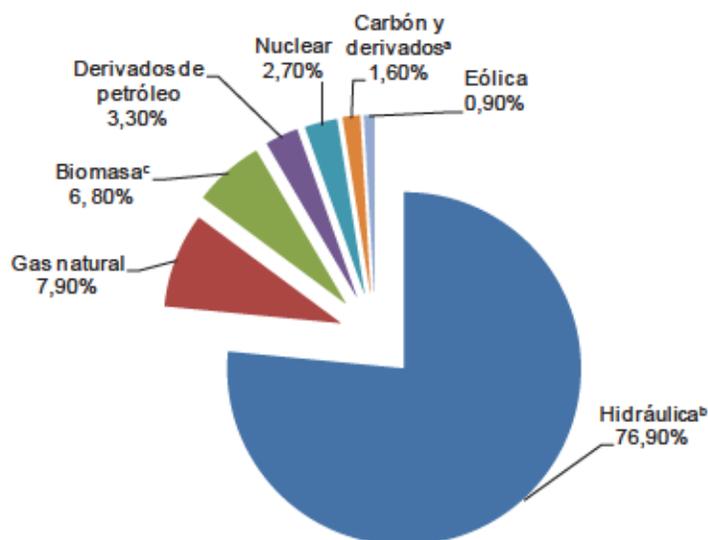
Fuente: EPE, 2014.

<sup>a</sup> Incluye gas de coque.

<sup>b</sup> Generación Hidráulica en 2013: 430,9 TWh; Generación Total en 2013: 609,9 TWh. Incluye importación.

<sup>c</sup> Incluye leña, bagazo de caña, lejía y otras recuperaciones.

**Gráfico 9**  
Oferta de energía eléctrica en el Brasil en 2012  
(En TWh)



Fuente: EPE, 2014.

<sup>a</sup> Incluye gas de coque.

<sup>b</sup> Generación Hidráulica en 2012: 455,6 TWh; Generación Total en 2012: 592,8 TWh. Incluye importación.

<sup>c</sup> Incluye leña, bagazo de caña, lejía y otras recuperaciones.

En 2013, el consumo final de energía eléctrica en el Brasil fue de 516,3 TWh, lo que representa un aumento del 3,6% en comparación con 2012. El crecimiento del consumo final de electricidad fue superior al crecimiento de la energía eléctrica disponible, lo que puede explicarse a partir de la reducción de las pérdidas (%), (cuadro 28). Este crecimiento del consumo total de electricidad también fue superior al crecimiento del consumo total de energía, lo que demuestra una mayor tendencia de electrificación en el país.

**Cuadro 28**  
Consumo de energía eléctrica en el Brasil en 2013  
(En TWh)

Valores en TWh	2013	2012
Energía Eléctrica Disponible <sup>a</sup>	609,9	592,8
Consumo Final <sup>b</sup>	516,3	498,4
Pérdidas (comerciales + técnicas)	93,6	94,4
Pérdidas (%)	15,3	15,9

Fuente: EPE, 2014.

<sup>a</sup> Oferta interna de energía eléctrica

<sup>b</sup> Consumo final de energía eléctrica referido al total:

Sistema Interconectado Nacional + Sistemas Aislados + Autoproducción

El sector residencial presentó un crecimiento del 6,2%, con un consumo de 117.646 GWh en 2012 y de 124.856 GWh en 2013, como reflejo de una mayor penetración del uso de la electricidad en el sector residencial, asociado al aumento de ingresos familiares promedio. Por otro lado, el sector industrial registró un consumo de 209.622 GWh en 2012 y de 210.083 GWh en 2013, es decir una

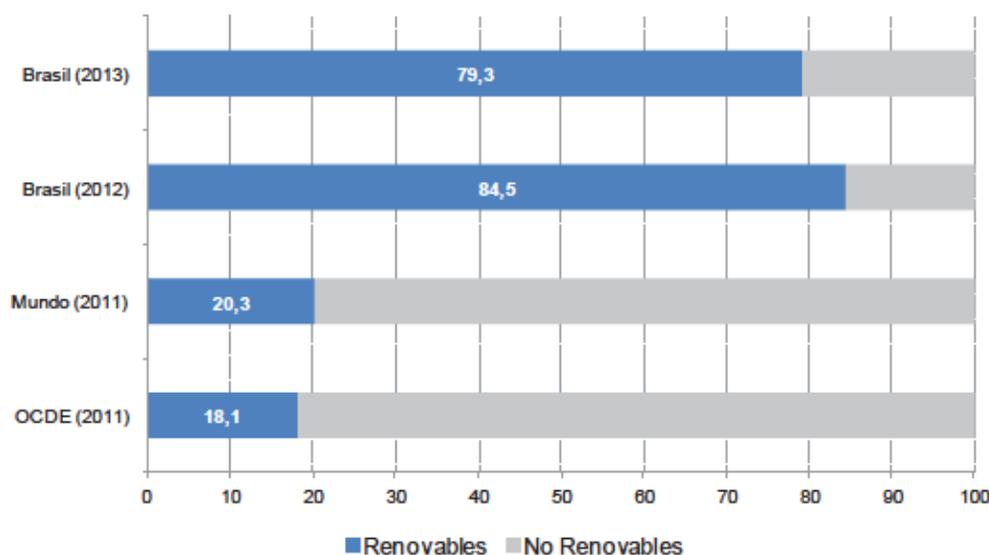
leve alza del 0,2% con respecto al año anterior. Entre las empresas industriales, se destaca el crecimiento del sector cementero, con un aumento del 6,25%, que pasó de 7.678 GWh en 2012 a 8.158 GWh en 2013. El sector de cerámica registró un aumento similar, con un consumo de 4.172 GWh en 2012 y 4.422 GWh en 2013, es decir, con un crecimiento del 6,0%.

El resto de los sectores –público, agropecuario, comercial y transportes–, analizados en conjunto, presentaron una variación positiva del 4,8% con respecto al año anterior. El sector energético creció un 12,6%, al pasar de 26.350 GWh en 2012 a 29.663 GWh en 2013.

El Brasil posee una matriz eléctrica de origen predominantemente renovable, entre las que se destaca la generación hidráulica, responsable del 64,9% de la oferta interna, las fuentes renovables representan el 79,3% de la oferta interna de electricidad en el Brasil, resultado de la suma de las cantidades referidas a la producción nacional y las importaciones, esencialmente, de origen renovable.

En 2013, la participación de las fuentes renovables en la matriz eléctrica brasileña disminuyó al 79,3% debido, entre otros factores, a las condiciones hidrológicas desfavorables y al aumento de la generación térmica.

**Gráfico 10**  
**Participación de fuentes renovables en la matriz eléctrica brasileña**  
(En porcentajes)



Fuente: EPE, 2014

En 2013, la capacidad total instalada de generación eléctrica en el Brasil (centrales de servicio público y autoprodutores) alcanzó 126.743 MW, con un aumento de aproximadamente 5,8 GW. Las centrales hidráulicas contribuyeron con el 30% a la expansión de la capacidad instalada, mientras que las centrales térmicas generaron el 65% de la capacidad agregada. Finalmente, las plantas eólicas fueron responsables por el 5% restante de aumento de la grilla nacional, como se observa en el cuadro 29.

En los últimos años, la generación a partir de energía eólica ha tenido un crecimiento notable; en 2013, la potencia instalada para generación eólica en el país aumentó un 16,5%. Según la Base de Informaciones de Generación (BIG), de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), el parque eólico nacional creció 313 MW, alcanzando 2.207 MW a fines de ese año (cuadro 29)

**Cuadro 29**  
**Capacidad instalada (MW) para generación de electricidad en el Brasil**

Fuente	2013	2012	Crec. 2013/2012 (en porcentaje)
Hidroelectricidad	86 018	84 294	2,0
Térmica <sup>a</sup>	36 528	32 778	11,4
Nuclear	1 990	2 007	-0,8
Eólica <sup>b</sup>	2 207	1 894	16,5

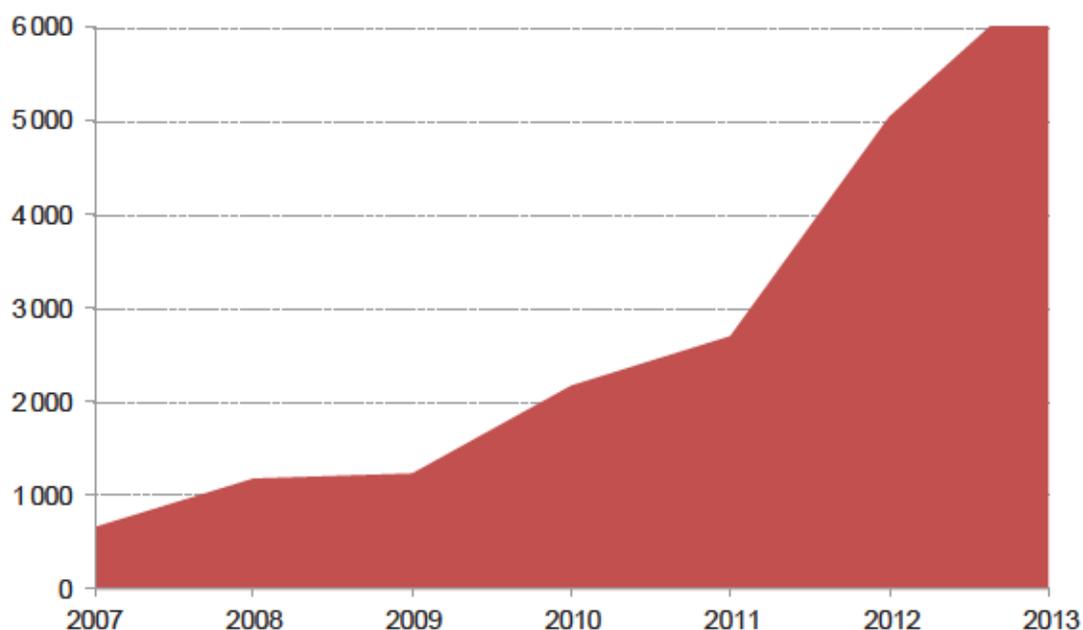
Fuente: EPE, 2014.

<sup>a</sup> Incluye biomasa, petróleo y carbón mineral

<sup>b</sup> Incluye solar

La producción de electricidad a partir de fuentes eólicas ascendió a 6.576 GWh en 2013, lo que equivale a un aumento del 30,2% con respecto al año anterior, cuando se alcanzaron 5.050 GWh (gráfico 11).

**Gráfico 11**  
**Evolución de la generación eólica (GWh) en el Brasil**



Fuente: EPE, 2014

No obstante, como ya se señaló, en 2013 hubo una reducción en la participación de las fuentes renovables en la matriz eléctrica brasileña, como consecuencia, entre otros factores, de una mayor participación de la generación térmica. En 2012 la generación termoeléctrica representaba el 23,9% del total de la generación de energía eléctrica (con excepción de la importación -hidráulica- en ese total), mientras que en 2013 ese valor llegó al 30,3%, lo que significó un aumento del 31%. El siguiente cuadro presenta la participación de cada fuente termoeléctrica en 2013.

**Cuadro 30**  
**Participación de las fuentes en la generación termoeléctrica en el Brasil en 2013**

Fuentes	Participación en 2013 (en porcentaje)
Biomasa <sup>a</sup>	26,9
Gas Natural	40,0
Nuclear	8,5
Derivados de Petróleo	15,4
Carbón y Derivados	9,2

Fuente: EPE, 2014.

<sup>a</sup>Incluye bagazo de caña de azúcar, lejía, leña y otras recuperaciones.

## C. Características de los agentes generadores de electricidad en el Brasil

En el Brasil, los generadores pueden ser clasificados en concesionarias de servicio público, productores independientes de energía y autoprodutores. En todos los casos, el agente necesita una concesión, autorización o permiso del Poder Concedente para funcionar. El organismo nacional que autoriza y fiscaliza a los agentes de generación es la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

Las definiciones presentadas en este ítem, de acuerdo con la legislación brasileña, pueden resultar de interés:

- la concesión de uso de bienes públicos es un contrato administrativo y vincula a la concesionaria al uso exclusivo del bien;
- la autorización de uso es un acto administrativo, discrecional, unilateral y precario, aunque, si se la concede con un plazo definido, le otorga al acto cierto grado de estabilidad, generando para el particular el derecho a indemnización en caso de que la administración pública lo revoque con anterioridad a su finalización;
- permiso de uso es un acto administrativo discrecional, unilateral y precario, y será, obligatoriamente, precedido por una licitación, salvo en casos previstos en la ley.

### 1. Concesionarias del servicio público de generación

Son concesionarias del servicio público de generación, considerando que un servicio público es responsabilidad del Gobierno Federal, los agentes que poseen permiso, autorización o concesión mediante licitación del Poder Concedente, en este caso, el Gobierno Federal. El agente puede ser una persona jurídica o un consorcio de empresas para la explotación y prestación de servicios de generación de energía eléctrica. Actualmente, en el Brasil existen 73 agentes concesionarios del servicio público de generación, en su mayoría caracterizados por grandes centrales hidroeléctricas, entre ellas la central de Itaipú.

### 2. Productor independiente de energía

Los productores independientes de energía también son agentes individuales o reunidos en consorcio, a partir de una concesión, permiso o autorización del Poder Concedente, pero que producen y comercializan energía eléctrica por su cuenta y riesgo, a diferencia de las concesionarias de servicio público. En el Brasil, actualmente existen más de 1.400 productores independientes de energía, con una capacidad de generación muy inferior a la de los concesionarios de servicio público. En esta categoría se encuentran las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), las termoeléctricas que operan en cogeneración y las plantas eólicas.

### 3. Autoprodutores de energía

Los autoprodutores de energía eléctrica son los agentes que, también bajo concesión, permiso o autorización del Poder Concedente, producen energía eléctrica para su propio consumo. Estos consumidores también pueden vender la energía excedente, siempre que cuenten con la autorización de la ANEEL. Actualmente existen cerca de 250 autoprodutores de energía en el Brasil, entre los cuales hay un gran número de plantas de alcohol y azúcar, que hacen uso de la biomasa para la cogeneración, con lo que cubren sus requerimientos térmicos de procesamiento y generan electricidad. También es muy frecuente el uso de plantas termoeléctricas pequeñas, ya sea para uso pleno o sólo durante el horario pico, durante el cual la energía de los concesionarios de distribución es más cara. Los autoprodutores también obtienen beneficios por la parte de energía transmitida a través del sistema eléctrico, ya que están exentos del pago de cargos CDE y Proinfa.

### 4. Datos de la Base de Informaciones de Generación – BIG

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica mantiene una Base de Informaciones de Generación (BIG) con el objetivo de difundir de manera electrónica los datos que recopila sobre el parque generador brasileño. Su creación forma parte de un programa, cuyo objetivo es universalizar y uniformizar la información sobre la generación de energía eléctrica en el Brasil y ponerla a total disposición de los agentes del mercado, inversores extranjeros y nacionales, autoridades gubernamentales, así como de la sociedad en general. En una primera etapa, ya se encuentra disponible la información sobre las plantas reguladas en operación, o construcción, y las otorgadas en el período de 1998 a 2013, tanto hidroeléctricas como pequeñas centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, nucleares, eólicas y otras fuentes alternativas. Los datos presentados a continuación están actualizados al 12 de febrero de 2015.

El Brasil contaba a esa fecha con 3.313 agentes que invierten en el mercado de generación eléctrica. Cabe resaltar que un agente puede actuar en diferentes regímenes jurídicos. (Cuadro 31)

**Cuadro 31**  
Número de agentes de generación eléctrica en el Brasil

	Régimen Jurídico	Número de Agentes
APE	Autoproducción de Energía	247
PIE	Producción Independiente de Energía	1 460
REG	Registro	1 226
REG-RN482	Registro mini pequeños Generadores RN482/2012	307
SP	Servicio Público	73
Total		3 313

Fuente: BIG-ANEEL, 2015.

Si se consideran todas las fuentes y tipos de generadores, el Brasil posee actualmente 3.612 emprendimientos en operación, lo que totaliza 134.351.261 kW de potencia instalada. La cantidad de plantas en operación hasta el 12 de febrero de 2015 se presenta en el cuadro 32. Los porcentajes se refieren a la potencia fiscalizada. La potencia otorgada es igual a la considerada en el acto de concesión. La potencia fiscalizada es igual a la considerada a partir de la operación comercial de la primera unidad generadora.

**Cuadro 32**  
**Cantidad de emprendimientos de generación eléctrica en operación, en el Brasil**

Tipo	Cantidad	Potencia Otorgada (kW)	Potencia Fiscalizada (kW)	En porcentaje
CGH	488	310 507	312 142	0,23
EOL	238	5 226 601	5 139 489	3,83
PCH	472	4 774 642	4 753 509	3,54
UFV	317	19 179	15 179	0,01
UHE	201	87 308 965	84 319 838	62,76
UTE	1 894	39 356 189	37 821 104	28,15
UTN	2	1 990 000	1 990 000	1,48
Total	3 612	138 986 083	134 351 261	100,00

Fuente: BIG-ANEEL, 2015.

CGH: Central Generadora Hidroeléctrica; EOL: Central Generadora Eólica; PCH: Pequeña Central Hidroeléctrica; UFV: Central Generadora Solar Fotovoltaica; UHE: Usina Hidroeléctrica; UTE: Usina Termoeléctrica; UTN: Usina Termonuclear.

El Brasil posee actualmente (12/02/2015) un total de 202 emprendimientos en construcción, lo que totaliza 22.139.754 kW de potencia otorgada, de acuerdo con el cuadro 33.

**Cuadro 33**  
**Cantidad de emprendimientos de generación eléctrica en construcción en el Brasil**

Tipo	Cantidad	Potencia Otorgada (kW)	En porcentaje
CGH	1	848	0
EOL	122	3 239 910	14,63
PCH	40	444 539	2,01
UHE	11	15 269 142	68,97
UTE	27	1 835 315	8,29
UTN	1	1 350 000	6,1
Total	202	22 139 754	100

Fuente: BIG-ANEEL, 2015.

Por fuente de energía, y considerando los emprendimientos en construcción, en operación y los que todavía no fueron iniciados, se obtiene la situación presentada en el cuadro 34. Considerando también la fuente energética, pero con mayor detalle que el que se muestra en el cuadro 32, para los 3.612 emprendimientos en operación hasta el 12 de febrero de 2015, se obtiene la situación presentada en el cuadro 35.

**Cuadro 34**  
**Situación actual de los emprendimientos de generación eléctrica**  
**en el Brasil por tipo de fuente de energía**

Fuente de Energía	Número de Plantas	Situación	Potencia Asociada (kW)
	290	Construcción no iniciada	6 978 104
Eólica	122	Construcción	3 239 910
	238	Operación	5 139 489
Fotovoltaica	2	Construcción no iniciada	58 548
	317	Operación	15 179
	177	Construcción no iniciada	2 369 026
Hidroeléctrica	52	Construcción	15 714 529
	1 161	Operación	89 385 489
Marea	1	Construcción no iniciada	50
	112	Construcción no iniciada	5 127 294
Termoeléctrica	28	Construcción	3 185 315
	1 896	Operación	39 811 104
<b>Total</b>	<b>4 396</b>		<b>171 024 037</b>

Fuente: BIG-ANEEL, 2015.

