



Universidad de Buenos Aires  
Facultad de Economía  
Escuela de Posgrado

**ANÁLISIS DE LAS POLÍTICAS DE  
INCENTIVO A LA ENERGÍA EÓLICA  
Y CON ÉNFASIS EN LOS IMPACTOS  
DEL PROINFA EN BRASIL**

**Sebastian Schlossarek**

Tesis para optar al grado de  
Magíster en Ciencias Económicas

Profesor Supervisor:  
**Dr. Neilton Fidelis da Silva**

Buenos Aires, Diciembre 2008

© 2008, Sebastian Schlossarek

## DEDICACIÓN

A mi querida esposa Ana, a mi madre  
y al Evangelische Studienwerk -  
Villigst e.V. que confiaron en mi y me  
apoyaron en todo momento de este  
desafío.

A Dr. Neilton Fidelis da Silva por  
haber aceptado espontáneamente la  
orientación académica de mi tesis.

## AGRADECIMIENTOS

Primero quiero agradecer al Pueblo alemán que a través de la beca otorgada por el Evangelisches Studienwerk – Villigst e. V. en la ciudad de Schwerte, me ha permitido abrir mi mente, estudiar y descubrir nuevos horizontes. La confianza que tuvo Villigst en mi capacidad me ha dado mucha fuerza! De este honor se deduce la gran responsabilidad como multiplicador democrático, de no me olvidar de las personas desfavorecidas que encuentro en mi camino.

Me gustaría agradecer también al profesor Dr. Neilton Fidelis da Silva, por todos los comentarios realizados como a Anamelia Medeiros Santos que viabilizó el primer contacto con mi orientador. Un gran agradecimiento merecen los dos grandes amigos, Diego Fernando Alonso y Irene Santillan, que me han enseñado el español y con muchísima paciencia corregido los errores gramaticales de mis trabajos durante toda la maestría.

Un especial agradecimiento quiero dedicarles a Ana, a mi madre, a mi abuela Gertrud y a Michi por haber estado emocionalmente siempre a mi lado y por todo el apoyo incondicional dado durante todo el proceso de realización de este trabajo.

## Tabla de ilustraciones

Ilustración 1: GEI en 2000 según las actividades antropogénicas que contribuyen al calentamiento global.....	9
Ilustración 2: Evolución de la oferta interna de energía primaria en Brasil .....	14
Ilustración 3: Oferta interna de energía primaria en Brasil .....	14
Ilustración 4: Matriz de la Oferta de Energía Primaria en Brasil/ Mundo .....	15
Ilustración 5: Relación entre las variables .....	23
Ilustración 6: Estructura de la oferta interna de energía en Brasil 2005 .....	25
Ilustración 7: Intereses de actores principales en el proceso de acondicionamiento de instrumentos promocionales a las energías renovables .....	28
Ilustración 8: Turbina de eje horizontal    Ilustración 9: Turbina de eje vertical.....	34
Ilustración 10: Aerogenerador de eje horizontal.....	35
Ilustración 11: Incremento de la potencia de turbinas comerciales .....	35
Ilustración 12: Incremento de la altura de turbinas comerciales.....	36
Ilustración 13: Transporte de fundamentos para turbinas eólicas en el mar.....	39
Ilustración 14: Expansión prevista de energía eólica <i>off-shore</i> para Alemania.....	39
Ilustración 15: Evolución del potencial <i>offshore</i> en la UE 1998-2007 .....	40
Ilustración 16: Aprovechamiento total de energía eólica <i>offshore</i> a fines del año 2007.....	40
Ilustración 17: Desarrollo de costos de inversión (generalizado al caso de Dinamarca) para el período de 1989 a 2001 .....	51
Ilustración 18: Costos de inversión total (incluyendo turbina, fundamento, conexión a la red, etc.) para diferentes tamaños de turbinas y países de instalación (€/kW).....	52
Ilustración 19: Esquema económico ejemplar de un parque eólica de 50MW.....	53
Ilustración 20: Los 10 países con más capacidad instalada en 2007.....	69
Ilustración 21: Desarrollo de la remuneración promedia de <i>feed-in-tariff</i> para un emplazamiento de referencia en valores euro 2006 (ajustado a la inflación).....	73
Ilustración 22: Generación de empleo (bruto) debido a la fabricación y instalación de equipamientos eólicas en Alemania (incluye escenarios de exportación)...	76
Ilustración 23: Potencia instalada bruta en MW del sistema eléctrico central argentino.....	99
Ilustración 24: Consumo final energético por sector en Uruguay a fines de 2005 .....	102
Ilustración 25: Consumo final energético de Uruguay por fuente .....	102

Ilustración 26: Capacidad y consumo de electricidad entre 1980 – 2000 .....	117
Ilustración 27: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro .....	130
Ilustración 28: Energía eólica y generación hidroeléctrica del subsistema hidráulico de la región sur .....	142
Ilustración 29: Energía eólica y generación hidroeléctrica del subsistema hidráulico de la región noreste.....	142

## Tablas

Tabla 1: Capacidad de generación eléctrica en Brasil.....	13
Tabla 2: Datos de algunas instalaciones de potencia arriba de un MW.....	31
Tabla 3: Estructura de costo para una turbina eólica promedio (850–1.500kW).....	50
Tabla 4: Economías de aprendizaje dentro de la LER.....	73
Tabla 5: Reducción de CO <sub>2</sub> .....	74
Tabla 6: Valor agregado generado en la industria y servicios eólicos en Alemania en comparación al mundo.....	75
Tabla 7: Países anfitriones de proyectos IC KERUs.....	85
Tabla 8: Mercado de carbono internacional: volúmenes y valores 2006 – 2007.....	89
Tabla 9: Países, Estados Federales y/o Provincias que han adoptado el modelo de feed-in-tariffs.....	94
Tabla 10: Panorama sobre los proyectos eólicos realizados en Brasil.....	126
Tabla 11: Estaciones de medición involucradas a la elaboración del APEB.....	129
Tabla 12: Potencial eólico para la generación de electricidad en Brasil.....	131
Tabla 13: Panorama histórico sobre las llamadas públicas para el PROINFA.....	134
Tabla 14: Panorama sobre los proyectos contratados por regiones.....	135
Tabla 15: Valores económicos del PROINFA 1 para la fuente eólica (base: marzo de 2004).....	135
Tabla 16: Definición del valor de venta de electricidad para Electrobrás.....	136
Tabla 17: Expansión prevista de la capacidad termoeléctrica entre 2011 y 2030.....	138
Tabla 18: Potencial eólico de acuerdo a costos nivelados.....	143
Tabla 19: Parámetros económicos para proyectos eólicos en Brasil.....	144
Tabla 20: Potencial eólico alcanzable (valores acumulativos).....	144
Tabla 21: Valores de energía generada a partir de fuentes no-renovables.....	145
Tabla 22: Valores adicionales para la sustitución total de nuevos emprendimientos térmicos por eólicos.....	145

## Tabla de contenido

Tabla de ilustraciones .....	1
Tablas.....	3
Prólogo.....	6
1.    Introducción.....	7
1.1.  Relevancia del tema frente al contexto actual .....	8
1.2.  Planteo temático, objetivos y estructuración del trabajo.....	16
1.3.  Enfoque del análisis .....	18
1.3.1. Evaluación del estado de la ciencia .....	18
1.3.2. Marco analítico de referencia .....	21
1.3.2.1. Condiciones previas .....	23
1.3.2.2. Estructura del problema .....	24
1.3.2.3. Actores relevantes.....	26
2.    Panorama general acerca de la evolución del aprovechamiento eólico .....	28
2.1.  Antecedentes históricos.....	28
2.2.  Estado del desarrollo tecnológico y tendencias .....	32
2.2.1. Evolución de los generadores y aumento de potencia de las turbinas .....	33
2.2.2. Impactos sobre el medio ambiente y medidas preventivas .....	40
2.2.3. Particularidades de la Energía Eólica para su integración a la matriz energética .	45
2.2.4. Aspectos económicos de generación eléctrica a partir de la fuente eólica .....	49
3.    Instrumentos existentes para promocionar el aporte de las energías renovables en la matriz energética .....	54
3.1.  Idea general sobre los instrumentos.....	55
3.1.1. El modelo de cuotas .....	57
3.1.2. Modelo de licitación .....	60
3.1.3. Impuestos a la emisión.....	63
3.1.4. Modelo de Feed-in-tariff .....	65
3.1.5. Herramientas establecidas por el protocolo de Kyoto .....	76
3.1.5.1. Mecanismos para un Desarrollo Limpio (MDL).....	79
3.1.5.2. Implementación Conjunta (IC)/ Joint Implementation (JI).....	82
3.1.5.3. Comercio Internacional de Emisiones/ International Emission Trading.....	86
3.2.  Observaciones finales sobre los instrumentos presentados.....	91
4.    Implementación del PROINFA como instrumento para promover la energía eólica en Brasil .....	95
4.1.  La integración energética del MERCOSUR y la promoción de la energía	

	eólica .....	96
4.1.1.	Panorama sobre las existentes políticas nacionales de promoción a la fuente eólica en el MERCOSUR.....	98
4.1.1.1.	Argentina .....	98
4.1.1.2.	Uruguay.....	101
4.1.1.3.	Chile.....	104
4.1.2.	Panorama sobre la situación de las fuentes renovables en el marco de las iniciativas energéticas integracionistas dentro del MERCOSUR.....	107
4.2.	Condiciones económico-técnicas del sector energético – El caso de Brasil .....	111
4.2.1.	Formación histórica del sistema eléctrico .....	111
4.2.2.	La base hídrica: determinante para la estructura de la matriz eléctrica brasileña.....	121
4.3.	Análisis del PROINFA.....	123
4.3.1.	Situación de la energía eólica antes del PROINFA .....	124
4.3.2.	Potencial de la energía eólica aprovechable en Brasil y aspectos económicos..	127
4.3.3.	El PROINFA y los impactos producidos .....	132
4.3.4.	El programa después de cinco años: barreras y perspectivas .....	138
4.3.4.1.	Barreras .....	138
4.3.4.2.	Perspectivas .....	141
5.	Conclusiones finales .....	148
6.	Referencia bibliográfica .....	153

## Prólogo

Las reformas organizacionales en las industrias energéticas que se celebran a lo largo de las últimas décadas en América Latina, fueron provocadas por cambios en las condiciones que operan estas industrias. Ocurrieron cambios tecnológicos importantes, la matriz de costos se modificó y las disponibilidades de recursos financieros son más escasas. Después de los choques de precios del petróleo de la década de 1970 y 1980, en los países industrializados ocurrió una disminución de la intensidad energética, debido a una progresiva saturación del consumo. A su vez, los países en desarrollo se enfrentaron con una fuerte necesidad de aumentar las capacidades instaladas tanto de generación de electricidad como de oferta de combustibles. Pero en estos países los recursos financieros son el factor que limita el crecimiento sobretodo si se trata de recursos públicos.

Por tal motivo, las reformas estructurales en las políticas públicas propuestas por el *Consenso de Washington* definieron una serie de acciones, como por ejemplo nuevas maneras de acelerar la participación de los inversores privados y de incrementar la competitividad en la oferta de la energía. Las dificultades mayores con estas reformas se centran en la característica de la energía de ser un bien capital intensivo y tradicionalmente proveído a través de grandes empresas estatales o con abertura al sector privado controlado por fuertes reglamentos. Además, las inversiones relacionadas a cualquier de las actividades propias del sector son elevadas y requieren un período prolongado de 5 a 10 años para madurar. Teniendo en cuenta las dificultades que tuvieron los inversores privados para interesarse por las formas tradicionales de producir, transportar y distribuir bienes energéticos, más complicado se configura atraerlos para inversiones en formas no convencionales como las energías renovables o aún para el racionamiento energético.

Las energías renovables en un ambiente más competitivo se encuentran todavía en desventaja porque, si bien hay una tendencia a la disminución de costos, para la mayoría de aquellas tecnologías, estos son más altos. Además de esto son tecnologías<sup>1</sup> poco conocidas con respecto a las tradicionales y muchas necesitan de más esfuerzos de investigación y desarrollo para ser más viables técnica y económicamente. A todo esto se suma el problema de la escala. Las nuevas tecnologías renovables operan en escalas de potencia bastante menores que las tradicionales como la energía térmica, la hidráulica o la nuclear.

---

<sup>1</sup> Bajo el termino de energías renovables se entenderá las siguientes fuentes de energía: la hidráulica, la eólica, la energía radiante (fotovoltaica, solar-térmica, calor del ambiente), la biomasa (portadores de energía biogénicos provenientes de la agricultura y pendientes industrias así como gases de vertederos de basura o de plantas depuradoras) y la geotermia (véanse la Ley de las Energías Renovables – LER de Alemania del año 2004 § 3 párrafo 1)

## 1. Introducción

Durante los últimos años, y como primer país en el MERCOSUR, Brasil ha establecido medidas legales para promover la integración de modernas tecnologías de energías renovables. Contextualizando la creciente relevancia de estas tecnologías para el suministro energético a nivel internacional y luego en el caso brasileño, la presente tesis de maestría pretende evaluar, conforme con diferentes criterios, los avances en cuanto a la participación dentro de la matriz energética y el impacto del marco legal creado. Después del análisis de resultados obtenidos por la experiencia con diversos mecanismos de promoción internacionales, el enfoque especial del trabajo se dirige al desarrollo de la fuente eólica en Brasil y la respectiva influencia del principal *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA*<sup>2</sup>. Para poder proponer una posible estrategia de reajuste constructiva respecto a la segunda fase del PROINFA, es de mayor importancia contemplar el actual contexto del sector eléctrico brasileño y el despliegue de las políticas promotoras directas e indirectas que han sido implementadas anteriormente. Además serán destacadas las razones que llevaron a la creación del instrumento promotor, las barreras existentes que obstaculizan su cumplimiento y las perspectivas.

Los pilares principales de una estrategia proyectada constan de una (1) *mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero*, (2) *el desarrollo industrial brasileño*, (3) *el incremento de la participación de las fuentes energéticas no-contaminantes* y (4) *la complementariedad de las modernas tecnologías renovables con la base hidroeléctrica en Brasil*. En los últimos años, el primer criterio ganó paulatinamente espacio en cualquier proceso de definición de políticas de promoción de fuentes renovables. Acerca del cumplimiento con los mencionados criterios fundamentales de una estrategia, se defiende la posición de que el sistema de *feed-in-tariff* es el más adecuado para estimular la energía eólica, por el progreso constatado en todo el mundo y sobre todo en Europa.

Teniendo en cuenta las experiencias hechas en diversos países, se defiende la posición de que la estructuración de dichas herramientas legales ha influenciado directamente sobre el aprovechamiento de la tecnología eólica para la generación de electricidad. Por esta razón será necesario incluir también al análisis la visión política, así como un recorrido por el contexto macroeconómico de Brasil. Para una mejor comprensión se antepondrá al

---

<sup>2</sup> El programa fue introducida en 2002 a través de la Ley n° 10.438 y prevé una división en dos fases. En la primera etapa se contrató un total de 3.300MW en proyectos distribuidos por tres fuentes energéticas. Después de concluir la primera fase con éxito se pretenderá para una segunda etapa que 10% de toda la demanda anual de energía sea de fuentes renovables participantes en el programa. Los criterios estratégicos del PROINFA son: (1) reducción de las emisiones del sector eléctrico; (2) optimización del sistema hidroeléctrico; (3) desarrollo de la industria local e regional y (4) aumento de la participación de fuentes renovables alternativas dentro la matriz energética nacional.

análisis del caso específico del miembro de MERCOSUR, una sección introductora a la energía eólica y a continuación se dará una consideración de los mecanismos promotores actualmente más difundidos a nivel mundial. Además, serán incluidos al análisis los instrumentos establecidos por el Protocolo de Kyoto. El período de consideración será extendido hasta 2007; tal procedimiento debe posibilitar asimismo la clasificación de eventuales ajustes o adaptaciones de las normas implementadas.

## 1.1. Relevancia del tema frente al contexto actual

*“Energía es el elemento propulsante de todos los procesos naturales y por eso representa una condición fundamental para el desarrollo de la vida terrestre así como para la sociedad humana. Como todos los seres vivos, depende el hombre de la afluencia permanente de energía para asegurarse la alimentación, la luz, el calor y la producción de bienes”*

Ackermann/ Krämer/ y otros (2001: p. 18)<sup>3</sup>

La expansión enorme de las actividades económicas a nivel mundial durante el último siglo, se caracterizó principalmente por la conservación de un modelo económico de alta concentración de riqueza generada, unido con un fuerte aumento de la población y basado en un consumo de energía cada vez mayor. Cuando se habla de las consecuencias de este proceso, se contempla específicamente la concentración en ascenso de las emisiones de los gases de efecto invernadero<sup>4</sup>, los límites de carga por parte de la atmósfera, del agua y del suelo, la visible escasez de los combustibles fósiles, la disminución de la diversidad de especies masivas, los daños y perjuicios sufridos por los distintos sectores socioeconómicos. De este modo, el uso de fuentes renovables que contaminen menos representa una alternativa frente a los problemas anteriormente citados. Además, es incuestionable que dentro del escenario internacional la mayor responsabilidad corresponde a los países altamente industrializados tanto como a los que se encuentran en proceso de industrialización porque son ellos los que generan la parte predominante de las emisiones contaminantes<sup>5</sup> que

---

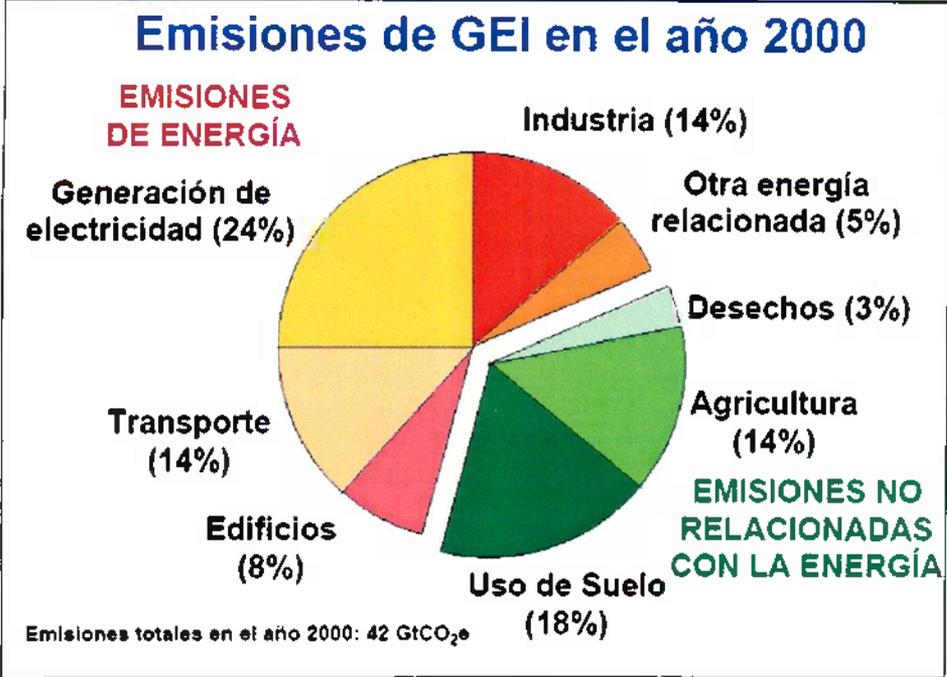
<sup>3</sup> Ackermann/ Krämer/ u.a. el análisis de la dimensión y forma del aprovechamiento de energía a lo largo de la historia humana, forma parte de un proyecto interdisciplinario que investigó la aceptación de la energía eólica.

<sup>4</sup> Son gases que se encuentran presentes en la atmósfera terrestre y que dan lugar al fenómeno denominado *efecto invernadero*. Los gases de invernadero más importantes son: el vapor de agua (H<sub>2</sub>O), el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el metano (CH<sub>4</sub>), los óxidos de nitrógeno (NO, NO<sub>2</sub> y N<sub>2</sub>O), los clorofluorocarbonos artificiales (CFC) y el ozono (O<sub>3</sub>). El incremento de su concentración atmosférica, producido por ejemplo por combustibles fósiles, la deforestación y la desnitrificación de los residuos orgánicos, conduce a un aumento general de las temperaturas mundiales. (Rico Amoros 2001: p. 29)

<sup>5</sup> Por ejemplo Alemania emitió en 2005 unos 795,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> con el uso de energía de lo cual correspondieron unos 45,5% (362,0 mio/t) a la producción de electricidad, 20,9% (166,3 mio/t) a los consumidores domésticos o pequeños, 20,6% (164,2 mio/t) al sector de transporte y 12,9% (102,8 mio/t) a la industria.

refuerzan el cambio climático<sup>6</sup> y la incautación de precedentes áreas naturales intactas para la producción agrícola, energética e industrial así como para la expansión de la infraestructura y nuevos establecimientos urbanos (Alt/ Scheer 2007 et al.). Como se puede observar en la ilustración 1, debido al predominio de los combustibles fósiles en el consumo de energía, se calcula que cerca de 65% de las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) y los demás impactos negativos se derivan de la generación, del almacenaje, del transporte y luego de la transformación de combustibles fósiles en el sector energético para atender las principales actividades humanas (Alt/Scheer 2007 et al. y Scheer 2005 et al.).

Ilustración 1: GEI en 2000 según las actividades antropogénicas que contribuyen al calentamiento global



Fuente: Stern Review on the Economics of Climate Change (2006)

Por la gravedad y la magnitud de los desafíos enfrentados, parece contundente que los diferentes actores políticos promuevan la implementación de medidas preventivas para poder solucionar la relación problemática entre la demanda a energía en franca ascensión y los problemas derivados a la base actual del sector energético (Alt/ Scheer 2007 et al.). A la hora de diseñar estrategias de respuesta ante el cambio climático, también debe tenerse en cuenta el vínculo existente entre este fenómeno y otros problemas ambientales globales,

<sup>6</sup> Según las Naciones Unidas contribuyen las actividades humanas a la acumulación de los gases de efecto invernadero dentro de la atmósfera, lo cual provoca un paulatino aumento de la temperatura de la tierra. Dentro del grupo de dichos gases juega el dióxido de carbono un papel destacado. Los estudios sobre el cambio climático se basan en la labor del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) establecido en 1988. (Naciones Unidas 2006: p. 276-278)

tales como el agotamiento de la capa de ozono, la pérdida de biodiversidad, la desertificación y la deforestación. De esta forma, se debe garantizar que las medidas que se adopten para enfrentar al cambio climático contribuirían a soluciones integrales y sostenibles. En general, las estrategias de respuesta fundamentales frente al calentamiento global son la *mitigación* y la *reducción de las vulnerabilidades*, como por ejemplo el ahorro de energía, 2) el aumento de eficiencia energética a través de tecnologías energéticas avanzadas o 3) el fomento del reemplazo de fuentes energéticas no-renovables por renovables (Scheer 2005 et al.).

Durante las últimas dos décadas maduró en la Unión Europea, sobre todo en Alemania, la comprensión de que la actual política energética, basada en la expansión del aprovechamiento de los combustibles fósiles, no tiene capacidad de futuro. Esto significa un cambio profundo en la política energética del bloque económico más poderoso del mundo y se expresó a través del *Libro Verde* de 1996<sup>7</sup> (hacia una estrategia comunitaria para las fuentes de energía renovables) y cinco años más tarde desembocó en la Directiva 2001/77/CE<sup>8</sup>, derivada del mencionado proceso político de discusión. Todos estos documentos consideran que los objetivos principales de la estrategia energética deben ser la garantía de “...*la disponibilidad física y constante de los productos energéticos en el mercado a un precio accesible para todos los consumidores, teniendo en cuenta las preocupaciones ecológicas...*” (CE 2001: p. 22), la cohesión económica y social, diversificar el suministro de energía así como minimizar la dependencia de los combustibles fósiles.

El hecho que la explotación de los yacimientos de petróleo y de gas provoca grandes daños ambientales, conflictos bélicos, aumenta la dependencia energética de diversas regiones y amenaza la capacidad competitiva, Europa se ha convertido en uno de los pioneros en la aplicación de las modernas tecnologías para la producción de energía a partir de fuentes renovables y menos contaminantes (Geitmann 2004: p. 11).

Resultando de la implementación de un abanico de incentivos legales, surgió a partir de los años 1990 a nivel mundial un nuevo sector industrial de energías renovables. De las diversas tecnologías surgidas se acentúa claramente la energía eólica a través de un crecimiento mayor frente a los demás fuentes energéticas y debido a su facilidad de insertarse al paradigma exitoso del mercado mundial de energía eléctrica que se orienta a crecientes

---

<sup>7</sup> Como un primer paso en la formulación de una estrategia para las energías renovables, presentó la Comisión Europea el 20 de noviembre de 1996 un Libro Verde que debía desencadenar un debate público extendido. Después de un año (26 de noviembre de 1997) se produjo un Libro Blanco aprobado por los ministros nacionales que desembocó en la Directiva 2001/77/CE.