**Cuadro 35**  
**Emprendimientos de generación eléctrica en operación en el Brasil**

Fuente		Capacidad instalada			Total			
Origen	Fuente nivel 1	Fuente nivel 2	Nº de plantas	( KW )	Porcentaje	Nº de plantas	( KW )	Porcentaje
Biomasa	Agroindustriales	Bagazo de caña de azúcar	387	9 880 703	6,9327	401	9 951 658	6,9825
		Biogas-AGR	2	1 722	0,0012			
		Pasto elefante	2	31 700	0,0222			
		Cáscara de Arroz	10	37 533	0,0263			
	Biocombustibles líquidos	Aceites vegetales	3	19 110	0,0134	3	19 110	0,0134
		Carbón vegetal	7	51 400	0,036			
	Selva	Gas de Altos Hornos - Biomasa	7	107 865	0,0756	77	2 302 092	1,6152
		Licor Negro	17	1 785 102	1,2525			
		Residuos de Madera	46	357 725	0,2509			
		Residuos animales	Biogas - RA	12	1 361			
Residuos sólidos urbanos	Biogas - RU	10	62 317	0,0437	10	62 317	0,0437	
Eólica	Cinética del viento	Cinética del viento	238	5 139 489	3,6061	238	5 139 489	3,6061
Fósil	Carbón mineral	Calor de procesamiento - CM	1	24 400	0,0171	23	3 614 155	2,5358
		Carbón mineral	13	3 389 465	2,3782			
		Gas de Altos Hornos - CM	9	200 290	0,1405			

Cuadro 35 (conclusión)

Fuente		Capacidad instalada			Total			
Origen	Fuente nivel 1	Fuente nivel 2	Nº de plantas	( KW )	Porcentaje	Nº de plantas	( KW )	Porcentaje
Fósil	Gas natural	Calor de procesamiento - GN	1	40 000	0,028	125	12 784 320	8,9701
		Gas natural	124	12 744 320	8,942			
	Otros fósiles	Calor de procesamiento - OF	2	149 300	0,1047	2	149 300	0,1047
		Gas de refinería	7	339 960	0,2385			
	Petróleo	Aceite combustible	34	4 083 973	2,8655	1241	8 936 791	6,2704
		Aceite Diesel	1 185	3 587 650	2,5172			
		Otros energéticos de petróleo	15	925 208	0,6491			
Hídrica	Potencial hidráulico	Potencial hidráulico	1 161	89 385 489	62,717	1161	89 385 489	62,717
Nuclear	Uranio	Uranio	2	1 990 000	1,3962	2	1 990 000	1,3962
Solar	Radiación solar	Radiación solar	317	15 179	0,0106	317	15 179	0,0106
Importación	Paraguay			5 650 000	3,9643			
	Argentina			2 250 000	1,5787		8 170 000	5,7324
	Venezuela			200 000	0,1403			
	Uruguay			70 000	0,0491			
		Total	3 612	142 521 261	100	3 612	142 521 261	100

Fuente: BIG-ANEEL, 2015.

## D. Programas de incentivo a la generación con fuentes renovables

Se desarrollaron diversos programas federales con el objetivo de estimular la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, los que presentaron diferentes niveles de éxito y resultados. Estos fueron: el Programa de Desarrollo Energético de Estados y Municipios – Prodeem (1994)-; el Programa de Emergencia de Energía Eólica – Proeólica (2001)-; el Programa de Desarrollo y Comercialización de Energía de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas PCH-COM (2001); y el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica – Proinfa (2002). También se analizan a continuación otros programas de índole regulatoria y financiera actualmente en curso.

### 1. Programa de Desarrollo Energético de los Estados y Municipios – Prodeem

El Programa de Desarrollo Energético de Estados y Municipios (Prodeem) instituido por decreto presidencial el 27 de diciembre de 1994 y coordinado por el Departamento Nacional de Desarrollo Energético, del Ministerio de Minas y Energía, se proponía llevar la energía eléctrica a las poblaciones no abastecidas por la red eléctrica convencional, a través del uso de energías renovables, tales como la solar, fotovoltaica, eólica, PCH y biomasa.

El Prodeem tenía los siguientes objetivos:

- Instalar micro sistemas de generación eléctrica de producción y uso en comunidades aisladas, a fin de satisfacer las necesidades básicas locales;
- incentivar el aprovechamiento de las fuentes de energía descentralizadas para suministro de energía a pequeños productores, núcleos de colonización y poblaciones aisladas;
- complementar la oferta de energía de los sistemas convencionales a través del uso de fuentes de energía renovables descentralizadas; y
- apoyar la capacitación de recursos humanos y el desarrollo tecnológico e industrial nacional, imprescindibles para la implementación y continuidad operativa de los sistemas que serían implementados.

La meta inicial era beneficiar a 400 personas por cada proyecto implementado. De esa forma, en 1996 se implementarían 300 proyectos que beneficiarían a 120.000 personas con una inversión aproximada de US\$ 2,6 millones. En 1999 se implementarían 5.000 proyectos que beneficiarían a 2.000.000 de personas con una inversión aproximada de US\$ 25,5 millones. En el período 1996-1999 se implementarían 9.300 proyectos que beneficiarían a 3.720.000 de personas con una inversión aproximada de US\$ 56 millones.

El Programa fue implementado en seis etapas, con inicio en junio de 1996 y finalización en diciembre de 2001. En las dos primeras etapas se instalaron 1.189 sistemas de generación de electricidad para hogares, bombeo de agua e iluminación pública, con una capacidad total de 597 kWp. En la última etapa se instalaron 3.000 sistemas de generación de electricidad para hogares, sumando 2160 kWp. A lo largo de este período se instaló un total de 5.112 kWp, como puede observarse en el siguiente cuadro, que reúne la cantidad de sistemas y potencia total instalada entre junio de 1996 y diciembre de 2001.

Aunque su concepción original previera todos los tipos de fuentes renovables alternativas, el programa priorizó la instalación de sistemas fotovoltaicos. La capacidad de producción de electricidad de las celdas solares fotovoltaicas varía de acuerdo con la intensidad de la radiación. La producción máxima posible de un generador solar fotovoltaico en condiciones normales corresponde a su potencia máxima o potencia pico. Se produce cuando la insolación incidente sobre las placas es máxima. De

esta forma, la unidad watt-pico (Wp) es utilizada para informar la capacidad de generación de una celda fotovoltaica.

**Cuadro 36**  
**Resultados del Prodeem (1996-2001)**

Sistema		Total Implementado
Electricidad	Cantidad	6 080
	Potencia instalada	3 940 kWp
Bombeo de Agua	Cantidad	2 497
	Potencia instalada	1 148 kWp
Iluminación Pública	Cantidad	379
	Potencia instalada	24 kWp
Total	Cantidad	8 956
	Potencia instalada	5 112 kWp

Fuente: Elaboración propia.

El Prodeem enfrentó diversos problemas durante su implementación y puesta en marcha. Una auditoría realizada en 2002 constató fallas en su concepción y ejecución, entre ellas, falta de control patrimonial, baja integración con otros programas públicos, poco compromiso de las comunidades beneficiadas y escasa participación de la tecnología e industria nacional.

Para mejorar su actuación y estimular la articulación de sus acciones con otros programas gubernamentales con intereses comunes, el Prodeem sufrió diversas reestructuraciones. Una detallada auditoría realizó estudios de caso en 71 comunidades distribuidas en 36 municipios en 11 estados (Amazonas, Acre, Paraíba, Rio Grande do Norte, Pará, Piauí, Pernambuco, Bahia, Goiás, Minas Gerais y Rio de Janeiro).

Una de las principales fallas detectadas se relaciona con el modelo implementado por el Ministerio para alcanzar los objetivos previstos. Ese modelo estuvo muy centrado en Brasilia y no logró considerar adecuadamente las especificidades y características de las pequeñas comunidades aisladas esparcidas por el país. Esa excesiva centralización también produjo la dispersión de miles de sistemas energéticos sin el debido control patrimonial. El Programa no contemplaba una definición sobre el mantenimiento de los sistemas instalados y, como resultado, gran parte de ellos (como mínimo, el 36%) se encontró fuera de funcionamiento.

Como consecuencia, el gobierno, a través del MME, implementó en 2003 el Prodeem Revitalización y Capacitación (PRC), con el objetivo de recuperar los sistemas instalados y capacitar a las poblaciones involucradas para operar, mantener y brindar asistencia técnica, entre otros objetivos. El PRC firmó un acuerdo con las empresas del sistema Eletrobras, con una inversión aproximada de 35 millones de reales, para revitalizar los sistemas fotovoltaicos y capacitar agentes en las comunidades locales. Poco después, los objetivos del Prodeem fueron incorporados al Programa Luz Para Todos en 2005.

Una vez incorporados al Programa Luz Para Todos, los sistemas fotovoltaicos del Prodeem, ya revitalizados, fueron transferidos a las distribuidoras de electricidad, que pasaron a ser las encargadas de atender a las comunidades de sus zonas de concesión y, por lo tanto, las responsables del mantenimiento y operación de los módulos fotovoltaicos.

Se destaca que la distribuidora es quien decide qué tipo de fuente de energía es la más adecuada en cada comunidad. Sólo las comunidades en las que el costo de conexión a la red eléctrica

es más alto que el uso de sistemas aislados están siendo electrificadas con energía fotovoltaica, mediante los sistemas fotovoltaicos del Prodeem.

## 2. Programa de Emergencia de Energía Eólica-Proeólica

En 2001 el sector eléctrico brasileño sufrió una gran crisis, con riesgo de no poder atender al mercado consumidor, debido a una suma de factores, entre ellos, pocas lluvias, escasa planificación y ausencia de inversiones en generación y distribución de energía, lo que obligó a la racionalización de la energía eléctrica. Entre 2000 y 2001, el gobierno federal fue sorprendido por la necesidad urgente de recortar en un 20% el consumo de electricidad en casi todo el país (la región sur no participó de la racionalización, en virtud de que sus represas se encontraban llenas y las inversiones en el sector fueron retomadas). Estipuló beneficios para los consumidores que cumplieran la meta y multas para aquellos que no lograran reducir su consumo de electricidad. El racionamiento fue suspendido el 19 de febrero de 2002.

A fin de combatir la crisis, mediante el Decreto Presidencial 2.147, del 15 de mayo de 2001, fue creada la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía Eléctrica (GCE) con el objetivo de proponer e implementar medidas de emergencia derivadas de la crítica situación hidrológica para compatibilizar la demanda y la oferta de energía eléctrica, de forma de evitar cortes intempestivos o imprevistos en el suministro de energía eléctrica. La CGE fue presidida por el entonces Ministro de la Casa Civil de la Presidencia de la República, Pedro Parente, y se suprimió el 6 de junio de 2002 mediante el Decreto 4.261.

Durante el funcionamiento de la CGE, se intentó incentivar la contratación de emprendimientos de generación de energía eólica en el país, a través de la creación, por medio de la Resolución 24, del 5 de julio de 2001, del Programa de Emergencia de Energía Eólica (Proeólica), cuyo objetivo era impulsar un modelo alternativo para el desarrollo económico, social y ambiental basado en dicha fuente energética. Uno de los motivos que llevó a la creación de este Programa fue la complementariedad de los vientos con el ciclo del agua. El programa se proponía instalar 1.050 MW de capacidad antes de diciembre de 2003 y que estuviese integrada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN).

La empresa Eletrobras, directamente o por intermedio de sus subcontratistas, debería contratar, por un plazo mínimo de quince años, la compra de energía producida por estos emprendimientos de generación de energía eólica (hasta 1.050 MW). El valor de compra de esa energía sería equivalente al valor de transferencia a las tarifas, relativo a la fuente eólica, que sería establecido de acuerdo con la reglamentación de la ANEEL. Este programa no obtuvo resultados, posiblemente debido a los riesgos financieros y regulatorios existentes en aquel momento, y fue reemplazado por el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica, Proinfa, que se presenta a continuación.

## 3. Programa de Desarrollo y Comercialización de Energía Eléctrica de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas – PCH-COM

Como se explicitó anteriormente, el Brasil cuenta con un significativo potencial hidroeléctrico aún no explotado. Dentro de este potencial, se destacan las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCHs), emprendimientos muchas veces atractivos pues presentan menor impacto ambiental, demandan un volumen menor de inversión, tienen un plazo de maduración más corto y cuentan con incentivos legales, tales como:

- Concesión para el emprendimiento sin necesidad de licitación;
- Franquicia tributaria para la compensación financiera a Estados y Municipios;
- Posibilidad de vender inmediatamente la energía eléctrica producida a los consumidores con carga mayor o igual a 500 kW;

- Exención de pago por el uso de las redes de transmisión y distribución para las PCHs que entraron en funcionamiento antes de 2003 y reducción de al menos el 50% de este costo para las que comenzaron a funcionar después de esta fecha.

Eletrobras, en asociación con el Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), implantó en 2001 el "Programa de Desarrollo y Comercialización de Energía de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - PCH-COM", destinado a incentivar la producción de energía por medio de la participación de la iniciativa privada en la implementación y revitalización de PCHs conectadas al SIN, en búsqueda de soluciones para incrementar la generación de energía eléctrica en el país.

Por medio de esta asociación, el BNDES ofrecía financiación para la construcción de las PCHs y Eletrobras garantizaba la compra (y comercialización) de la energía de las plantas a través de contratos de largo plazo, para asegurar el acceso de emprendedores a la financiación del BNDES. Las condiciones financieras del préstamo del BNDES son: nivel de participación de hasta el 80% de los ítems financiables (de acuerdo con las políticas operativas en vigencia); tasa de interés TJLP con spread básico del 2,5% y un spread de riesgo de entre 0,5% y 2,5% para las operaciones directas con el BNDES (este spread debe ser negociado con los agentes financieros –bancos– en el caso de operaciones indirectas). El spread básico puede disminuir al 1% si es un proyecto para zonas subsidiadas por los programas de desarrollo regional. El préstamo posee un período de carencia de hasta seis meses a partir de la puesta en marcha de la planta y amortización de hasta diez años a partir del término del período de carencia.

Diversos factores dificultaron la implementación de este programa: la obtención de las licencias ambientales; los riesgos regulatorios; los proyectos incompletos o fuera del estándar exigido y los precios de compra no atractivos.

#### **4. Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica–Proinfa**

El Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa) fue establecido con el objetivo de aumentar la participación de las fuentes alternativas renovables en la producción de energía eléctrica, privilegiando a los emprendedores que no tuvieran vínculos societarios con concesionarias de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica, además de proponerse aumentar la participación de agentes en el sector eléctrico. El generador habilitado en el ámbito del Proinfa debía estar encuadrado en la modalidad de Productor Independiente de Energía Eléctrica (PIE).

Este programa representó una de las principales iniciativas para estimular las fuentes renovables de generación eléctrica y desempeñó un importante rol en la creación de este mercado en el Brasil. La Ley no 10.438, del 26 de abril de 2002, en el art. 3o, modificado por el art. 9o de la Ley no 10.762, del 11 de noviembre de 2003; art. 2o de la Ley no 10.889, del 25 de junio de 2004; art. 4o de la Ley no 11.075, del 30 de diciembre de 2004; y art. 12o de la Ley no 12.212, del 20 de enero de 2010, constituyó, en resumen, el marco jurídico que instituyó al Proinfa. También fue reglamentado por los Decretos no 5.025/2004, 5.163/2004, 6.210/2007 y 6.353/2008.

Con el objetivo específico de aumentar la participación de la energía eléctrica producida a partir de fuentes eólicas, biomasa y PCH en el Sistema Interconectado Nacional, el Proinfa se propuso desarrollar las siguientes estrategias:

- Diversificar la matriz energética brasileña y aumentar la garantía de suministro interno;
- Crear empleos y capacitar mano de obra;
- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEE, por su sigla en portugués).

El Proinfa fue dividido en dos etapas: la primera tuvo como objetivo la implementación de 3.300 MW de capacidad, mediante la compra de la energía asegurada por medio de contratos celebrados por la empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), dentro de un plazo de 20

(veinte) años, a partir de la fecha de entrada en funcionamiento establecida en el contrato. Esta capacidad fue dividida entre tres tecnologías: eólica, biomasa y PCH, hasta fines de 2006.

En la primera etapa se realizaron dos licitaciones públicas, la primera en octubre de 2004 y la segunda en diciembre de 2004. Al finalizar la primera licitación pública se contrataron 2.527,46 MW de las tres fuentes, repartidos de la siguiente manera: 1.100 MW eólica, 1.100 MW PCH y 327,46 MW biomasa.

Como la meta prevista para la fuente eólica y de PCH fue alcanzada en la primera licitación, la segunda licitación se propuso cubrir el potencial restante con biomasa, pero esto no se concretó. De esa forma, en la segunda licitación se contrataron 1.422,92 MW de eólica, 1.101,24 MW de PCH y sólo 685,24 MW de biomasa, de modo que no fue posible alcanzar la meta de 1.100 MW de biomasa al finalizar la segunda licitación. Como consecuencia de ello, el potencial faltante de 414,76 MW fue cubierto por la fuente eólica y PCH. El Cuadro 37 presenta la cantidad de emprendimientos contratados por el Proinfa después de las dos licitaciones públicas.

**Cuadro 37**  
**Emprendimientos aprobados y contratados por el Proinfa en 2004**

Fuente	Cantidad	Capacidad (MW)
PCH	63	1 191,24
Biomasa	27	685,24
Eólica	54	1 422,92
Total	144	3 299,40

Fuente: Elaboración propia.

En su primera etapa, el Proinfa enfrentó varios problemas, con diversas rescisiones contractuales, principalmente en el sector de biomasa, del cual se excluyeron seis emprendimientos. Otro problema fueron los atrasos en la construcción de los parques eólicos. Resumidamente, las dificultades pueden enumerarse de la siguiente manera:

- La exigencia de que los emprendedores fueran PIE restringió la participación de las concesionarias en el programa;
- la determinación del índice de nacionalización del 60% generó atrasos en la ejecución de los emprendimientos y aumentó los costos de instalación; y
- la regla de que los emprendimientos con licencia ambiental más antigua tendrían prioridad en la habilitación generó mucha especulación durante los primeros años del programa.

Como consecuencia de esta última dificultad, algunos agentes, que obtuvieron la habilitación sin estar en condiciones reales de llevar a cabo el emprendimiento y sin poder ofrecer garantías para obtener financiación, generaron ganancias a partir de la venta de proyectos. La biomasa no alcanzó los 1.100 MW previstos debido a las siguientes causas: En la época en que se desarrollaba la primera etapa del Programa, los dueños de ingenios eran atraídos por el precio internacional del mercado azucarero y prefirieron continuar invirtiendo en un sector que ya conocían y dominaban tecnológicamente, en vez de aplicar sus recursos o asumir compromisos con el Proinfa;

- El sector sucro-alcoholero consideraba que el monto que recibiría por la energía generada a través de biomasa era relativamente bajo; y
- existían dudas en torno a la inversión requerida para producir la energía que debía ser proporcionada a la red eléctrica.

A pesar de estas dificultades, puede afirmarse que el Proinfa impulsó el mercado de fuentes renovables en el Brasil y favoreció al modelo de contratación a través de subastas de energía. Además de

diversificar la matriz energética nacional, se estima que el Proinfa fomentó la creación de casi 150 mil empleos directos e indirectos en todo el país, mediante la industrialización e incorporación tecnológica requerida para esas fuentes de energía. Asimismo, se estima que el programa permitió reducir la emisión de gases de efecto invernadero en aproximadamente 2,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> eq/año.