<sup>8</sup> Véanse la Directiva 2001/77/CE de 27 de septiembre de 2001, “Energías renovables: promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables”, que tuvo que ser implementado por los estados miembros hasta octubre 2003,

ganancias a gran escala, a un rápido avance tecnológico y grandes centrales de generación<sup>9</sup> (Da Silva 2006: p. 237-238). Del mismo modo se observa en el transcurso de la ampliación del parque generador eólico la tendencia a adaptar el concepto técnico consolidado de integración a la red interconectada. Esto implica a su vez un paulatino abandono de la alternativa de sistemas aislados potentes (Da Silva 2006: p. 130-131).

La generación de electricidad a partir de la fuente eólica cuenta con múltiples ventajas, como por ejemplo de no producir emisiones, poseer un bajo empleo energético en la fabricación del equipamiento, estar disponible gratuitamente en todo el mundo y mostrar una alta tasa de perfeccionamiento tecnológico. Tal proceso se junta con un descenso en los costos, acelerados efectos de aprendizaje y una producción a gran escala. Según el Global Wind Energy Council - GWEC, entre el año 1996 y 2007 la capacidad instalada en todo el mundo se incrementó en promedio de 30% a unos 94.123MW (GWEC 2008, Krogsgaard 2004: p. 100 y Alt/ Scheer 2007 et al.).

Se ha revelado que el escogimiento correcto de instrumentos promotores es determinante para el despliegue de las energías renovables. De ello se dieron cuenta positivamente los países que introdujeron un sistema de *feed-in-tariff*<sup>10</sup> y constataron un avance significativo en el desarrollo y la expansión de la energía eólica en comparación con países que aplicaron políticas *non-tariff*. El componente principal de sistemas *feed-in* es de tarifas especiales para la electricidad que se genera a partir de fuentes renovables. Aquellas tarifas superan normalmente los precios de electricidad en el mercado y son combinadas con contratos que garanticen la compra de electricidad a largo plazo (CCE). Tales mecanismos estimularon la designación de grandes inversiones a la creación de nuevos sectores industriales<sup>11</sup>. Uno de los aspectos importantes del sistema *feed-in* consiste en sus bajos costos de administración y de control lo cual benefició principalmente a los consumidores finales<sup>12</sup>.

También se debe hacer mención de que, por más que se ha comprendido a nivel mundial la necesidad de alterar la matriz energética, existen todavía bajo estrictos cálculos económicos, que no contemplan las externalidades negativas del presente régimen energético, obstáculos para la difusión de las nuevas tecnologías de energía renovables. Sobre todo

---

<sup>9</sup> Por ejemplo, en 2007 creció la energía eólica en Europa en 8.554MW y superó así por primera vez la expansión de plantas a gas natural. En total se invirtió durante el año pasado más de 13.000 millones de euros en nuevas haciendas eólicas. (Véanse Austrian Wind Energy Association, [http://igwindkraft.at/index.php?mdoc\\_id=1007897](http://igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1007897), fecha, 17.04.2008)

<sup>10</sup> El modelo de *feed-in-tariff* incentiva la instalación de nuevos generadores de energía renovables (GER), obligando a la empresa distribuidora a integrar a todo GER que lo requiera y a comprarle todo su excedente de energía. Además establece un nivel de precios, calculado por la autoridad, acorde al tipo de tecnología para la energía de estos generadores. El precio fijo garantizado a mediano plazo, permite al generador financiarse y obtener un margen económico preestablecido, con un riesgo considerablemente acotado. Dado que los costos de este tipo de generación son mayores, estos se distribuyen entre todos los consumidores finales.

<sup>11</sup> En el centro del presente análisis estará la industria eólica

<sup>12</sup> La concepción del modelo de *feed-in-tariff* impone el costo adicional para la promoción de las fuentes renovables al consumidor final.

ganancias a gran escala, a un rápido avance tecnológico y grandes centrales de generación<sup>9</sup> (Da Silva 2006: p. 237-238). Del mismo modo se observa en el transcurso de la ampliación del parque generador eólico la tendencia a adaptar el concepto técnico consolidado de integración a la red interconectada. Esto implica a su vez un paulatino abandono de la alternativa de sistemas aislados potentes (Da Silva 2006: p. 130-131).

La generación de electricidad a partir de la fuente eólica cuenta con múltiples ventajas, como por ejemplo de no producir emisiones, poseer un bajo empleo energético en la fabricación del equipamiento, estar disponible gratuitamente en todo el mundo y mostrar una alta tasa de perfeccionamiento tecnológico. Tal proceso se junta con un descenso en los costos, acelerados efectos de aprendizaje y una producción a gran escala. Según el Global Wind Energy Council - GWEC, entre el año 1996 y 2007 la capacidad instalada en todo el mundo se incrementó en promedio de 30% a unos 94.123MW (GWEC 2008, Krogsgaard 2004: p. 100 y Alt/ Scheer 2007 et al.).

Se ha revelado que el escogimiento correcto de instrumentos promotores es determinante para el despliegue de las energías renovables. De ello se dieron cuenta positivamente los países que introdujeron un sistema de *feed-in-tariff*<sup>10</sup> y constataron un avance significativo en el desarrollo y la expansión de la energía eólica en comparación con países que aplicaron políticas *non-tariff*. El componente principal de sistemas *feed-in* es de tarifas especiales para la electricidad que se genera a partir de fuentes renovables. Aquellas tarifas superan normalmente los precios de electricidad en el mercado y son combinadas con contratos que garanticen la compra de electricidad a largo plazo (CCE). Tales mecanismos estimularon la designación de grandes inversiones a la creación de nuevos sectores industriales<sup>11</sup>. Uno de los aspectos importantes del sistema *feed-in* consiste en sus bajos costos de administración y de control lo cual benefició principalmente a los consumidores finales<sup>12</sup>.

También se debe hacer mención de que, por más que se ha comprendido a nivel mundial la necesidad de alterar la matriz energética, existen todavía bajo estrictos cálculos económicos, que no contemplan las externalidades negativas del presente régimen energético, obstáculos para la difusión de las nuevas tecnologías de energía renovables. Sobre todo

---

<sup>9</sup> Por ejemplo, en 2007 creció la energía eólica en Europa en 8.554MW y superó así por primera vez la expansión de plantas a gas natural. En total se invirtió durante el año pasado más de 13.000 millones de euros en nuevas haciendas eólicas. (Véanse Austrian Wind Energy Association, [http://igwindkraft.at/index.php?mdoc\\_id=1007897](http://igwindkraft.at/index.php?mdoc_id=1007897), fecha, 17.04.2008)

<sup>10</sup> El modelo de *feed-in-tariff* incentiva la instalación de nuevos generadores de energía renovables (GER), obligando a la empresa distribuidora a integrar a todo GER que lo requiera y a comprarle todo su excedente de energía. Además establece un nivel de precios, calculado por la autoridad, acorde al tipo de tecnología para la energía de estos generadores. El precio fijo garantizado a mediano plazo, permite al generador financiarse y obtener un margen económico preestablecido, con un riesgo considerablemente acotado. Dado que los costos de este tipo de generación son mayores, estos se distribuyen entre todos los consumidores finales.

<sup>11</sup> En el centro del presente análisis estará la industria eólica

<sup>12</sup> La concepción del modelo de *feed-in-tariff* impone el costo adicional para la promoción de las fuentes renovables al consumidor final.

los países menos industrializados y emergentes muchas veces no poseen condiciones económicas o estructurales para introducir nuevas industrias intensivas en I & D<sup>13</sup>. La llamada *Lead-Market-Strategy*<sup>1415</sup> (*Estrategia del Mercado Líder*) intenta ofrecer una posible resolución para el mencionado dilema.

Según dicha estrategia en general se logra más rápido el grado de penetración de mercado necesario para la introducción de nuevas tecnologías en países industrializados. A través de medidas estatales se genera en estos mercados maduros una estructura incitativa para nuevos actores económicos lo que permite la asunción del rol de pionero tecnológico. Respecto al tema JÄNICKE alude que la implementación de políticas muy ambiciosas a largo plazo por parte de los países desarrollados es importante para que se pueda identificar sectores y servicios promisorios y luego eliminar rápidamente las barreras y enfermedades infantiles de nuevas tecnologías no-contaminantes. Esto quiere indicar que los elaboradores de políticas (*policy makers*) implementan por ejemplo medidas coordinadas entre la industria, el sector público y los centros de investigación, un marco regulador confiable y referencias de estándar creando así un ambiente amigable a la innovación. Así se puede lograr una disminución de costos, la producción a gran escala, la extensión de mecanismos de mercado a estos nuevos sectores, así como en una segunda fase, la divulgación y aplicación de la regulación a los mercados de países emergentes (Jänicke 2004: p. 18 – 20).

La temprana y eficaz promoción de nuevas tecnologías no sólo atiende a las urgencias ambientales sino que también crea a mediano plazo fuentes de trabajo altamente calificadas e industrias de un alto valor agregado. Con tal estrategia los países reforzarán su futura posición en el escenario de la competencia internacional. Varios autores comparan el despliegue de la industria de energías renovables con la industria automotriz a comienzos del siglo XX. Entonces, los países que logren introducir en el presente una propia estructura favorable al proceso de formación de la industria, tendrán ventajas para extender su base productiva y sortear la amenaza de trasmigración industrial (Espey 2001: p. 13 y Al/Scheer 2007 et al.).

Los tres países emergentes más poblados, China, la India y Brasil juegan un rol sobresaliente en los estudios científicos; en esas naciones se espera durante la próxima década un aumento considerable en la demanda de electricidad. Teniendo en cuenta este pronóstico, los gobiernos comenzaron a procurar soluciones alternativas a través de fuentes reno-

---

<sup>13</sup> Investigación & Desarrollo

<sup>14</sup> Véanse Jacob K./ Jänicke M. (2003): "Leadmärkte für Umweltinnovationen. Über die Verbreitung von Politik und Technologien", en: politische ökologie 84, Innovationen. Neugier und Nachhaltigkeit, p. 19-21, Munich, Alemania

<sup>15</sup> Véanse Comisión Europea (2006): "Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen", KOM (2006) 502, Bruselas, Bélgica

vables para brindar nuevas actividades económicas. La mencionada reorientación también está relacionada con los perceptibles impactos socioeconómicos y ambientales causados por el aumento del aprovechamiento de recursos fósiles para la generación de electricidad (WEO 2006: p. 454).

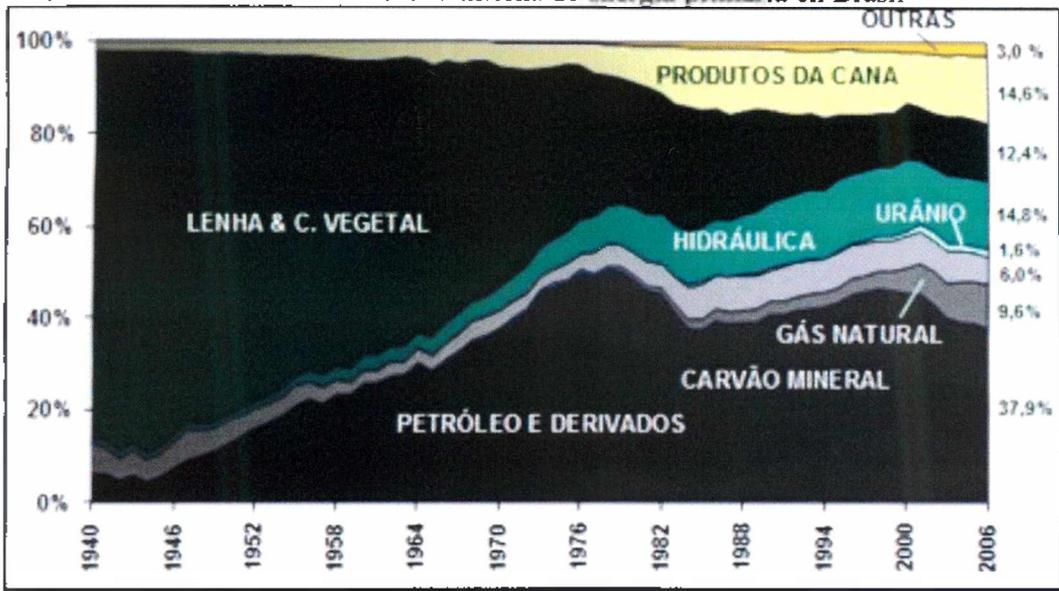
Comparado con otros países industrializados, Brasil es considerado un país que posee una amplia experiencia en el aprovechamiento de energías renovables para satisfacer sus necesidades de combustibles y electricidad. Hoy día las dos fuentes renovables más importantes dentro la matriz energética brasileña son grandes centrales hidráulicas para la generación de electricidad y biocombustibles a partir de caña de azúcar. Según datos publicados por el *Ministério de Minas e Energia*, las fuentes renovables fueron responsables para un total de 44,9% de la energía primaria producida en el año 2004. No obstante, dentro del escenario se puede observar una escasa representación de modernas tecnologías como por ejemplo la eólica o la fotovoltaica que son actualmente los principales beneficiados por las políticas incentivas en los países industrializados. A continuación, la tabla 1 y las ilustraciones 2, 3 y 4 deben visualizar la momentánea situación de la matriz energética brasileña y su evolución anterior.

Tabla 1: Capacidad de generación eléctrica en Brasil

Emprendimientos en Operación					
Tipo	Legenda	Cantidad	Potencia otorgada (kW)	Potencia fiscalizada (kW)	%
CGH	Central Generadora Hidroeléctrica	220	115.931	115.302	0,11
EOL	Central Generadora Eólico-Eléctrica	16	248.250	247.050	0,24
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica	303	2.110.348	2.082.933	2,06
SOL	Central Generadora Solar-Fotovoltaica	1	20	20	0
UHE	Usina Hidroeléctrica de Energía	159	74.572.295	75.066.931	74,14
UTE	Usina Termoeléctrica de Energía	1.012	24.391.344	21.734.206	21,47
ÚTN	Usina Termonuclear	2	2.007.000	2.007.000	1,98
<b>Total</b>		<b>1.713</b>	<b>103.445.188</b>	<b>101.253.442</b>	<b>100</b>

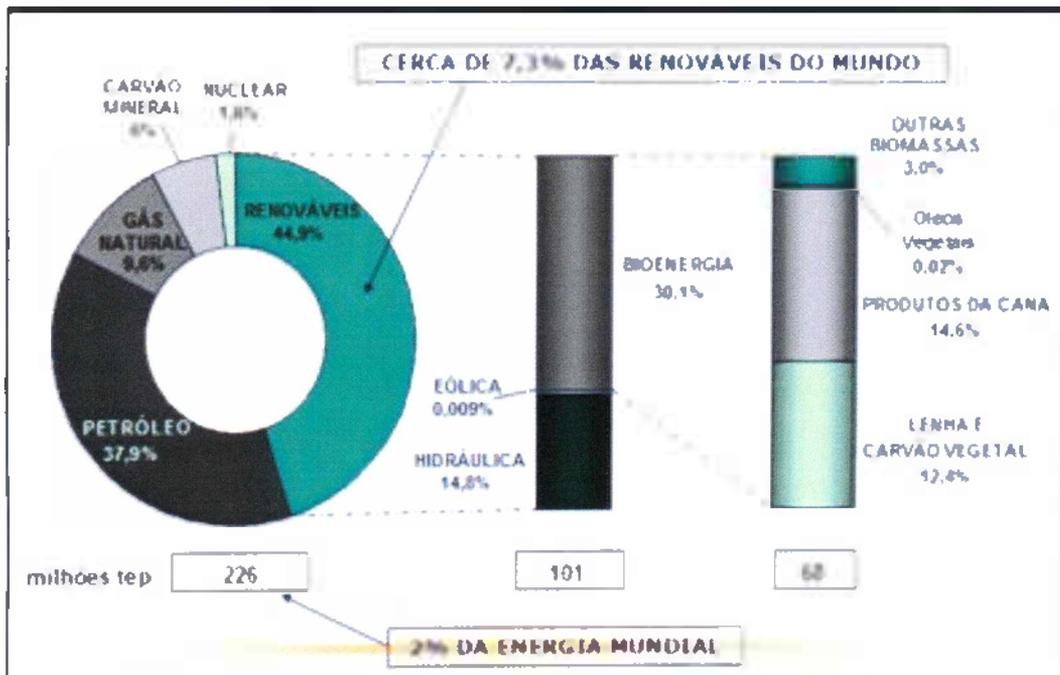
Fuente: elaboración propia basada en: Banco de información de generación (ANEEL 2008)

Ilustración 2: Evolución de la oferta interna de energía primaria en Brasil



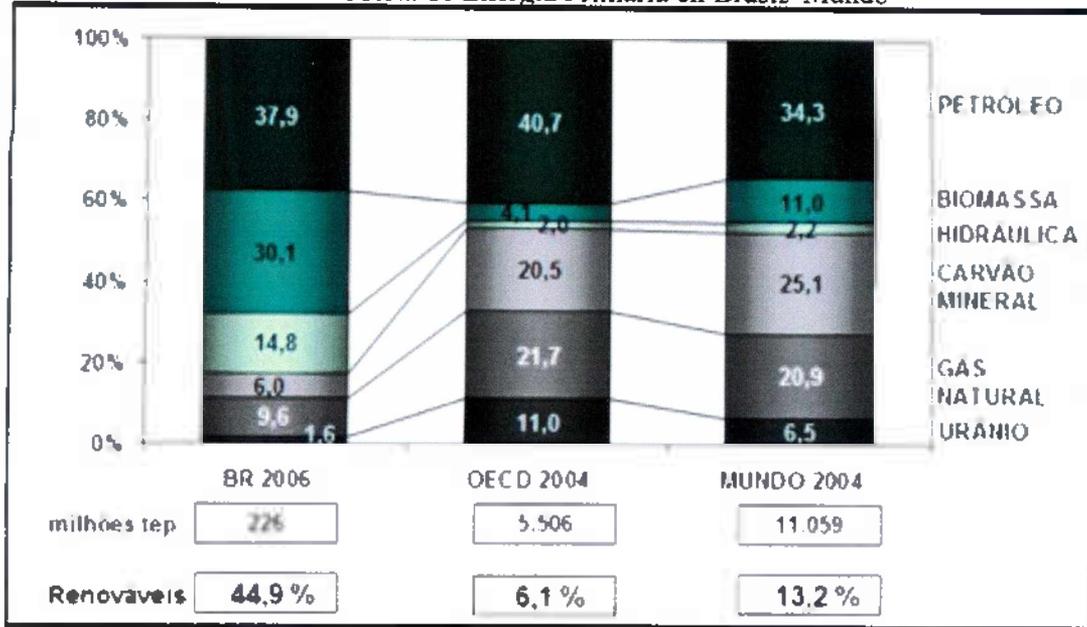
Fuente: Balance Energético Nacional (MME 2007)

Ilustración 3: Oferta interna de energía primaria en Brasil



Fuente: Balance Energético Nacional (MME 2007)

Ilustración 4: Matriz de la Oferta de Energía Primaria en Brasil/ Mundo



Fuente: Balance Energético Nacional (MME 2007)

DA SILVA alude que no se han cumplido las principales promesas del modelo de mercado establecido dentro del sector eléctrico a partir de los años 1990. Más bien se tenía que registrar el aumento de la brecha entre la demanda y la instalación de nuevas capacidades de generación y transmisión, debido a la existencia de diversas incertidumbre respecto a las obligaciones de parte de la iniciativa privada y al retorno de inversiones (Da Silva 2006 et al.).

La entonces crisis, provocada por el descompás entre oferta y demanda en el abastecimiento de electricidad, comenzó a manifestarse al comienzo del año 2001 y causó la creación de la *Câmara de Gestão da Crise da Energia Elétrica (CGE)* que tenía como objetivos prioritarios la administración de los programas de ajuste de la demanda de electricidad, la coordinación de los esfuerzos para incrementar la oferta de energía eléctrica y la sugerencia de medidas de carácter emergente. Por un lado se inició un programa de racionamiento que obligaba una reducción en un 20% a los consumidores con un consumo arriba de 100kWh/mes y por otro lado el Gobierno Federal, a través del Ministério de Minas e Energia (MME, de la PETROBRÁS y del BNDES, asumió nuevamente un papel activo en la expansión del sector eléctrico (Da Silva 2006: p. 68). En ocasión del choque del año 2001, el poder legislativo también se tomó en consideración el gran potencial eólico que posee Brasil y su complementariedad con la estación de las lluvias.

Aunque la creación del instrumento de promoción de las fuentes renovables fue estimulada por la experiencia europea de *feed-in-tariffs*, el caso brasileño se diferencia ostensiblemente en su estructura económica y política. Desde entonces fueron tomadas algunas

medidas para establecer un mercado local de energía eólica, obedecer así parcialmente a la demanda adicional y evitar futuras interrupciones en el abastecimiento. En 2001<sup>16</sup> se aprobó el programa PROEÓLICA<sup>17</sup> sustituido en 2003 por el PROINFA. Esta iniciativa promotora para sistemas interconectados y con el objetivo de introducir 3.300MW a partir de tres fuentes renovables hasta fines de 2006, es la primera y más amplia en toda América Latina. En una segunda fase del PROINFA, se prevé la elevación de las fuentes abarcadas a unos 10% en 2026 (EWEA 2005: p. 234). Al principio fueron escogidos a través de un concurso público de la Agência Nacional de Energía Elétrica - ANEEL de un total de 3.427MW<sup>18</sup> presentados para la energía eólica, una participación de 1.100MW que luego fue elevada a unos 1.423MW. No obstante, hasta diciembre del año 2007 solo 247MW habían sido implementados (ANEEL 2008).

## 1.2. Planteo temático, objetivos y estructuración del trabajo

En todas las naciones se evidenció el menester de implementar instrumentos de promoción a las energías renovables para que aquellas se desplieguen. No obstante, las normas introducidas se distinguen de un país a otro. La Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) aludió en su informe del año 1994 a la situación de la discusión de instrumentos económico-ambientales:

“Much of the original debate on economic instruments had remained too remote from the realities of economic process and the policy arena. A more pragmatic approach [...] should recognize that differences in policy context and historical backgrounds and in operational elements related to the implementation are involved” (OECD 1994: p. 35).

Por ejemplo en el caso de la Unión Europea, citado anteriormente, se discute todavía una armonización entre los instrumentos nacionales después de un período de transición para garantizar un mercado de energías renovables único y sólido (Falke 2002: p. 100). De todos modos, a mediano plazo dicha sincronización de normas será imprescindible para sortear complicaciones de compatibilidad de sistemas a nivel europeo así como internacional (Madlener/ Stagl 2001: p. 53). Como en Europa, el caso de Brasil demuestra la complejidad en la creación de nuevas políticas para expandir el uso doméstico de energías renova-

---

<sup>16</sup> La falta de inversiones en la expansión del sistema eléctrico durante los años 1990 se juntó con un período de sequía.

<sup>17</sup> En julio del año 2001 se estableció el programa PROEÓLICA con el objetivo de introducir hasta 2003 unos 1.050MW de energía eólica a la matriz energética.

<sup>18</sup> Véanse Kissel, J. (2006): “An den Zielen vorbeireguliert – Zur Überregulierung des brasilianischen Windenergiemarkts”, en: Solarzeitalter, Leppelt Druck – Repro GMBH, Bonn, Alemania

bles y crear una industria propia que lo acompañe. Más bien, se registró que los actores políticos aplican un procedimiento de probar y errar (*try and error*).

Desde una perspectiva observadora este trabajo se dedicará al análisis de los instrumentos de promoción para la energía eólica a nivel mundial y luego en Brasil. Además serán señaladas las diversas razones que dieron base a la formulación de cada uno de los instrumentos así como posibles modificaciones en el caso brasileño que permitirían un mejor desempeño. Esta investigación no se limita al proceso de selección de los instrumentos, sino que quiere dar contorno también a las condiciones previas de la tecnología eólica. Al mismo tiempo, en el transcurso de la presente tesis, se intentará responder a las siguientes preguntas: ¿De que manera la estructura del sector energético brasileño ha determinado la composición y el despliegue de los instrumentos de promoción para la energía eólica? ¿A cuáles factores obedece el escaso aumento del potencial instalado desde la implementación del PROINFA? Considerando el éxito alemán, ¿cuáles serían las alteraciones políticas y legales necesarias a adoptar para que Brasil pueda sumarse a los demás países fuertes en el área de la energía eólica?

Junto a la evaluación de los instrumentos particulares como PROEÓLICA y PROINFA se centrará en los motivos subyacentes en la estrategia para crear una industria eólica local. A consecuencia de eso el foco estará en las políticas gubernamentales directas o indirectas que sustentan o interrumpen el surgimiento de una industria eólica de turbinas de gran potencia<sup>19</sup>. Con eso será posible comenzar a identificar las lecciones aprendidas por otros países que se podrían aplicar en Brasil (Lewis/ Wiser 2005 et. al).

La respuesta a los planteos indicados anteriormente se realizarán mediante la aproximación al caso específico del despliegue de la energía eólica en Brasil desde el año 1992 considerando el potencial nacional estimado y el desempeño de instrumentos incitativos al progreso de las nuevas tecnologías de generación de electricidad. A tal fin se efectuará un análisis que hará balance entre el éxito y el fracaso de las políticas aplicadas, lo que implicará también el contenido de dimensiones de la política y su aporte a la resolución de problemas. Según eso, en el análisis de las mismas no se trata del sistema en general o procesos políticos en particular, sino de la actuación del estado dentro de un área concreta (Jänicke/ Kunig/ Stitzel 1999: p. 49).

Por eso (en sección 1.3.) se desenvolverá un marco de referencia que debe servir como soporte en el análisis del impacto de la política de promoción a la tecnología eólica. A este efecto se ilustrará en primera instancia el estado de la ciencia para mostrar los enfoques teóricos existentes que tratan de describir el suceso de la elección de instrumentos. El

---

<sup>19</sup> Turbinas eólicas de gran porte ligadas a la red eléctrica central, son definidas como más aplicables para generar una producción a escala.

capítulo 2 dará una sinopsis general de la energía eólica. Eso abarca un breve panorama histórico, una presentación del estado tecnológico con una mirada a futuras expectativas, una evaluación de los aspectos económicos vinculados al uso de esa fuente de energía así como también una advertencia a las peculiaridades de la inserción de haciendas eólicas a la red eléctrica. En el capítulo 3 serán examinados los instrumentos de fomento más divulgados para los cuales ya existe suficiente material de datos. Estarán excluidos aquellos instrumentos que deben promover la aplicación de portadores de energía renovables para generar calor<sup>20</sup>. Por su especial relevancia, en sección 3.1.4. se presentará el caso alemán que ha mostrado éxito en reunir un instrumento eficiente de promoción con la creación de una nueva industria y la paulatina adaptación técnica de la matriz energética a las condiciones específicas de la fuente eólica.

Antes de que se traducirán los conocimientos descriptos en los tres capítulos anteriores al caso específico de Brasil, al comienzo del capítulo 4 se dará una idea general sobre la evolución de otros programas nacionales y regionales en el MERCOSUR. En el análisis subsiguiente del caso brasileño, se procederá de la siguiente manera: al principio serán estudiadas las condiciones previas acerca de aspectos económico-técnicos y político-institucionales. Después se expondrá la estructura del problema, introducirá los actores participantes y elaborará el análisis del proceso. Al final del cuarto capítulo habrá una evaluación de los resultados obtenidos que abarcará también recomendaciones para una perspectiva futura para el perfeccionamiento de la legislación incitativa.

### **1.3. Enfoque del análisis**

Esta parte se dedica principalmente a la problemática de las razones que llevan a cabo la elección de un instrumento de política energética. A este efecto se realizará en primera instancia un análisis del estado de la ciencia para descubrir los modelos existentes en el proceso de la elección de instrumentos. A continuación será extraído de los resultados del análisis bibliográfico un marco analítico que se aplicará luego al caso brasileño.

#### **1.3.1. Evaluación del estado de la ciencia**

Durante los años 1960 fue difundido el modelo de EASTON quien veía entre una iniciativa política y el resultado político un “*black box*” que esconde los procesos causantes de una consecuencia específica (Heinelt 1993: p. 307). La tesis provocadora de LOWIS acerca de que “*policies determine politics*”<sup>21</sup> dio lugar a la investigación de los aconteci-

---

<sup>20</sup> En eso se refiere por ejemplo a la geotermia o a la solar-termia

<sup>21</sup> Véanse Lowi 1972: p. 299 citado en Heinelt 1993: p. 307

mientos internos de la *black box* y dirigir el foco a los procesos políticos, así como a aquellos para la solución de problemas. Algunas teorías adscriben importancia a la propia elección de instrumentos dentro del análisis de los procesos de solución de problemas. Actualmente se defiende progresivamente la aplicación de una mezcla de políticas (*policy-mix*) mientras que en el pasado se observa que un solo instrumento alcanzaría para cumplir un objetivo definido (Gawel 1999: p. 11-13). También en el caso de Brasil se identifica tal procedimiento.

La explicación más simple para el escogimiento de herramientas políticas proviene de los economistas de bienestar quienes sustentan la posición de que se debería implementar la medida más adecuada contra los fallos del mercado (Howlett/ Ramesh 1993: p. 247). Otros economistas, como por ejemplo BUCHANAN, interpretan la selección de instrumentos a través de la teoría de selección pública (*public-choice*). Según ésta, se elige el instrumento que maximice el beneficio de los actores más influyentes y redistribuye los costos entre toda la población (Howlett/ Ramesch 1993: p. 248). Empero, representantes de la ciencia política hacen hincapié en que los procesos políticos se estructuran menos racionalmente y que otros factores sociales, políticos y cognitivos los mediatizan (Töller 2002: p. 26). Para examinar mejor los resultados políticos (*policy-output*) se confeccionaron modelos más complejos.

Uno de los enfoques más experimentados, el llamado "*policy-cycle*", trata de analizar procesos políticos desde un punto de vista integral. No obstante, durante la descomposición de sucesos políticos en cuatro fases (definición del problema, formulación de políticas, implementación y evaluación) se observó la permanencia de la imagen de un "*homo oeconomicus*" que actúa racionalmente. Por ese motivo surgieron varias críticas aludiendo que en la realidad no se puede distinguir claramente entre las fases y, más aún, faltaba un fundamento teórico capaz de explicar las correlaciones causales (Windhoff-Héritier 1993: p. 249). A pesar de la crítica aportada se reconoce el modelo de *policy-cycle* como base de los análisis políticos y otras teorías arrancan de este enfoque. De esta manera emergió, por ejemplo, el modelo de coaliciones de recomendación (*advocacy-coalitions-framework*) de SABATIER<sup>22</sup> o también el concepto del estilo político (*policy-styles*) de RICHARDSON<sup>23</sup> (Jänicke/ Kunig/ Stitzel 1999: p. 108).

---

<sup>22</sup> Dicho modelo describe el cambio de políticas y el aprendizaje político a través de diversas coaliciones de actores (por ej. líderes de grupos de interés, legisladores, agencias gubernamentales, científicos, etc.) que dentro de un subsistema político están compitiendo para lograr a introducir temas específicos a la agenda política. Los miembros de las coaliciones comparten ciertas creencias básicas y así tratan de dar consistencia a políticas gubernamentales.

<sup>23</sup> Richardson arranca desde la generación de programas para explicar a través de diferentes estilos, culturas y estructuras políticos porqué se aplican diferentes soluciones de problemas frente al mismo problema.

Junto al modelo de *policy-cycle* existen teorías políticas que focalizan en las condiciones macro dentro las cuales se pone en práctica una medida. DOERN define la decisión a favor de un instrumento como un escogimiento desde un abanico de opciones concebibles que sólo se distinguen entre sí por el grado de fuerza empleada por parte del Estado para su cumplimiento. Entonces, en democracias liberales, el Estado aplica primeramente el instrumento que causa la menor fuerza coactiva. Por otro lado, WOODSIDE criticó que,

“La imaginación que políticos y gestores administrativos pueden escoger de un abanico de instrumentos políticos es atrayente pero no considera cuestiones a decidir acerca de cómo entran a la agenda, además, desconoce que el escogimiento de instrumentos por parte de ministerios y entes está dirigido por condiciones legales y altamente especificadas y que la tradición de un área política puede sugerir una solución de problemas a través de herramientas peculiares”<sup>24</sup> (Woodside 1986, citado en Howlett/ Ramesh 1993: p. 250-251).

LINDER y PETER van más allá de WOODSIDE y presentaron un modelo que incluye, junto a instrumentos políticos, otros factores influyentes. Ellos diferencian cuatro características de estos instrumentos; la intensidad de recursos, la precisión de objetivos, el riesgo político y el grado de restricción. Además contemplan como importante el estilo de política, la intensidad de conflictos sociales y la cultura política del país analizado. Por último, los resultados de política son afectados también por los que toman la decisión, sus preferencias, cantidad y cultura de organización (Howlett/ Ramesh 1993: p. 254-259).

En SABATIER se introdujo con el enfoque del aprendizaje político (*policy-learning*) una nueva idea a la teoría de la elección de instrumentos que concedió la posibilidad de que los responsables de decidir atenen cabos en el pasado o utilicen exitosas herramientas de otros sectores (Sabatier 1993: p. 116-148). Este *policy-learning* puede ser extendido a pioneros externos porque las evoluciones sociales y económicas se realizan más allá de las restricciones de fronteras nacionales. Particularmente los problemas que afectan a diferentes países impulsan un proceso de evaluación, aprendizaje y luego adopción de los instrumentos comprobados en otros países (Howlett/ Ramesh 1993: p. 258). El mencionado concepto de *policy-learning* jugó un rol significativo en el transcurso de toma de decisión del caso brasileño donde se comparó previamente los instrumentos de promoción ya existentes en Europa. Aquí se refiere a las dificultades, señaladas por diversos autores, que sur-

---

<sup>24</sup> La cita original en alemán dice: “Die Vorstellung, daß Politiker und Verwaltungsbeamte theoretisch aus einer ganzen Palette von Policy-Instrumenten wählen können, [ist] zwar verlockend, berücksichtigt jedoch nicht, wie Entscheidungsfragen auf die Agenda gelangen, verkennt, daß die Wahl von Instrumenten durch Ministerien und Behörden durch hoch spezifizierte und rechtlich bestimmte Bedingungen geleitet werden, sowie, daß die Tradition eines Politikfeldes es nahe legen kann, daß Probleme mithilfe spezifischer Instrumente gelöst werden.”

gen durante el análisis de instrumentos y posiblemente limiten una explicación retrospectiva. Esto quiere decir que en la praxis la elección de un instrumento de control no obedece al modelo racional-teórico. TÖLLER apunta a que en pocos casos empíricos se constataba un procedimiento correspondiente a la teoría, lo que denota a una cierta intercambiabilidad de instrumentos (Töller 2002: p. 16-17).

En última instancia se debe mencionar el *modelo de cubo de basura* (garbage-can) propagado por COHEN, MARCH y OLSEN. Ellos defienden la idea de que se tomen las decisiones políticas de manera “*ad-hoc*” sin razones racionales. Después, KINGDON concibe encima su enfoque de diferentes corrientes independientes que se tienen que juntar para resolver un problema. Ante todo es menester tener informaciones que insistan en la solución del problema (policy stream) y luego una evolución del proceso político que lleve el tema a la agenda de las instituciones públicas (political stream) (Jänicke/ Kunig/ Stitzel 1999: p. 55-56).

### 1.3.2. Marco analítico de referencia

A pesar de que permanezcan incertidumbres por la selección de un instrumento, se entiende en el presente trabajo que existen factores determinantes durante el proceso. No obstante, parece que ninguno de los conceptos arriba introducidos es cien por ciento aplicable al caso brasileño. Por tal motivo durante el análisis no se referirá a un modelo aislado sino a distintas variables de los difundidos conceptos. Sin duda, el intento de abarcar todos los factores de influencia desarmaría las bases de esta tesis. Entonces, pues, se escogerá algunas de las variables indicadas a través de la búsqueda de afinidades y adicionalmente se utilizará el módulo de análisis de JÄNICKE. JÄNICKE aprovechó el módulo para evidenciar las condiciones necesarias para el éxito de política ambiental en un contexto internacional. Para su investigación recurre a cinco aspectos: estructura de problemas, actores, estrategias, condiciones de acción sistemáticas y actuales (Jänicke/ Kunig/ Stitzel 1999: p. 78-79).

Dado que los actores establecen problemas dentro la agenda política a resolver, ellos juegan un papel decisivo en todos los modelos. A continuación se basará en un término de actores más amplio, lo que envuelve también la idea de *advocacy-coalitions-framework* de SABATIER. Por definición se alude con eso a actores u organizaciones que poseen valores y objetivos comparables (Jänicke/ Kunig/ Stitzel 1999: p. 83, Howlett/ Ramesh 1993: p. 254-255 y Sabatier 1993: p. 121). Entonces, se los contemplará como un conjunto con sus estrategias correspondientes. Además el hecho de que los autores coincidan en la importancia de la situación del problema subraya cuáles son las opciones de solución accesibles y cómo se estructuran las condiciones de acción dentro de un proceso de decisión político.

Con relación a esto destacan LINDER y PETERS que el vínculo entre el estilo de política es tanto la intensidad de conflictos sociales como la cultura política (Howlett/ Ramesh 1993: p. 257-259).

Durante su análisis de la política medioambiental JÄNICKE saca a relucir la suma de las oportunidades y obstáculos alterables a corto plazo (*secondary aspects*) que se originan por repentinos cambios en el escenario político, económico o informativo. Dichas condiciones de acción no se las especificará como variable, no obstante, serán resaltadas porque durante un periodo de observación de más de diez años se constató a través de comicios o fenómenos climáticos alteraciones en la constelación de actores, de la composición de problemas y los convencimientos. SABATIER describe esto de la siguiente manera:

“Members of a coalition share a set of basic beliefs. The belief systems are hierarchically organized due to their resistance to change. At the deepest level is the deep core, with fundamental normative beliefs [...] policy core and the secondary aspects follow it. A policy core consists of basic political positions. Secondary aspects include e.g. the evaluation of and disputes over various programs and institutions, and specific policy preferences. They can be also characterized by disputes about causality issues around a specific policy issues.” (citado Sabatier 1999 por Brockhaus/ Vignola/ Kalamé 2007: p. 4).

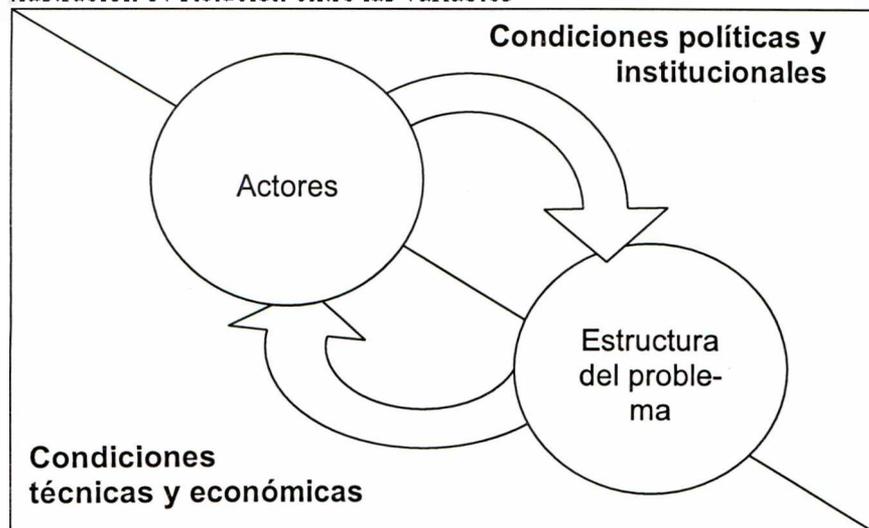
Por ejemplo para el desarrollo de la energía eólica en Brasil se podría deducir que a través de las crecientes restricciones para la expansión del sector hidroeléctrico, el cambio climático y el acelerado despliegue a nivel internacional, la eólica ganaría importancia como fuente complementaria. Parece que el argumento de SABATIER sustenta esta presunción, porque según él, los *secondary aspects* son más negociables y así pueden llevar a cabo modificaciones de los parámetros estables (*policy cores*). Los cambios en la convicción de actores políticos son capaces de generar nuevas estrategias u objetivo políticos e impactan recíprocamente sobre las coaliciones y sus futuros comportamientos (Sabatier 1999: p. 117-155). Con el fin de demostrar si el instrumento promotor tuvo permanencia o debió ser modificado, será interpretado el juego de conjunto de los factores en el transcurso de distintas fases de la selección de instrumentos.

Como resultado de la anterior revisión bibliográfica se delinea para el presente trabajo un simple marco de análisis que considera los siguientes aspectos explicativos para la selección de instrumentos:

- las condiciones previas del punto de vista económico-técnico y político-institucional
- la estructura del problema y
- los actores determinantes.

El juego de conjunto de las variables está expuesto en la ilustración 5. Visiblemente los actores y la estructura del problema están incrustados en las condiciones previas. La estructura del problema ejerce presión sobre los actores que por su parte alteran la estructura del problema a través de su actuación. En lo siguiente se aclarará breve las tres variables elegidas.

Ilustración 5: Relación entre las variables



Fuente: Elaboración propia

### 1.3.2.1. Condiciones previas

En el curso del análisis se entra en detalle respecto a las condiciones previas de punto de vista económico-técnico y político-institucional. Durante la observación de condiciones económicas-técnicas se compara el existente potencial de energía eólica para la generación de electricidad con las fuentes fósiles y su complementariedad con la predominante hidroeléctrica. Se da relieve al proceso de evolución del potencial desde el año 1992 hasta la actual participación dentro la matriz energética y cuáles son los pronósticos a mediano plazo. Del mismo modo son revisadas las particularidades del sector eléctrico, las medidas de liberalización y de privatización.

JÄNICKE entiende bajo el término de condiciones política-institucionales normas cuyo cumplimiento está aceptado obligatoriamente por parte de los actores. En este contexto tienen importancia el estado de las estructuras participativas y el marco jurídico. Estrechamente relacionado al fenómeno de participación aparece la cuestión de la relevancia de las redes políticas que pueden introducir temas a la agenda política. En general se supone

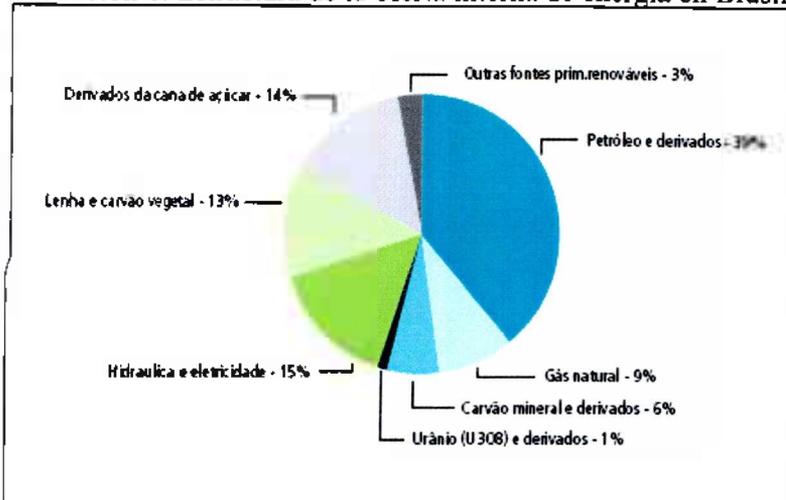
que países descentralizados y federativos promocionan estructuras de participación civil (Jänicke/ Kunig/ Stitzel 1999: p. 89).

Por último es relevante examinar la distribución de competencias porque la cuestión de a qué ministerio pertenece el tema de energías renovables influye al proceso creador de voluntad político.

### **1.3.2.2. Estructura del problema**

Hoy día en la ciencia política es indiscutido que las características de un problema afectan fuertemente el transcurso del proceso político y el posterior resultado (Töller 2002: p. 17). Cuanto más urgente es una problemática, tanto mayor es la posibilidad para politizarlo y luego resolverlo. JÄNICKE define la estructura del problema como un resultado de presión para actuar y obstáculos a la actuación. La presión para actuar surge del hecho de que las emisiones procedentes de los procesos de conversión de combustibles fósiles dentro del sector energético causantes de diferentes daños ambientales y lluvia ácida, aceleran el calentamiento global y generan ozono cercano del suelo. Sobre todo, durante los últimos cinco años se registró un incremento en los precios de combustibles fósiles que encareció significativamente la generación de electricidad a partir de estos recursos limitados y con tendencia en agotarse. Por más que alrededor del 75% de la producción de electricidad de Brasil proviene de la fuente hidráulica, en el PNE (Plano Nacional de Energia 2030) se prevé para los próximos años un significativo aumento del potencial termoelectrico para satisfacer la demanda. Para un panorama más objetivo se debe señalar (véanse ilustración 6) que dentro de la oferta de energía primaria, las energías fósiles mantienen en Brasil actualmente su predominancia con una participación de alrededor de 53% (MME 2007: p. 78). No obstante, aquí vale destacar que el cálculo no contempla si el uso de las fuentes renovables coincide con las exigencias del concepto de sostenibilidad.

Ilustración 6: Estructura de la oferta interna de energía en Brasil 2005



Fuente: Balance Energético Nacional 2006, en: Plano Nacional de Energía 2030 (MME 2006)

Otras problemáticas de Brasil consisten en la incapacidad del sector energético de distribuir los beneficios de energía para que se reduzcan la desigualdad social y regional como también la dependencia estructural. En contra del concepto de desarrollo sostenible, introducido por el informe de la *Comisión de Brundtland* en 1987<sup>25</sup>, el aprovechamiento de recursos energéticos en Brasil está marcado por notables diferencias socio-económicas y geográficas. Así, se detecta en las regiones del noreste un consumo muy inferior al de sureste. Junto a las distinciones geográficas se observa en el acceso a la electricidad una desigualdad y una concentración en las clases de ingreso más altas (Thorpe 2007). A su vez la aplicación de las energías renovables descentralizadas, no-contaminantes e ilimitadas, en particular la eólica, ofrece viables soluciones en el ámbito ambiental, social e económico.

A pesar de los beneficios evidentes, en un mercado eléctrico liberalizado las nuevas tecnologías no consiguen establecerse. Este estatus persiste también en Brasil, donde la discrepancia entre potencial y aprovechamiento es grande todavía. Paulatinamente, las renovables ganan terreno en la agenda política; no obstante permanece la controversia entre los que apoyan un alto grado de eficiencia del instrumento (buscando precios menores de generación) o aquellos que prefieren una alta efectividad del instrumento (aumentar el potencial instalado).

BRAUER indica a la diferenciación de los objetivos perseguidos de la herramienta promotora en cuestión. Si realmente se pretende posible la creación de una industria nacional alrededor del tema de las energías renovables será trascendental implementar un ins-

<sup>25</sup> El libro "Nuestro Futuro Común" (nombre original del Informe Brundtland) fue el primer intento de eliminar la confrontación entre desarrollo y sostenibilidad. Presentado en 1987 por la Comisión Mundial Para el Medio Ambiente y el Desarrollo de la ONU, trabajó analizando la situación del mundo en ese momento y demostró que el camino que la sociedad global había tomado estaba destruyendo el ambiente por un lado y dejando a cada vez más gente en la pobreza y la vulnerabilidad.

trumento que otorgue seguridad de planificación y de inversión (Bräuer 2002: p. 63). JÄNICKE estima una rápida resolución del problema en caso que existan claros planteamientos y la cantidad de beneficiados prevalezca. A menudo nacen conflictos durante el proceso, principalmente cuando las alternativas propuestas no son suficientemente atractivas para los involucrados (Jänicke/ Kunig/ Stitzel 1999: p. 82). Como en la mayoría de los países industrializados dominaba también en Brasil el Estado, la construcción y expansión del sector energético hasta que se radicó por encima la presión de liberalización. El suministro de electricidad estaba caracterizado por una estructura centralizada con grandes plantas eléctricas. Un suplemento por centrales eólicas llevaría a cabo una descentralización de la red y disminución del tamaño de las plantas generadoras (Da Silva 2006: p. 43-48).

Como consecuencia, las compañías convencionales del sector energético serán las más afectadas por un cambio estructural y por eso desempeñarían resistencia. Esa tendencia se despuntó ya en el período después de los primeros choques del precio del petróleo donde su contraposición sólo admitía la inclusión de estrategias de eficiencia energética. Sin embargo, el potencial de conflicto no se manifestó por el aumento de renovables en sí mismas, más bien se discutía la intensidad y el alcance de la introducción de ellas (Busch 2003: p. 33-34). Sobre todo en Europa se habían visto restricciones por la dimensión de lo laboral o por procedimientos de concesión retardados (Töller 2002: p. 20).

### 1.3.2.3. Actores relevantes

Junto a la cuestión de los aspectos del problema y las condiciones para resolverlo se debe contemplar los actores influyentes durante el proceso decisivo. Por esta razón se resalta en la imagen 1-8 los protagonistas que toman decisiones y los que están afectados. Por parte de actores involucrados se ve como factores importantes los recursos humanos y materiales disponibles, la competencia y las opciones de actuación (Jänicke/ Kunig/ Stitzel 1999: p. 84).

Más allá de la fuerza organizadora la capacidad de armar coaliciones decide si se logrará la agrupación de intereses que podría formar una *advocacy-coalition*. Además la chance de imposición de intenciones en común se incrementará cuando los actores de las diferentes áreas acuerden una manifestación unida. Dedicándose al fundamento de la manera de proceder se divide en general entre el deseo racional en expandir el propio poder y las consideraciones cognitivas y normativas. Mencionados procedimientos pueden provenir de un aprendizaje basado en la anterior aplicación de herramientas o de experiencias observadas en otros naciones (Sabatier 1993: 121-122 y Howlett/ Ramesh 1993: p. 258).