Los costos del Proinfa son prorrateados proporcionalmente al consumo verificado entre todos los tipos de consumidores finales abastecidos por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SIN). Las cuotas para solventar el programa se calculan y publican en una resolución de la ANEEL al finalizar cada año. Se establecen de acuerdo con el Plan Anual del Proinfa (PAP), elaborado por Eletrobras y homologado por la ANEEL. La ANEEL realiza el cálculo del porcentaje de prorrateo para definir las cuotas de energía eléctrica con base en la información de consumo de los agentes presentada por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE); y, en el caso de los autoprodutores, también considera el consumo registrado superior a la generación propia. La CCEE registra las cuotas anuales y, después, Eletrobras realiza la estacionalización.

Las plantas que participan en el Proinfa son controladas en el ámbito de la CCEE para identificar la energía efectivamente producida en cada una de las centrales generadoras, y el Agente Comercializador de Energía del Proinfa (ACEP) calcula las eventuales exposiciones en el mercado de corto plazo. En el PAP 2015, Eletrobras informó la cantidad de emprendimientos con entrada en funcionamiento prevista para ese año, representando un total de 2.975,10 MW de potencia instalada y una generación de 11.146.772 MWh, como se observa en el cuadro 12. Los montos considerados en el prorrateo de las cuotas del Proinfa de 2015 totalizan US\$1.064.481.418,57.

**Cuadro 38**  
**Emprendimientos actualmente en funcionamiento contratados por el Proinfa**

Fuente	Cantidad	Potencia Instalada (MW)	Generación Prevista (MWh)
PCH	60	1 159,24	6 439 289
Biomasa	19	533,34	1 182 057
Eólica	52	1 282,52	3 525 426
Total	131	2 975,10	11 146 772

Fuente: PAP. 2015

El cuadro anterior refleja la ausencia de 13 emprendimientos aprobados en el Proinfa en 2004. Estos emprendimientos no fueron contemplados en el PAP 2015; once de ellos se están tramitando o ya finalizaron sus procesos administrativos de rescisión: UTE Brasilândia, UTE Energia Ambiental, UTE Santa Olinda/Sidrolândia, UTE Sonora, UTE Nova Geração, UTE Winnimport, UTE Ecoluz, UTE Ceisa, UEE Alhandra, UEE Quintanilha Machado I y PCH Cachoeira Grande. Se excluyeron dos emprendimientos (PCH Nhandu y PCH Rochedo) debido a que las unidades generadoras no habían comenzado a operar comercialmente en su totalidad antes del 30 de diciembre de 2011, de acuerdo con el criterio técnico establecido por la Resolución Normativa n° 492/2012.

Algunos de los instrumentos legales y regulatorios relativos al Proinfa son:

- Ley n° 10.438, del 26 de abril de 2002.
- Ley n° 10.848, del 15 de marzo de 2004.
- Decreto n° 5.025, del 30 de marzo de 2004.
- Decreto n° 5.163, del 30 de julio de 2004.
- Resolución Normativa ANEEL n° 109, del 26 de octubre de 2004.
- Resolución Normativa ANEEL n° 127, del 06 de diciembre.
- Resolución Normativa ANEEL n° 247, del 21 de diciembre de 2006.

- Resolución Normativa n° 260, del 03 de abril de 2007.
- Resolución Normativa n° 263, del 17 de abril de 2007.
- Ley n° 11.488, del 15 de junio de 2007.
- Decreto n° 6.210, del 18 de septiembre de 2007.
- Resolución Normativa ANEEL n° 286, del 06 de noviembre de 2007.
- Resolución Normativa ANEEL n° 293, del 04 de diciembre de 2007.
- Decreto n° 6.353, del 16 de enero de 2008.

Al final del presente estudio se sintetizan los valores económicos aplicados a la energía comercializada en el ámbito del Proinfa.

**Cuadro 39**  
**Energía generada por algunas PCHs participantes del Proinfa en 2014**  
*(En MWh)*

Fuente	CCVE	Nombre de la Central	Cód.	En operación desde	Enero 2014	Febrero 2014	Marzo 2014	Abril 2014	Mayo 2014	Junio 2014
PCH	1	Canoa Quebrada	8213	01/12/2006	21 310,129	19 353,972	20 202,811	20 792,010	21 385,123	20 073,536
PCH	2	Lagoa Grande	8390	01/09/2008	9 628,181	10 484,588	13 736,130	10 512,942	8 154,649	8 014,922
PCH	3	Porto Franco	8604	01/11/2009	12 272,178	12 095,247	16 599,519	13 743,073	10 828,250	9 878,585
PCH	4	Boa Sorte	8438	01/11/2008	6 017,509	6 017,509	8 119,956	6 649,068	5 292,747	4 793,591
PCH	5	Riacho Preto	8339	01/09/2008	2 459,366	2 459,366	3 565,861	3 000,129	2 286,381	2 031,086
PCH	6	Senador J. Pinheiro	8184	01/09/2006	2 761,333	2 761,333	3 708,084	3 507,011	3 277,303	2 358,844
PCH	8	Eng. J. Da Rocha	8226	01/02/2007	9 471,270	9 471,270	10 934,263	9 874,221	6 746,698	5 424,889

Fuente	CCVE	Nombre de la Central	Cód.	En operación desde	Julio 2014	Agosto 2014	Sept. 2014	Octubre 2014	Nov. 2014	Dic. 2014
PCH	1	Canoa Quebrada	8213	01/12/2006	16 784,716	15 148,129	14 583,587	14 578,308	16 925,312	21 298,925
PCH	2	Lagoa Grande	8390	01/09/2008	7 786,681	7 623,112	7 145,542	8 021,118	9 598,922	10 110,281
PCH	3	Porto Franco	8604	01/11/2009	9 635,205	9 189,627	8 643,998	9 189,219	11 383,794	12 145,215
PCH	4	Boa Sorte	8438	01/11/2008	4 651,441	4 544,729	4 264,672	4 641,295	5 355,854	5 967,357
PCH	5	Riacho Preto	8339	01/09/2008	1 995,073	1 904,154	1 785,328	1 971,708	2 388,218	2 542,826
PCH	6	Senador J. Pinheiro	8184	01/09/2006	1 839,643	2 026,913	1 901,355	1 915,513	2 224,511	3 513,254
PCH	8	Eng. J. Da Rocha	8226	01/02/2007	5 940,288	5 387,990	4 442,506	3 762,285	5 494,010	10 396,136

Fuente: Elaboración propia.

CCVE: Contrato de Compra y Venta de Energía

**Cuadro 40**  
**Energía generada por algunas centrales de Biomasa participantes del Proinfa en 2014**  
*(En MWh)*

Fuente	CCVE	Nombre de la Central	Cód.	En operación desde	Enero 2014	Febrero 2014	Marzo 2014	Abril 2014	Mayo 2014	Junio 2014
Bio	19	USACIGA	8263	01/11/2007	-	0,857	4 862,857	8 172,954	10 185,617	8 394,670
Bio	19	Pioneiros	8148	01/05/2006	-	-	-	1 827,133	5 746,904	8 471,338
Bio	20	Volta Grande	8193	01/10/2006	-	-	2,747	0,005	14 896,875	15 972,687
Bio	21	Ruette	8153	01/06/2006	-	-	372,494	4 577,977	6 997,397	6 367,526
Bio	23	Maracá	8180	01/09/2006	-	-	-	3 328,655	10 279,090	14 747,078
Bio	24	JB	8189	01/09/2006	6 792,116	1 728,561	2 444,197	2 474,320	523,945	-
Bio	25	Coruripe	8128	01/02/2006	5 299,002	6 344,280	6 489,057	24,152	-	-
Bio	26	Sao Luiz	8754	01/10/2010	-	-	-	4 891,225	7 447,156	7 363,800
Bio	27	Fartura	8252	01/08/2007	-	-	-	355,143	9 372,799	9 769,433
Bio	4+4A	Santa Terezinha	8152	01/06/2006	-	1,896	4 620,694	10 450,286	17 226,424	11 583,152

Fuente	CCVE	Nombre de la Central	Cód.	En operación desde	Julio 2014	Agosto 2014	Sept. 2014	Octubre 2014	Nov. 2014	Dic. 2014
Bio	19	USACIGA	8263	01/11/2007	9 829,693	16 394,549	13 071,857	13 941,320	7 387,346	3 447,717
Bio	19	Pioneiros	8148	01/05/2006	7 179,646	10 179,196	3 268,785	2 559,217	802,965	-
Bio	20	Volta Grande	8193	01/10/2006	14 782,669	17 180,213	14 555,463	12 586,685	2 858,244	-
Bio	21	Ruette	8153	01/06/2006	6 334,014	6 947,774	4 159,621	5 656,781	4 111,584	1 956,299
Bio	23	Maracá	8180	01/09/2006	12 073,334	17 080,402	11 481,100	16 018,552	8 547,904	-
Bio	24	JB	8189	01/09/2006	-	-	674,387	2 415,538	5 164,915	4 723,100
Bio	25	Coruripe	8128	01/02/2006	-	-	763,761	4 525,002	2 959,678	3 805,051
Bio	26	Sao Luiz	8754	01/10/2010	8 327,374	8 606,031	7 447,018	8 289,609	4 827,706	3 197,743
Bio	27	Fartura	8252	01/08/2007	11 005,983	10 586,378	11 382,210	12 609,144	12 275,602	9 422,121
Bio	4+4A	Santa Terezinha	8152	01/06/2006	18 564,938	19 997,892	19 428,759	20 162,145	18 698,503	12 868,944

Fuente: Elaboración propia.

**Cuadro 41**  
**Energía generada por algunas centrales Eólicas participantes del Proinfa en 2014**  
*(En MWh)*

Fuente	CCVE	Nombre de la Central	Cód.	En operación desde	Enero 2014	Febrero 2014	Marzo 2014	Abril 2014	Mayo 2014	Junio 2014
Eol	20	Aquibatá	-	30/11/2010	-	-	-	-	-	-
Eol	21	Bom Jardim	-	15/09/2010	-	-	-	-	-	-
Eol	22	Cruz Alta	-	31/10/2010	-	-	-	-	-	-
Eol	23	Millennium	8265	01/11/2007	2 454,433	1 669,357	1 717,023	1 375,921	1 852,745	2 456,006
Eol	24	Albatroz	8507	01/06/2009	993,949	653,532	667,916	524,475	655,613	986,750
Eol	25	Coelhos II	8512	01/06/2009	1 140,465	747,925	769,048	613 865,000	817,006	1 195,717
Eol	26	Camurin	8509	01/06/2009	1 068,404	748,838	751,134	599,414	679,958	985,866
Eol	27	Coelhos IV	8514	01/06/2009	964,307	663,493	659,631	512,743	604,823	857,656
Eol	28	Presidente	8516	01/06/2009	753,720	509,554	527,211	416,967	500,522	707,604
Eol	29	Coelhos III	8513	01/06/2009	730,510	484,851	513,461	401,325	520,515	749,525
Eol	30	Atlántica	8508	01/06/2009	1 051,013	726,580	723,946	578,529	647,157	943,225

Cuadro 41 (conclusión)

Fuente	CCVE	Nombre de la Central	Cód.	En operación desde	Enero 2014	Febrero 2014	Marzo 2014	Abril 2014	Mayo 2014	Junio 2014
Eol	31	Mataraca	8515	01/06/2009	760,733	497,875	509,065	421,245	580,853	828,831
Eol	32	Coelhos I	8511	01/06/2009	1 061,591	709,655	711,987	559,203	642,758	987,540
Eol	33	Caravela	8510	01/06/2009	995,155	643,070	668,104	533,946	703,594	1 028,636
Eol	35	Gargaú	8755	01/10/2010	8 741,200	7 142,109	6 224,867	3 055,609	2 410,962	4 181,005
Eol	36	Pedra do Sal	8456	01/12/2008	5 264,453	3 662,047	3 003,680	1 840,678	1 619,689	3 412,012
Eol	37	Mandacaru	8679	01/04/2010	1 255,703	793,546	872,652	709,287	1 001,026	1 477,007
Eol	30	Atlántica	8508	01/06/2009	1 051,013	726,580	723,946	578,529	647,157	943,225
Eol	31	Mataraca	8515	01/06/2009	760,733	497,875	509,065	421,245	580,853	828,831
Eol	32	Coelhos I	8511	01/06/2009	1 061,591	709,655	711,987	559,203	642,758	987,540
Eol	33	Caravela	8510	01/06/2009	995,155	643,070	668,104	533,946	703,594	1 028,636
Eol	35	Gargaú	8755	01/10/2010	8 741,200	7 142,109	6 224,867	3 055,609	2 410,962	4 181,005
Eol	36	Pedra do Sal	8456	01/12/2008	5 264,453	3 662,047	3 003,680	1 840,678	1 619,689	3 412,012
Eol	37	Mandacaru	8679	01/04/2010	1 255,703	793,546	872,652	709,287	1 001,026	1 477,007

Fuente	CCVE	Nombre de la Central	Cód.	En operación desde	Julio 2014	Agosto 2014	Sept. 2014	Octubre 2014	Nov. 2014	Dic. 2014
Eol	20	Aquibatá	-	30/11/2010	-	-	-	-	-	-
Eol	21	Bom Jardim	-	15/09/2010	-	-	-	-	-	-
Eol	22	Cruz Alta	-	31/10/2010	-	-	-	-	-	-
Eol	23	Millennium	8265	01/11/2007	2 766,079	3 134,943	2 789,486	3 559,995	2 232,544	2 337,020
Eol	24	Albatroz	8507	01/06/2009	1 135,112	1 303,853	1 184,014	1 518,202	830,086	900,222
Eol	25	Coelhos II	8512	01/06/2009	1 331,945	1 505,399	1 346,084	1 690,739	962,154	1 037,553
Eol	26	Camurim	8509	01/06/2009	1 118,438	1 311,420	1 227,776	1 599,389	998,543	1 039,074
Eol	27	Coelhos IV	8514	01/06/2009	982,540	1 158,434	1 075,236	1 435,812	893,811	922,297
Eol	28	Presidente	8516	01/06/2009	796,596	947,422	874,384	1 146,800	693,412	730,820
Eol	29	Coelhos III	8513	01/06/2009	814,369	988,816	887,309	1 114,995	652,772	691,381
Eol	30	Atlántica	8508	01/06/2009	1 045,076	1 250,377	1 173,958	1 525,698	999,277	1 024,516
Eol	31	Mataraca	8515	01/06/2009	927,407	1 048,683	899,379	1 128,494	681,053	701,763
Eol	32	Coelhos I	8511	01/06/2009	1 136,630	1 331,550	1 214,232	1 577,036	908,485	979,524
Eol	33	Caravela	8510	01/06/2009	1 131,180	1 341,232	1 179,254	1 506,781	830,241	893,278
Eol	35	Gargaú	8755	01/10/2010	3 647,020	5 619,982	10 680,652	8 169,732	8 568,282	9 863,954
Eol	36	Pedra do Sal	8456	01/12/2008	4 419,712	6 377,822	7 952,756	8 491,523	8 122,677	7 997,684
Eol	37	Mandacaru	8679	01/04/2010	1 476,007	1 551,140	1 384,893	1 333,208	811,704	906,392
Eol	30	Atlántica	8508	01/06/2009	-	-	-	-	-	-
Eol	31	Mataraca	8515	01/06/2009	-	-	-	-	-	-
Eol	32	Coelhos I	8511	01/06/2009	-	-	-	-	-	-
Eol	33	Caravela	8510	01/06/2009	2 766,079	3 134,943	2 789,486	3 559,995	2 232,544	2 337,020
Eol	35	Gargaú	8755	01/10/2010	1 135,112	1 303,853	1 184,014	1 518,202	830,086	900,222
Eol	36	Pedra do Sal	8456	01/12/2008	1 331,945	1 505,399	1 346,084	1 690,739	962,154	1 037,553
Eol	37	Mandacaru	8679	01/04/2010	1 118,438	1 311,420	1 227,776	1 599,389	998,543	1 039,074

Fuente: Elaboración propia.

## E. Subastas de energía eléctrica

### 1. El sector eléctrico en el Brasil

Durante 2003 y 2004, el Gobierno brasileño lanzó un nuevo modelo para el sector eléctrico, apoyado por las Leyes nº 10.847 y 10.848, ambas de 2004, que revisaba el modelo anterior. Este nuevo modelo otorgó un lugar privilegiado a la contratación regulada de energía o Mercado Regulado de Energía y a la contratación de energía por parte de los consumidores cuyo objetivo era adquirir esta *commodity* fuera del ambiente regulado, mediante la contratación directa de agentes calificados, constituyendo el Ambiente de Contratación Libre o Mercado Libre de Energía. En la actualidad, el sector eléctrico brasileño se caracteriza por diversos factores que rigen su funcionamiento, entre ellos:

- Desverticalización de la industria eléctrica, con segmentación de las actividades de generación, transmisión y distribución.
- Coexistencia de empresas públicas y privadas.
- Planificación y operación centralizadas.
- Regulación de las actividades de transmisión y distribución a través del régimen de incentivos, en lugar del "costo del servicio".
- Regulación de la actividad de generación para emprendimientos preexistentes.
- Competencia en la actividad de generación para nuevos emprendimientos.
- Coexistencia de consumidores cautivos y libres.
- Libre negociación entre generadores, comercializadores y consumidores libres.
- Subastas reguladas para la contratación de energía por parte de las distribuidoras que suministran energía a los consumidores cautivos.
- Precios de la energía eléctrica (*commodity*) desvinculados de los precios de su transporte (uso del cable).
- Diferentes precios para cada área de concesión, en lugar de la antigua ecualización tarifaria.
- Mecanismos de regulación contractuales para compartir ganancias de productividad en los sectores de transmisión y distribución.

Actualmente, existen tres clases de consumidores en el Brasil. Ellos son:

- Consumidor cautivo: es aquel que no puede comprar energía eléctrica directamente a un generador o comercializador, sino que puede hacerlo solamente a través de la empresa distribuidora de su localidad. Esta categoría incluye a todos los clientes de baja tensión y a la mayoría de los consumidores de media tensión.
- Consumidor libre: es aquel consumidor que puede optar por la compra de energía directa en el mercado libre. Debe tener una demanda mínima de 3 MW, con cualquier nivel de tensión.
- Consumidor especial: como el anterior, también puede negociar la energía en el mercado libre siempre que la adquiera de fuentes subsidiadas, como biomasa, eólica, PCHs y solar. Para que el consumidor pueda ser encuadrado en esta categoría, su demanda debe ser igual o superior a 500 kW.

La comercialización de energía eléctrica fue reglamentada por el Decreto 5.163/04, que establece las normas generales de negociación, el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) con la participación obligatoria de los agentes de Distribución y el Ambiente de Contratación Libre (ACL) y

sus participantes, las subastas de energía eléctrica proveniente de emprendimientos nuevos y existentes, el proceso de otorgamiento de concesiones y autorizaciones para la generación de energía eléctrica y la transferencia de los valores de compra de energía a las tarifas de los consumidores finales.

En el ACR participan Agentes de Generación y de Distribución de energía, y en el ACL participan Agentes de Generación, Comercializadores, Importadores y Exportadores de energía y Consumidores Libres. En el siguiente Cuadro se presenta una visión general de la comercialización de energía, reuniendo los dos ambientes de contratación, regulado y libre.

**Gráfico 12**  
**Visión general del mercado eléctrico brasileño y forma de comercialización**



Fuente: Elaboración propia.