¿Quiénes son los actores más relevantes del sector energético? Un grupo importante son los actores políticos que por un lado están subvencionando las fuentes fósiles y nuclea-

res, mas, por el otro se han comprometido a implementar medidas promotoras a las energías renovables y bajar las emisiones de CO<sub>2</sub>. Se considera como actores específicos al presidente de la república, los partidos, los ministerios y agencias federales de regulación.

Además tienen relevancia los actores económicos como por ejemplo las empresas del sector eléctrico y sus asociaciones, las cuales en primer lugar se han posicionado de manera crítica frente a la aplicación de instrumentos favorables a la energía eólica. A partir de la segunda mitad de los años 1990 se liberalizó profundamente el sector energético de Brasil, abandonando el modelo estatal hacia un mercado regulado y abierto para inversores extranjeros, así como también nacionales. Virtualmente se transfirió toda la capacidad de distribución a manos privadas<sup>26</sup> mientras que de la generación se vendieron sólo paquetes de participación a los inversores<sup>27</sup>. En el transcurso de la privatización se cometieron errores que originaron obstáculos graves para la introducción de nuevas tecnologías de generación de electricidad (Millán 2007: p.345-347).

Claramente una perspectiva a favor demuestra que los productores de equipamientos de energías renovables y dependiente de la tecnología defienden sus puntos principales. En Brasil operan actualmente sólo dos empresas<sup>28</sup> de grandes turbinas eólicas con plantas de producción nacional. El último grupo de actores contemplados, y muchas veces aliados con el sector industrial de energías renovables, son los actores sociales como Organizaciones No-Gubernamentales (ONG's), instituciones científicas o empresas de consultoría.

Cada grupo de actores exige otros aspectos de un instrumento. Así, las ONG's se centran mayoritariamente en la efectividad, los políticos en la eficiencia y compatibilidad legal y las generadoras eléctricas como otros inversores aspiran a la ganancia y la mayor seguridad de planeamiento. A continuación, la ilustración 7 debe representar un resumen de los intereses distintos durante la definición de herramientas de promoción. A pesar de las contraposiciones entre los actores se ha visto en países como Alemania que ellos son capaces de ponerse de acuerdo. El próximo capítulo 2 explicará el panorama actual de energía eólica. En esto se dará más detalle al estado técnico, a la evolución de costos para generar electricidad a partir del viento y a las particularidades para su integración a la red.

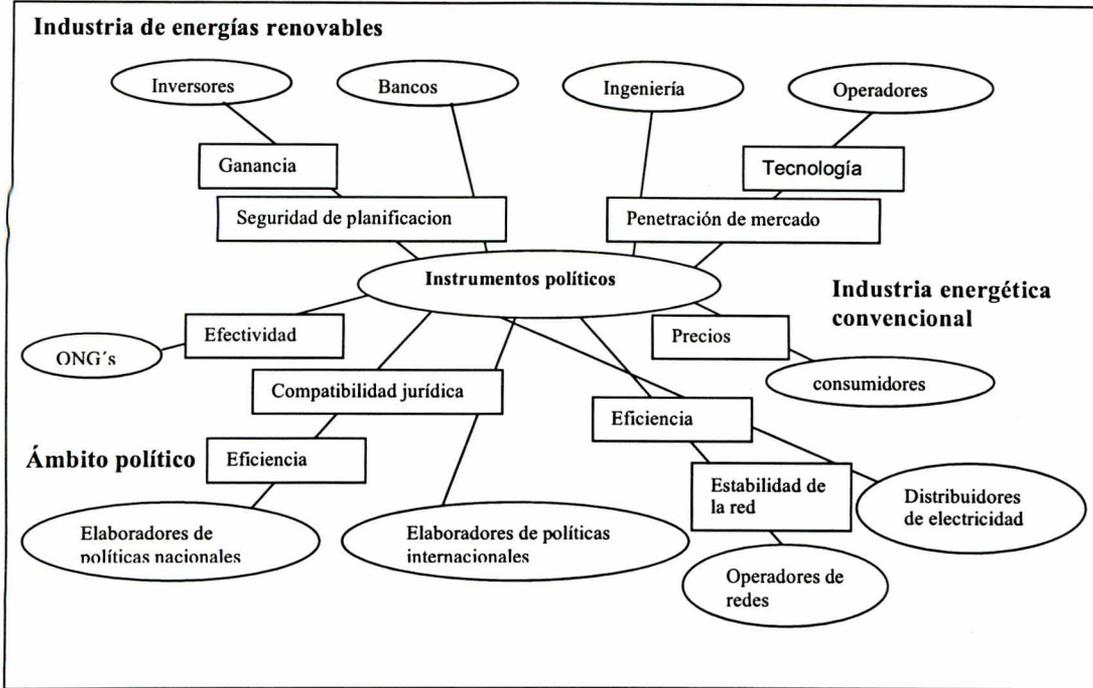
---

<sup>26</sup> Bajo la dirigencia del BNDES, se privatizó entre 1995 y 2001 un 64% de las empresas de distribución eléctrica con un precio de venta en promedio un 40% encima de precio mínimo. Las distribuidoras obtuvieron la garantía de contratos de concesión con los generadores existentes hasta el comienzo de la progresiva desregulación.

<sup>27</sup> La privatización de las empresas generadoras no avanzaba en la medida prevista por falta de establecer claras reglas del mercado así como también por la oposición de los empleados. Por estas razones principales se privatizó hasta 2001 solo un 26%.

<sup>28</sup> Enercon-Wobben (Alemania) y IMPSA Wind (Argentina)

Ilustración 7: Intereses de actores principales en el proceso de acondicionamiento de instrumentos promocionales a las energías renovables



Fuente: Elaboración propia basándose en Enzensberger, N./ Wietschel, M./ Rentz, O. (2002) p. 797

## 2. Panorama general acerca de la evolución del aprovechamiento eólico

### 2.1. Antecedentes históricos

Hasta la aparición de la máquina de vapor en el siglo XIX, la única energía de origen no animal para la realización de trabajo mecánico era la proveniente del agua o del viento. La energía eólica se considera una forma indirecta de energía solar y la energía cinética del viento puede transformarse en energía útil, tanto mecánica como eléctrica.

Los molinos de viento existían ya en la más remota antigüedad. Hammurabi I, Rey de Babilonia, 17 siglos antes de J.C. utilizó molinos accionados por el viento para regar las llanuras de Mesopotamia y para la molienda del grano. Se trataba de primitivas máquinas eólicas de rotación vertical con varias palas de madera o caña, cuyo movimiento era comunicado directamente al eje de las muelas del molino. Los molinos de viento fueron utilizados en Europa en la Edad Media, comenzando a extenderse por Grecia, Italia, Francia y luego fuertemente en los Países Bajos (Escudero López 2004: p. 79 y Da Silva 2006: 134). La tecnología eólica en Europa era claramente distinta de la oriental, ya que allí se imponían fundamental-

mente molinos de eje horizontal, mientras que los molinos orientales eran de eje vertical. Una idea de la importancia que en el pasado adquirió la energía eólica nos la da el hecho de que en el siglo XVIII, los holandeses tenían instalados y en funcionamiento 20.000 molinos, que les proporcionaban una media de 20kW cada uno y saturaban 90% de la energía primaria requerida por la industria (Da Silva 2006: p. 135).

En el año 1882 se inauguró en Nueva York la primera planta eléctrica de mundo con una potencia total de 500kW. Desde entonces, el desarrollo tecnológico y la expansión del sistema transcurrió de manera vertiginosa. Al comienzo del siglo XX, casi todas las grandes ciudades de los países industrializados ya estaban electrificadas. Considerablemente más lento se realizaba este proceso en las zonas rurales. Por la extensión territorial, principalmente entre Europa y Estados Unidos (EE.UU.), se observaba una diferencia en el alumbramiento rural (Hau 2003: p. 18). Con el arranque del uso de la electricidad a escala técnica grande a través de las primeras centrales eléctricas, surgieron también nuevos estímulos para la aplicación posible de la antigua fuente eólica sobre todo en regiones no atendidas por los sistemas eléctricos en expansión. A diferencia de otras aplicaciones, el uso del viento para producir electricidad es más reciente las primeras experiencias datan del final del siglo XIX., donde Charles F. Brush construyó en EE.UU. durante 1880 una turbina eólica de 12kW para producir electricidad en corriente. Poco tiempo después, el danés La Cour inventó en 1892 un nuevo aerogenerador capaz de desempeñar entre 5 y 25kW para generar electricidad. En el año 1910 Dinamarca tenía instalada una potencia eólica de 200MW (Hau 2003: p. 23 y Da Silva 2006: p. 136).

La teoría de la aerodinámica se desarrolla durante las primeras décadas del siglo XX, permitiendo comprender la naturaleza y el comportamiento de las fuerzas que actúan alrededor de las palas de las turbinas. Entre los primeros científicos que la desarrollaron para usos aeronáuticos, estaban Joukowski, Drzewiechy, Prandtl, Betz, Constantin y Enfield. Ellos establecieron los criterios básicos que debían cumplir las nuevas generaciones de turbinas eólicas (Hau 2003: p.29). En los años 1920 se empiezan a aplicar a los rotores eólicos los perfiles aerodinámicos que se habían diseñado para las alas y hélices de los aviones; el holandés A. J. Dekker construye el primer rotor capaz de alcanzar velocidades en punta de pala cuatro o cinco veces superiores a la del viento incidente. En el mismo año demostró Betz (1925) en un famoso artículo, que el rendimiento de las turbinas aumentaba con la velocidad de rotación y ningún sistema eólico podía superar el 60% de la energía contenida en el viento (Escudero López 2004: p. 80).

Partiendo de los conocimientos de Betz, se hizo los primeros pasos en Rusia del año 1931 para el desarrollo de turbinas eólicas grandes para aplicaciones eléctricas. EL aerogenerador llamado *Balaclava* simbolizaba un modelo avanzado de 100kW y estaba conectado a

una usina termoeléctrica de 20MW por medio de una línea de transmisión de 6,3kV de 30km. Esa fue el primer intento exitoso de conectar un aerogenerador de corriente alternada a una usina termoeléctrica y generó alrededor de 280.000kWh al año. Además, la planta lograba un factor medio de utilización de 32%, tenía el sistema de control montado a una altura de 30m de la torre, se regulaba la rotación por la variación del ángulo de paso de las palas y controlaba la posición a través de una estructura tejida y apoyada sobre un vagón que circulaba en pistas (Hau 2003: p. 31). Luego después el ingeniero alemán Honnef planificó en 1932 el aprovechamiento a gran escala de la energía eólica. En 1939 estos planes luego fueron incorporados por el gobierno fascista al proyecto “Reichsarbeitsgemeinschaft Windkraft” que pretendía con la instalación de grandes turbinas eólicas, independizar Alemania de importaciones energéticas (Hau 2003: p. 31).

Especial mención merecen en este contexto los hermanos Jacobs que desarrollaron en los años 1920 en los EE.UU. un cargador eléctrico eólico directo con una potencia de entre 1,8kW e 3kW. De estas turbinas se vendieron millares hasta 1960, el momento en el cual la electrificación rural se llevó a cabo. Al mismo tiempo se registraba esfuerzos en el ámbito de turbinas eólicas grandes, sobre todo, el ingeniero estadounidense Putnam trabajaba en esta dirección. Fue él quien consiguió instalar en el año 1942 la primera turbina eólica de potencia elevada a nivel mundial. Los datos técnicos subrayan este logro; la planta eólica tenía 2 rotores de 53,3m de diámetro, una potencia nominal de 1250kW y una torre de 35,6m (Hau 2003: p. 33 y Da Silva 2006: p. 136). A pesar de los esfuerzos realizados y de la mayor eficiencia de las nuevas turbinas, las dificultades de almacenamiento y las desventajas propias de la irregularidad de los vientos fueron la causa de que las aplicaciones basadas en el aprovechamiento del viento como recurso energético continuaran sólo hasta el final de la Segunda Guerra. Por la caída de precios al final de la guerra, los combustibles fósiles, en particular el petróleo, empezaban a imponerse como la principal e insustituible fuente de energía. La construcción de un sistema centralizado de producción y distribución de la corriente eléctrica era necesaria para un uso económicamente viable de la energía eléctrica (Hau 2003 p. 36).

Principalmente en los países de Europa y en los EE.UU. se formó, definiéndose por los patrones tecnológicos de aquella época, un modelo institucional que permitía la expansión de la oferta a precios menores y que aceleraba el crecimiento de la demanda. Este sistema eléctrico basado en fuentes fósiles que abastecía el consumo en el momento exigía para su funcionamiento un alto uso de capital. Esta característica y la de representar un bien esencial para la sociedad requería una estructuración legal por parte de los Estados Nacionales. Por más que, el petróleo presentaba un grave inconveniente al crear una dependencia entre los países consumidores y los productores, el sistema productivo capitalista hacía patente su dependencia energética (en primer lugar los países industrializados). Cuando se veía alterado

el orden económico por alguna crisis se adoptaban políticas de apoyo de los recursos autónomos que se abandonaban enseguida una vez superada la crisis (Da Silva 2006: p. 135).

Hasta 1973, se acaba perdiendo interés en la energía eólica al no resultar sus precios competitivos respecto de los de los combustibles fósiles convencionales, debido al bajo precio del petróleo. La siguiente etapa (entre 1973 y 1986) de altos precios del petróleo favoreció el desarrollo de los aerogeneradores eólicos como fuente de energía alternativa renovable y no contaminante, capaz de producir electricidad a precios competitivos. Desde entonces, por ejemplo en Francia, Dinamarca, Alemania e EE.UU. se llevaron a cabo programas públicos para fomentar la energía eólica. La tabla 2 muestra una selección restringida de proyectos de desarrollo de turbinas eólicas de gran porte. En los EE.UU., el país industrializado que más dependía del petróleo, se creó en 1973 el *U.S. Federal Wind Energy Program* que poseía un presupuesto de 200 millones de dólares para la realización de extendidos proyectos pilotos en el ámbito eólico. Por su parte Alemania iniciaba en 1974 el proyecto “GROWIAN” con lo que se pretendía directamente el desarrollo de una turbina de 3,0MW. Al final, por la complejidad técnica y teniendo en cuenta la experiencia danesa, los investigadores habían preconizado el paulatina incremento de la potencia nominal de turbinas eólicas (Hau 2003: p. 46).

Tabla 2: Datos de algunas instalaciones de potencia arriba de un MW

Nombre	País	Potencia (kW)	Diámetro de rotor (m)	Cantidad de palas	Altura del cubo (m)	1º año de operación	Último año de operación
Smith-Putnam	EE.UU.	1250	53,0	2	38	1941	1945
Neyric-Vadot	Francia	1000	35,0	3	35	1962	1966
MOD-1	EE.UU.	2000	61,0	2	40	1978	1981
MOD-2	EE.UU.	2500	91,4	2	61	1979-82	1985-87
Bendix	EE.UU.	1300	51,0	3	33	1982	1983
WTS-3	Suecia	3000	78,0	2	80	1982	1993
WTS-4	EE.UU./ Suecia	4000	78,1	2	80	1982	1994
WTS-75	Suecia	2000	75,0	2	77	1983	1990
GROWIAN	Alemania	3000	100,0	2	100	1984	1987

Fuente: elaboración propia basándose en Hoppe-Kilpper 2003

HAU remite específicamente al caso de Dinamarca, donde se introdujo en 1985 un programa público que buscaba promover la instalación de parques eólicos descentralizados con turbinas de un potencia en 50kW y 60kW a través de una combinación de *subsídios directos* y *feed-in-tariff*. La iniciativa política aspiraba a complementar el suministro de electricidad por la fuente eólica, estimular la creación de una industria nacional y fortalecer el autoabastecimiento en electricidad por parte de comunidades rurales. Debido a la promoción del aprovechamiento eólico, a partir de los años 1990 podía arrancar en otros países de Europa un despliegue de esta tecnología (Hau 2003: p. 56). La potencia de aerogeneradores insta-

lados para la generación de energía eléctrica a fines de 1991, según datos de la Agencia Internacional de la Energía, correspondió a un total de 2.200MW (equivalente a dos centrales nucleares de gran potencia).

El tamaño medio de las máquinas instaladas hasta 1990 estuvo en el rango de los 100kW, aunque se observaba paulatinamente una tendencia ascendente. Así, los pequeños aerogeneradores aumentaban poco a poco sus potencias, a la vez que mejoraban su fiabilidad y reducían sus costos; las potencias medias de las turbinas eólicas instaladas entre 1990 y 1991 era de 225kW. A mitad de los años 1990 surgió una segunda generación de aeroturbinas de 500kW a 1,2MW, lo que demostró el alto grado de madurez alcanzado a corto plazo por esta tecnología. La fabricación de pequeñas máquinas ha ido perdiendo interés en países con redes de distribución de electricidad muy extendidas, ya que los costos para instalaciones de porte menor lo hace hoy día poco rentable. Recién se está estableciendo la tercera generación de aeroturbinas en serie con un potencial nominal de 2,0MW a 2,5MW y los grandes productores ya investigan con prototipos de una potencia de 5,0MW (Hoppe-Kilpper 2003: p. 63).

El vertiginoso incremento de la producción de energía eólica durante sólo 17 años y simultáneamente los avances tecnológicos logrados, se ha basado principalmente en las leyes de promoción de las energías renovables que se implementaron en países como Alemania, Dinamarca y más tarde en España. La capacidad de generación eólica instalada en todo el mundo a fines del año 2007 era de 94,12GW, casi un 35% más que a finales de 2006. El año 2007 ha estado marcado por todo un récord en la instalación de nueva capacidad, tanto en los mercados europeos como mundiales, y por la confirmación de la expansión del mercado de energía eólica (GWEC 2008). El crecimiento del potencial eólico se vio también estimulado por el continuo aumento de los precios de hidrocarburos, así como por las preocupantes consecuencias ambientales (exploración insostenible y contaminante de los portadores energéticos no-renovables, fortalecimiento el efecto invernadero y concentración de la producción de energía en grandes usinas) suscitadas por el actual sistema energético. En el transcurso de la próxima sección se entrará más en detalle con respecto al mencionado despliegue tecnológico, y además se trazará las tendencias futuras.

## **2.2. Estado del desarrollo tecnológico y tendencias**

Las máquinas eólicas han sido estudiadas por el hombre en forma intensiva y dentro de ellas existen en la actualidad diferentes tipos que van desde pequeñas potencias, a las grandes máquinas de varios megavatios. En esta sección se dedicará exclusivamente a la evolución de modernas turbinas eólicas de grande porte las cuales han mostrado en el trans-

curso de los últimos 20 años un desarrollo rápido en relación a la tecnología, el tamaño, su integración en las redes existentes como los costos relacionados.

### 2.2.1. Evolución de los generadores y aumento de potencia de las turbinas

En la actualidad el sector eólico está experimentando, a escala mundial, unas tasas de crecimiento muy altas, tanto al nivel de potencia instalada como al nivel de perfeccionamiento tecnológico. El potencial eólico técnicamente aprovechable para la producción de electricidad es altamente sensible a la capacidad tecnológica de aprovechamiento. La contribución de esta fuente de energía al logro común de reducir las emisiones de GEI, la evolución tecnológica de los aerogeneradores, la optimización los costos de producción e implementación, hacen de ella una evidente opción de futuro (Da Silva 2006: p 131). En este sentido, a medida que los potenciales se incrementan, el aprovechamiento de mayores rangos de velocidad del viento también aumenta progresivamente. Una máquina eólica que presenta un objeto situado en el seno de una corriente de aire, causa una resistencia al avance deformando los filetes fluidos. Esto depende de la forma del objeto y de su posición con relación a la dirección del viento. Entonces, se pueden considerar tres velocidades del viento características:

- La velocidad de conexión  $v_{conex}$  es la velocidad del viento por encima de la cual se genera energía. Por debajo de esta velocidad toda la energía extraída del viento se gastaría en pérdidas y no habría generación de energía.
- La velocidad nominal  $v_{nom}$  es la velocidad del viento para la cual la máquina eólica alcanza su potencial nominal. Por encima de esta velocidad la potencia extraída del viento se puede mantener constante.
- La velocidad de desconexión  $v_{emb}$  es la velocidad del viento por encima de la cual la máquina eólica deja de generar, porque se embala; los sistemas de seguridad comienzan a actuar frenando la máquina, desconectándola de la red (BMU 2006: pp. 59).

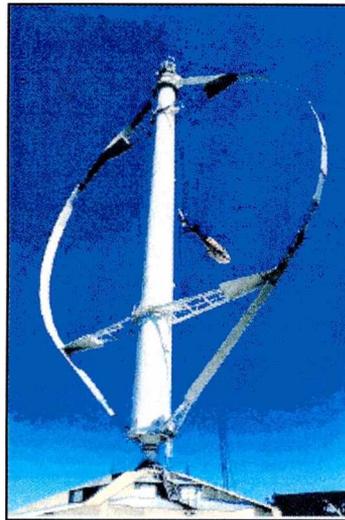
El desarrollo de la energía eólica en los últimos años ha permitido alcanzar unos niveles técnicos avanzados, que se traducen en mayores potencias, mejores rendimientos y altas disponibilidades. Actualmente, los aerogeneradores instalados por las empresas líderes del sector son máquinas de unos 1.000 – 2.500kW frente a los 30 – 100kW de hace 20 años (véanse las ilustraciones 11 y 12). Cabe señalar que en veinte años la potencia de los aerogeneradores se ha multiplicado por un factor 100 (Alt/ Scheer 2007: p. 10). Estas potencias permiten alcanzar producciones muy importantes con un número reducido de equipos, lo

que implica un mejor aprovechamiento de los emplazamientos. Aunque hay algunas empresas que desarrollan otros diseños, la mayor parte de las máquinas que actualmente se instalan, tienen rotores de eje horizontal (véanse ilustración 8), de gran diámetro, situados en lo alto de grandes torres. Los rotores son movidos por fuerzas aerodinámicas, las llamadas fuerzas de sustentación (lift) y de arrastre (drag)<sup>29</sup>. No obstante, SCHEER (2005) advierte que la evolución tecnológica es continua y está abierta a cualquier propuesta de nuevos diseños. No se deben desechar opciones de eje vertical (véanse ilustración 9), en especial para máquinas de potencia o para emplazamientos con condiciones climáticas difíciles, ni otros diseños, por ejemplo con difusores o “embudos” de viento. La energía eólica ofrece un gran potencial energético que, probablemente, requerirá más cambios tecnológicos sustanciales para su pleno aprovechamiento (Scheer 2005 et al.).

Ilustración 8: Turbina de eje horizontal



Ilustración 9: Turbina de eje vertical

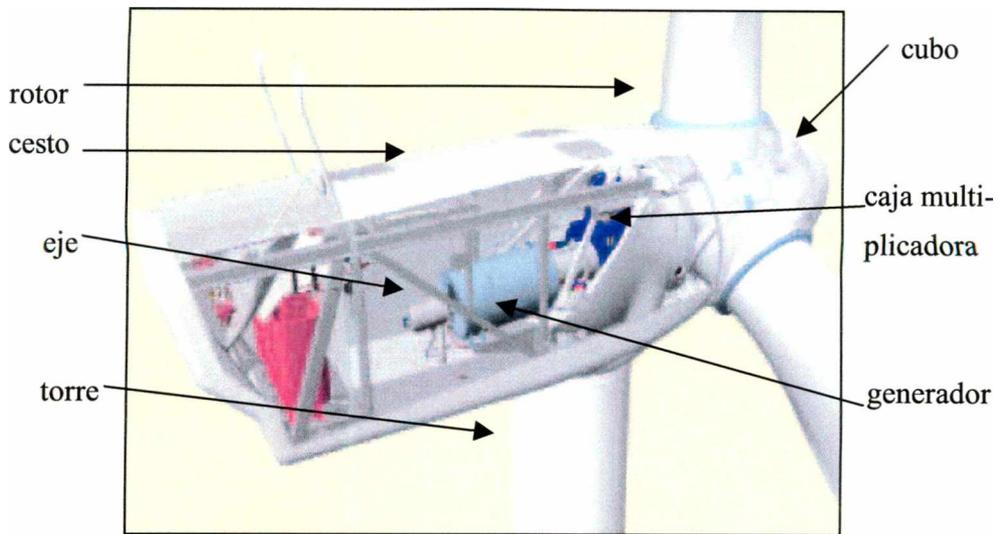


Por la alta penetración del mercado, se refiere en lo siguiente a las turbinas eólicas de eje horizontal (véanse la estructura de una turbina de eje horizontal en la ilustración 10), cuyos principales elementos son el cubo, el rotor, el eje, el multiplicador, el generador, el cesto y la torre.

---

<sup>29</sup> Es la fuerza que actúa en el centro aerodinámico de un elemento de pala en rotación. Si se proyectan la fuerza de arrastre y de sustentación sobre el plano de rotación, se obtiene una fuerza útil.