La comercialización de energía eléctrica se realiza a través de contratos de largo plazo, tales como:

- Contratos bilaterales, entre agentes de generación y consumidores, característico del mercado libre de energía.
- Contratos regulados, definidos por el gobierno y celebrados entre agentes de generación y agentes de distribución por medio de subastas de energía.

La comercialización de energía también se realiza por liquidación a corto plazo, en la que los agentes del Mercado Libre de Energía (Generación, Consumo y Comercialización) liquidan las respectivas diferencias contractuales. Estas diferencias son calculadas en base al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD), valor resultante del Costo Marginal de Operación del Sistema Eléctrico (CMO), el cual, a su vez, se basa en los costos variables de despacho/accionamiento de plantas termoeléctricas que complementan la demanda de energía que debe ser cubierta, y que, en el caso brasileño, depende de un complejo modelo probabilístico que proyecta la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional.

En 2004, fue creada la CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica), que sucedió al Mercado Mayorista de Energía (MAE), con la función de efectuar el cálculo y la liquidación financiera de las transacciones de largo y corto plazo del Mercado Libre de Energía. La CCEE no sólo se ocupa de celebrar los contratos bilaterales entre los agentes del Mercado Libre de Energía, sino también del cálculo semanal del PLD y del índice de liquidez del Mercado Libre de Energía.

## 2. Las subastas en el ACR

Como ya se expuso, el consumidor cautivo no puede adquirir energía eléctrica directamente del generador. De esta forma, la energía es comercializada por medio de la distribuidora, que es su proveedor en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR), también conocido como Mercado Regulado, las empresas con un mercado superior a 500 GWh por año están obligadas a adquirir energía eléctrica por medio de subastas reguladas por la ANEEL y ejecutadas por la CCEE. Para las distribuidoras menores, la participación es opcional, ya que su proveedora tradicional, que en muchos casos son las mismas grandes distribuidoras, puede continuar abasteciéndolas.

Las subastas reguladas tienen como objetivo generar competencia entre los agentes de generación para abastecer al mercado minorista de energía. En la dinámica de las subastas, resultan ganadores los emprendimientos que, sumados entre sí, suministren la cantidad de energía demandada por las distribuidoras al menor precio. La compra y venta de esa energía se formaliza por medio de contratos denominados Contratos de Comercialización de Energía Eléctrica en el Ambiente Regulado (CCEAR), los cuales pueden tener diferentes plazos de duración, dependiendo de la subasta.

Además de las subastas, las distribuidoras cuentan con otras formas de compra de energía eléctrica, por ejemplo, la llamada Generación Distribuida (GD), que consiste en la contratación de pequeñas centrales conectadas a redes de distribución. Esa energía puede ser contratada directamente por las distribuidoras hasta un límite máximo del 10% de su carga total, y debe cumplir procedimientos públicos, como los concursos de la ANEEL. También pueden adquirir energía de plantas productoras de electricidad a partir de fuentes alternativas subsidiadas por el gobierno (eólicas, PCHs y termoeléctricas alimentadas por biomasa), contratadas en el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa).

Las subastas se dividen de acuerdo con el tipo de emprendimiento, nuevo o preexistente. Las subastas de energía existente son aquellas destinadas a las distribuidoras que serán atendidas al año siguiente de su contratación (denominado A-1) a partir de energía proveniente de emprendimientos que ya estén en funcionamiento. En cambio, las subastas de energía nueva se destinan a la contratación de energía proveniente de centrales en proyecto o construcción, las cuales podrán suministrar energía en tres (A-3) o cinco (A-5) años a partir de la contratación. Esta segmentación es necesaria pues los costos de capital de los emprendimientos existentes no son comparables a los de los emprendimientos nuevos, que aún deben ser amortizados.

También cabe destacar que, a partir de la Ley 12.783 de 2013, parte considerable de la energía "vieja", proveniente de emprendimientos hidroeléctricos de más de treinta años, comenzó a ser comercializada a precios regulados por la ANEEL y con valores contratados por el régimen de cuotas en las distribuidoras. En efecto, esos agentes ya no podían participar en las subastas del ACR.

Los contratos resultantes de las subastas tienen dos modalidades: por cantidad o por disponibilidad. Los contratos por cantidad prevén el suministro de una cantidad fija de energía a un determinado precio. En esta modalidad, generalmente utilizada para la contratación de energía hidráulica, los generadores están sujetos a riesgos de excedentes o déficits de energía, liquidados al PDL. Estos riesgos son minimizados por el Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE). Este mecanismo reasigna la cantidad de energía generada entre las centrales participantes, lo que reduce el riesgo de exposición de los agentes individuales.

Los contratos por disponibilidad se destinan a la contratación de centrales termoeléctricas y prevén una remuneración fija para el agente generador, independientemente de lo que efectivamente genere. En esos contratos, la parte fija se destina a cubrir los costos fijos para que la central provea energía al sistema, la cual puede ser despachada o no, dependiendo de las condiciones hidrológicas del sistema interconectado. Sin embargo, cuando esas centrales son despachadas, las distribuidoras deben pagar los costos variables por el uso del combustible, que serán transferidos a los consumidores en el momento del reajuste tarifario o a través de las llamadas "banderas tarifarias".

El objetivo de los contratos por disponibilidad es garantizar la seguridad del sistema hidrotérmico. Si las condiciones hidrológicas son desfavorables, como en los periodos excesivamente secos, puede requerirse que esas centrales despachen su energía, reduciendo el riesgo de déficit de oferta del sistema en su totalidad. Contrariamente, cuando las condiciones hidrológicas son favorables, esas centrales permanecen en estado de espera.

### 3. Las fuentes renovables en el ámbito de las subastas

La primera subasta de fuentes renovables se llevó a cabo el 18 de junio de 2007. Se contrataron 96,7 MW de PCHs y 541,9 MW de termoeléctricas alimentadas con biomasa (bagazo de caña de azúcar y criaderos avícolas), totalizando un aumento de 638,64 MW de potencia instalada al SIN (EPE, 2007). El volumen de negocios alcanzó los US\$ 2,2 mil millones y el precio promedio final fue de 72,10 US\$/MWh, considerando la combinación de las fuentes hidroeléctrica y termoeléctrica. Del lado comprador, participaron de la licitación 17 empresas distribuidoras de energía eléctrica. La negociación, que comenzó a las 10:35 hs y cerró a las 11:40 hs, fue totalmente realizada por Internet.

El 14 de agosto de 2008 se llevó a cabo la primera subasta de energía de reserva, en la que se contrataron 2.379,4 MW de potencia a partir de 31 centrales termoeléctricas alimentadas con biomasa de bagazo de caña de azúcar y pasto elefante. Esas centrales negociaron la venta de energía a un precio final promedio de 36,31 US\$/MWh. Para el producto que comenzaría a generarse en 2009, la potencia contratada fue de 229,50 MW, mientras que para el producto que comenzaría en 2010, la capacidad instalada vendida representa 2.149,90 MW. El volumen financiero resultante al finalizar los 15 años de duración de los contratos ascenderá a US\$ 6,62 mil millones.

El expresivo resultado de esta subasta puede explicarse por el mecanismo de Instalación de Transmisión de Interés Exclusivo de Centrales de Generación para Conexión Compartida (ICG). Esta iniciativa del Gobierno Federal tuvo como objetivo desarrollar subestaciones recolectoras para impulsar la conexión de plantas en Mato Grosso do Sul y Goiás. Muchas de las centrales de biomasa se encuentran en puntos distantes de las redes existentes. Las estaciones recolectoras pueden conectar un conjunto de centrales ubicadas en una misma región geográfica, lo que permite la expansión de la Red Básica de forma racional, económica y flexible.

El Decreto 6.460, del 19 de mayo de 2008, reglamenta la posibilidad de prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica por medio de las ICGs. Tales instalaciones son responsabilidad del concesionario de servicio público de transmisión de energía eléctrica detentor de la instalación de la red básica a la que estén conectadas y se destinan a permitir la conexión de centrales de generación proveniente de fuente eólica, biomasa o pequeñas centrales hidroeléctricas, mediante el pago de un cargo determinado. Según la EPE, la ICG es fundamental para permitir la expansión de la capacidad de generación instalada a partir de fuentes alternativas en regiones con poca o ninguna capilaridad de redes de transmisión o subtransmisión.

La segunda subasta de energía de reserva, realizada el 14 de diciembre de 2009, fue la primera subasta de comercialización de energía exclusivamente dedicada a fuentes eólicas. De esa subasta, resultaron contratados 1.805,7 MW, distribuidos entre 71 emprendimientos de generación eólica en cinco estados de las regiones Noreste y Sur del Brasil. El precio promedio de venta fue de 84,88 US\$/MWh. El monto financiero transado como consecuencia de esta subasta alcanzará los US\$ 11,21 mil millones al finalizar el período de vigencia de los contratos – 20 años. Con relación al precio inicial de la subasta, de US\$ 108,11/MWh, el precio promedio final de 84,88 US\$/MWh representa una reducción del 21,49%. La subasta de energía eólica se realizó en la modalidad de reserva, caracterizada por la contratación de un volumen de energía superior al que sería necesario para cubrir la demanda del mercado total del país.

Las subastas de fuentes alternativas de energía eléctrica de 2010 (A-3 y Reserva), realizadas los días 25 y 26 de agosto de 2010, contrataron 2.892,2 MW de potencia instalada. En total, fueron contratadas 70 centrales eólicas, 12 termoeléctricas a biomasa y 7 PCHs.

En el ámbito de la subasta A-3, se contrató una potencia instalada total de 1.685,6 MW, a partir de un grupo de 56 emprendimientos. El precio promedio final fue de 76,68 US\$/MWh. Por su parte, la subasta de reserva contrató 1.206,6 MW de potencia instalada repartida entre 33 emprendimientos, a un precio promedio de venta de 70,79 US\$/MWh. La energía negociada en ambas subastas será proveniente de fuentes eólica, biomasa de bagazo de caña y PCHs.

La subasta de energía de reserva realizada el 18 de agosto de 2011 contrató 1.218,1 MW de potencia instalada, 861,1 MW de proyectos de parques eólicos y 357 MW de termoeléctricas a biomasa (bagazo de caña de azúcar y residuos de madera). Se contrataron en total 41 emprendimientos y la venta de la energía fue negociada a un precio promedio final de 62,02 US\$/MWh.

Recientemente, en 2014, se realizaron subastas en las que las fuentes de energía renovable resultaron ganadoras. De esa forma, el 28 de noviembre de ese año, tuvo lugar la subasta A-5, que resultó en la contratación de 51 plantas generadoras de energía eléctrica de diversas fuentes. En total, se contrataron 4.979,8 MW de potencia, los cuales ayudarán a abastecer al mercado en 2019.

El precio promedio de esa subasta fue de 76,60 US\$/MWh, registrando una reducción de 1,72% con relación al precio inicial de 81,64 US\$/MWh. Se vendieron 12 termoeléctricas, ocho de las cuales eran emprendimientos a biomasa, uno a carbón y tres a gas natural. También fueron rematadas tres PCHs y 36 centrales eólicas. La subasta A-5 de 2014 comercializó US\$ 44,72 mil millones en contratos entre vendedores y compradores de energía eléctrica. Se estima que los emprendimientos generarán inversiones de US\$ 5,94 mil millones.

El 31 de octubre de 2014 también se realizó la Subasta de Energía de Reserva, que atrajo inversiones por US\$ 2,9 mil millones, que serán utilizados para la construcción de 31 emprendimientos de energía solar y 31 de energía eólica. Con una duración de ocho horas, la subasta tuvo como punto destacado la apasionada disputa por los emprendimientos fotovoltaicos, por primera vez ofertados de manera separada de otras fuentes. Los emprendimientos de energía solar tendrán una capacidad instalada total de 889,6 MW y los de energía eólica de 769,1 MW. Los Estados de Río Grande do Norte y San Pablo sobresalieron en la oferta de proyectos de energía solar, y Río Grande do Norte y Bahía, en los emprendimientos eólicos.

En el final del presente estudio se retoman en detalle los valores económicos referidos a la energía comercializada en estas subastas.

## F. Reglamentación de la ANEEL

En el ámbito de la ANEEL se pueden citar, entre otras, tres resoluciones que crearon condiciones especiales de estímulo a las fuentes renovables de energía en el Brasil.

- Resolución Normativa nº 77/2004;
- Resolución Normativa nº 247/2006;
- Resolución Normativa nº 482/2012.

La Resolución Normativa nº 77, del 18 de agosto de 2004, establece una reducción del 50% en las tarifas de uso de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución, lo que repercute en la producción y en el consumo de la energía comercializada por los siguientes emprendimientos: hidroeléctricas con potencia igual o inferior a 1 MW; PCHs y centrales basadas en fuentes solar, eólica, biomasa o cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transmisión o distribución sea menor o igual a 30 MW.

La Resolución Normativa nº 247, del 21 de diciembre de 2006, establece la figura del consumidor especial y sus condiciones para la comercialización de energía eléctrica. De acuerdo con esta Resolución, los consumidores especiales deben ser tratados de la misma manera que los consumidores libres, y pueden adquirir energía subsidiada en todo o en parte. Los consumidores

especiales también están autorizados a realizar contratos de compra y venta de energía subsidiada, así como también contratos de suministro cautivo con las concesionarias o licenciatarias de distribución.

Además, el consumidor especial puede participar en el mercado libre, aun sin tener las características de un consumidor libre. Para ello, la generación comercializada debe obligatoriamente provenir de: aprovechamientos de potencial hidráulico con potencia entre 1 MW y 30 MW, destinados a la producción independiente o a la autoproducción, que reúnan las características de PCH; emprendimientos con potencia instalada igual o inferior a 1 MW; emprendimientos cuya fuente primaria de generación sea la biomasa, la energía eólica o solar, con potencia inyectada en los sistemas de transmisión o distribución menor o igual a 30 MW.

La Resolución Normativa n° 482, del 17 de abril de 2012, establece las condiciones generales para el acceso de la micro y la minigeración distribuida a los sistemas de distribución de energía eléctrica, y crea el sistema de compensación de energía eléctrica correspondiente. Esta resolución se propone reducir las trabas para que pequeñas centrales generadoras se conecten a la red de distribución (siempre que utilicen fuentes renovables de energía o cogeneración con elevada eficiencia energética). Las micro y mini generación distribuida consisten en la producción de energía eléctrica a partir de pequeñas centrales generadoras que utilizan fuentes basadas en energía hidráulica, solar, eólica, biomasa o cogeneración calificada, conectadas a la red de distribución por medio de instalaciones de unidades consumidoras.

Para diferenciarlas, la micro generación distribuida se refiere a una central generadora de energía eléctrica, con potencia instalada menor o igual a 100 kilowatts (kW), mientras que la mini generación distribuida se refiere a las centrales generadoras con potencia instalada superior a 100 kW y menor o igual a 1 megawatt (1 MW).

Para ser caracterizada como micro o mini generación distribuida, la central generadora debe atravesar las etapas de petición y dictamen de acceso. La petición de acceso es la solicitud formulada por la parte que accede (consumidor) y que, una vez entregada a la parte “accesada” (distribuidora), tiene prioridad de atención, según el orden cronológico de protocolo. En esa solicitud de acceso debe constar el proyecto de las instalaciones de conexión (historial descriptivo, ubicación, disposición física, esquemas), además de otros documentos e información eventualmente solicitados por la distribuidora.

En contrapartida, el dictamen de acceso es el documento formal presentado por la parte accesada (sin gravamen para la parte que accede), en el cual se informan las condiciones de acceso, entre las que se incluyen la conexión y el uso, así como los requisitos técnicos que permitan la conexión de las instalaciones de la parte que accede y los respectivos plazos. Y, cuando corresponda, el dictamen de acceso también deberá indicar: la definición del punto de conexión; las características del sistema de distribución accesado; la lista de las obras bajo responsabilidad de la parte accesada (con el cronograma de implementación); y las responsabilidades de la parte que accede, entre otras disposiciones.

El sistema de medición debe cumplir las mismas especificaciones que se exigen a las demás unidades consumidoras conectadas a la central generadora con el mismo nivel de tensión, y además debe contar con una funcionalidad que permita la medición bidireccional de energía eléctrica (medición de consumo y de generación). Con relación a las instalaciones de baja tensión, la medición bidireccional puede realizarse con dos medidores unidireccionales – uno para medir el consumo y otro para la generación de energía.

Los costos relativos a las adecuaciones del sistema de medición requeridas para implementar el sistema de compensación de energía eléctrica son responsabilidad de la parte que accede, y deben ser resarcidos a la distribuidora accesada. Sin embargo, tras la adecuación del sistema de medición, la responsabilidad de su operación y mantenimiento pasará a ser de la distribuidora, como así también los eventuales costos de sustitución o adecuación.

La iniciativa de instalación de micro o mini generación distribuida es del consumidor. La ANEEL no determina el costo de los generadores ni eventuales condiciones de financiación. De esta forma, el análisis del costo/beneficio de la instalación de generadores le compete al consumidor.

Existen diversas circunstancias que deben considerarse en ese proyecto: el tipo de fuente de energía (solar, turbinas eólicas, generadores a biomasa, etc.), tecnología de los equipos de generación, tamaño de la unidad consumidora y de la central generadora, ubicación (rural o urbana), tarifa a la cual la unidad consumidora está sometida, condiciones de pago/financiación del proyecto y existencia de otras unidades consumidoras que puedan usufructuar los créditos del sistema de compensación de energía eléctrica.

Una importante innovación introducida por la Resolución Normativa nº 482/2012 es el Sistema de Compensación de Energía Eléctrica. Este sistema permite que la energía excedente generada por la unidad consumidora con micro o mini generación sea inyectada en la red de la distribuidora, la cual funcionará como una batería, almacenando ese excedente hasta el momento en que la unidad consumidora necesite energía proveniente de la distribuidora. De esa forma, la energía eléctrica generada por esas unidades consumidoras es cedida a la distribuidora local y posteriormente se compensa con el consumo de energía eléctrica de esa misma unidad consumidora (o de otra unidad consumidora del mismo titular).

En la práctica, si en un determinado ciclo de facturación la energía inyectada en la red por el micro o mini generador es mayor que la consumida, el consumidor recibirá un crédito en energía (kWh) en su próxima factura. En caso contrario, el consumidor pagará sólo la diferencia entre la energía consumida y la generada. Cabe señalar que, dependiendo de la incidencia impositiva en cada Estado, el consumidor también deberá pagar los impuestos (ICMS y PIS/COFINS) sobre el total de energía absorbida de la red.

Una vez compensados en todos los puestos tarifarios y en todas las demás unidades consumidoras, los créditos de energía activa existentes serán descontados de la factura de los meses subsiguientes y vencerán a los 36 (treinta y seis) meses de la fecha de facturación, siendo revertidos en pro de la menor tarifaria posible y sin derecho del consumidor a ninguna forma de compensación.

## **G. Incentivos fiscales para las fuentes renovables de generación eléctrica**

El Consejo Nacional de Política de Hacienda (CONFAZ, por su sigla en portugués), integrado por los Secretarías de Hacienda, Finanzas o Ingresos Públicos de cada Estado y del Distrito Federal, y por el Ministro de Estado de Hacienda, es un organismo deliberativo instituido a partir de preceptos previstos en la Constitución Federal, cuya misión más importante es impulsar el perfeccionamiento del federalismo fiscal y la armonización tributaria entre los Estados de la Federación en el Brasil.

Para alcanzar ese objetivo, las Secretarías de Hacienda de todos los Estados mantienen una Comisión Técnica Permanente (COTEPE), que se reúne regularmente para discutir temas relativos a las finanzas públicas de interés común, que luego serán elevados al CONFAZ para la toma de decisiones en sus reuniones periódicas. Tales decisiones son ejecutadas por medio de convenios, protocolos, ajustes, estudios y grupos de trabajo que generalmente versan sobre la concesión o revocación de beneficios fiscales del Impuesto a la Circulación de Mercaderías y Servicios (ICMS), de competencia de los Estados y del Distrito Federal, y procedimientos que los contribuyentes deben observar. La legislación tributaria brasileña, especialmente la relacionada al ICMS, es bastante compleja y de difícil aplicación.

El CONFAZ celebra trimestralmente reuniones ordinarias, presididas por el Ministro de Hacienda o por un representante designado por él, y cuentan también con la participación de representantes de la Procuraduría General de la Hacienda Nacional, la Secretaría de Hacienda y la Secretaría del Tesoro Nacional.

En el Brasil existen dos incentivos fiscales para apoyar el uso de equipos solares y eólicos. El convenio ICMS 101/97 exime del ICMS a las operaciones efectuadas con algunos equipos y componentes para el aprovechamiento de la energía solar y eólica. El convenio ICMS 75, del 14 de

julio de 2011, prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2015 el período de vigencia de estos incentivos. Sin embargo, este beneficio se limita a los equipos exentos o tributados con la alícuota cero del IPI, de acuerdo con el Decreto 3.827 del 31 de marzo de 2001.

Los equipos que están exentos del ICMS son los siguientes: aerogeneradores para conversión de energía eólica en energía mecánica para bombeo de agua y/o molienda de granos; bomba para líquidos utilizada en el sistema de energía solar fotovoltaico en corriente continua, con una potencia máxima de dos HP; calentadores solares de agua; generadores fotovoltaicos; aerogeneradores de energía eólica; celdas solares en módulos o paneles; y torre para soporte de generador de energía eólica.

Posteriormente, el convenio ICMS 10, del 21 de marzo de 2014, prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2021 el período de vigencia de los incentivos del convenio ICMS 101/97, e incluyó otros componentes, entre ellos, el convertidor de frecuencia de 1600 kVA y 620V.

En el ámbito nacional, el Ministerio de Hacienda lanzó en el año 2009 un paquete de medidas con el objetivo de estimular el desarrollo. Entre esas medidas se incluye la desgravación permanente del Impuesto a los Productos Industrializados (IPI) para los aerogeneradores que producen energía eléctrica a partir de una fuente eólica. Con esta medida, el gobierno se propone aumentar las inversiones destinadas a la producción de energía eólica y estimular la producción nacional de equipos.

## H. Costos de generación con fuentes renovables

Conocer o estimar los costos de generación de la energía eléctrica es de suma importancia, ya que esta información es fundamental para los estudios de factibilidad de proyectos de expansión de los sistemas eléctricos, así como también para definir correctamente la mejor forma en que las centrales pueden operar y despachar. A continuación, se presentará este tema, aunque desde un enfoque preliminar e indicativo.

### 1. Metodología de costos nivelados de electricidad–LCOE

Una de las metodologías de cálculo de la inversión necesaria para expandir la capacidad de generación es conocida como Costos Nivelados de Electricidad o Levelised Costs of Electricity (LCOE). Se refiere al valor que remunera al capital invertido, los costos operativos y de mantenimiento, además de otros costos (cargas, obras civiles, servicios de ingeniería etc.), de acuerdo con una determinada expectativa de retorno de este capital, calculada por una tasa interna de retorno.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) considera que este método es la forma más transparente y consistente de estimar los costos de generación de electricidad. Debido a ello, es una herramienta que continúa siendo ampliamente utilizada para comparar los costos de diferentes tecnologías de generación. El cálculo se basa en la equiparación del valor obtenido de la suma de los ingresos devengados a lo largo del período de operación de una planta y el valor obtenido de la suma de los costos. De esta manera, el LCOE es igual al precio de la energía eléctrica que equalizaría los dos flujos de caja descontados.

En otras palabras, puede decirse que el LCOE es igual al valor obtenido de la suma de los costos totales descontados, dividido por la producción total de energía ajustada por su valor económico. De esta forma, el LCOE es una medida del costo promedio de generación de electricidad.

Para calcular ese costo promedio de generación se requieren datos técnicos y económicos, tales como los costos de inversión (US\$/kW), los costos de combustible (US\$/MWh), los costos operativos y de mantenimiento (O&M) fijos (US\$/kW-año) y variables (US\$/MWh), el tiempo de construcción de las plantas y el respectivo cronograma de desembolso de la inversión, la vida útil, la tasa de descuento, la tasa de cambio, la potencia de las plantas y el factor de capacidad. En forma resumida, puede decirse que el costo promedio de generación en US\$/MWh está compuesto por el costo de inversión (CI) y el costo de operación y mantenimiento (O&M).

Es posible notar que diversos factores, tanto económicos como tecnológicos o relacionados al tamaño del emprendimiento, pueden impactar en los resultados, generando costos diferentes. El establecimiento de la tasa de descuento más adecuada (o atractiva para el inversor) puede demandar un análisis más detallado del sector y generar resultados discutibles. También debe tenerse en cuenta la tasa de cambio, cuyo valor puede variar dependiendo de las incertidumbres provocadas por la política económica que se adopte en el Brasil. Otras variables se relacionan con la tecnología y la fuente seleccionada. De este modo, por ejemplo, el costo de generación de las centrales hidroeléctricas depende del potencial disponible y del lugar en el que el aprovechamiento hidroeléctrico esté ubicado, de las dimensiones de los principales equipos que vayan a instalarse, de la gestión del proyecto, el costo de obras civiles y los costos medioambientales, entre otros factores.

Por todo esto, algunos estudios consideran los costos promedio de generación en función de la dimensión y ubicación del emprendimiento, para cada tecnología empleada. En 2010, la Agencia Internacional de Energía publicó, aplicando la misma metodología LCOE, los costos de generación de electricidad a través de Fuentes Renovables (IEA - *Projected costs of generating electricity, 2010 edition*), que serán comentados a continuación.

Para las centrales de energía eólica “onshore” o en tierra, los costos unitarios de construcción (costo de construcción por kW instalado, sin considerar los intereses incidentes durante la construcción en la mayoría de los casos.) son de alrededor de 1.900 y 3.700 US\$/kW para un período de construcción de entre uno y dos años. Como sucede con todas las demás tecnologías, los costos calculados y presentados en este informe para las plantas eólicas se refieren a la planta y no incluyen otros costos específicos asociados a la integración de estas u otras energías renovables intermitentes con los sistemas eléctricos y, particularmente, a la necesidad de una instalación de “backup” o respaldo para compensar la variabilidad y previsibilidad limitada de su producción. Los costos LCOE para este tipo de fuente, como las tecnologías solares fotovoltaicas, tienen un alto grado de sensibilidad dependiente de la variación del factor de capacidad.

Los factores de capacidad informados de plantas de energía eólica se sitúan entre el 21% y el 41% para plantas terrestres y entre el 34% y el 43% para plantas marítimas (*offshore*). Para los países de la OCDE contemplados en este estudio y con una tasa de descuento del 5%, los costos LCOE para la generación de electricidad a través de plantas eólicas terrestres están entre los 48 US\$/MWh (Estados Unidos) y los 163 US\$/MWh (Suiza), y entre los 101 US\$/MWh (Estados Unidos) y los 188 US\$/MWh (Bélgica) para las centrales eólicas *offshore*. Los costos de inversión son del 77% para turbinas eólicas en tierra y del 73% para la energía eólica *offshore*. Considerando una tasa de descuento del 10%, los costos LCOE para la generación de electricidad mediante centrales eólicas en tierra en los países de la OCDE están entre los 70 US\$/MWh (Estados Unidos) y más de 234 US\$/MWh (Suiza). Para las centrales eólicas *offshore*, los costos varían de US\$ 146/MWh (Estados Unidos) a 261 US\$/MWh (Bélgica). Los costos de inversión son del 87% para eólicas en tierra y del 80% para la energía eólica *offshore*. Para esta última, las difíciles condiciones del ambiente marino implican una mayor participación de los costos operativos y de mantenimiento.

Para las centrales solares fotovoltaicas, los factores de capacidad informados varían del 10% al 25%. Para el valor más alto, los costos LCOE de electricidad solar generada están llegando a casi 215 US\$/MWh con una tasa de descuento del 5% y a 333 US\$/MWh con una tasa de descuento del 10%. Con el factor de capacidad más bajo, los costos de electricidad son de casi 600 US\$/MWh.

Las dos plantas térmicas solares presentadas en este estudio tienen un factor de capacidad del 32% (Eurelectric) y 24% (Departamento de Energía de los EEUU), con costos LCOE de 136 US\$/MWh a 243 US\$/MWh, con tasas de descuento del 5% y 10%, respectivamente.

Este estudio de la IEA también contiene datos limitados sobre el costo de generación de energía hidroeléctrica. En algunos países, según las dimensiones de la planta y el lugar específico, la hidroelectricidad es competitiva; sin embargo, los costos son tan variables que no es posible extraer conclusiones generales.

## 2. Valor Normativo–VN

Tiempo atrás, la ANEEL, con el objetivo de proteger a los consumidores cautivos del abuso de poder de mercado de la distribuidora a través del ofrecimiento de condiciones contractuales extremadamente ventajosas para los consumidores libres y de la compensación de la diferencia de ingresos con el aumento del valor de transferencia a los cautivos, creó el Valor Normativo (VN).

El VN funcionaba como el costo de referencia para el precio de compra de energía y para la transferencia que se realizaría a las tarifas del suministro eléctrico. El proceso regulatorio para fijar estos límites comenzó con la publicación de la Resolución ANEEL n° 266/98, en la cual se estableció la metodología para calcular dicha transferencia. Una vez culminado el proceso de audiencia pública, la ANEEL divulgó la Resolución n° 233/99, que definía los valores normativos discriminados por fuente de generación (competitiva, termoeléctrica a carbón nacional, PCH, termoeléctrica a biomasa, eólica y solar fotovoltaica) con el objetivo de incentivar la diversificación de la matriz energética nacional.

Sin embargo, los VNs presentados para las fuentes renovables alternativas eran bajos, inclusive para el nivel tecnológico y para la escala de producción de los fabricantes de tecnologías de conversión en varios países europeos, lo que todavía los hacía poco atractivos. En febrero de 2001, la ANEEL emitió una nueva resolución, la Resolución ANEEL n° 22/01, que revisaba los valores de transferencia y el aumento de todos los VNs. Esta revisión ya estaba prevista en la legislación en el momento en que se produjeron cambios estructurales relevantes en la cadena de producción de electricidad y en las normativas del Gobierno Federal, que se proponía incentivar el incremento de la capacidad instalada. El Cuadro 16 muestra los VNs adoptados en cada una de las resoluciones mencionadas.

**Cuadro 42**  
Valor normativo según resoluciones de la ANEEL

Fuente	RES 233/1999		RES 022/2001	
	RS/MWh	US\$/MWh <sup>b</sup>	RS/MWh	US\$/MWh
Competitiva <sup>a</sup>	57,20	29,01	72,35	36,85
UTE a carbón nacional	61,80	31,34	74,86	38,13
PCH	71,30	36,16	79,29	40,39
UTE a biomasa	80,80	40,97	89,86	45,77
Eólica	100,90	51,17	112,21	57,15
Solar Fotovoltaica	237,50	120,44	264,12	134,53

Fuente: Elaboración propia.

<sup>a</sup> Valor Normativo también utilizado para contratos provenientes de proceso de cogeneración autorizada a gas natural y biomasa.

<sup>b</sup> Cotización al 01/02/2001 (cuando fue revocado por la RES 022/01: 1 US\$ = R\$ 1,972)

Frente a la crisis energética de 2001, la Cámara de Gestión de la Crisis de Energía Eléctrica reevaluó las características del VN y señaló algunos problemas, entre ellos, la estratificación del VN por fuentes. El problema identificado se refiere a las libertades o falta de control que cada distribuidora tendría para la contratación de generadoras a partir de fuentes energéticas caras, transfiriendo los costos a los consumidores cautivos. En teoría, esto constituiría un problema en el caso de que hubiera inversiones en proyectos energéticos a partir de fuentes alternativas, lo que en la práctica no se verificó, ya que pocos inversores fueron efectivamente atraídos por los VNs.

Con la intención de resolver este problema, el informe sugirió fijar un valor único para el VN, teniendo como referencia el precio de la fuente más competitiva. Este aspecto fue reglamentado en la Ley n° 10.438/02, cuando se definió el precio de compra de la energía eléctrica contratada a partir de fuentes alternativas durante la segunda etapa del Proinfa. Este precio de compra fue reglamentado por la ANEEL, en su Resolución n° 248/02, como el VN único, establecido en US\$ 29,74/MWh.

### 3. Costos de generación aplicados en el Proinfa

El precio pagado por la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables durante la primera etapa del Proinfa establecido por la Ordenanza MME n° 45, del 30 de marzo de 2004, se presenta en el Cuadro 43. Los valores económicos se reajustaron de acuerdo al Índice General de Precios del Mercado (IGP-M) de la Fundación Getúlio Vargas a partir de la publicación de la Ordenanza y hasta la firma de los contratos con Eletrobras. Sin embargo, los valores continuaron reajustándose por el mismo índice con posterioridad a la celebración de los contratos.

**Cuadro 43**  
**Valores económicos en el ámbito del Proinfa**  
(En dólares/MWh)

Fuente	Valor Económico	Piso
PCH	40,05	40,05
Eólica	61,67 – 69,94	51,50
Bagazo de caña	32,10	28,61
Cáscara de arroz	35,32	
Madera	34,69	
Biogas de vertedero	57,87	

Fuente: Elaboración propia.

Considerando el Plan Anual del Proinfa (PAP), elaborado por Eletrobras y homologado por la ANEEL, el Cuadro 44 presenta el costo promedio de la energía a facturarse por fuente y el costo promedio de la energía que debería estar disponible por el Proinfa en 2015. De acuerdo con lo dispuesto en la Ley n° 12.212, de 2010, en relación a la Tarifa Social de Energía Eléctrica, el mercado asociado al sector residencial de las familias de bajos ingresos no participa del prorrateo de estos costos.

**Cuadro 44**  
**Costo promedio por fuente y del Proinfa en 2015**  
(En dólares/MWh)<sup>a</sup>

Fuente	Número de Centrales	Potencia Instalada (MW)	Generación Prevista (MWh)	Costo Anual por Fuente (US\$)	Costo Promedio por Fuente (US\$)
PCH	60	1 159,24	6 439 289	559 639 593,88	86,91
Biomasa	19	533,34	1 182 057	81 922 097,90	69,30
Eólica	52	1 282,52	3 525 426	517 366 405,34	146,75
Total	131	2 975,10	11 146 772	1 158 928 097,12	103,97

Fuente: Elaboración propia.

### 4. Costos de generación aplicados en las subastas del ACR

Como ya se mencionó, la primera subasta de fuentes renovables se llevó a cabo el 18 de junio de 2007. Se contrataron 96,7 MW de PCHs y 541,9 MW de termoeléctricas alimentadas con biomasa (bagazo de caña de azúcar y criaderos avícolas), totalizando 638,64 MW de potencia a ser sumada al SIN. El precio promedio final fue de 72,10 US\$/MWh, considerando la combinación de las fuentes hidroeléctrica y termoeléctrica, de acuerdo con el Cuadro 45.

**Cuadro 45**  
**Primera subasta de fuentes renovables (18/06/2007)**

Fuente	Potencia (MW)	Energía (MW promedio)	Precio (US\$/MWh)
Biomasa (bagazo de caña de azúcar)	511,9	115,0	72,90
Biomasa (criaderos avícolas)	30,0	25,0	
PCH	96,74	46,0	70,87
<b>TOTAL</b>	<b>638,64</b>	<b>186,0</b>	<b>72,10</b>

Fuente: Elaboración propia.

El 14 de agosto de 2008 se llevó a cabo la primera subasta de energía de reserva, en la que se contrataron 2.379,4 MW de potencia a partir de 31 centrales termoeléctricas alimentadas con biomasa de bagazo de caña de azúcar y pasto tipo "elefante". Esas centrales negociaron la venta de energía a un precio final promedio de 36,31 US\$/MWh (cuadro 46).

**Cuadro 46**  
**Primera subasta de energía de reserva (14/08/2008)**

Producto	Número de Plantas	Potencia (MW)	Precio de Venta (US\$/MWh)
2009	03	229,50	37,56
2010	28	2.149,90	36,23
<b>TOTAL</b>	<b>89</b>	<b>2.379,40</b>	<b>36,31</b>

Fuente: Elaboración propia.

La segunda subasta de energía de reserva, realizada el 14 de diciembre de 2009, fue la primera subasta de comercialización de energía exclusivamente dedicada a fuentes eólicas. De esa subasta, resultaron contratados 1.805,7 MW, distribuidos entre 71 emprendimientos de generación eólica en cinco estados de las regiones Noreste y Sur del Brasil. El precio promedio de venta fue de 84,88 US\$/MWh (cuadro 47).

**Cuadro 47**  
**Segunda subasta de energía de reserva (14/12/2009)**

Estado	Proyectos		Potencia (MW)	
	Cantidad	Porcentaje	Cantidad	Porcentaje
Bahía	18	25,4	390,0	21,6
Ceará	21	29,5	542,7	30,0
Rio Grande do Norte	23	32,4	657,0	36,4
Rio Grande do Sul	08	11,3	186,0	10,3
Sergipe	01	1,4	30,0	1,7
<b>Total</b>	<b>71</b>	<b>100,0</b>	<b>1.805,7</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Elaboración propia.

Las subastas de fuentes alternativas de energía eléctrica de 2010 (A-3 y Reserva), realizadas los días 25 y 26 de agosto de 2010, contrataron 2.892,2 MW de potencia instalada. En total, fueron

contratadas 70 centrales eólicas, 12 termoeléctricas a biomasa y 7 PCHs, como se detalla en el siguiente cuadro.

**Cuadro 48**  
**Segunda subasta de fuentes renovables (25-26/08/2010)**

Fuente	Proyectos contratados	Potencia instalada (MW)	Energía negociada (MW promedio)	Precio promedio (US\$/MWh)
Eólica	70	2 047,8	899,0	74,07
Biomasa	12	712,9	190,6	81,62
PCH	7	131,5	69,8	80,33
TOTAL	89	2 892,2	1 159,4	64,48

Fuente: Elaboración propia.

El 17 de agosto de 2011 se llevó a cabo la Subasta de Energía conocida como A-3 (con el objetivo de abastecer al mercado consumidor brasileño en 2014), que resultó en la venta de 2.744,6 MW de nueva capacidad al sistema eléctrico brasileño, por medio de 51 centrales contratadas. Del total contratado, el 62% proviene de fuentes renovables (hídrica, eólica y biomasa) y el 38% de fuente fósil (gas natural).

La subasta obtuvo un precio promedio de 64,48 US\$/MWh equivalente a una reducción del 26,6%. En cuanto a la capacidad de generación, esa subasta estuvo ampliamente dominada por las plantas eólicas y de gas natural. Al término de la negociación, las primeras totalizaron 44 proyectos, sumando 1.067 MW.

Los dos proyectos termoeléctricos a gas natural suman 1.029 MW. Por su parte, las plantas alimentadas a biomasa sumaron 197 MW. La central hidroeléctrica de Jirau negoció 450 MW, como se detalla en el cuadro 49.