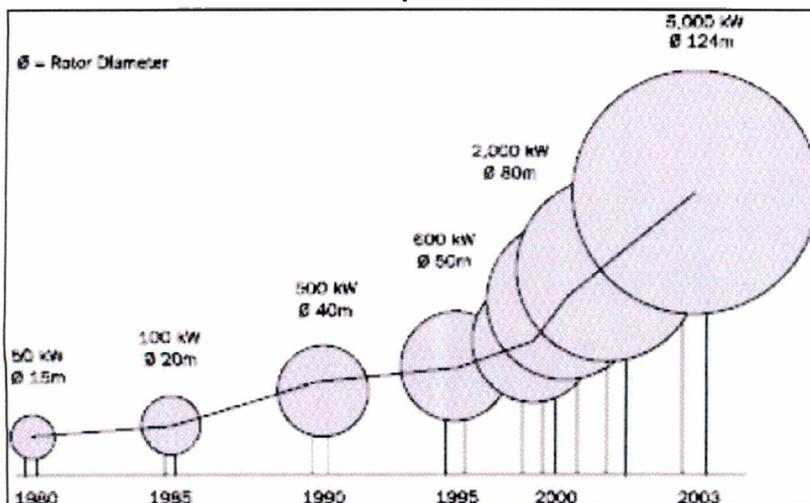
Ilustración 10: Aerogenerador de eje horizontal



Fuente: BMU 2006: p. 63

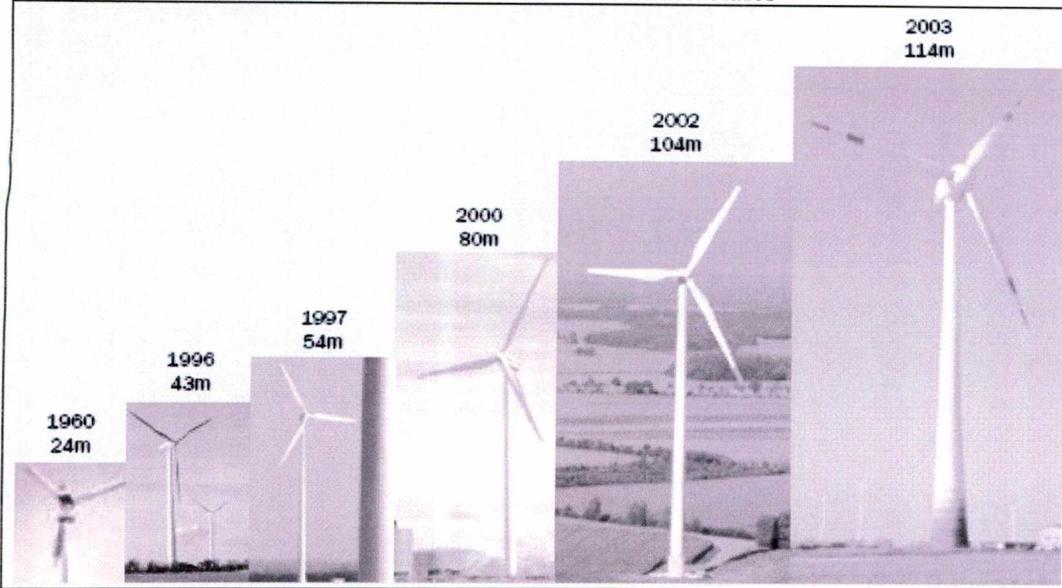
Estas turbinas son diferenciadas por el tamaño y formato de la torreta, la presencia o ausencia de una caja multiplicadora y el tipo de generador usado (convencional o multipolos). Para 2.000kW de potencia nominal, las torres suelen ser de 80 – 100m de altura y poseen palas con un diámetro de hasta 100m. Actualmente existen prototipos de los fabricantes alemanes Enercon y Repower que llegan hasta 7.000kW, no más, ya que a partir de estas cifras comenzarían a aparecer problemas logísticos, como son el transporte de los aerogeneradores a los lugares de instalación (EWEA 2005: p. 15 y BMU 2006: p. 60).

Ilustración 11: Incremento de la potencia de turbinas comerciales



Fuente: EWEA 2005: p. 15

Ilustración 12: Incremento de la altura de turbinas comerciales



Fuente: EWEA 2005: p. 15

El ya mencionado elemento básico de una aeroturbina es el rotor, que está formado por una o varias palas. La pala de un aerogenerador es una pala perfilada que transforma la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. Como la energía que se extrae del viento es función del área barrido y no de la superficie de las palas, el número de éstas varía entre 1 y 3, aunque, por razones de simetría, estética y equilibrio de esfuerzos, la mayor parte de los modernos generadores eólicos se construyen con tres palas. Las palas giran a velocidad fija o variable, y se acoplan con un multiplicador a un alternador (EWEA 2005 et al., BMU 2006: p. 6 y Alt/ Scheer 2007 et al.). Aquellas de velocidad fija, se orientan en función del empuje aerodinámico para mantener las revoluciones. Todos los equipos están situados en un cesto en lo alto de la torre. Éste gira sobre un eje vertical, de modo que se oriente en la dirección del viento. La corriente eléctrica, generada a baja tensión, es conducida por cables a la base de la torre donde se transforma a media tensión y se conduce con canalizaciones enterradas hasta el centro de transformación del parque, del que sale la línea para la conexión con la red de alta tensión.

La velocidad del viento mínima para arrancar el funcionamiento suele ser de 4m/s y con 16m/s se alcanza la potencia máxima. Para velocidades mayores se mantiene la potencia (que está limitada por la capacidad del generador), hasta que al superar los 25m/s se para el rotor por razones de seguridad (BMU 2006: p. 61). Por ello, un dispositivo fundamental en los aerogeneradores grandes es el que permite la regulación y control del número de revoluciones, que además sirve de protección de dicha máquina para mencionadas velocidades superiores a las admisibles. Para evitar que el rotor sufra daños estructurales es muy importante disminuir las vibraciones y frenarlo. En las primeras turbinas el paso de la

pala era fijo por lo que las ráfagas de viento provocaban fuertes sobrecargas mecánicas (control-*stall*). Con la introducción del paso variable se limitan las cargas máximas dentro la turbina. La innovación *Pitch* es la regulación más utilizada en las grandes máquinas. Otro sistema de regulación se realiza mediante el control electrónico de la potencia con el cual se puede variar la velocidad del rotor en un pequeño margen (BMU 2006: p. 61).

Aunque la producción depende de cómo se distribuya la velocidad del viento y su variabilidad a lo largo del año, de una manera simplificada se puede estimar la producción en función de la velocidad media anual del viento. La producción se expresa por el número de horas equivalentes operando con la potencia nominal. La ecuación de Betz<sup>30</sup> proporciona el límite superior de las posibilidades de un aerogenerador, pero se tiene que en cuenta una serie de otros factores los cuales son la resistencia aerodinámica de las palas, la pérdida de energía por la estela generada en la rotación, la compresibilidad del fluido, la interferencia de la palas y el rendimiento de los diversos mecanismos que componen el aerogenerador. Una instalación de energía eólica debe trabajar con factores de capacidad mayores de 25% para que sea factible en lo económico. El rango de 25% a 35%<sup>31</sup> es satisfactorio. Las máquinas más modernas pasaron por un proceso significativo de perfeccionamiento tecnológico lo que abarca:

- La generalización de la tecnología de rotores que giren hoy día a velocidad variable, lo que permite un mejor aprovechamiento de la fuerza del viento y además se reducen los esfuerzos mecánicos que actúan sobre la torre.
- La sincronización de los generadores y el ajuste de la frecuencia de la corriente mediante sistemas electrónicos. El sistema multiplicador se elimina merced a un generador síncrono multi-polo, habilitándole para variar la velocidad en el estator dos convertidores que controlan toda la potencia de la máquina.
- El cubo articulado (flexible) disminuye el momento de cabeceo y reduce, considerablemente, la fatiga a la flexión de las palas, del eje y de la torre.
- La mejora de las palas, en diseño y en materiales (fibra de vidrio con resinas epoxy o poliésteres), a través de la entrada en el sector de empresas con tradición aerodinámica, lo que llevó a cabo un mejor rendimiento y mayor durabilidad.
- La mayor altura de las torres permite captar vientos con flujo más laminar, lo que quiere decir de mayor velocidad media y con menor diferencia entre la velocidad del viento. Para paliar el efecto de vibración o sobrecarga de la torre se construye torres flexibles para reducir la frecuencia de resonancia del sistema.

---

<sup>30</sup> El coeficiente de Betz determina el límite teórico del factor de potencia que es de 59,5%.

<sup>31</sup> En algunas regiones de Argentina (las Provincias de Chubut o Santa Cruz) y de Brasil (los Estados federales de Ceará y Río Grande do Sul) se alcanza rendimientos globales del orden 40%.

- Los nuevos diseños contribuyeron a una reducción de peso y volumen de los componentes.
- La fabricación de series grandes permitió una automatización de los procesos de fabricación, con las consiguientes ventajas de calidad y con menores costos (EWEA 2005: p. 19 y BMU 2006: pp. 59).

Por agotamiento de emplazamientos terrestres y restricciones ambientales rigurosas, sobre todo en algunas regiones de Europa, la industria eólica apoyado por programas públicas ha desarrollado turbinas convencionales adaptadas a las condiciones marítimas. El potencial explorable es enorme porque el viento alcanza en las zonas marítimas velocidades promedio de 10m/s y se cuenta con que los aerogeneradores puedan funcionar a pleno de 3200 a 3800 horas por año. En tierra, el viento sopla en los mejores lugares a unos 8m/s en promedio y se alcanzan a lo sumo de 2200 a 2800 horas por año de pleno funcionamiento. Durante los últimos años se perfeccionó la tecnología *off-shore* (véanse en la ilustración 13 un transporte de fundamentos) que presenta una nueva frontera para el aprovechamiento de energía eólica (BMU 2007 et al).

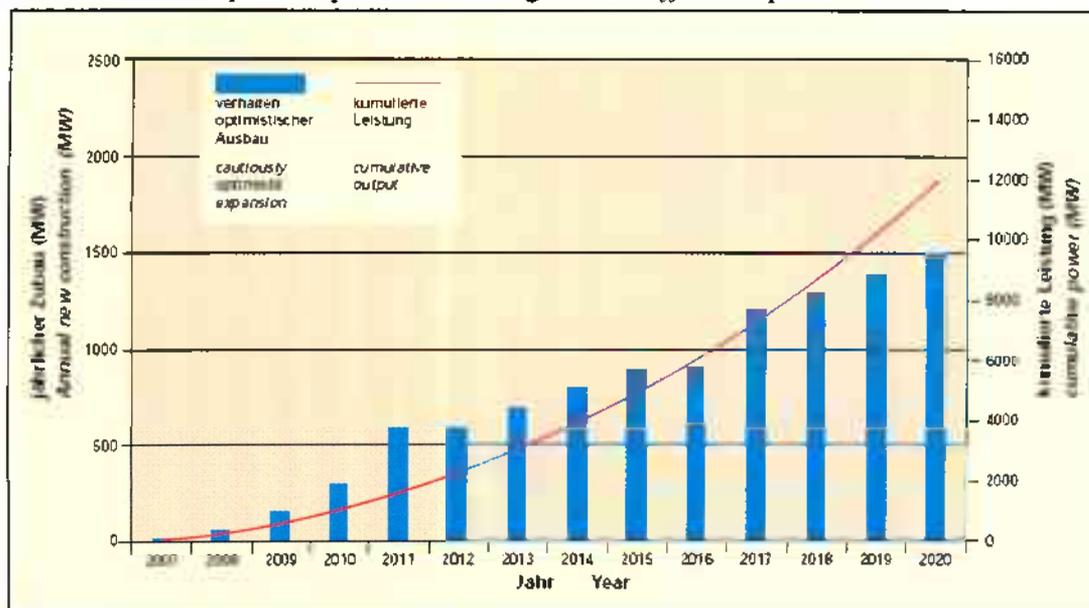
No obstante, la instalación de nuevas centrales en el mar ha avanzado más lentamente de lo esperado. Específicamente, porque esta tecnología significa un mayor costo de transporte, instalación y mantenimiento. Más allá del desarrollo tecnológico, los parques *off-shore* necesitan nuevas estrategias de conexión entre las turbinas y la red de distribución eléctrica como para la concentración fuerte de sal en el aire que desafía a los materiales utilizados. Además se tiene que fijar los aerogeneradores al suelo marino hasta a 30 metros de profundidad (BMU 2007 et al.). La disponibilidad a largo plazo de turbinas eólicas modernas *onshore* y *offshore* (porcentaje del tiempo en que el generador se halla operativo) es superior al 95%, y la suma de horas del funcionamiento es muy elevada de generadores convencionales (EWEA 2005: p. 68). A continuación las ilustraciones 14 a 16 contienen algunos datos previstos relacionados al aprovechamiento de la energía eólica en zonas marítimas de Europa.

Ilustración 13: Transporte de fundamentos para turbinas eólicas en el mar



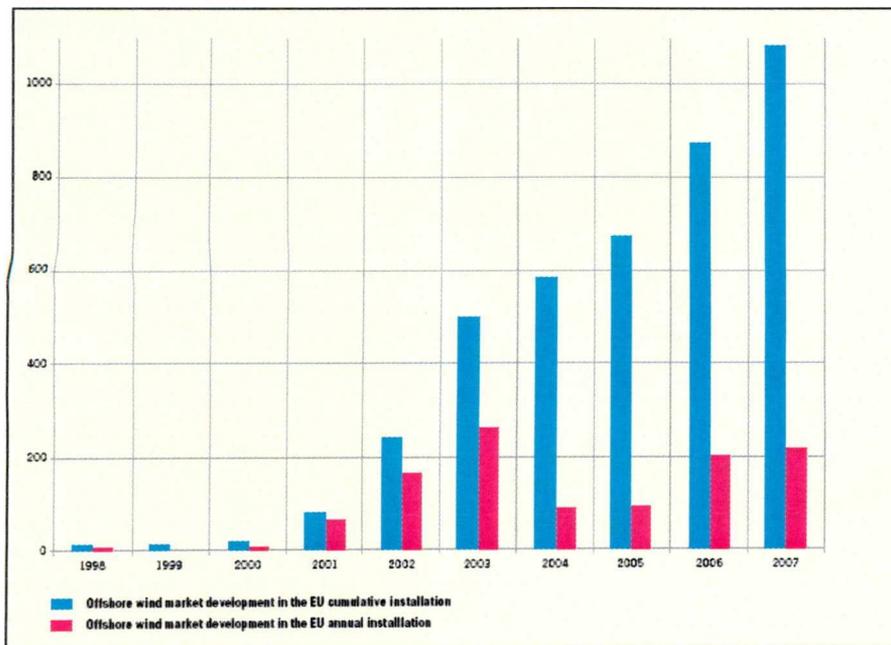
Fuente: BMU 2007; p. 8

Ilustración 14: Expansión prevista de energía eólica *off-shore* para Alemania



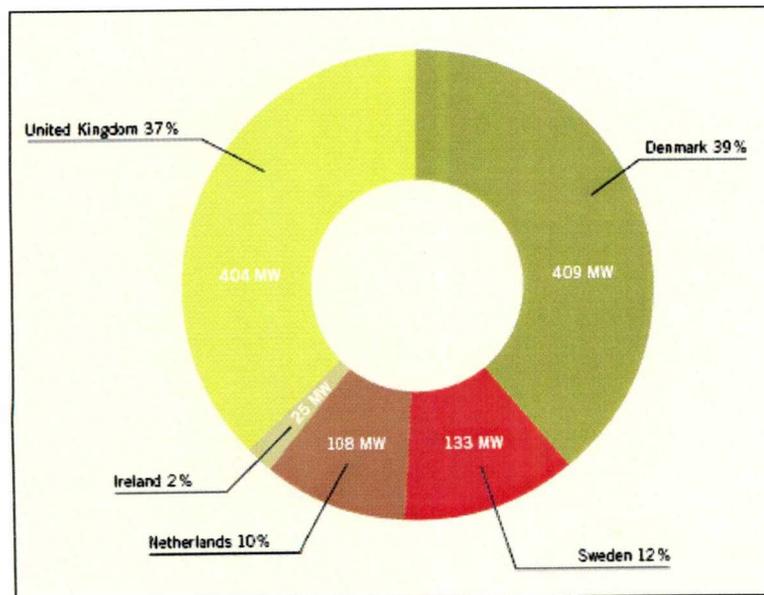
Fuente: BMU 2007; p. 5

Ilustración 15: Evolución del potencial *offshore* en la UE 1998-2007



Fuente: EWEA 2008

Ilustración 16: Aprovechamiento total de energía eólica *offshore* a fines del año 2007



Fuente: EWEA 2008

### 2.2.2. Impactos sobre el medio ambiente y medidas preventivas

El sistema energético actual no es lo suficientemente fiable o asequible económicamente *como para soportar* un crecimiento económico generalizado. La productividad de un tercio de la humanidad está sufriendo la falta de acceso a las formas avanzadas de energía y

tal vez otro tercio siente penalidades económicas e inseguridad a causa de este suministro energético. Los impactos negativos de la cadena energética, tanto a nivel local, como también regional y global, de la producción y del uso de la energía amenazan los ecosistemas y la salud como el bienestar (Scheer 2005 et al.).

Como fue mencionado en la introducción, la utilización de combustibles fósiles, ya sea en pequeñas instalaciones distribuidas (el caso de los medios de transporte), o en grandes instalaciones (centrales eléctricas), lleva asociado un considerable impacto ambiental. La combustión de combustibles fósiles, en diverso grado da origen a emisiones a la atmósfera de óxidos de nitrógeno, óxidos de azufre y dióxido de carbono, entre otros. En el caso del gran potencial de la fuente hídrica no hay que subestimar las enormes dificultades que existen para la construcción de estas centrales a causa de su significativo impacto ambiental y social:

- Intensidad en la utilización del territorio
- Inundación del terreno con el consiguiente desplazamiento de poblaciones
- Deterioro de ecosistemas situados aguas abajo
- Disrupción de acuíferos o
- Degradación de las costas y deltas (Scheer 2005 et al.).

Aun siendo la energía eólica una energía limpia y contando con la declaración de impacto ambiental positivo, las instalaciones eólicas no son inocuas para el medio ambiente, en particular para el medio natural y el paisaje. Además, durante las últimas dos décadas se ha visto que las restricciones de la oposición local pueden obstaculizar los proyectos, y son causadas a menudo por la implicación limitada de los ciudadanos, políticos y administraciones locales, o por los beneficios limitados para las comunidades locales. Por esta razón, la transparencia es esencial, además de sostener la conversación entre los promotores y la comunidad donde los primeros informen las ventajas de la generación eólica y reciban, mediante encuestas u otro mecanismo, la opinión y sugerencias de la comunidad local ante el proyecto. Es importante ofrecer incentivos justos a la comunidad afectada, que tomen en cuenta los beneficios y costes ambientales (EWEA 2005: p. 86 y pp. 190).

En función del emplazamiento y de las características del proyecto, un parque eólico puede generar significativos impactos ecológicos y también puede ocurrir lo mismo si hay una excesiva concentración de aerogeneradores en un área ambientalmente sensible. Por ello, un planteamiento realista y profundo del tema de energía eólica tiene que contemplar las consecuencias del impacto que la aplicación de ésta nueva tecnología ejerce. Algunos de los impactos que causan estos parques son:

- La fase de construcción: Concentra numerosos disturbios en razón de las obras, movimientos de maquinaria, desmonte, aperturas de corredores viales y pasos, entre otros. Son acciones de las que derivan efectos como destrucción de la cubierta vegetal, activación de procesos erosivos, compactación del terreno, emisión de gases y molestias a la fauna.
- La fase de funcionamiento o explotación: La presencia de los aerogeneradores y de las demás estructuras que componen el parque eólico en el paisaje significa una *irrupción*. Actualmente se están instalando aerogeneradores con una altura de torre de 80-100m y con diámetros de palas de hasta 90m, con lo cual la altura total instalada alcanza los 145m y por tanto son visibles desde gran distancia. El beneficio de la instalación de estos aerogeneradores es que son de mayor potencia unitaria y que se montan a mayor distancia unos de otros, por lo que se reduce el número de torres y la incidencia visual, no obstante, aumenta simultáneamente la potencia de generación. Además de impacto visual, se incrementa los niveles sonoros preoperacionales, debido al funcionamiento de los aerogeneradores. Este tipo de ruidos puede ser tanto mecánico como dinámico. En tercer lugar se causa disturbios sobre la avifauna. Los argumentos por las colisiones contra las palas de los aerogeneradores y el efecto espantapájaros, que se define como el área alrededor de los aerogeneradores en la que la avifauna no accede, y por tanto que se pierde como biotopo faunístico, fueron en gran medida desmentidos o son mínimas en comparación con las externalidades negativas de centrales eléctricas convencionales. Con los tres mencionados, se trata de los impactos de mayor magnitud y permanencia. Por último, se deben considerar los residuos producidos por cada molino, principalmente el aceite de los aparatos y los aceites usados en los engranajes mecánicos que se cambian cada 6 meses.
- La fase de abandono: Causa un efecto negativo sobre el paisaje (EWEA 2005: pp. 179, BMU septiembre 2006: pp. 18 y Oelker 2007: pp. 101 en: Alt/ Scheer 2007).

Con el fin de minimizar o incluso evitar las desventajas ambientales anteriormente citadas, tanto para la fase de construcción como para la fase de funcionamiento del emprendimiento, se están proponiendo una serie de medidas a aplicar en cada una de las fases. Para la definición de estas medidas se tiene que considerar los siguientes puntos:

- Hoy en día, siempre que se debe iniciar en la fase de *diseño del proyecto*, de tal forma que la alteración potencial se reduzca significativamente en origen. A este aspecto, en la fase de proyecto se establecen recomendaciones sobre la apariencia

de aerogeneradores, el posicionamiento armónico de las torres y las características específicas de las regiones en las cuales será introducido el parque.

- Se presta también atención a las medidas de carácter preventivo. En este sentido, los efectos sobre el medio ambiente se pueden mitigar de manera significativa durante las fases de construcción y funcionamiento. Para ello, se posee una serie de normas y *medidas preventivas como protectoras* que se aplican durante estas fases.
- Algunas de las *medidas compensatorias* se llevan a cabo según los resultados que se obtienen por el procedimiento de vigilancia ambiental previo a la construcción. Basándose en estos resultados se puede cuantificar, de forma muy precisa, las alteraciones asociadas principalmente con la obra civil del emprendimiento (Oelker 2007: p. 106 en: Alt/ Scheer 2007).

### **Medidas preventivas**

Debido a las altas exigencias legales y densidad poblacional, en los mercados líderes de aplicación de energía eólica, se aplica previamente al inicio de la construcción y operación del parque eólico una gama de medidas. A continuación se menciona algunas de ellas. En primer lugar se ejecuta un jalomamiento de la zona afectada distinguiéndolo en dos fases de:

- Colocación de marcadores limitando la zona de obras previstas (incluyendo taludes, terraplenes, etc.) en gabinete y sobre cartografía adecuada (1:5.000 o 1:10.000 del proyecto) y
- colocación de estacas en el campo con una periodicidad suficiente como se establece en la fase de gabinete.

En áreas llanas suele ser una buena idea situar las torres en una distribución geométrica simple y fácil de percibir por el espectador. Las turbinas situadas equidistantemente a lo largo de una línea recta determina una solución armónica y elegante. Sin embargo, existen límites a la utilidad de patrones simples, por ejemplo en paisajes con fuertes pendientes, rara vez es viable la aplicación de este patrón, y suele ser mejor que las turbinas sigan los contornos de altitud del paisaje. Cómo perciba la gente que los aerogeneradores encajan en el paisaje es en gran medida una cuestión de gusto. Así, numerosos estudios en Dinamarca, Inglaterra, Alemania y los Países Bajos han revelado que la gente que vive cerca de un parque eólico están generalmente más a favor que los habitantes de las ciudades (May 2007: pp. 139 en: Alt/ Scheer 2007).

Para evitar posibles contaminaciones generadas por derrames accidentales durante la construcción y funcionamiento del parque se establecen medidas preventivas y protectoras. En caso de derrame de combustibles o lubricantes, tanto durante la construcción del parque, como durante su funcionamiento, se extrae la zona afectada, depositándola adecuadamente hasta su traslado a una planta de tratamiento autorizada. Durante el funcionamiento se realiza una adecuada gestión de aceites y residuos de la maquinaria. Estos residuos están clasificados como peligrosos por lo que, una vez finalizada su vida útil, serán entregados a un gestor autorizado para que sean tratados adecuadamente (Neumann 2007: pp. 127 en: Alt/ Scheer 2007).