**Cuadro 49**  
**Subasta de energía A-3 (17/08/2011)**

Fuente	Proyectos contratados	Potencia instalada (MW)	Garantía física (MW promedio)	Precio promedio (US\$/MWh)
Eólica	44	1 067,7	484,2	62,91
Biomasa	4	197,8	91,7	64,69
Hídrica	1	450,0	209,3	64,43
Gas Natural	2	1 029,1	900,9	65,23
TOTAL	51	2 744,6	1 686,1	64,48

Fuente: Elaboración propia.

La subasta de energía de reserva realizada el 18 de agosto de 2011 contrató 1.218,1 MW de potencia instalada, 861,1 MW de proyectos de parques eólicos y 357 MW de termoeléctricas a biomasa (bagazo de caña de azúcar y residuos de madera). En total, se contrataron 41 emprendimientos y la venta de la energía fue negociada a un precio promedio final de 62,02 US\$/MWh (cuadro 50).

**Cuadro 50**  
**Tercera subasta de energía de reserva (18/08/2011)**

Fuente	Proyectos contratados	Potencia instalada (MW)	Garantía física (MW promedio)	Precio promedio (US\$/MWh)
Eólica	34	861,1	428,8	61,97
Biomasa	7	357,0	169,5	62,51
TOTAL	41	1 218,1	589,3	62,02

Fuente: Elaboración propia.

Recientemente, el 31 de octubre de 2014, se realizó la Subasta de Energía de Reserva, la cual atrajo inversiones en el orden de los US\$ 2,9 mil millones que serán utilizados para la construcción de 31 emprendimientos de energía solar y 31 de energía eólica. Por primera vez, los emprendimientos fotovoltaicos se ofertaron de manera separada de otras fuentes.

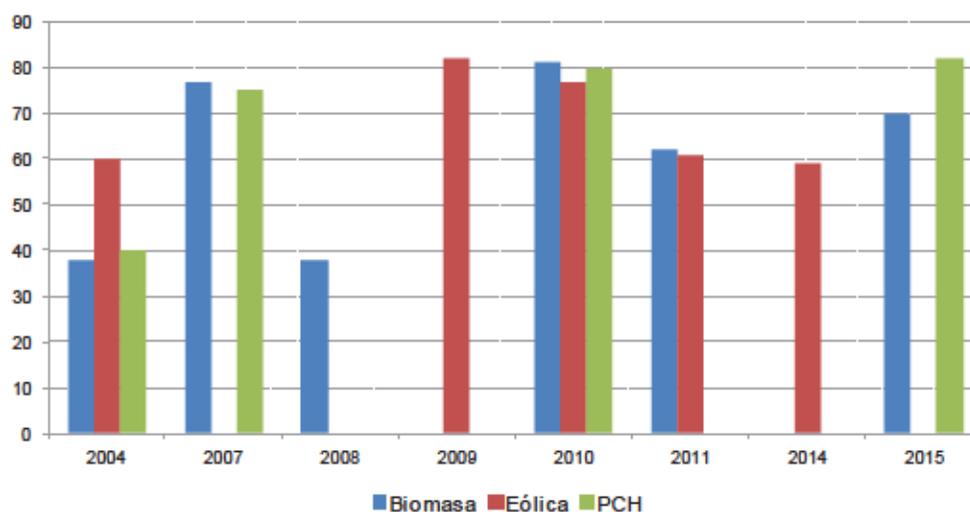
El precio inicial de la energía solar sufrió una reducción del 17,0% en 104 ruedas, lo que caracterizó al concurso como el más disputado de la historia de las subastas de energía en el Brasil.

El precio de la energía solar se redujo de 107,19 US\$/MWh, precio inicial, a un precio promedio final de 87,96 US\$/MWh. La energía eólica sufrió una reducción menor, pasando de un precio original de 58,91 US\$/MWh a 58,22 US\$/MWh, con una reducción del 1,4%. En promedio, la reducción de esa Subasta de Reserva fue del orden del 9,9%, con un precio promedio de 69,47 US\$/MWh.

Los emprendimientos de energía solar tendrán una capacidad instalada total de 889,6 MW y los de energía eólica de 769,1 MW. Los Estados de Rio Grande do Norte y San Pablo se destacaron en la oferta de proyectos de energía solar, y Rio Grande do Norte y Bahía, en los emprendimientos eólicos.

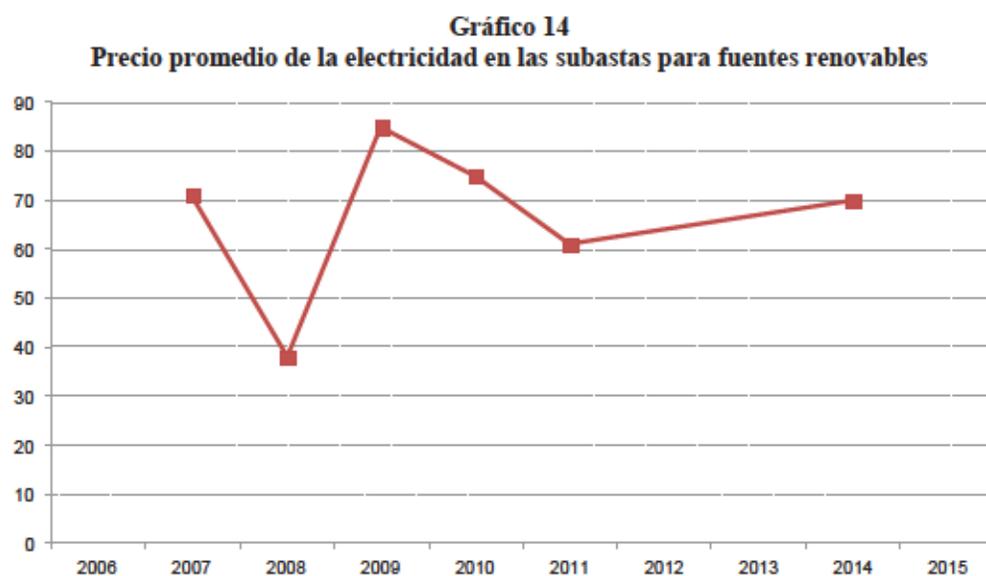
En el gráfico 13 se consignan los valores aplicados en las diversas subastas y en el Proinfa para cada fuente renovable.

**Gráfico 13**  
**Precio promedio de la electricidad por fuente de energía renovable**  
(En US\$/MWh)



Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico 14 se puede apreciar el precio promedio final aplicado solamente en las subastas para todas las fuentes renovables.



Fuente: Elaboración propia.

El Cuadro 51 resume los resultados de las subastas anteriormente mencionadas.

**Cuadro 51**  
**Resultados de algunas subastas (2007-2014)**

Subasta		Eólica		Biomasa		PCH		Solar Fotovoltaica		Total	
Tipo	Fecha	Pot. (MW)	Precio (US\$/MWh)	Pot. (MW)	Precio (US\$/MWh)	Pot. (MW)	Precio (US\$/MWh)	Pot. (MW)	Precio (US\$/MWh)	Pot. (MW)	Precio (US\$/MWh)
FA	18/06/2007			541,90	72,90	96,74	70,87			638,34	72,10
LER	14/08/2008			2 379,40	36,31					2 379,40	36,31
LER	14/12/2009	1 805,70	84,88							1 805,70	84,88
FA	25/08/2010	2 047,80	74,07	712,90	81,62	131,50	80,33			2 892,20	75,59
A-3	17/08/2011	1 067,70	62,91	197,80	64,69					1 265,50	63,18
LER	18/08/2011	861,10	61,97	357,00	62,51					1 218,10	62,02
LER	31/10/2014	769,10	58,22					889,60	87,96	1 658,70	69,47

Fuente: Elaboración propia.

## Bibliografía

- IEA (International Energy Agency). Energy technology perspectives. IEA/OECD, Paris, 2010a.
- IEA (International Energy Agency). Projected costs of generating electricity – 2010 edition. IEA/OECD, Paris, 2010b.
- Ruiz, B. J., Rodríguez, V., Bermann, C. “Analysis and perspectives of the government programs to promote the renewable electricity generation in Brazil”. Energy Policy, v. 35, n. 5, pp. 2989-2994, mai. 2007.
- Martins, J. M. C. Estudo dos principais mecanismos de incentivo às fontes renováveis alternativas de energia no setor elétrico. Dissertação de M.Sc. Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, Brasil, 2010.

### Sítios Consultados:

[www.eletronbras.com](http://www.eletronbras.com)  
[www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)  
[www.ccee.org.br](http://www.ccee.org.br)  
[www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)  
[www.iea.org](http://www.iea.org)

## Anexo 1

### Características contractuales de incentivo a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables

Para analizar las características contractuales de incentivo a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables, consideraremos los dos principales instrumentos o programas implementados en el Brasil: el Proinfa y las Subastas.

#### Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica – Proinfa

Entre las características generales relativas a la contratación de este Programa se encuentran:

- El Proinfa se dividió en dos etapas, aunque sólo se ejecutó la primera.
- Implementación de 3.300 MW de capacidad dividida en partes iguales entre eólica, biomasa y PCH, hasta fines de 2006.
- La compra de energía asegurada por medio de contratos celebrados por la empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), dentro de un plazo de 20 (veinte) años, a partir de la fecha de entrada en funcionamiento establecida en el contrato.
- En la primera etapa se realizaron dos licitaciones públicas, la primera en octubre de 2004 y la segunda en diciembre de 2004.
- Los 144 emprendimientos inicialmente aprobados y contratados en 2004 totalizaron 3.299,40 MW repartidos de la siguiente forma: 63 plantas de PCH (total de 1.191,24 MW), 27 centrales de Biomasa (total de 685,24 MW), 54 plantas Eólicas (total de 1.422,92 MW).
- El Proinfa enfrentó varios problemas, con diversas rescisiones contractuales, principalmente en el sector de biomasa, del cual se excluyeron seis emprendimientos.
- Otro problema fueron las demoras en la construcción de los parques eólicos y las líneas de transmisión de electricidad, además de la exigencia de que los emprendedores fueran PIE (Productores Independientes de Energía), lo que restringió la participación de las empresas concesionarias en el Programa;
- La determinación del índice de nacionalización del 60% generó atrasos en la ejecución de los emprendimientos y aumentó los costos de instalación;
- La regla de que los emprendimientos con licencia ambiental más antigua tendrían prioridad en la habilitación generó mucha especulación durante los primeros años del Programa.
- Actualmente, existen 131 emprendimientos incluidos y contratados en el Proinfa, sumando 2.975,10 MW repartidos de la siguiente manera: 60 plantas de PCH (total de 1.159,24 MW), 19 centrales de Biomasa (total de 533,34 MW), 52 plantas Eólicas (total de 1.282,52 MW).

Además de las características generales mencionadas, y en cumplimiento de la reglamentación del Proinfa, los contratos de compra de energía firmados por Eletrobras reunieron las siguientes características:

- Tienen como base la energía de referencia de cada central generadora definida por la ANEEL, y establecen que los pagos a los productores de energía eléctrica se realizarán como contrapartida a la energía efectivamente generada, con la observación de que en el caso en que la PCH opte por participar en el Mecanismo de Reasignación de Energía

(MRE), instituido por el Decreto 2.655 del 2 de julio de 1998, se considerará la energía asegurada a la PCH para la contratación, y los resultados de la comercialización en el ámbito de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) se compensarán anualmente en los pagos subsiguientes a ser realizados por Eletrobras.

- El productor es responsable del consumo propio y de las pérdidas eléctricas contabilizadas según las reglas y procedimientos de la CCEE.
- La eficacia del contrato de compra de energía eléctrica está condicionada a la conclusión, por parte del productor de energía eléctrica, del proceso de acceso a la red y de conexión y uso de los sistemas de transmisión y distribución. Eletrobras podrá estimar estas pérdidas.
- El productor de energía eléctrica debe presentar un Dictamen de Acceso Conclusivo emitido por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) o por las concesionarias y licenciatarias de distribución, con la participación de las concesionarias de transmisión, en un plazo máximo de setenta días contados a partir de que Eletrobras contrate el emprendimiento.
- Poseen una cláusula de reducción del precio contratado para el caso en que el productor se beneficie con nuevos incentivos a las tecnologías contempladas por el Proinfa.
- Eletrobras contabilizará, para cada central generadora, las variaciones mensuales entre los montos de generación contratados y los efectivamente generados, en conformidad con las reglas y procedimientos de la CCEE.
- La diferencia calculada mensualmente para cada central generadora será compensada, anualmente, en los pagos subsiguientes que realice Eletrobras, valorada según el precio de contratación, el mes de la compensación.
- Contienen cláusulas de rescisión contractual, con la consecuente pérdida de los subsidios del Proinfa, como así también multas, en caso de que el emprendedor no cumpla con los términos de las declaraciones enviadas para su habilitación o ya no reúna todas las condiciones que lo califiquen como Productor Independiente Autónomo o no Autónomo.
- Contienen cláusulas de reajuste de precio en base a la variación del Índice General de Precios del Mercado, calculado y publicado por la Fundación Getúlio Vargas (IGP-M/FGV).
- Los contratos de compra y venta de energía eléctrica celebrados con Eletrobras deberán registrarse en la ANEEL y en la CCEE.

### **Subastas de energía eléctrica**

Actualmente, las subastas son la principal forma de contratación de energía eléctrica en el Brasil. Por medio de este mecanismo, las concesionarias, licenciatarias y autorizadas para el servicio público de distribución de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) garantizan el suministro a la totalidad de su mercado en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR).

Las características generales de contratación a través de este mecanismo son, entre otras:

- Las subastas de energía eléctrica son realizadas por la CCEE, por delegación de la ANEEL.
- Se aplica el criterio de la menor tarifa para decidir quién ganará el concurso, con el objetivo de que la contratación de energía sea eficiente.

Los ganadores de las subastas de energía proveniente de emprendimientos de generación nuevos o existentes deberán formalizar un contrato bilateral denominado Contrato de

Comercialización de Energía Eléctrica en el Ambiente Regulado (CCEAR), celebrado entre cada agente vendedor y todos los agentes de distribución compradores. El CCEAR deberá prever los siguientes plazos de duración (no aplicables a la contratación por parte de los agentes de distribución y a través de las subastas de ajuste):

- Quince años como mínimo y treinta como máximo, contados a partir del inicio del suministro de energía proveniente de nuevos emprendimientos.
- Un año como mínimo y quince como máximo, contados a partir del inicio del suministro de energía proveniente de emprendimientos existentes.[http://www.planalto.gov.br/civil\\_03/\\_Ato2011-014/2013/Decreto/D7945.htm](http://www.planalto.gov.br/civil_03/_Ato2011-014/2013/Decreto/D7945.htm) - art1
- Diez años como mínimo y treinta como máximo, contados a partir del inicio del suministro de energía proveniente de fuentes alternativas.

El CCEAR deberá contener una cláusula arbitral, de acuerdo con lo dispuesto por el acuerdo de comercialización. El CCEAR podrá tener las siguientes modalidades:

- Cantidad de energía eléctrica; o
- Disponibilidad de energía eléctrica.
- En la modalidad por cantidad de energía eléctrica, el CCEAR deberá prever que:
- El punto de entrega será el centro de gravedad del submercado donde se localice el emprendimiento de generación; y
- Los costos derivados de los riesgos hidrológicos serán asumidos por los agentes vendedores.

En cuanto a los Riesgos Financieros derivados de las modalidades de contratación de energía eléctrica, se encuentra que:

- Las reglas de comercialización prevén mecanismos específicos para el prorrateo de los riesgos financieros a los que eventualmente estén sujetos los agentes de distribución que celebren contratos en la modalidad "cantidad" de energía eléctrica, derivados de diferencias de precios entre los submercados. Frente a la falta de cobertura completa de los gastos derivados de tales riesgos financieros, se asegura la transferencia del excedente a los consumidores finales de los agentes de distribución, en conformidad con el mecanismo establecido por la ANEEL.
- En el CCEAR, para la modalidad por "disponibilidad" de energía eléctrica, los costos derivados de riesgos hidrológicos son asumidos por los agentes compradores, y las eventuales exposiciones financieras en el mercado de corto plazo de la CCEE, positivas o negativas, son asumidas por los agentes de distribución, quedando garantizada la transferencia al consumidor final, de acuerdo con lo establecido por la ANEEL.

Los CCEAR originados en las subastas de energía eléctrica proveniente de emprendimientos existentes deberán prever la posibilidad de reducir la cantidad contratada, a exclusivo criterio de las distribuidoras, a razón:

- Del ejercicio por parte de los consumidores potencialmente libres de la opción de compra de energía eléctrica proveniente de otro proveedor.
- De otras variaciones del mercado, caso en el cual podrá haber una reducción anual de hasta el cuatro por ciento de la cantidad contratada inicialmente, independientemente del plazo de vigencia contractual, del inicio del suministro y de las cantidades efectivamente reducidas los años anteriores.

- De aumentos en la adquisición de energía eléctrica derivados de contratos celebrados hasta el 16 de marzo de 2004, observado lo dispuesto en el art. 21 de la Ley 10.84, de 2004.

Desde el 01 de enero de 2010, los consumidores que quieran utilizar energía eléctrica producida por generación propia en sus plantas industriales, con régimen de autoproducción o producción independiente, están facultados a reducir la demanda y la energía contratadas o a reemplazar los contratos de suministro por contratos de conexión y de uso de los sistemas eléctricos, mediante notificación al agente de distribución o agente vendedor, observándose que:

- Estas reducciones o sustituciones sólo serán efectivas y tendrán efecto si el agente proveedor es notificado con una antelación de tres años, salvo que exista un acuerdo contrario entre las partes.
- Estas reducciones no implicarán reducciones en los CCEAR de los agentes de distribución.

Las contrataciones tendrán vigencia durante los plazos previstos en los respectivos contratos, independientemente del plazo final de la concesión del agente de distribución.

## **Anexo 2**

### **Parámetros de evaluación para aprobar o rechazar proyectos de inversión en generación de energía a partir de fuentes renovables**

De forma semejante al anexo anterior, a efectos de análisis de los parámetros de evaluación para aprobar o rechazar proyectos de inversión en generación de energía a partir de fuentes renovables, también consideraremos el Proinfa y las Subastas.

#### **Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica – Proinfa**

A fin de implementar la legislación (Ley nº 10.438/2002), el Proinfa determinó la realización de una Licitación Pública para conocimiento, habilitación y selección de los emprendimientos, y estableció que el primer criterio de clasificación sería la antigüedad de la Licencia Ambiental de la Instalación (LI), como se destaca a continuación:

- La contratación de las instalaciones de la Primera Etapa del Proinfa será realizada mediante Licitación Pública para conocimiento de los interesados, considerando, en el conjunto de cada fuente específica, entre aquellas habilitadas, en primer lugar, a las que posean las Licencias Ambientales de Instalación (LI) más antiguas, prevaleciendo, en cada instalación, la fecha de emisión de la primera LI, en caso de que haya existido una prórroga o una nueva emisión, limitándose la contratación por parte del Estado al veinte por ciento de fuentes eólica y de biomasa y al quince por ciento de Pequeña Central Hidroeléctrica - PCH; [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Leis/2003/L10.762.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/2003/L10.762.htm) - art3i.
- Finalizado este proceso sin haber contratado el total previsto por fuente y ante la existencia de emprendimientos con Licencia Ambiental de Instalación (LI) válida, el saldo remanente por fuente se repartirá entre los Estados en los que tales emprendimientos estén emplazados, en proporción a la oferta en kW (kilowatt), volviendo a aplicarse recurrentemente el criterio de antigüedad de la LI hasta contratar el total previsto por fuente.

Esta legislación fue reglamentada por el Decreto nº 5.025, del 30 de marzo de 2004, que en su artículo 6º adjudicaba al Ministerio de Minas y Energía la administración del Proinfa, el cual expidió la Guía de Habilitación por Fuente para participar del Programa en el Anexo I de la Ordenanza MME nº 45, del 30 de marzo de 2004.

Esta Guía de Habilitación contiene orientaciones para los interesados en participar del Proinfa, a través de informaciones y una lista de los documentos necesarios para la habilitación de los proyectos, los cuales deberán ser presentados a Eletrobras en cumplimiento de la Licitación Pública.

En la Guía de Habilitación puede verificarse que para obtener la habilitación, previa presentación de la documentación, los emprendimientos candidatos a participar en la selección en el ámbito del Proinfa debían poseer:

- Habilitación jurídica,
- Habilitación fiscal,
- Habilitación económico-financiera y,
- Habilitación técnica.

Los emprendimientos habilitados, según las condiciones descritas en la Guía de Habilitación por Fuente, se seleccionaron de acuerdo con la siguiente lista de procedimientos y condiciones por fuente.

Para la fuente Eólica, los emprendimientos fueron ordenados, en una lista única y sin distinción entre productores autónomos y no autónomos, en orden creciente según la fecha de emisión de la primera LI, desde la más antigua a la más nueva, y una vez ordenados de esta forma, se aplicaron secuencialmente los siguientes procedimientos:

- Los emprendimientos fueron seleccionados uno a uno hasta alcanzar la meta de 1.100 MW a ser contratados para esta fuente, respetando, al mismo tiempo, los límites de 220 MW de instalación de cada Estado, 550 MW para productores autónomos y 550 MW para productores independientes no autónomos.
- Se calculó el saldo de potencia remanente, correspondiente a la diferencia positiva entre la meta de 1.100 MW a ser instalados y la potencia total de los emprendimientos ya seleccionados para esa fuente.
- El saldo de potencia remanente se distribuyó entre los Estados que todavía contaban con emprendimientos no seleccionados, proporcionalmente a la oferta total, en kW, de cada Estado, restando la potencia ya seleccionada.
- Los emprendimientos que no superaban la meta total de 1.100 MW a ser instalados por esa fuente fueron seleccionados uno a uno, con límites de 550 MW para los productores independientes autónomos, 550 MW para productores independientes no autónomos y los nuevos límites por Estado, establecidos en el procedimiento anteriormente presentado.
- Se aplicaron los procedimientos descritos en los tres ítems anteriores, hasta alcanzar la meta de 1.100 MW a ser instalados por esa fuente.
- En caso de que la suma de las potencias de los emprendimientos seleccionados fuera inferior a la meta de 1.100 MW destinados a la fuente eólica, se realizaría una nueva Licitación Pública para completar la potencia no contratada.

Para PCH y Biomasa, los emprendimientos (para cada fuente) se distribuyeron en dos grupos; en el primero, se incluyó a los productores independientes autónomos y, en el segundo, a los no autónomos, ambos ordenados de manera creciente según la fecha de emisión de la primera LI, desde la más antigua hasta la más nueva y, una vez establecido este orden, se aplicaron los siguientes procedimientos:

a) En caso de que la suma de las potencias de los emprendimientos del grupo de productores independientes autónomos fuera igual o superior a 1.100 MW, sólo estos serían considerados elegibles, observándose que:

- Los emprendimientos fueron seleccionados uno a uno hasta alcanzar la meta de 1.100 MW a ser instalados por esa fuente, respetándose, al mismo tiempo, los límites por Estado de 165 MW, en el caso de PCH, y de 220 MW, en el caso de biomasa.
- Se calculó el saldo de potencia remanente, correspondiente a la diferencia positiva entre el objetivo de 1.100 MW a ser instalados y la potencia total de los emprendimientos ya seleccionados para esa fuente.
- El saldo de potencia remanente se distribuyó entre los Estados que todavía contaban con emprendimientos no seleccionados, proporcionalmente a la oferta total, en kW, de cada Estado, restando la potencia ya seleccionada.
- Los emprendimientos que no superaban la meta total de 1.100 MW a ser instalados por esa fuente fueron seleccionados uno a uno, con los nuevos límites por Estado, establecidos en el procedimiento descrito en el ítem (3).
- Se aplicaron los procedimientos descritos en los ítems (2), (3) y (4), hasta alcanzar la meta de 1.100 MW a ser instalados por cada fuente.

b) Cuando la suma de las potencias de los emprendimientos del grupo de productores independientes autónomos era inferior a 1.100 MW, se seleccionaron todos los emprendimientos de este grupo y, para completar la meta de 1.100 MW, se seleccionaron los del grupo de no autónomos, observándose los procedimientos anteriormente descritos en el ítem "a" y el límite de 275 MW fijado por la legislación (Ley 10.438/2002).

c) En caso de que el procedimiento del ítem "b" no alcanzara la meta de 1.100 MW, se realizaría una nueva Licitación Pública para completar la potencia no contratada, de acuerdo a lo que determina la legislación (Ley 10.438/2002).

Para aplicar el criterio de distribución por Estado, en el caso de que la PCH esté implantada en un curso de agua que sea límite entre dos o más estados, se considera que el emprendimiento corresponde al Estado en el que esté situada la casa de fuerza.

A efectos de ajustar la oferta al cumplimiento de las metas y límites de potencia previstos, en los casos específicos de fuente eólica y biomasa, Eletrobras podrá proponerle al emprendedor que reduzca la potencia de su proyecto para adaptarse a los límites de potencia remanentes:

- Si el emprendedor rechaza la propuesta, su proyecto es retirado y reemplazado por el inmediatamente siguiente.
- Si el emprendedor acepta la propuesta, tendrá que presentar ante Eletrobras la documentación establecida en la Guía de Habilitación relativa al nuevo proyecto en un plazo no mayor a diez días hábiles.

En caso de empate en el orden de los emprendimientos, se realizará un sorteo para desempatar, en los términos de la legislación aplicable.

De acuerdo con la legislación (Ley 10.438/2002), Eletrobras está autorizada a celebrar contratos, por fuente, para cubrir la diferencia entre los 1.100 MW a ser instalados y la capacidad contratada por fuente, siguiendo los mismos procedimientos, por medio de una nueva Licitación Pública.

## **Ejemplo de Documentación Requerida para la Habilitación de Centrales Eólicas en el Proinfa**

Según lo expuesto en la Legislación, que establece que los emprendimientos seleccionados para participar en el Proinfa deben estar previamente habilitados, es necesario definir qué documentos serán exigidos para tal habilitación.

El emprendedor interesado, destinatario del acto autorizante de la ANEEL, se presentó a la Licitación Pública por medio de una Carta-Respuesta, manifestando su interés en participar en el Proinfa, con registro en Eletrobras, y adjuntando toda la documentación para ser habilitado en la modalidad deseada. En este caso, utilizaremos como ejemplo la Habilitación para Centrales Eólicas. Debía presentarse el original o la copia autenticada de la documentación, redactada en portugués.

### **Habilitación jurídica**

1. Declaración, de acuerdo con el modelo, de la calificación del productor como productor independiente de energía eléctrica, pudiendo ser reconocido como:

I – Autónomo;

II – no Autónomo;

2. Presentación de la escritura de constitución (y sus modificatorias), del estatuto o del contrato social vigente, registrados en los términos de la Ley;

3. Presentación de los documentos de elección o nombramiento de sus administradores, debidamente registrados en los términos de la Ley;

4. En el caso de las sociedades de capital autorizado, el acta de la reunión del consejo de administración en la que se haya aprobado la última emisión de acciones dentro del límite del capital autorizado;
5. En caso de que el emprendimiento sea propiedad de empresas reunidas en consorcio, presentación del contrato de consorcio, debidamente registrado;
6. Lista de las empresas controlantes, controladas, así como de las empresas vinculadas al productor, indicando los correspondientes porcentajes de participación en el capital votante y en el capital total;
7. Copia de los acuerdos de accionistas, junto con la declaración de la empresa, informando si tales acuerdos se encuentran declarados en sus libros de registro, o declaración de los accionistas controlantes, en caso de inexistencia de tales Acuerdos;
8. En el caso de una empresa o sociedad extranjera en funcionamiento en el País, el decreto de autorización y el acto de registro de funcionamiento expedido por la autoridad competente;
9. Copia de los contratos celebrados con extranjeros que participen en el capital social de la empresa, o declaración de su inexistencia;
10. Copia del instrumento de contrato de grupo de sociedades, celebrado en los términos de la Ley nº 6.404, del 15 de diciembre de 1976, o declaración de inexistencia de tal contrato;
11. Organigrama completo y actualizado de la composición y participación societaria, con identificación de los socios, elaborado de acuerdo con las instrucciones específicas, así como los derechos conferidos a las especies y clases de acciones;
12. Declaración de existencia o inexistencia de fabricantes de equipos de generación en el organigrama societario del emprendedor o de sus controladas, vinculadas o controlantes;
13. Declaración del emprendedor de que la empresa cumple con las disposiciones del inciso XXXIII del art. 7º de la Constitución Federal, en cuanto a la prohibición del trabajo nocturno, peligroso o insalubre de menores de dieciocho años y de cualquier trabajo de menores de dieciséis años, salvo en la condición de aprendiz, a partir de los catorce años.

### **Habilitación fiscal**

1. Certificado de Inscripción en el Registro Nacional de Personas Jurídicas (CNPJ, por su sigla en portugués), el cual debe constar en las autorizaciones de la ANEEL para los proyectos presentados por el productor en la Licitación Pública;
2. Certificado Negativo de Débito (CND), expedido por el Instituto Nacional de Seguridad Social (INSS);
3. Certificado de regularidad de situación (CRS) frente al FGTS (Fondo de Garantía por Tiempo de Servicio), emitido por la Caja Económica Federal;
4. Comprobante de que la empresa mantiene una situación regularizada en cuanto a la entrega de la Lista Anual de Informaciones Sociales (RAIS, por su sigla en portugués) (art. 362, § 1º, de la CLT; Decreto nº 76.900, del 23 de diciembre de 1975);
5. Comprobante de regularidad fiscal a nivel nacional, provincial y municipal del domicilio o sede del productor, u otra equivalente, en los términos de la Ley;
6. Comprobante de inscripción en el registro del contribuyente provincial o municipal, según corresponda, de la sede de la empresa, relativo a su actividad;
7. Certificados de todos los "Distribuidores Judiciales" (funcionario encargado de distribuir los juicios y documentos forenses entre los jueces y escribanos), Provinciales y Federales (inclusive de los procesos laborales) de la Jurisdicción correspondiente al domicilio de la empresa, de los últimos

20 años (si el certificado es positivo, podrán solicitarse aclaraciones, mediante la presentación de certificados expedidos por las secretarías judiciales donde los casos estén siendo procesados);

8. Certificados de todos los "Distribuidores Judiciales" de los reclamos de títulos o, en su ausencia, de todos las Secretarías Judiciales de Reclamos de Títulos de la Jurisdicción correspondiente al domicilio de la empresa, de los últimos cinco años (si el certificado es positivo, podrá solicitarse la presentación de certificados de los juzgados competentes, relativos a las notas constantes en los certificados de los "Distribuidores Judiciales");

9. Lista de los Secretarías Judiciales de la Jurisdicción mencionadas en los dos ítems precedentes, emitida por el organismo competente.

### **Habilitación económico-financiera**

1. Certificación Negativa de Quiebra o Concursos Preventivos expedida por el Juzgado de la sede de la persona jurídica, o de ejecución patrimonial, expedida en el domicilio de la persona física.

### **Habilitación técnica**

1. Anotación de Responsabilidad Técnica (ART), emitida por el Consejo Regional de Ingeniería, Arquitectura y Agronomía (CREA), referida al proyecto de la central de generación;

2. Cronograma físico actualizado que indique las etapas a ser implementadas a partir de la firma del CCVE con Eletrobras para la implementación de la central generadora, y contenga principalmente el marco indicativo del inicio de la operación comercial previsto en el acápite "a" del inciso I de la Ley nº 10.438, de 2002;

3. Acto Autorizante emitido por la ANEEL, que habilita al emprendedor - inclusive a aquel cuyo proyecto tenga una potencia inferior a 5 MW - a actuar como Productor Independiente de Energía Eléctrica;

4. Presentación de los requisitos técnicos que servirán de base para la emisión del respectivo Acto Autorizante de la ANEEL;

5. Presentación de los parámetros asociados al cálculo de energía de referencia de la central. En caso de que la especificación de los equipos a ser utilizados y los datos del proyecto sufran modificaciones, el emprendedor deberá actualizar, ante la ANEEL y Eletrobras, los parámetros de cálculo de energía de referencia, 30 días antes del inicio de las obras.

6. Título de propiedad del terreno en el que la central generadora será implantada, o comprobante del derecho a disponer libremente del terreno por un periodo no inferior a 20 años, con copia del comprobante del Registro de la Propiedad Inmueble;

7. Contrato de compromiso que garantice que el índice de nacionalización de la instalación – considerando los equipos y los servicios – será, como mínimo, del 60% en valor, verificado durante la construcción y después de la entrada en funcionamiento a través de una inspección de la ANEEL. Para este cálculo se adoptará el modelo de FINAME (Agencia Especial de Financiamiento Industrial) para los equipos, de acuerdo con el documento titulado "Criterios e Instrucciones para el Cálculo de Índices de Nacionalización";

8. Presentación de la estructura presupuestaria del emprendimiento, predefinida por Eletrobras, hasta diciembre de 2003;

9. Contrato de compromiso que garantice la entrega a Eletrobras, 30 días antes de la fecha de inicio de las obras, de la estructura presupuestaria del emprendimiento, predefinida por Eletrobras, actualizada a la fecha. En este documento deberá constar, además de informaciones cuantitativas y de costos (de equipos, productos, servicios y otros), el grado de nacionalización de cada ítem, información que será utilizada por la ANEEL en el proceso de inspección;

10. Licencia Ambiental de Instalación (LI) en plena vigencia, emitida por el organismo provincial competente, integrante del Sistema Nacional de Medio Ambiente (SISNAMA) o, en su defecto, por el Instituto Brasileño de Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables (IBAMA), oficialmente publicada y, si existieran, todos los anexos que, aunque no estén transcritos en el documento de Licencia Ambiental de Instalación, sean parte integrante de éste. En caso de renovación, también deberán presentarse las Licencias precedentes a la que esté en vigencia. Se considerarán las Licencias de Instalación obtenidas hasta la fecha de entrega de la documentación de habilitación fijada en el acto de Licitación Pública;

11. Presentación del mapa georeferenciado con la ubicación del terreno en el que será construido el emprendimiento;

12. Certificación de la consistencia de las mediciones anemométricas realizadas en el lugar de implementación de la central eólica, con anemómetro calibrado en un intervalo de un año completo, como mínimo. Esa certificación deberá ser emitida por institución o empresa independiente, especializada en el sector de energía eólica y con reconocimiento nacional o internacional, la cual deberá cumplir de forma comprobada las normas de la IEA (International Energy Agency). En esta certificación también deberá constar la estimación de la cantidad de energía generada por la central en un periodo completo mínimo de 8.760 horas;

13. Contrato de compromiso que garantice la entrega de la certificación de la(s) turbina(s) eólica(s) a Eletrobras emitida por institución acreditada de acuerdo con la EN 45011, 30 días antes del inicio de las obras;

14. Declaración del emprendedor informando la potencia mínima aceptable en caso de ajuste de la oferta para cumplir con las metas y los límites de potencia previstos en la selección de los emprendimientos, de acuerdo con el inciso IV del art. 10 del Decreto nº 5.025, de 2004;

15. Evaluación preliminar de acceso emitida por el ONS o las concesionarias/licenciatarias de distribución, con participación de las empresas de transmisión, para analizar la factibilidad de conexión individual de la central eólica al sistema de transmisión/distribución.

La falta de cumplimiento en la entrega de cualquiera de los documentos requeridos en esta Guía en el plazo determinado por la Licitación Pública provocará la exclusión del proceso de habilitación del Proinfa.

La recepción de esta documentación, por parte de Eletrobras, no establece un vínculo obligatorio entre el emprendedor y esta Empresa, y sólo significa que el emprendimiento será analizado en términos de habilitación para su posible selección, como se describe en esta guía. Eletrobras también podrá solicitar la presentación de documentación suplementaria para la firma del CCVE.

La habilitación, selección y celebración del Contrato de Compra y Venta de Energía (CCVE) en el ámbito del Proinfa no acreditan al emprendedor como prestatario frente al Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social (BNDES), u otro agente de fomento, a fines de concesión de crédito.

## **Subastas de energía eléctrica**

Como ya se mencionó, las subastas son la principal forma de contratación de energía eléctrica actualmente aplicada en el Brasil. Por medio de este mecanismo, las concesionarias, licenciatarias y autorizadas para el servicio público de distribución de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) garantizan el suministro a la totalidad de su mercado en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR).

Las características generales de contratación a través de este mecanismo son, entre otras:

- Las subastas de energía eléctrica son realizadas por la CCEE, por delegación de la ANEEL.

- Se aplica el criterio de la menor tarifa para decidir quién ganará el concurso, con el objetivo de que la contratación de energía sea eficiente.

Generalmente, pueden participar de la Subasta en carácter de vendedoras:

- Empresas cuyo(s) emprendimiento(s), sin concesión o con concesión, esté(n) registrado(s) y habilitado(s) técnicamente por la Empresa de Investigación Energética (EPE, por su sigla en portugués).
- Empresas y autarquías que ya operan como Concesionarios de generación de energía eléctrica, en forma individual o reunida en consorcio.
- Empresas nacionales, extranjeras o Fondos de Inversión en Participaciones (FIP), en forma individual o reunidas en consorcio.
- Sociedades de Propósito Específico (SPE) constituidas por controlantes, directas, indirectas o vinculadas a Distribuidoras de energía eléctrica que se desempeñen en el SIN.

La ANEEL impulsa, directa o indirectamente, licitaciones en forma de subasta, para la contratación de energía eléctrica por parte de los agentes de distribución del SIN, cumpliendo las normativas fijadas por el Ministerio de Minas y Energía, que contemplarán las cantidades de energía a ser licitadas por modalidad contractual:

- Los años "A-5" y "A-3", para energía eléctrica proveniente de un nuevo emprendimiento de generación;
- El año "A" y "A-1", para energía eléctrica proveniente de emprendimiento de generación existente;
- Entre los años "A-1" y "A-5", para energía eléctrica proveniente de las subastas de compra exclusiva de fuentes alternativas.

El Ministerio de Minas y Energía determina el precio máximo de adquisición en las subastas de energía proveniente de emprendimientos existentes.