De forma previa a los trabajos de construcción, se verifica mediante un jalonado temporal las formaciones vegetales y los taxones florísticas de mayor valor e interés en el entorno de las obras. Así, es relativamente sencillo hacer modificaciones en el trazado de caminos o excavaciones. Para no crear escombros descontrolados, los sobrantes o residuos generados son reutilizados para rellenos de corredores viales, etc. Con el fin de minimizar la incidencia visual de las diferentes estructuras de la obra y contribuir a su integración paisajística se lleva a cabo que las torres posean un color neutro y la subestación se realiza con materiales típicos de la zona siguiendo los criterios arquitectónicos de la comarca en la cual está encuadrado el parque.

Con el objetivo de reducir los afectos sobre la avifauna de la zona, durante la fase de diseño del parque y la fase de su operación:

- se mantienen las distancias mínimas de seguridad entre los aerogeneradores del parque,
- se posiciona los aerogeneradores en una única alineación de forma que pueda ser fácilmente sorteado por la avifauna,
- se establece el cableado eléctrico entre las torres de manera subterránea y se colocan en las líneas de transmisión elementos salvapájaros y
- normalmente, el personal de mantenimiento elimina eventuales carroñas (Neumann 2007: pp. 119 en: Alt/ Scheer 2007).

Además, las medidas correctoras abarcan obras de restauración ambiental y de compensación. Bajo el primer término se entiende la implantación de sistemas de drenaje, la remodelación de los accesos, el ajardinamiento de las instalaciones auxiliares (plantación de arbustos y árboles) y la protección contra la erosión. Las medidas compensatorias tienen por objetivo proteger y compensar las actuaciones a realizar. Esto incluye la construcción de embalses de agua, de sendas ecológicas y áreas de interpretación natural y restauración ambiental de caminos que no son utilizados.

La sustitución de las máquinas antiguas por nuevas conlleva una mejora ambiental considerable durante la fase de funcionamiento, pues se trata de una reducción importante en el número de máquinas; de los niveles de ruido por ser más silenciosas, la velocidad de giro es menor y la ocupación directa de suelo por unidad de potencia es menor. Además, ese proceso no implica líneas nuevas de transmisión (si es necesario sólo se refuerza la línea actual con el establecimiento de algún nuevo conductor) evitando así un incremento del impacto. No obstante, todas las repotenciaciones están sometidas a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental. Como la repotenciación resulta beneficiosa, las leyes de promoción a las fuentes renovables en Alemania, España y otros países con amplias capacidades instaladas en su territorio, incentivan aquellos proyectos (Bischof 2007: pp. 19 en: Alt/ Scheer 2007).

Con la adopción de las medidas aquí expuestas se reducirá sustancialmente la posible incidencia ambiental de los parques eólicos, no afectando ninguna de ellas a la viabilidad técnica o económica de los mismos. Incluso los importantes beneficios ambientales, económicos y sociales en las zonas en las que se ubiquen aumentan la aceptación de la nueva tecnología por parte de la sociedad (Fell 2007: pp. 131 en: Alt/ Scheer 2007).

### **2.2.3. Particularidades de la Energía Eólica para su integración a la matriz energética**

La finalidad de un sistema eléctrico de potencia es producir, transportar y distribuir a los consumidores energía eléctrica manteniendo los parámetros dentro un rango definido. Sus principales parámetros son la tensión, la frecuencia y la forma sinusoidal. Debido a la estructura del sistema eléctrico y a fenómenos físicos externos, es imposible mantener estos parámetros dentro de un rango definido. La tensión está sometida a variaciones debido a la energía reactiva consumida, la frecuencia, en cambio, depende del equilibrio entre la potencia activa generada y consumida. A parte de estos fenómenos, se debe considerar la existencia de cargas no lineales, cada vez más presentes en la red, que generan armónicos y flicker<sup>32</sup>, provocando la distorsión de la onda sinusoidal (BMU 2008: p. 8). En una red sin producción eólica la generación está conectada a un nivel de tensión elevado y se distribuye a través de la red (incluyendo los transformadores) en los niveles de tensión inferiores hasta llegar al consumidor. En cambio, en un sistema con una alta penetración de generación eólica, el flujo de energía puede invertirse y emitir perturbaciones a la red. Por esa razón, el diseño de la red debe adaptarse a estas condiciones (Paschedag 2007: pp. 67 en: Alt/ Scheer 2007).

---

<sup>32</sup> El flicker es una expresión de ingeniería par designar variaciones cortas en la tensión de la red eléctrica que pueden provocar problemas sobre todo en una red débil.

Para establecer las condiciones de conexión se caracterizan desde los aspectos básicos (velocidad de viento, condiciones de tiempo de arranque, variaciones de tensión y frecuencia máxima permitida, etc.) hasta los más exigentes (armónicos, límite de rampa de potencia, control de frecuencia, etc.). Con respecto a eso, la mayoría de los controladores electrónicos de aerogeneradores están programados para que la turbina funcione en vacío a bajas velocidades de viento. Una vez que el viento se hace lo suficientemente potente para girar el rotor y el generador a su velocidad nominal, se lo conecta a la red eléctrica. El proceso de evaluación de la viabilidad de conexión de un parque eólico en un punto de la red eléctrica, requiere conocimientos acerca de las obligatorias exigencias de conexión y de funcionamiento para el parque. Además, es necesario distinguir las implementadas tecnologías de conversión de la energía eólica en energía eléctrica, ya que de ellas dependen las características de la interacción con la red (Paschedag 2007: pp. 67 en: Alt/ Scheer 2007).

Por ejemplo, aquellas tecnologías que incorporan en sus equipos convertidores de potencia y que realizan el control de potencia por variación del ángulo de paso, son las que ofrecen posibilidades de control mayores, y por lo tanto, su integración con la red es más activa. Una de las ventajas más destacables es la posibilidad de controlar el factor de potencia en todo el momento, en cambio los sistemas con generadores de inducción y directamente conectados a la red precisan una compensación de reactiva con baterías de condensadores. Entonces, un factor muy importante es el nivel de tensión al que está conectado el parque eólico, ya que según este factor se limita la potencia transmisible.

Existen varias estructuras para la conexión de un parque eólico a la red superior, aunque la conexión tradicional es a una red de media tensión mediante un transformador de acoplamiento. A continuación se citan las estructuras más comunes.

- Aerogeneradores con máquina de inducción doblemente alimentada y red de media tensión (conexión a la red en forma modular).
- Aerogeneradores con máquina de inducción de velocidad fija y compensación de energía reactiva centralizada (se puede combinar la centralizada con una individual) representa otra estructura muy común. La reactiva generada esta compensada por el transformador de interconexión.
- Aerogeneradores con control de velocidad individual a través de una red interna de corriente continua. Esta estructura es aplicable a turbinas con convertidor utilizados para potencias elevadas y instalaciones *off-shore*.
- Aerogeneradores sin control de velocidad individual con una red interna de corriente continua. Una estructura también para turbinas con convertidor, con la diferencia de que las salidas de los aerogeneradores están unidas con una red de media tensión. Puesto que todos los generadores eólicos están conectados a la misma red de media

tensión, el control de velocidad no es posible (Paschedag 2007: pp. 67 en: Alt/Scheer 2007).

La creciente penetración de parques eólicos en los sistemas de potencia, ha agravado la existente dificultad de conexión a la red. Este desafío con el que se enfrentan los proyectores de emprendimientos eólicos *on-shore* y *off-shore* ha impulsado a varios países a elaborar condiciones de conexión específicas para generadores eólicos, con el fin de asegurar las propiedades esenciales referentes a la seguridad en el suministro, fiabilidad y calidad del sistema al que están conectados. Se trata de un cambio total de política respecto a las prestaciones de la energía eólica replanteando las condiciones de conexión existentes. Cada país ha ido modificando y ampliando la lista de las condiciones a exigir según sus necesidades domésticas. Eso vale también para los parques marítimos que jugarán en el futuro próximo un papel significativo (BMU 2008: p. 4).

Correspondiendo a las exigencias, la obligatoria programación de la producción de electricidad de los parques eólicos por medio de modelos de predicción permite al operador de la red calcular de forma mejor la disposición de la electricidad limpia. Entonces, la mayoría de los parques medianos y grandes se pueden conectar a la red de transporte (usando el término transporte se considera la transmisión y distribución). Asimismo, la mejora tecnológica alcanzada en las nuevas máquinas que se utilizan en la repotenciación de existentes emprendimientos o la realización de nuevos, favorece sustancialmente la integración en la red central de la corriente eléctrica producida, posibilitando la eliminación de algunas de las actuales limitaciones de evacuación. Además, en la práctica se ha mostrado que la adaptación de la infraestructura como la capacidad de las subestaciones eléctricas para recibir la electricidad, en la mayoría de los casos no depende tanto de las características técnicas, sino de otros motivos políticos (Bischof 2007: pp. 19 en: Alt/Scheer 2007).

A continuación, se presenta las nuevas pautas que exige la primera potencia en generación eólica, Alemania, desde el año 2003 con respecto a la conexión del sistema de transporte de electricidad de un creciente potencial eólico. Son varias las compañías que operan el sistema de transporte alemán, pero sólo se consideran los nuevos requerimientos de conexión publicados por la E.ON Netz GMBH. Según esas reglas se distingue el posible comportamiento ante faltas transitorias en dos categorías:

- Generadores que contribuyen con elevadas corrientes de falta en el punto de conexión y
- Generadores con menos contribución de corriente de falta.

Para determinar a que categoría pertenece un parque, se realiza simulaciones con las características específicas de los aerogeneradores y la distribución del parque. Entonces, se definieron los siguientes códigos de conexión:

- **Control de potencia:** Limitar la potencia activa de salida total, normalmente expresada como porcentaje de la potencia nominal. Una pérdida de carga no debe implicar la desconexión de turbinas individuales de la red. La rampa de reducción de potencia debe ser como mínimo del 10% de la potencia nominal por minuto. Ese control es importante para asegurar la estabilidad de frecuencia en el sistema, prevenir las saturaciones en las líneas, garantizar una calidad de potencia satisfactoria, evitar grandes saltos de tensión y corrientes de arranque (o paro) de las turbinas. No obstante, los requisitos de control de potencia varían mucho entre los países.
- **Rango de frecuencias:** Los parques deben seguir generando entre 47,5-51,5Hz durante ciertos períodos del tiempo y si los parques exceden estos tiempos serán desconectados. Para la operación de un sistema de potencia, la frecuencia debe mantenerse estable y fiel a su valor nominal. En Europa la frecuencia está normalmente entre  $50 \pm 0,1$ Hz.
- **Factor de potencia y control de tensión:** En el punto de conexión de red, los parques eólicos con más de 100MW nominal deben operar con un factor de potencia entre 0,95 inductivo y 0,95 capacitivo. El rango admisible de factor de potencia se limita según el nivel de tensión de la red, para evitar que la tensión sea menor que la nominal. Se debe poder recorrer todo el rango aplicable de factor de potencia en pocos minutos. Para mantener la tensión de la red en caso de falta, los aerogeneradores con poca contribución a la corriente de cortocircuito deben suministrar potencia reactiva proporcional al hueco de tensión. Para mantener la tensión dentro de los límites definidos y evitar problemas de estabilidad de tensión, se usan reguladores de tensión y controladores de potencia reactiva. También los aerogeneradores por sí mismos representan reguladores de tensión del sistema. Para evaluar la calidad de suministro de las turbinas eólicas se recurre a las variaciones de tensión, variaciones de flicker y de armónicos. La regulación de E.ON recomienda equipar el parque eólico con transformadores con relación de transformación variable para poder controlar la tensión en el punto de conexión con la red. En los casos de instalaciones marítimas se utiliza cables con gran capacidad eléctrica los cuales permiten suministrar potencia reactiva a los parques, dependiendo de la configuración precisa de la red.
- **Comportamiento ante faltas transitorias y rango de operación de tensión:** Si la tensión de red en el punto de conexión del parque eólico cae estacionariamente por de-

bajo del 80% del valor antes del hueco de tensión, se tiene que desconectar el parque inmediatamente. El comportamiento de los aerogeneradores durante y después de una perturbación está aún en discusión. Sin embargo, los operadores de cada sistema detallan especificaciones que distinguen entre el comportamiento de generadores con gran contribución en la corriente de cortocircuito y aquellos con poca contribución (DEWI febrero 2003 et al. y BMU 2008 et al.).

#### **2.2.4. Aspectos económicos de generación eléctrica a partir de la fuente eólica**

La transformación de la energía eólica hacia electricidad en magnitudes significativas se lleva a cabo con parques eólicos, los cuales se conectan a una subestación eléctrica desde la cual se vierte la electricidad a la red central. Para que sea viable un emprendimiento eólico, hay que determinar aquellos parámetros que de manera directa o indirecta, tienen una incidencia económica sobre la viabilidad. Estos parámetros abarcan;

- Los mencionados aspectos técnicos relacionados con el aerogenerador (vida útil),
- La velocidad del viento pues de esto depende la cantidad de energía disponible para la venta para recuperar la inversión y obtener ganancia,
- Los costos financieros incluyendo costos auxiliares como para el emplazamiento, la tramitación, las licencias medioambientales, los intereses del préstamo, los impuestos a pagar como también
- El propio coste de los aerogeneradores, de la línea y del equipamiento electrónico necesario para la interconexión (EWEA 2005: pp. 97).

Para cuantificar los costos de un emprendimiento a realizar se supone, normalmente, alcanzar un acuerdo previo con la compañía distribuidora de electricidad a través del cual se fija el precio de compraventa de energía (véanse también la tabla 3). En cambio, una cuantificación previa de costes de conexión, tasas cobradas por la administración local y costes de terreno, en general, es difícil. No obstante, el sector eólico se ha caracterizado por un rápido desarrollo tecnológico acompañado por un incremento del tamaño de generadores eólicos, y por lo cual se pudo detectar un descenso progresivo de alrededor de 30% por kW instalada durante los últimos 10-15 años (EWEA 2005: p. 99). Otro aspecto técnico importante consta en la mejora significativa de los métodos de medición y evaluación del viento. Del mismo modo, se debería considerar que la huella en el terreno de cada turbina es pequeña a pesar de que la necesidad de separar los aerogeneradores provoque que los parques se extiendan sobre un terreno grande. En el terreno sólo se usa el 5-7% del área de superfi-

cie sobre la que se extiende el parque y esto incluye todo el terreno utilizado para senderos, instalaciones eléctricas, etc.

Tabla 3: Estructura de costo para una turbina eólica promedio (850–1.500kW)

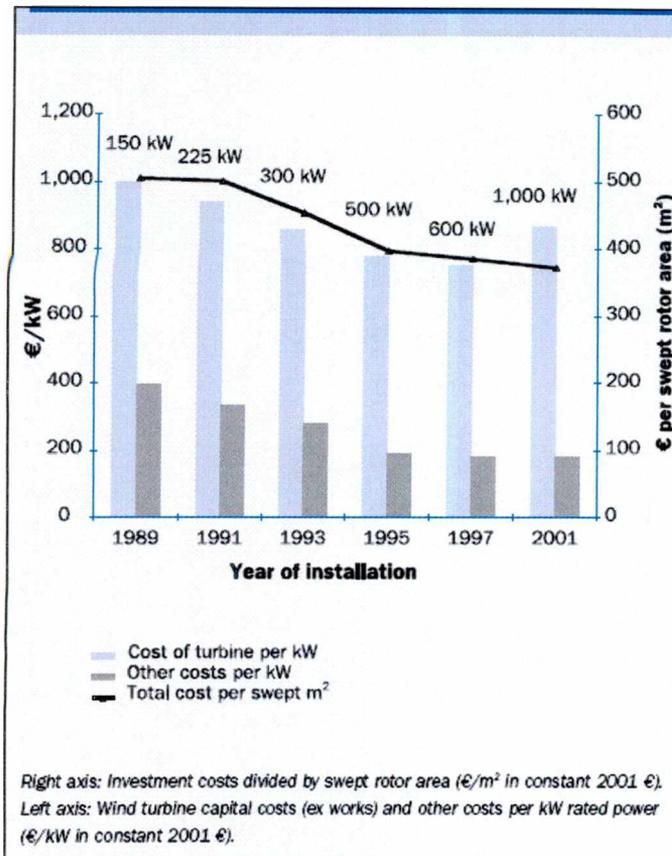
	Distribución del costo total en %	Distribución típica de otros costos
Turbina (trabajo excluido)	74-82	-
Fundamento	1-6	20-25
Instalación eléctrica	1-9	10-15
Conexión a la red eléctrica	2-9	35-45
Consultorias	1-3	5-10
Terreno	1-3	5-10
Costos financieros	1-5	5-10
Construcción de caminos	1-5	5-10

Fuente: elaboración propia basada en datos de Alemania, Dinamarca, España y Inglaterra en 2002: EWEA 2005: p. 98

Esto hace que la expansión de instalaciones eólicas sea muy compatible con el uso dual de terrenos, por ejemplo, para agricultura. Básicamente, tres aspectos han causado el fuerte descenso de los costes de aerogeneradores:

- Economía a escala: prácticamente todas las instalaciones que se instalaron hasta comienzos de los años 1990, implicaban la fabricación de un número limitado de máquinas. Actualmente, la gran demanda permite una fabricación seriada con la consiguiente reducción de costes.
- Tamaño unitario de las máquinas: el desarrollo tecnológico ha conllevado un incremento muy sustancial del tamaño unitario. Con esto se alcanza un mejor aprovechamiento del terreno y una disminución del peso específico de los aerogeneradores, debido a los diseños más optimizados y al empleo de nuevos materiales, lo que implica una reducción de costos.
- Aumento de la oferta tecnológica: como se ha indicado anteriormente, el aumento de la competencia entre un número creciente de fabricantes avanzados y competitivos a nivel mundial ha permitido a los inversores seleccionar más adecuadamente la tecnología que mejor se adapte a las condiciones específicas de un proyecto, mejorando la rentabilidad del mismo (Rave 2007: pp. 41 en: Alt/ Scheer 2007).

Ilustración 17: Desarrollo de costos de inversión (generalizado al caso de Dinamarca) para el período de 1989 a 2001



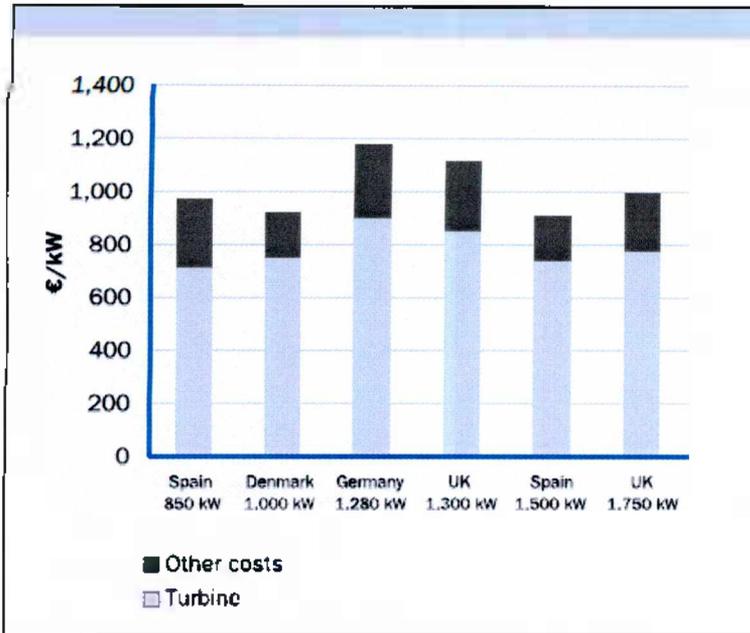
Fuente: EWEA 2005: p. 99, basada en datos de Alemania, Dinamarca, España y Inglaterra en 2002

Considerando el mercado europeo en el período de 2003 a 2004, la EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION – EWEA (2005) supone un promedio de valores de emprendimientos eólicos *on-shore* que oscilan entre 850 y 1.100€/kW instalado (véanse ilustración 17 y 18), de los cuales alrededor de 70% corresponden a los aerogeneradores; el resto se divide entre las obras civiles de caminos y el sistema eléctrico de conexión y evacuación (EWEA 2005: p. 68). Por otro lado, para instalaciones *off-shore* se estiman valores de cerca de 2.000€/kW instalado (Lewis/ Wiser 2005: p. 16).

Generalmente, un parque eólico se realiza con un aporte de capital de los promotores, entre el 20 y el 30% de la inversión total, y el resto se deriva de una entidad financiera. El crédito se repaga durante un primer período de diez a quince años, lo que hace que los excedentes de explotación no sean extraordinarios. Una vez amortizado este crédito los beneficios de la empresa son muy elevados, ya que la remuneración para la electricidad generada *on-shore*, en los sistemas con un *feed-in-tariff* se encuentra entre 6 y 9 cts. de €/kWh, mientras que los costes totales de generación sólo son de 1 a 2 cts. de €/kWh. Además de los gastos de inversión, se deben contemplar que los costos de operación y mante-

nimiento durante la vida útil de un aerogenerador constituyen aproximadamente un 20-25% de los costos por kWh generada. Estos gastos se componen de seguros, contratos de mantenimiento regular, reparaciones, repuestos y de administración.

Ilustración 18: Costos de inversión total (incluyendo turbina, fundamento, conexión a la red, etc.) para diferentes tamaños de turbinas y países de instalación (€/kW)

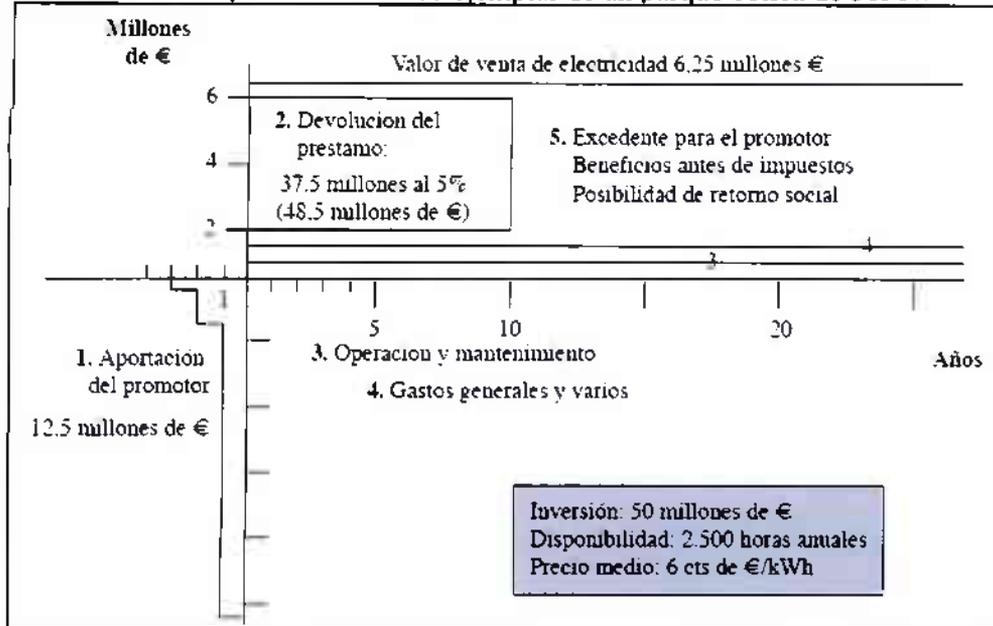


Fuente: EWEA 2005: p. 99, basada en datos de Alemania, Dinamarca, España y Inglaterra en 2002

La siguiente ilustración 19 pretende esquematizar el costo ejemplar de inversión y explotación para un parque eólico promedio en un local *on-shore* europeo. En el eje de coordenadas X aparece la vida del parque en años, a la izquierda el periodo de construcción y a la derecha el de explotación. A través del eje Y se indica valores económicos (ingreso y gasto), expresados en valor constante del año cero en el cual se inició la operación. La operación y el mantenimiento conlleva un coste que varía dependiendo del contrato que se realice con el fabricante. Si la operación y mantenimiento son correctos el funcionamiento de todas las turbinas estará próximo a los parámetros de diseño, lo que permitirá aumentar su disponibilidad y rendimiento. El esquema económico se dibuja para un parque de 50MW de potencia nominal y con una disponibilidad de viento de 2.500 horas equivalentes a plena carga, para lo cual se ha supuesto una inversión de 50 millones de euros y una producción de electricidad ascendiente a 125GWh cada año. Tal valor corresponde al habitual en estas instalaciones y está financiado mediante un préstamo para la construcción del 75% de la inversión que se devuelve en diez años al 5% de interés real, es decir a valor constante. La venta de electricidad se hace al precio de 6 cts. de €/kWh, incluyendo la prima a la energía

eólica. Los costes de explotación suponen aproximadamente 3,5% de la inversión, y 18% de la facturación o sea 1,14 cts. de €/kWh. Dentro de esto, se calcula que los costes de personal para la operación y mantenimiento de las máquinas alcanzan el 25%, los repuestos el 55% y los consumibles el 20% (EWEA 2005: p. 100).

Ilustración 19: Esquema económico ejemplar de un parque eólica de 50MW



Fuente: Pérez 2004: p. 34

Si las primas se transforman en conceptos ligados al mercado liberalizado (por ejemplo Inglaterra), en el cual se abre la posibilidad de negociar por la electricidad exentes de CO<sub>2</sub> con derechos o comercios de emisiones, surge una incertidumbre sobre el negocio y genera restricciones sobre la potencia a verter a la red central.

El período entre 2007 y 2010 comenzó a caracterizarse por un incremento en los costes de inversión y explotación de los nuevos parques *on-shore* y una reducción de las horas equivalentes. Esta situación se deriva fundamentalmente del aumento en el costo de aerogeneradores, la demanda enorme a nivel mundial, la complejidad de nuevas gestiones de energía (en tiempo real, teledada, previsiones, etc.) y el agotamiento de emplazamientos más favorables (a pesar del crecimiento del tamaño de los aerogeneradores). Dadas las expectativas de evolución de costes y horas equivalentes, y bajo diversos escenarios de evolución de precios de los combustibles convencionales, los valores de tarifas (prima e incentivo) para parques eólicos deben ser ajustados continuamente para garantizar la rentabilidad de proyectos.

Una alternativa para contrarrestar ésta tendencia es incrementar la remuneración regulada de los nuevos parques considerando el incremento de precios para los insumos de

fabricación e instalación de los aerogeneradores. Otros dos aspectos que aumentan la viabilidad económica de emprendimientos eólicos consisten en;

- la posibilidad de alargar la vida útil de un parque de diez a veinte años dependiendo del diseño y mantenimiento de la instalación y
- la colocación de nuevos aerogeneradores (*repowering*), lo que puede incrementar hasta un 40% la potencia instalada de la mayoría de las instalaciones eólicas. La repotenciación de molinos de primera o segunda generación por máquinas más modernas y de mayor potencia (a partir de 10 años de operación) supone una reducción en la infraestructura necesaria como un menor coste económico y ambiental. De hecho, los parques anteriores a 1998, cuentan con un 25-30% más de viento que los parques que actualmente se están construyendo. No obstante, las máquinas antiguas en esos parques existentes aprovechan menos eficazmente el recurso que los modelos más recientes. Sólo se encuentra restricciones en aquellos casos en que las áreas de interés natural se encontrarían afectadas o que la subestación esté saturada (EWEA 2005: p. 105).

Finalmente, en países con niveles salariales más bajos, como es el caso de Argentina, Brasil, India o China, a través de la fabricación doméstica de turbinas se espera un ahorro significativo frente al comparado con Europa o EE.UU. Aquellas reducciones de costes son todavía más evidentes para componentes intensivos en mano de obra (por ejemplo la producción de las palas) que pueden desembocar en un impulso positivo para la realización de proyectos eólicos.

### **3. Instrumentos existentes para promocionar el aporte de las energías renovables en la matriz energética**

Como se mostró en el capítulo 2, el costo por kWh para la electricidad generada a partir de la tecnología eólica conectada a la red central decreció sustancialmente, sin embargo sigue siendo elevado al ser considerada como sustituto a la energía producida a través de las tecnologías convencionales. Por esa razón, la formulación de instrumentos políticos específicos en el sector energético ha determinado el éxito o el impedimento del uso de las fuentes alternativas de energía eléctrica. De un mecanismo promotor eficaz, se espera que contribuya a posibilitarlas. Este capítulo se dedica a la presentación detallada de instrumentos importantes que fueron creados para incentivar la participación más efectiva de las energías renovables en general y la fuente eólica en especial. Un aspecto revelador abordado en el presente capítulo es la influencia que puede tener cada uno de los mecanismos de

incentivos descritos sobre el desarrollo tecnológico de los equipos para el aprovechamiento de las energías renovables. La generación de un efecto de desarrollo tecnológico deseado influye directamente en la eficiencia y en los costos de los mecanismos ejecutados.

La comprensión de estos instrumentos proporcionará la base teórica para que se pueda determinar en el cuarto capítulo las influencias que tuvieron en la composición del PROINFA y las configuraciones posibles en el futuro. En el transcurso de este capítulo se remitirá a diferentes publicaciones con respecto a la definición y evaluación de las herramientas promotoras presentadas. Por esta razón, al comienzo de la sección 3.1., se presentará el catálogo de criterios universales introducido por VOB 2000 en el cual se orientará la revisión del material sobre los instrumentos. Entonces, a continuación se detalla algunas de las medidas estatales que se han consolidado, como los *feed-in-tariff*, el *modelo de licitación*, el *modelo de cuotas* y los *impuestos a sobre las emisiones*. Por su relevancia, en la sección 3.1.4. se hará referencia específica al exitoso caso del LER que se aplica en Alemania. En la sección 3.1.5. se presenta las herramientas voluntarias establecidas por negociaciones multilaterales, en esto se referirá a los mecanismos ofrecidos por el Protocolo de Kyoto. Por último, en el segmento 3.2. tendrá lugar una breve comparación de los instrumentos descritos anteriormente.

### **3.1. Idea general sobre los instrumentos**

En general se justifica la promoción de energías renovables con la argumentación de que ellas son indispensables para la protección del ambiente y clima. Sin embargo, en la literatura se efectúa una diferenciación de los instrumentos políticos-ambientales en públicos y voluntarios que se orientan sobre una variedad de criterios sociales, ecológicos y económicos (Madlener/ Stagl 2001: p. 53). Su calificación también está determinada por los siguientes aspectos que fueron definidos en HOWLETT/ RAMESH 1993; intensidad de recursos, consecución de los fines, fuerza coactiva y riesgo político (Howlett/ Ramesh 1993: p. 254).

Los instrumentos estatales son observados desde el punto de vista jurídico y económico, sin embargo, en la práctica existe la dificultad de distinguir claramente entre los dos aspectos. El grado de utilidad del orden jurídico se demuestra a través de restringir a los distintos actores sus posibilidades de actuación. Así se establece pautas de tipo instructiva o prohibitiva que son conectadas con medidas de sanción para el caso de incumplimiento. Al contrario de obligaciones jurídicas, existe la posibilidad de cambiar las condiciones económicas a través de incentivos monetarios para ejercer influencia al comportamiento de los actores. De acuerdo con ello se supone que el encarecimiento de actividades no deseadas estimula a los sujetos económicos racionales a redirigir sus recursos hacia las alternati-

vas previstas. Los instrumentos económicos pueden arrancar desde el mecanismo de precio (alteración del precio de bienes definidos) o de cantidad (fijación de la cuantía de bienes sin intervención sobre los precios). No obstante, DREHER alude que cuando el Estado define un volumen específico, surge la mencionada problemática de diferenciar entre los mecanismos, puesto que la medida de fijar una cantidad puede ser interpretada de dos formas; primero reforzar el consumo de un bien o segundo pretender la formación de nuevos precios dentro del mercado (Dreher 2001: p. 8).

El elemento destacado de instrumentos voluntarios se encuentra en el compromiso propio de los actores económicos. Para evitar una intervención estatal los sujetos económicos pueden preferir la introducción voluntaria de medidas ambientales que generan ciertos costos para ellos mismos. De esta manera, los actores pueden asegurar sus propios intereses. Otros factores destacables que puede desencadenar un *compromiso voluntario* son la creciente conciencia ambiental de parte de los consumidores así como alteraciones en la filosofía de las empresas hacia una actuación más sustentable (Dreher 2001: p. 8).

La decisión a favor de un instrumento promotor depende en la práctica de su capacidad de cumplir mejor con el requerimiento prioritario definido por los actores, debido a la dificultad de lograr una satisfacción entera de las expectativas. Además, cada medida causa perdedores y ganadores y moviliza distintos intereses por lo cual la evaluación de los impactos desempeñados resulta difícil. Acerca de la discusión sobre las ventajas y desventajas de un instrumento, siempre se debería considerar que la consecución de objetivos está condicionada a su acondicionamiento concreto. (Madlener/ Stagl 2001: p. 55)

En general una política energética se orienta sobre un suministro de energía seguro, económico y tolerable para el medio ambiente. Para lograr esto, las subvenciones para las energías renovables deben desencadenar un proceso de desarrollo, aprendizaje e innovación tecnológica para que aumente la rentabilidad, disminuyan los costos de generación de energía proveniente de las fuentes renovables y se constituya un mercado competitivo frente a las fuentes convencionales. La internalización de los costos externos causados a través de la conversión de combustibles fósiles simboliza un acompañamiento positivo para que las nuevas tecnologías alcancen en menos tiempo la competitividad. Del mismo modo, un eficiente modelo de promoción sustentable y completo tiene que permitir ofrecer subsidios diferenciados porque las tecnologías muestran diferentes fases del desarrollo (Voß 2000: p. 19).

Para una mejor evaluación de instrumentos VOß introdujo un catálogo de criterios, según lo cual son los más relevantes, la formulación de un objetivo, la eficiencia, la conformidad con las condiciones de la economía de mercado, la tolerancia con el marco legal existente ,la posibilidad de éxito así como la duración del programa. Bajo el término de

eficiencia se entiende la eficiencia de costos y la eficiencia dinámica. La eficiencia de costos define el empleo de recursos para cumplir un determinado fin. Entonces, se dará preferencia a aquel modelo que lleve a cabo el objetivo a costos<sup>33</sup> menores en comparación a otros.

El término de eficiencia dinámica parafrasea la capacidad de un modelo a poner incentivos para el perfeccionamiento tecnológico y la disminución de costos. La fuerza del impacto acicate es decisiva para la eficiencia dinámica. Como en el caso de la eficiencia de costos se pretende aquí clasificar los modelos incitativos de forma cualitativa.

La conformidad con las condiciones de la economía de mercado evalúa un instrumento por el alcance de sus intervenciones a los mecanismos de mercado, como distorsiona la libre circulación de bienes y su conformidad con las exigencias constitucionales. Después se tiene que examinar la posibilidad de éxito que esta relacionada con la necesidad de control, regulación y administración además envuelve la flexibilidad de ajustarse a condiciones alteradas. La duración del programa incitativo por medio de un plazo de validez mínimo, es relevante para garantizar la seguridad de planificación y financiamiento de proyectos impulsados. Eso vale también para ligadas medidas de investigación, desarrollo y demostración porque en muchos casos se orientan en los ciclos de desarrollo de productos (Voß 2000: p. 20-22).

### 3.1.1. El modelo de cuotas

A través de la formulación de marcas de referencia<sup>34</sup> (control cuantitativo), los modelos de cuotas aspiran a incrementar paulatinamente el aporte de energías renovables en el suministro eléctrico. En primer lugar, para la realización de objetivos no es tan relevante si la premisa se basa en una directiva legal o en un compromiso voluntario del sector energético (Hoppe-Kilpper 2003: p. 15). Este concepto deja al criterio del sector energético<sup>35</sup> como alcanzará la cuota puesta por el poder público. Entonces, se puede adquirir energía eléctrica "verde" de otras generadoras o generarla propiamente. A fines de un período determinado las compañías distribuidoras<sup>36</sup> tienen que comprobar ante el ente regulador la entrega del contingente de electricidad previsto<sup>37</sup>.

---

<sup>33</sup> Junto a las subvenciones públicas se cuenta también como costos, los que llegan directamente a los con

<sup>34</sup> El nivel de la cota puede estar orientado en valores absolutas o relativas.

<sup>35</sup> Están incluidos todos los actores en la cadena comercial de electricidad es decir compuesto por generadoras, distribuidores, proveedores eléctricos, comerciantes y consumidores finales.

<sup>36</sup> Este término se refiere a las empresas que al final entregan la energía eléctrica al consumidor final.

<sup>37</sup> Las obligaciones de cuota pueden estar vinculadas con la cantidad demandada o obligada a entregar. Del mismo modo se puede para aumentar la precisión del instrumento, distinguir las cuotas de la electricidad renovable por tipo de tecnología o por aspectos geográficos y temporales. Por ejemplo se otorga a la energía eólica un contingente fijo dentro de la cota.

Además estas actividades llevan a cabo la creación de un mercado (por ej. una bolsa) para las energías renovables lo que hace innecesario el establecimiento de precios por parte del Estado (Hoppe-Kilpper 2003: p. 16). Puesto que este mercado puede abarcar el comercio de *certificados verdes*, el sistema de cuotas es declarado como próximo al mercado. Cada central eléctrica que produce a partir de fuentes renovables recibe una determinada cantidad<sup>38</sup> de *certificados verdes* electricidad para comercializarlos en la bolsa. La venta de certificados recompensa los costos adicionales para la producción de las plantas porque la electricidad “verde” no está subsidiada. Aparte de eso, prevé la concepción una disminución en los costos de generación debido a la aplicación de las tecnologías más económicas y la competencia entre las generadoras de electricidad “verde” así como entre los productores de equipamientos (Schaller 2005 et. al).

Una institución autorizada (pública o privada) asigna y controla los *certificados verdes* según la cantidad producida por parte de las compañías eléctricas, generadoras autónomas privadas o generadoras independientes. Para garantizar la seguridad empresarial es necesario la creación de un mercado *spot* y *future* (Voß 2000: p. 28-30). Los certificados registrados con un código son comercializados en el momento exacto de la generación y sacados de la bolsa en el momento donde un obligado de cuota lo entregue a la institución reguladora para desempeñar sus compromisos.

KÜHN y BRÄUER aluden que en el caso ideal será alcanzado el objetivo fijado por el Estado debido al juego de las fuerzas del mercado llevando a cabo una composición de tecnologías al menor costo macroeconómico. Además, crece la presión de la competencia llevando las tecnologías nuevas a la rentabilidad y competitividad. La financiación del esfuerzo económico adicional esta repartida proporcionalmente entre los actores y no causa distorsiones de competencia o una vasta administración pública (Kühn/ Bräuer 2000: p. 5). No obstante, la implementación de mecanismos de control y sanción para los casos de prescindencia es necesaria para el funcionamiento del modelo y la confianza en el sistema. El poder público tiene que establecerlos antes de que ponga el sistema en función. Por otro lado el Estado debe estandarizar el procedimiento de certificación así como el contenido del certificado. (Kühn/ Bräuer 2000: p. 7).

A continuación será realizada una evaluación del modelo de cuotas basándose en los criterios anteriormente formulados por VOß. Se cumple la consecución del objetivo del aumento de participación de fuentes renovables a través de un rumbo cuantitativo claramente definido y de altas sanciones que crean un estímulo para que los actores del sector cumplan. Por otro lado, el modelo no sirve para un objetivo de protección del clima cuantitativo (por ej. reducción de las emisiones del CO<sub>2</sub>) porque no está fijando cual de las fuen-

---

<sup>38</sup> Por ejemplo cada 1.000kWh de electricidad “verde”

tes convencionales se pretenderá sustituir por renovables. También es cuestionable si se puede lograr la promoción de una industria de energías renovables debido a la preferencia de tecnologías más baratas. Eso expulsará tecnologías con mayores precios, reducirá la diversidad tecnológica y desaprovechará el posible potencial futuro de aquellas que hoy en día poseen poca competitividad en el mercado (Madlener/ Stagl 2001: p. 54-56).

La eficiencia de una cuota concesionada para la electricidad de origen renovable simboliza la creación de un segundo mercado protegido. Entonces, el precio para los certificados comerciables que se forma en la competencia, estará determinado por el oferente del límite<sup>39</sup> porque la demanda es inelástica por la premisa cuantitativa. En el caso de cuotas elevadas se constituye una situación en la cual los oferentes de electricidad “verde” que tienen menores costos de generación que los oferentes del límite puedan llevarse ganancias extra<sup>40</sup>. Estos lucros adicionales reducen la eficiencia de promoción pues representan subvenciones innecesarias para lograr el rumbo. La eficiencia también está influenciada por los altos costos del modelo para la comercialización de certificados y de medidas de control. Especialmente los certificados traen diversos controles por ejemplo para la concesión, la importación de energía desde el exterior, la acreditación del cumplimiento de cuotas y la tramitación de eventuales medidas de sanción (Schaller 2005: p. 217).

Asimismo se evalúa negativamente la eficiencia dinámica o sea la capacidad del modelo en extraer potenciales de perfeccionamiento tecnológico y disminución de gastos. Eso se relaciona con el hecho de que los precios del mercado protegido se forman por los costes mayores del oferente del límite el cual, por su situación, no tiene un estímulo en bajarlos. Otra desventaja grave causada por la ausencia de una garantía de compra de energía que imposibilita la entrada de generadoras pequeñas porque no encuentran financistas (Voß 2000: p. 29). Estos emprendedores extendieron sobre todo en Alemania y Dinamarca la aceptación de energías renovables por parte de la población.

El establecimiento de una cuota significa cierta intervención a las condiciones de la economía de mercado dentro del sector eléctrico. La creación de un segundo mercado aumenta las ganancias adicionales y así los precios en el mercado eléctrico. Se puede arrancar de que este mercado suplementario permanecerá sobre todo con una cuota creciente en la expiración del tiempo porque el concepto no prevé mecanismos que posibiliten la transferencia por separado de tecnologías al mercado eléctrico normal.

Con respecto a la probabilidad de éxito y la duración de un modelo de cuotas con comercialización de *certificados verdes* VOß hace hincapié en sustanciosos obstáculos. Así afecta la imposibilidad de estimar la cantidad de electricidad producida en el transcurso de

---

<sup>39</sup> Son las últimas empresas que alcanzan a permanecer en el mercado con un precio dado por el mismo.

<sup>40</sup> Las ganancias incrementan en caso de que puedan incluir centrales ya existentes.

un año porque las fuentes renovables están sujetas a fluctuaciones naturales lo que complica la fijación de rumbos anuales exactos. Además, el corto plazo de validez de los certificados como el de los programas en sí dificulta la actuación de las empresas y se las restringe en su flexibilidad de reacción a alteraciones en el mercado. (Voß 2000: p. 30) Además favorece el modelo de cuotas la posición poderosa de las empresas de energía establecidas que durante el proceso del compromiso político ejercen presión sobre los actores políticos *para no ir adelante*. (Kühn/ Bräuer 2000: p. 9 y Scheer 2005: p. 20)

### 3.1.2. Modelo de licitación

Según SPRINGMANN el modelo de licitación simboliza una mezcla entre la cuota y el *feed-in-tariff*. Así es posible prever un precio determinado para la electricidad “verde” la cual no se fija políticamente sino por un resultado de un proceso de subasta. Como en el caso del modelo de cuota se establece un rumbo cuantitativo fijo para las futuras capacidades (Springmann 2005: p. 68). La idea predominante de la licitación es la mínima designación de recursos financieros para aumentar la participación de fuentes renovables en un potencial específico (en potencia MW o producción en kWh). Para este fin se puede aducir fuentes distintas de financiamiento como por ejemplo fondos especiales, recursos del presupuesto nacional, impuestos ambientales y energéticos o repartos generales a los consumidores (Espey 2001: p. 52).

Un elemento constitutivo principal se encuentra en la garantía de un precio de compra por contrato. Aquí se refiere al *método del precio marginal* donde la última oferta posible (la más cara) establece para la ronda de licitación el precio de contratación para todo el resto de los proyectos aprobados. Otra alternativa es el *método de “bid price”* que garantiza en el contrato al oferente exitoso un precio individual ligado al caso específico. La forma de fijación del precio es relevante para las ganancias adicionales de las generadoras de electricidad y la eficiencia de costes del modelo. Además se debe considerar que la regulación de precios determinará el comportamiento de oferentes (Schweighofer/ Tretter/ Veigl 2006: p. 14).

Desde el año 1990 se practica este modelo en Inglaterra<sup>41</sup> donde en subastas anuales se distribuye el contingente fijado para una tecnología a generadoras potenciales. Los márgenes de tecnología no están sometidos a regulaciones operacionales sino dependen de la cercanía al mercado<sup>42</sup> y del potencial. El Estado establece para las proveedoras eléctricas una obligación a mediano plazo de compra de la electricidad proveniente de las nuevas cen-

<sup>41</sup> El modelo inglés se llama “Non-Fossil-Fuel-Obligation” – NFFO y es por su duración el ejemplo más estudiado a nivel mundial.

<sup>42</sup> La cercanía al mercado se muestra debido a la eficiencia de costes y el esperado potencial de disminución de costes en el futuro.

trales eléctricas (Springmann 2005: p. 69). La agencia convocadora - NFPA (Non-Fossil Purchasing Agency) evalúa las ofertas acerca de su viabilidad técnica, económica y jurídica para otorgar el remate a aquellas con el menor precio. Para compensar la diferencia entre los costes reales de generación y el precio del mercado, la NFPA paga una a los productores de la electricidad “verde” un suplemento temporal que está financiado a través de un reparto general (“Non-Fossil Fuel Levy”). Voß advierte a los problemas en Inglaterra durante la primera fase de licitaciones donde los plazos determinados llevaron a cabo un incumplimiento del potencial licitado. Puesto que el período de subsidios era muy corto los operadores de las plantas eléctricas se veían obligados a alcanzar aceleradamente la rentabilidad. Pero las demoras por parte de la NFPA en los procesos de concesión y de autorización del funcionamiento imposibilitó muchas veces el proyecto (Voß 2000: p. 31).

En los precios ofertados la experiencia inglesa ha mostrado una cierta convergencia de precios diseccionada a precios competitivos. Así bajaron los precios ofertados para proyectos eólicos de 5,75 p/kWh<sup>43</sup> hasta 10 p/kWh en el año 1990 a 3,11 p/kWh hasta 4,95 p/kWh en 1997 (véanse Drillisch/ Riechmann 1997 en Voß 2000: p. 33). Sin embargo, el grado de realización de proyectos licitados variaba bastante dependiendo de la tecnología. En el caso de la tecnología eólica se mostró en Inglaterra y también en Irlanda que el modelo era poco adecuado debido al escaso aumento de su participación<sup>44</sup> dentro de la matriz energética. Unas alteraciones en el modelo al comienzo del año 2002 mejoró las condiciones para las inversiones en energía eólica (especialmente para grandes haciendas eólicas en el mar abierto). Así incrementó hasta final del año 2007 la capacidad instalada a unos 2.389MW según datos de GWEC.

Por la especificación entre las tecnologías<sup>45</sup> a introducir y su flexibilidad el modelo de licitación facilita teóricamente un cumplimiento certero de los objetivos establecidos. Además ayuda a vislumbrar potenciales para disminuir los costes que promueve el acercamiento a la madurez del mercado de las tecnologías en cuestión y su competitividad frente a las fuentes de electricidad convencionales. Eso vale también en vista de las experiencias en Inglaterra o Irlanda donde no fue logrado la realización de todas las capacidades licitadas. La reducción de obstáculos durante el procedimiento de concesión, la concertación de sanciones para casos de incumplimiento bajo propia responsabilidad del inversor como una reserva de ofertas aprobadas, pueden zanjar tal déficit (Springmann 2005: p. 70).

---

<sup>43</sup> Datos corresponden a la moneda inglesa.

<sup>44</sup> A pesar de condiciones excelentes del viento, hasta fines de 2001 se instaló en Inglaterra sólo unos 474MW porque los precios acordados no permitieron una operación rentable (véanse Staiß 2004: p. 271).

<sup>45</sup> A través de concursos para gamas tecnológicas especificadas es posible promover tecnologías que tienen perspectivas verificadas y lograrán con los subsidios una posición competitiva mediante el aprovechamiento de los efectos de la curva de aprendizaje.

En una ronda de licitación sólo se escoge entre las ofertas para las capacidades subastadas aquellos con los menores costos de realización. Entonces, la eficiencia dinámica de este modelo depende del hecho de cómo se muestra el descenso de costes en los precios contratados<sup>46</sup>. Para que se pueda cubrir el objetivo de la reducción de costos y garantizar un alto grado de eficiencia, las reglas tienen que ser claras y se debería considerar la participación de personas privadas dentro de una gran cantidad de oferentes. Un aspecto relevante son las ganancias adicionales del sistema las cuales no existen puesto que se contrata sólo instalaciones nuevas y se fija los precios en base de los precios ofrecidos de cada uno de los proyectos. Dado el caso que se utilice *el método de precio marginal*, todas las generadoras de electricidad “verde” que están debajo del oferente del límite pueden realizar una renta del productor (Schweighofer/ Tretter/ Veigl 2006: p. 15 y Springmann 2005: p.70). Comparado con el modelo de cuotas él de licitación posee menores costos de transacción porque después del concurso y luego de la evaluación de capacidades presentadas, no hay necesidad de un control continuo.

VOß subraya que un modelo de licitación orientado hacia la introducción de tecnologías ya cercanas al mercado por medio de estimulación de efectos de escala, no interviene directamente en los mecanismos de asignación de recursos y formación de precios dentro de un mercado eléctrico competitivo. Puesto que el financiamiento procede de subsidios a los costos de inversión se lo considera más conforme con las condiciones de la economía de mercado de que los conceptos de cuota o feed-in (Voß 2000: p. 33).