Los pliegos de las licitaciones son confeccionados por la ANEEL, y cumplen con las normas generales de licitaciones y concesiones y con las directivas del Ministerio de Minas y Energía; estos pliegos contendrán, según corresponda, lo siguiente:

I - objeto, metas, plazos y minutas de los contratos de concesión;

II - objeto, plazos y minutas de los contratos de compra y venta de energía eléctrica, incluidas la modalidad contractual adoptada y las garantías financieras que prestarán los agentes de distribución;

III - porcentaje mínimo de energía hidroeléctrica que se destinará al mercado regulado;

IV - plazos, lugares y horarios en los que se brindarán los datos, estudios y proyectos a los interesados, necesarios para la elaboración de los presupuestos y la presentación de las propuestas, entre ellos:

a) estudios de factibilidad técnica;

b) Estudios de Impacto Ambiental (EIA) e Informes de Impacto Ambiental (RIMA, por su sigla en portugués); y

c) licencias ambientales previas;

V - criterios para la evaluación de la capacidad técnica, idoneidad financiera y regularidad jurídica y fiscal de los licitantes;

VI - normas relativas a la sistemática de las subastas;

VII - índices, fórmulas y parámetros que serán utilizados en la evaluación de las propuestas, observado el criterio de menor tarifa;

VIII - plazos, lugares, horarios y formas de recepción de las propuestas, evaluación de la licitación y firma de los contratos;

IX - monto anual del pago por el Uso de Bien Público (UBP), a ser establecido por el poder concedente;

X - monto del costo marginal de referencia, calculado por la EPE y aprobado por el Ministerio de Minas y Energía;

XI - criterios de reajuste o revisión de tarifas, en observancia al Ministerio de Hacienda;

XII - expresa mención del responsable del gravamen de las desapropiaciones necesarias para la ejecución del servicio o de la obra pública, o para la institución de la servidumbre administrativa;

XIII - condiciones de liderazgo del responsable, en caso de permitirse la participación de consorcios; y

XIV - en los casos de concesión de servicios públicos o de uso de bien público, precedidos o no de la ejecución de obra pública, se establecerán las garantías exigidas para esa parte específica del contrato, adecuadas a cada caso y limitadas al valor de la obra.

Para los aprovechamientos hidroeléctricos en los que una eventual parte de la energía asegurada pueda comercializarse en el ACL o utilizarse para consumo propio, el pliego de licitación de energía eléctrica proveniente de nuevos emprendimientos deberá prever que parte de los ingresos se destinen a favorecer la menor tarifaria posible, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$V = a \times EA \cdot (P_{\text{marginal}} - P_{\text{ofertada}})$$

En la que:

V: es el valor a ser calculado para favorecer la menor tarifaria posible;

X: es la fracción de energía asegurada de la planta destinada al consumo propio y a la venta en el ACL;

EA: es la energía asegurada de la planta en MWh/año;

$P_{\text{marginal}}$ : es el menor valor entre el costo marginal de referencia previsto en el pliego y el costo marginal resultante de la licitación;

$P_{\text{ofertada}}$ : es el valor ofertado para la energía destinada al ACR; y

A: es un factor de atenuación variable establecido en función de los precios o cantidades de energía destinada al consumo propio, al ACR y a la venta en el ACL, cuya forma de cálculo será definida en el pliego.

El valor obtenido por medio de la aplicación de esta fórmula será deducido del monto que los agentes de distribución pagarán al agente vendedor, proporcionalmente a la cantidad de energía objeto de cada Contrato de Comercialización de Energía en el Ambiente Regulado (CCEAR).

El costo marginal de referencia, expresado en Reales por MWh, se establecerá como el valor de la estimación más alta del costo de generación de los emprendimientos que serán licitados, considerados necesarios y suficientes para cubrir la demanda conjunta en el ACR y el ACL.

En el caso en que sólo un emprendimiento participe en la licitación, deberá aplicarse la siguiente fórmula, manteniendo los demás parámetros y conceptos anteriormente mencionados:

$$V = a \times EA \cdot P_{\text{ofertada}}$$

En las subastas de energía proveniente de nuevos emprendimientos de generación, en caso de que participen emprendimientos que ya posean concesiones resultantes de licitación en las que se haya observado el criterio del pago máximo por el UBP, la oferta de energía será tratada de la siguiente manera:

I - competirá en las mismas condiciones que las ofertas de los demás participantes del concurso, inclusive en cuanto al valor de referencia del UBP relativo al emprendimiento licitado, definido por el poder concedente; y

II - la diferencia entre el UBP efectivamente pago, producto de la licitación original a través de la cual se obtuvo la concesión o autorización de los emprendimientos antes mencionados, y el UBP de referencia deberá incorporarse a las ganancias del generador en los CCEAR.

El monto mencionado en el ítem II, sumado a la oferta ganadora del emprendimiento licitado, no podrá superar el costo marginal resultante del proceso de licitación.

El costo marginal resultante del proceso de licitación corresponderá al valor más alto de la energía eléctrica, expresado en Reales por MWh, entre las propuestas ganadoras del concurso.

A partir de 2009, en las subastas de energía proveniente de emprendimientos existentes, cada agente de distribución puede contratar energía eléctrica correspondiente a su monto de reposición.

Se entiende por monto de reposición la cantidad de energía eléctrica procedente:

- Del vencimiento de contratos de compra de energía eléctrica de los agentes de distribución el año "A-1"; y
- De la reducción de la cantidad contratada por los agentes de distribución el año "A" con relación al año "A-1".
- En caso de que haya oferta en las subastas, el agente de distribución podrá contratar:
- Hasta la mitad del porcentaje de la carga del agente de distribución comprador, verificada el año "A-1", superior al monto de reposición, a exclusivo criterio del agente de distribución.
- La compra frustrada en subastas y la exposición contractual involuntaria (definida en la legislación, Decreto 7.317/2010), siempre y cuando cuente con el reconocimiento de la ANEEL.
- La cantidad necesaria para cubrir la opción de los consumidores anteriormente enmarcados como libres (consumidores o conjunto de consumidores reunidos por comunión de intereses de hecho o de derecho, cuya carga sea superior o igual a 500 kW) de volver al mercado regulado del agente de distribución; y
- La cantidad necesaria para cubrir los requerimientos de abastecimiento de los agentes de distribución según lo dispuesto en la legislación (Decreto 5163/2004, art. 16, inciso III y § 1º).

En caso de que la cantidad de energía ofertada en las subastas sea inferior a los requerimientos declarados por los agentes de distribución para la respectiva subasta, se priorizará la contratación de hasta el cien por ciento de la cantidad de reposición anteriormente referida.

Una vez cumplida esa prioridad, el excedente de energía será prorrateado proporcionalmente entre los agentes de distribución de acuerdo con los requerimientos declarados, en cumplimiento de la legislación (Decreto 7.317/2010).

La ANEEL impulsará, de manera directa o indirecta, subastas específicas para las contrataciones de ajuste de los agentes de distribución, con un plazo de abastecimiento de hasta dos años, con el objetivo de permitir la complementación, por parte de los referidos agentes, de la cantidad de energía eléctrica requerida para cumplir con la totalidad de sus cargas.

### Anexo 3

## Riesgos que pueden afectar el sistema de generación de energía considerando las fuentes de energía renovables

De manera general, la falta de entrega de la energía que las centrales generadoras contratan de fuentes renovables puede aumentar el riesgo de déficit como consecuencia del equilibrio de la oferta y la demanda del sistema eléctrico brasileño en un momento determinado. Para analizar los demás riesgos que pueden afectar al sistema de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, consideraremos al Proinfa y al sistema de subastas.

En el ámbito del Proinfa, la eficacia del contrato de compra de energía eléctrica está condicionada a la conclusión, por parte del productor de energía eléctrica, del proceso de acceso a la red y de conexión y uso de los sistemas de transmisión y distribución.

En caso de que el emprendedor no presente ante Eletrobras el Dictamen de Acceso Conclusivo, o de que el acceso a los sistemas de transmisión o distribución sea imposible llegada la fecha de funcionamiento prevista, el contrato será rescindido y el emprendimiento se excluirá del Proinfa. De esta forma, si se produjera dicha exclusión, la capacidad originalmente contratada a ese emprendimiento será inmediatamente contratada entre los emprendimientos previamente habilitados, en cumplimiento de los criterios de selección establecidos en la legislación.

Además, para los emprendimientos del Proinfa, es incumbencia de la ANEEL:

- Durante la vigencia de los contratos, controlar el cumplimiento de los criterios de calificación de los Productores independientes autónomos y de los no autónomos.
- Ejercer el control técnico de las obras relativas a los emprendimientos participantes del Proinfa, así como el cumplimiento del índice mínimo de nacionalización de los equipos y servicios del emprendimiento exigido por la legislación.
- También es responsabilidad de la ANEEL regular los procedimientos que garanticen la conexión de las centrales generadoras participantes del Proinfa, para lo cual debe observar:
  - Que, en caso de que exista más de una central generadora con acceso a un mismo punto de conexión, la que posea la LI más antigua y, si hubiera coincidencia en las fechas de las LI, aquella que cuente con un cronograma de implementación más corto, tendrá precedencia sobre las demás.
  - Que la forma de conexión a la red prevista en la autorización podrá ser modificada con posterioridad al contrato celebrado con Eletrobras, y que las centrales generadoras pueden estar integradas de manera compartida; y
  - Que el despacho de potencia total contratada podrá depender temporariamente de adecuaciones en las redes de transmisión y distribución definidas en los Dictámenes de Acceso Conclusivos.

Respetadas las condiciones de seguridad operativa, de acuerdo con las determinaciones contenidas en los Procedimientos de Red, las centrales generadoras integrantes del Proinfa son consideradas como generación de base y tienen prioridad en el despacho del ONS. En este caso, las centrales generadoras se encuentran enmarcadas en la modalidad de despacho centralizado en el ONS, siempre y cuando cumplan con los respectivos requisitos establecidos en los Procedimientos de Red.

Eletrobras es el agente representante en la CCEE de las centrales generadoras que hayan celebrado contratos en el ámbito del Proinfa.

En el caso de las Subastas destinadas a fuentes de energía renovable, la primera subasta realizada en el Brasil el 18 de junio de 2007 contempló las siguientes características.

Generación de energía eléctrica mediante la operación de Central(es) Termoeléctrica(s) UTE o Central(es) Generadora(s) Eólica(s) EOL, en la modalidad disponibilidad.

Riesgos del vendedor de energía: los gastos vinculados a riesgos, obligaciones y responsabilidades, impuestos, tarifas y cargos de conexión, uso de los sistemas de transmisión y distribución, y los relativos a pérdidas eléctricas adeudadas y/o verificadas entre la(s) central(es) y el centro de gravedad del/los submercado(s) en el/los que la(s) central(es) esté(n) ubicada(s) son de total responsabilidad del vendedor (UTE o EOL).

La falta de disponibilidad de la(s) central(es) por cantidades superiores a las de referencia utilizadas en el cálculo de la garantía física de la(s) centrales someterá al vendedor a las multas establecidas en la legislación. El vendedor será el único responsable del incumplimiento de la fecha de inicio del suministro, de eventuales faltas de disponibilidad de la(s) central(es) o de sus unidades generadoras, así como de la eventual reducción de la garantía física de la(s) central(es), en los términos de la legislación aplicable.

Riesgos del comprador de energía: los gastos vinculados a riesgos, obligaciones, responsabilidades, impuestos, tarifas y cargos de conexión, uso de los sistemas de transmisión y distribución, y los relativos a pérdidas incidentes y/o verificadas entre el centro de gravedad del/los submercado(s) en el/los que la(s) central(es) esté(n) ubicada(s) y el destino final de la(s) energía(s) contratada(s) son de total responsabilidad del comprador.

Para cumplir con el período de suministro y las demás cláusulas del contrato, el vendedor, si no hubiera impedimento para el cumplimiento del presente contrato, estará obligado a celebrar contratos bilaterales de compra de energía, en la modalidad de cantidad de energía eléctrica, como también con relación a los riesgos de diferencias de precios entre submercados, en caso de que el inicio de la operación comercial se retrase, en los términos de la legislación aplicable, y se establece que eventuales reducciones en los costos derivadas de las contrataciones indicadas serán transferidas al comprador y, en consecuencia, al consumidor final.

Generación de energía eléctrica mediante operación de Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH) en la modalidad cantidad de energía con potencia asociada.

Riesgos del vendedor de energía: los gastos vinculados a riesgos, obligaciones y responsabilidades, impuestos, tarifas y cargos de conexión, uso de los sistemas de transmisión y distribución, y los relativos a pérdidas eléctricas adeudadas y/o verificadas entre la(s) central(es) y el centro de gravedad del/los submercado(s) en el/los que la(s) central(es) esté(n) ubicada(s) son de total responsabilidad del vendedor (PCH).

Para cumplir con el período de suministro, el vendedor, si no hubiera impedimento para el cumplimiento del presente contrato, estará obligado a celebrar contratos bilaterales de compra de energía, bajo su exclusiva responsabilidad, inclusive con relación a los riesgos de diferencias de precios entre submercados, en caso de que el inicio de la operación comercial se retrase y/o de que se produzcan eventuales faltas de disponibilidad de la(s) central(es) o de las usinas generadoras integrantes de su garantía física, en los términos de la legislación aplicable, y se establece que eventuales reducciones en los costos derivadas de las contrataciones indicadas serán transferidas al comprador y, en consecuencia, al consumidor final.

Riesgos del comprador de energía: los gastos vinculados a riesgos, obligaciones, responsabilidades, impuestos, tarifas y cargos de conexión, uso de los sistemas de transmisión y distribución, y los relativos a pérdidas incidentes y/o verificadas entre el centro de gravedad del/los submercado(s) en el/los que la(s) central(es) esté(n) ubicada(s) y el destino final de la(s) energía(s) contratada(s) son de total responsabilidad del comprador.

## **Anexo 4**

### **Incentivos y beneficios otorgados a fabricantes de bienes de capital nacionales como consecuencia de los programas de incentivo a la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables**

La generación total de las plantas eólicas operativas en el Brasil durante octubre de 2014, de 2.062 MW promedio, correspondió a un factor de capacidad promedio del 49%. Este número, de casi 50%, se acerca al record registrado por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) en agosto, y se ubica un punto porcentual por encima del índice de septiembre.

El desempeño de las centrales durante ese trimestre adquiere relevancia, especialmente si se lo compara con la productividad promedio verificada en 2013 en los países con mayor capacidad eólica instalada, tales como China (23,7%), Estados Unidos (32,1%), Alemania (18,5%) y España (26,9%).

Estos datos constan en el Boletín de las Centrales Eólicas, divulgado mensualmente por la CCEE. En octubre de ese mismo año, la generación también fue la más alta entre las registradas durante el periodo en análisis, 108,5% superior a los valores verificados en octubre de 2013.

De acuerdo con el boletín, la generación total en 2014 es hasta el momento 77,8% más alta que la observada entre enero y octubre de 2013. El boletín también señala que el mes de octubre cerró con 168 plantas eólicas en operación comercial en el Brasil, lo que representa una capacidad instalada total de 4.205 MW.

La mayor parte de esos parques, o 2.466 MW en potencia, existe a partir de las subastas para el mercado regulado, mientras que 775 MW en proyectos comercializan la producción en el mercado libre de energía eléctrica y otros 965 MW fueron contratados en el ámbito del Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (Proinfa), iniciativa del gobierno federal lanzada en 2002. En octubre, la CCEE registró el inicio de la operación comercial de 12 plantas eólicas, o 335 MW en potencia; el total de ese año llegó a los 2.024 MW, lo que representa un avance del 92,8% en esos diez meses.

Ese crecimiento se debió especialmente a la incorporación de plantas a la 2ª Subasta de Energía de Reserva y de centrales con entrega en el mercado libre de energía, además de al aumento de capacidad de la operación comercial de centrales existentes y nuevas en la 2ª Subasta de Fuentes Alternativas y en la 12ª Subasta de Energía Nueva. La CCEE también señala que el aumento de la capacidad en ese período se concentró principalmente en el submercado Nordeste, que presentó un crecimiento del 129%, habiendo comenzado con 1.451 MW en diciembre de 2013 y llegando a 3.322 MW en octubre de 2014, con 132 plantas en funcionamiento.

La cantidad representa el 79% de la capacidad total de plantas eólicas del Brasil. En el submercado Sur se registró una capacidad de 856 MW, equivalente al 20,3% del total, en un universo de 35 plantas. Este número representa un crecimiento del 21,8% con relación a diciembre de 2013. Por su lado, el submercado Sudeste presentó una sola planta, con capacidad de 28 MW.

Como ya se comentó, la contratación de energía en el ámbito del Proinfa se realizó a través de contratos de 20 años con la empresa Eletrobras, con precio definido por el Poder Ejecutivo y corregido por el IPCA, asociado a un programa de Financiamiento del BNDES, con la obligatoriedad de contar con un índice de nacionalización, según se reproduce a continuación:

"Se admitirá la participación directa de fabricantes de equipos de generación, su controlada, vinculada o controladora, en la constitución del Productor Independiente Autónomo, siempre que el índice de nacionalización de los equipos y servicios sea, en la primera etapa, de un mínimo del sesenta por ciento en valor y, en la segunda etapa, de un mínimo del noventa por ciento en valor."

"Sólo podrán participar en la Licitación Pública aquellos Productores que comprueben un grado de nacionalización de los equipos y servicios de, como mínimo, el sesenta por ciento en la primera etapa y del noventa por ciento en la segunda etapa, en cada emprendimiento."

Haciendo un balance del programa, es posible notar que, a lo largo de la implementación de la primera etapa, fueron surgiendo dificultades prácticas que comprometieron el desarrollo de algunos proyectos y retrasaron el inicio de las operaciones.

Entre ellas, se destaca un factor preponderante, que fue posterior objeto de intervención del gobierno: la insuficiente capacidad de la industria nacional para satisfacer la demanda de aerogeneradores. Debido a esas primeras experiencias, los plazos previstos en el programa se modificaron por medio de la Ley 12.431, de junio de 2011, que prorrogó la fecha de inicio de operaciones de los emprendimientos del Proinfa hasta el 30/12/2011.

Los congestionamientos provocados por la insuficiencia de los equipos también fueron objeto de políticas, cuando el Gobierno Federal, por medio del Ministerio de Hacienda, implementó modificaciones en el criterio de habilitación de los proyectos en las subastas competitivas de 2009. A partir de entonces, la potencia de las máquinas importadas se redujo de 2 MW a 1,5 MW, y también se produjo la reducción del Impuesto a la Importación al 14% y, posteriormente, al 0%. La gran mayoría de los equipos y máquinas utilizada en la producción de energía eléctrica eólica y solar tienen alícuota cero en el impuesto a los productos industrializados (IPI) y el impuesto provincial (ICMS).

Tales factores fueron decisivos para satisfacer la demanda del mercado en cuanto a bienes de capital, lo que impulsó la competencia en la cadena productiva de la industria, y resultó en una fuerte inversión en la industria nacional.

La introducción del Proinfa logró que la industria segmentada se tomara atractiva en el Brasil, y posibilitó una mejor comprensión técnica de las plantas, del modo de producción y del dominio de la tecnología.

Con la regla de financiamiento de contenidos nacionales, sumada a un estructurado modelo de financiamientos y políticas regionales, esta política permitió que, a mediano plazo, la industria local alcanzara precios competitivos. Tal resultado, de acuerdo con lo que se presentó, posibilitó que el país alcanzara un nivel sin igual de contratación de energías renovables no convencionales, como la eólica, a precios competitivos en las subastas. Como resultado de la acertada política de implementación del Proinfa, el Brasil cuenta hoy con diez fábricas de torres y componentes mecánicos, nueve fábricas de aerogeneradores (en operación) y tres fábricas de palas.

DOCUMENTOS  
DE PROYECTO

DOCUMENTOS  
DE PROYECTO



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)  
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)  
[www.cepal.org](http://www.cepal.org)