Suponiendo que los proyectos contratados sean realizados el modelo de licitación exhibe una posibilidad de ejecución alta porque la cantidad de la electricidad “verde” producida es fácil para verificar. El esfuerzo administrativo se limita en la evaluación de tecnologías, el escogimiento de proyectos entregados, el control de la realización de proyectos y la recaudación de multas. Además la flexibilidad permite un reajuste anual preciso al perfeccionamiento tecnológico y del potencial subastado. También se puede vincular su ejecución con otras estructuras de promoción tecnológica para evitar la creación de nuevas instituciones (Voß 2000: p. 33). SCHWEIGHOFER/ TRETTER/ VEIGL advierten un aspecto negativo relevante que es la incertidumbre en el modelo y el riesgo restante para los inversores. Como los oferentes tienen que asumir costos previos significativos sin saber si el proyecto será contratado, probablemente internalicen a la competición el gasto adicional o

---

<sup>46</sup> Partiendo de que los oferentes anticipen en sus cálculos los futuros aumentos de eficiencia y con eso la reducción de los costos de producción, el modelo de licitación conllevaría la eficiencia dinámica. No obstante, se tiene que suponer asimetrías de información acerca de la evolución de costos de producción (desarrollo tecnológico, precios de los combustibles fósiles, gastos para materiales de insumo, etc.) que impiden la anticipación del descenso total de costes.

sólo empresas grandes, que pueden distribuir el riesgo internamente, se postulan (Espey 2001: p. 53-54 y Schweighofer/ Tretter/ Veigl 2006: p. 17)<sup>47</sup>.

### 3.1.3. Impuestos a la emisión

Durante la década pasada, los gobiernos se han preocupado cada vez más por los llamados *gases del efecto invernadero*, de los cuales el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y el metano (CH<sub>4</sub>) son los principales en términos cuantitativos. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (1992) y el Protocolo de Kyoto (1997) exhortaron a los gobiernos para que redujeran las emisiones de estos gases.

Para lograr una reducción en las emisiones, corregir las fallas de mercado y interiorizar las mismas, el gobierno puede aplicar medidas legales (condiciones, leyes o prohibiciones), controlar los precios (impuestos, subvenciones o tributos) o combinar distintas herramientas entre sí. Como las medidas del control de precios tienen estímulos marginales parecidos, se limitará a continuación en los impuestos. Básicamente se pueden distinguir dos modalidades de impuestos ambientales: aquella que afecta *directamente* a las emisiones contaminantes y aquella que afecta *indirectamente* a estas emisiones. Los primeros se fijan sobre los niveles de emisiones y se puede decir que mediante el “correcto” impuesto sobre la respectiva externalidad (unidad de polución) el Estado podría inducir a los causantes de la misma a reducirla a los niveles deseados (Espey 2001: p. 40).

La idea de establecer una tasa a las emisiones se basa en el concepto de impuestos a la explotación del ambiente procedió del economista ARTHUR PIGOU. Según él surgen de las actividades económicas externalidades negativas que se deben interiorizar a través del cálculo económico de la industria de los contrastes entre los costes privados y sociales de una actividad económica. Por este motivo propuso ya en 1920 un gravamen a todas las emisiones causantes de efectos externos negativos. El argumento original de Pigou (1920) en su texto clásico, *Economics of Welfare*, era que con un “correcto” impuesto se podría lograr el nivel eficiente de la externalidad. En función de este objetivo, la ventaja de los impuestos con relación a los instrumentos de comando y control es la eficiencia en los costos porque a diferencia de un estándar homogéneo para firmas heterogéneas en estructura de costes, un impuesto provocaría que aquellas a las que les fuera más barato implementar medidas, reducirían en mayores niveles que aquellas a las que les fuera muy caro. A éstas últimas les convendría pagar el impuesto y continuar emitiendo (Espey 2001: p. 40-41).

---

<sup>47</sup> Aquí se contrasta una situación de *trade-off* entre incertidumbre y cuota de realización. Para mitigar el riesgo de incertidumbre se debería dar la confirmación del contrato temprano en el momento donde no se había generado muchos gastos. Pero una contratación rápida elevará el riesgo de que los proyectos nunca se realicen.

ESPEY insiste que la internalización de externalidades no es sinónimo de desaparición de éstas, más bien, es importante destacar que las externalidades tienen costos y beneficios y por ende en teoría la intervención del Estado no debería apuntar a la eliminación de estos efectos sino a lograr sus niveles eficientes desde el punto de vista económico, es decir aquellos que maximizan el beneficio neto de las externalidades. No obstante, en la práctica, esto conlleva algunos obstáculos debido a las dificultades en medir los costes o beneficios de prevención de emisiones porque dada una situación en la que los precios de mercado no reflejan el verdadero valor de un recurso natural y éste se depreda, es difícil de suponer que el Estado obtenga de parte de los involucrados la información cierta para estimar una tasa de impuesto pigouviano óptimo (ESPEY 2001: p. 40).

Entonces, desconociendo cuál es el nivel de contaminación óptimo, el regulador se ve obligado a determinar el valor por medio de un proceso de *Trial-and-Error* y de negociaciones políticas directas o indirectas para establecer una norma-objetivo razonable y lograr los objetivos de reducción. Como consecuencia de eso, empresas que tienen una capacidad de descontaminar elevada y a bajo costo, evitan la implementación de medidas menos contaminantes hasta el momento en que el impositivo ambiental es igual o supera su coste marginal de descontaminar. En cambio, si su capacidad de descontaminar es pequeña y su actividad le reporta beneficios estará dispuesto a pagar el impuesto por emitir. Para que el Estado establezca el impuesto adecuado que lleve al nivel de emisiones o calidad ambiental deseado, es necesario que cuente con informaciones respecto al coste marginal externo (es decir, el daño causado por unidad adicional de contaminación) de emisión de las compañías reguladas.

Una característica destacable de esta herramienta se encuentra a través de que todas las emisiones contaminantes están abarcadas, exceptuando eventuales importes exentos. Entonces, un impuesto constante en términos reales se traduce en un incentivo permanente a disminuir emisiones y con el progreso tecnológico mediante continuará el nivel decreciendo (IF 2005: p. 70). Por el contrario, en el caso del comercio de permisos de emisión, el regulador fija un volumen final de emisiones a través de la expedición de derechos de emisión, sin embargo, se ve obligado a ir ajustando el estándar a niveles más restrictivos a medida que el desarrollo económico y social lo exija. El precio de un permiso de emisión constituye el mismo incentivo que un impuesto en términos estáticos, pero en términos dinámicos el progreso tecnológico, a diferencia del impuesto constante, conducirá a menores precios de los permisos y no a menores emisiones hasta que el regulador no reduzca el número de permisos (Hotz-Hart/ Schmuki/ Dümmler 2006: p. 260-262).

La implementación de un tributo al estilo pigouviano sobre actividades socialmente indeseables representa del punto de vista económico cuatro ventajas importantes en un

mundo de *subóptimo*, en el que el Estado no puede determinar una cantidad óptima de contaminación. La primera es su efectividad en términos de costes, es decir, permite alcanzar cualquier estándar al mínimo costo. También lleva a la práctica el principio de “quien contamina paga” lo que persigue tanto objetivos de eficiencia como de equidad. La tercera ventaja es que los tributos medioambientales proporcionan nuevos ingresos para el Estado y pueden ser destinados a una devolución mediante transferencia o a la reducción de otros impuestos (*reforma fiscal ecológica* como por ejemplo en Alemania). Finalmente, constituyen mayores incentivos a la innovación tecnológica y una disminución de las actividades nocivas para el medio ambiente (Espey 2001: p. 40).

Por más que en la literatura económica se considera central la mencionada asimetría de información entre el contaminador y el regulador para la introducción del impuesto y la dificultad por parte del Estado en alcanzarse las informaciones comerciales de confidencialidad, siguen existiendo razones de peso para preferir la aplicación de impuestos en las políticas de protección ambiental. En particular, los tributos ambientales son netamente superiores a las hoy omnipresentes regulaciones ambientales que determinan límites máximos de emisión de contaminantes y se han trasladado desde la segunda mitad de la década de los 1980 en práctica en un número de países del norte de Europa. El concepto fiscal introducido por Pigou desembocó en una variante europea del modelo que busca sistemas de imposición ambiental (muy relacionados con el sector energético) más eficientes lo que implica impuestos indirectos menos altos y más amplios, reducción de tratamientos preferenciales y de tipos marginales así como tramos e incentivos (Espey 2001).

### **3.1.4. Modelo de Feed-in-tariff**

Anteriormente, en las secciones 3.1.1. y 3.1.2., se describió los instrumentos de la política económica que pretenden influenciar sobre la composición de los mercados energéticos con el establecimiento de una cantidad de fuentes renovables determinada como base del control (volumen o participación en el mercado). No obstante, los precios se forman libremente a través de la competencia entre los sujetos económicos. En esta parte se dedica a la segunda opción de intervenir directamente al mercado y pretender modificar de forma inmediata el precio en el mismo. Estas herramientas, establecidas en la política energética de varios países, evitan a propósito la concretización de techos para el aporte de la energías renovables (Madlener/ Stagl 1999: p. 9). Las tarifas del modelo *feed-in* pueden ser basadas en los costos evitados para las fuentes energéticas fósiles o en el precio para la energía eléctrica del usuario final que lleva un bono o premio relacionado a los beneficios socio-ambientales suministrados por las renovables. Por otro lado, SCHALLER alude que es factible ajustar las tarifas a un determinado nivel incluido al objetivo de promoción de la gene-

ración de energía limpia sin que tal nivel tenga algún vínculo con los costes de las fuentes convencionales (Schaller 2005 et al.).

Este mecanismo se ha convertido en el principal instrumento, sobre todo en Alemania y España, para la promoción del desarrollo de las nuevas tecnologías de generación de energía basadas en fuentes renovables, específicamente para la aplicación de la tecnología eólica en redes interconectadas. El modelo de *feed-in-tariff* es un instrumento de promoción que se basa en precios definidos por el Estado y que se orientan al incremento de la oferta de energías renovables (Ackermann 2001: p. 197). Los elementos fundamentales de este tipo de concepto son la obligación de compra y remuneración por parte de las empresas distribuidoras de electricidad. Bajo el término de *obligación de compra* se entiende que las distribuidoras tienen que pagar un precio por cada kWh fijado por ley para toda la electricidad ofrecida de las plantas generadoras de energías renovables. La determinación de tarifas garantizadas por cada kWh inyectada a la red central, puede ser ejecutada en un tiempo extendido (otorgando a los generadores garantías a mediano o largo plazo) o a través de adaptaciones periódicas, lo que permite al generador financiarse y obtener un margen económico preestablecido, con un riesgo considerablemente acotado. No obstante, se aplican tarifas diferenciadas en los países distintos porque se las aplican a los diversos tipos de tecnología (p. ej. eólica, solar-fotovoltaica, biomasa o geotérmica) que obedecen a las particularidades técnicas, geográficas de las temporadas (Madlener/ Stagl 2001: p 3). Una diferenciación (por ejemplo tarifas decrecientes y relacionadas a diversos niveles de producción) también pretende garantizar una tasa de retorno mínima para los productores ubicados en regiones que poseen una menor calidad de recursos renovables y simultáneamente se controla la renta concedida a los productores situados en locales con condiciones favorables. De esta forma, es posible incorporar al modelo de *feed-in-tariff* las metas de una política de desarrollo local que evita la concentración de usinas sólo en lugares de lucro alto.

Dado que los costos de este tipo de generación son mayores, el valor de remuneración para la energía de origen renovable es superior del aquello que cobran los proveedores de electricidad convencional y se lo distribuye entre todos los consumidores finales. De esta manera se intenta no perjudicar a los consumidores presentes en áreas geográficas "privilegiadas" para la instalación de plantas de energías renovables. Sin embargo, MADLENER/ STAGL advierten que no se debe equiparar el éxito de difusión del instrumento con su eficiencia económica, por más que el gasto administrativo en conceptos más simples (quiere decir sin ajuste dinámico) sea bajo. En segundo lugar, se refieren a la dificultad de determinar un valor óptimo de promoción y adaptarlo de manera adecuada a la verificada evolución de costes para que los inversores y operadores no se desconcierten (Madlener/ Stagl 2001: p. 3). A su vez, BECK/ MARTINOT indican las barreras importantes de entrada al

mercado a que se enfrentan a las nuevas tecnologías renovables y que dificultan el uso del término de eficiencia. Entre ellos están las externalidades ambientales no incluidas en los precios, las restricciones legales para nuevos generadores independientes como también los riesgos económicos y técnicos no asumidos por parte del Estado (Beck/ Martinot 2004 et al. citados en: WFC 2007: p. 6).

El sistema de *feed-in-tariff* fue criticado específicamente por ser un mecanismo que pesa sobre el consumidor y permite a los operadores de las generadoras de energía cobrar, en consecuencia a la innovación tecnológica, un beneficio extra que se suma a la renta inicial. Una posible solución representa el ajuste dinámico del incentivo al aprovechamiento de fuentes renovables que desencadena a través de un decrecimiento de tarifas, un desarrollo tecnológico directo e indirecto, sobre todo, porque contribuye a la evolución continua de materiales y equipos involucrados en la generación de energía como también a una creciente eficiencia. Entonces, el grado de eficiencia económico, la diversidad de tecnologías, los impulsos innovadores, la consecución socio-ambiental así como industrial, se garantiza con la remuneración a largo de un período de promoción donde la sociedad amortizara los costos macroeconómicos elevados del inicio a través de las reinversiones (investigación y desarrollo, infraestructura, plantas generadoras, etc.) efectuadas por los distintos actores (Schaller 2005 et al. y Häder 2005 et al.). Este modelo ofrece también una ventaja grande debido a que mantiene el equilibrio entre los dos efectos del progreso tecnológico, es decir, permite el incremento necesario de la renta extra para los productores pioneros y al mismo tiempo reduce el impacto negativo que paga el consumidor (Voß 2000: p. 38).

### **La experiencia de Alemania**

El apoyo de parte del gobierno alemán para el despliegue de nuevas tecnologías de generación de energía se deriva del firme propósito de garantizar el abastecimiento de energía porque la crisis energética de los años 1970 afectó considerablemente a la economía alemana que mostraba una fuerte dependencia a la importación de combustibles fósiles. Otro impulso en esta dirección dio el accidente nuclear de Chernobyl en 1986, que causaba un gran debate respecto a los riesgos de esta fuente de energía. De cierta forma posibilitó este acontecimiento el surgimiento de una visión alternativa que pretendía sustituir las centrales nucleares por fuentes renovables. Al inicio de la década de 1990, cuestiones ambientales, especialmente aquellas relacionadas a la emisión de gases de efecto invernadero y el consecuente cambio climático, se convirtieron en un factor importante para la creación de políticas promotoras al desarrollo de fuentes energéticas renovables dentro del escenario político alemán (Scheer 2005 et al.). El gobierno alemán, participante del Protocolo de

Kyoto, acordó mitigar las emisiones de GEI's en el primer período de 2008 – 2012 en un 21% respecto al año 1990. A consecuencia de eso, se fomentaba el uso de fuentes renovables de energía como mecanismo fundamental para corresponder a la meta determinada por el Protocolo de Kyoto.

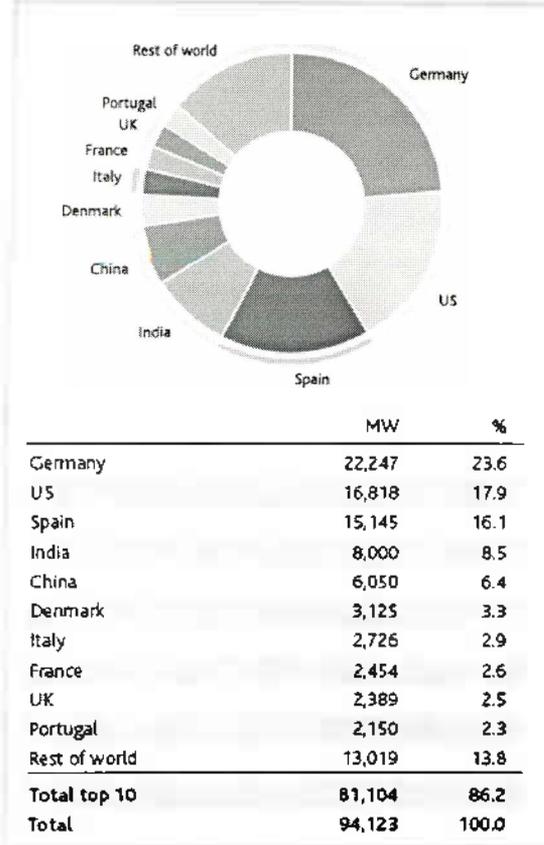
Alemania actualmente es el país con la mayor cantidad de potencia instalada de energía eólica en el mundo (véanse la ilustración 20). Además cuenta con una de las tasas *de crecimiento de* instalación en el sector de energías renovables más altas, por lo que se puede decir que pertenece al grupo de países líderes en la expansión de esta nueva industria (Azuma-Dicke 2005 et al.). Su meta oficial era llegar al año 2010 con una tasa de participación de energías renovables en el consumo de la electricidad total, mayor al 12,5% y al año 2020 con una tasa mayor al 20%. Durante el año 2007 se logró con alrededor de 14% un porcentaje muy encima de la previsión para 2010 y la actual evolución permite la conclusión que la marca deseada para 2020 será rezagada en el doble<sup>48</sup>. Según un comunicado del Ministerio Federal de Medio Ambiente (BMU) en 2007:

“Por esa razón en el futuro habrá que establecer por ley las nuevas proporciones de energías renovables en el consumo de electricidad, que deberán ser 27% para el año 2020 y por lo menos del 45% para el 2030.” (citado BMU 07/2007: p. 2-3)

---

<sup>48</sup> Véanse Ministerio de Medioambiente y Seguridad nuclear (BMU): <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/40735/5466/>, fecha de acceso 16.07.08

Ilustración 20: Los 10 países con más capacidad instalada en 2007



Fuente: GWEC 2008

En el proceso de la creación de un mercado nacional, se conoció como primer paso el programa “100/250MW – Wind” que se lanzó en 1989 por el gobierno federal y basaba en las experiencias hechas con el anterior programa especial “Prototipo de 250kW”. Decisivo para este programa no era la potencia instalada, sino la potencia generada a una velocidad del viento de 10m/s en la altura del eje. El programa abarcaba durante determinados plazos subsidios a la inversión y subsidios a la energía como los dos pilares fundamentales (Voß 2000: p. 4, Bliem 2000: pp. 101 y Hoppe-Kilpper 2003: p. 31). Ante las críticas expresadas en relación a esta iniciativa, que no tuviese contribuido a la creación de un mercado, HOPPE-KILPPER señala que la introducción de una nueva tecnología requiere al principio la promoción de varios conceptos diferentes porque no se puede anticipar cuál se hace prevalecer (Hoppe-Kilpper 2003: p. 33). No obstante, el límite de 250MW se convirtió cada vez más en un obstáculo para aquellos fabricantes que actuaban con éxito en el mercado.

En el año 1991, Alemania reguló por primera vez la conexión y remuneración de las energías renovables mediante la “Stromeinspeisegesetz - StrEG” (Ley de Abastecimiento

Energético)<sup>49</sup> que dio un empuje a cumplir el programa de 250MW<sup>50</sup> y ampliar el parque generador por haber aumentado el límite a 5% del aporte de fuentes renovables en la energía comercializada por las concesionarias. Mediante esta ley, se obligó al operador de la red a comprar toda la energía entregada por los generadores independientes de energías renovables (no incluía las grandes empresas de generación), remunerándolos a valores insignificantes por debajo de las tarifas promedio (entre 80 y 90% dependiendo de la fuente) que pagaba el consumidor final. Ambos instrumentos fueron combinados con subsidios públicos adicionales que cubrieron hasta un 50% de los costes de las inversiones del proyecto. Más allá de incentivos financieros, el poder público exigió a los distritos la definición de zonas útiles para parques de generación de energía eólica (Voß 2000: p. 8, Bliem 2000: pp. 101 y Madlener/ Schneider 2004: p. 6).

Las posibilidades de obtener los subsidios cayeron significativamente una vez que el gobierno federal implementó la pauta que no se subiesen más de 40 turbinas del mismo tipo, lo que forzaba a los fabricantes a construir turbinas de mayor potencia para reducir los precios. Otro hecho determinante para el perfeccionamiento continuo de los modelos existentes se derivaba de la búsqueda de los mejores subsidios intensificado por una evaluación de turbinas eólicas de parte de una institución independiente. Además aparecían posibles desventajas para las concesionarias de distribución de las regiones con mejores régimen de viento, pues la remuneración adicional para la energía eólica representaba una carga financiera significativa. Para ello, se determinó una cláusula de compensación entre las concesionarias una vez que el valor de la energía eólica superase el 5% de la propia provisión (Alt/ Scheer 2007 et al.).

Paralelamente, a través del Ministerio de Ciencias y Tecnología de Alemania, se emprende desde los años 1980 proyectos específicos de investigación que deben apoyar de forma adicional el despliegue del nuevo sector industrial. Relativo a eso, vale la pena remitir a dos programas; por un lado el programa experimental de plantas eólicas en sistemas de abastecimiento energético aislados, donde fue realizado (1980-1987) en cooperación con Brasil la instalación de un sistema híbrido (eólico-solar-biomasa) y por otro lado el programa “Eldorado-Wind” promoviendo con fabricantes de equipos eólicos nacionales a partir de 1991 la realización de proyectos en regiones con condiciones climáticas diferentes. Así, fabricantes como Tacke Windtechnik, Enercon o Ventis efectuaron emprendimientos eólicos con socios brasileños (Hoppe-Kilpper 2003: pp. 34). A causa de las garantías de la

---

<sup>49</sup> “Stromeinspeisegesetz (Ley sobre la inyección de electricidad proveniente de fuentes renovables a la red pública” del 7 de diciembre del año 1990 en la redacción del 1º de agosto 1 del año 1994 (StrEG). Desde el 29 de abril del año 1998 dejó ser vigente, desde entonces y hasta la vigencia de la EEG (LER), se reguló la inyección de la electricidad proveniente de fuentes renovables a través de la “Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

<sup>50</sup> El programa posibilitó la incorporación de 1560 turbinas con una capacidad total de 362MW.

StrEG se incrementó la cantidad de nuevos proyectos con equipamientos eólicos fabricados en el país.

En el año 2000, la StrEG fue reemplazada por la “Erneuerbare Energien Gesetz – EEG” (Ley de las Energías Renovables – LER), llevando así a la práctica la Directiva del Mercado Único “Electricidad” y la norma prevista que otorga primacía a la electricidad proveniente de fuentes renovables. El límite máximo del 5% previsto en la StrEG, así como la dependencia porcentual del desarrollo de los ingresos medios generados por la electricidad han sido eliminados lo que contuvo un nuevo apoyo a las energías renovables. El principal objetivo de esta modificación legislativa, constituyó extender la promoción exitosa a la energía eólica a las demás fuentes renovables y así complementar el desarrollo energético con la protección de medio ambiente y desarrollo sostenible (Hoppe-Kilpper 2003: p. 19 y WFC 2007 et al.).

La legislación alemana fija el precio de la energía para los distintos tipos de generadores de energías renovables, asegurándoles a las pequeñas generadoras hidráulicas por un período de 15 o 30 años y para el resto de las energías renovables, para los 20 primeros años de funcionamiento. Este precio es calculado en forma independiente para cada una de las tecnologías. De esta manera, dadas las grandes diferencias de costo entre las diversas tecnologías que utilizan tales fuentes de energía, las tarifas son diferenciadas, sin considerar bonos adicionales, según los costes de instalación, operación y mantenimiento de cada una de las tecnologías. Los factores contemplados en el cálculo de tarifas para generadores que emplean energías renovables, son los siguientes:

- Costo de la inversión (abarca valor del terreno, compra de maquinarias, instalación del generador, obras civiles, etc.),
- Costos de operación y mantenimiento,
- Costo de combustible en el caso de los generadores que usan biomasa y biogás,
- Costo financiero del capital invertido (costos para los préstamos),
- Vida útil del generador y
- Utilidad para el dueño del generador (Hoppe-Kilpper 2003: pp. 19).

Más allá se puede mencionar, que estas tarifas se basan en los costos de instalación y operación del generador. Es importante indicar esto, ya que en otros países existen formas de cálculos, donde el precio remunerado al generador es estimado según los costos evitados de las externalidades negativas que se producen por la producción de electricidad mediante tecnologías no amigables con el medio ambiente. Además, comparado con la StrEG, la LER incorpora sin restricciones a todas las empresas generadoras y distribuidoras a su campo de aplicación, establece una supremacía para las renovables y un sistema de remunera-

ración decreciente, temporalmente limitado y con tarifas *feed-in*. La nueva ley regula también quién tiene que financiar la expansión necesaria para introducir nuevas capacidades de energías renovables y reemplaza la anterior cláusula de austeridad por un régimen de compensación federal (Hoppe-Kilpper 2003: p. 20 y Azuma-Dicke 2005: p. 59).

La LER establece una garantía, que es por 20 o 30 años, según el tipo de tecnología, lo que no ocurre en el caso de energía eólica. Los generadores instalados en tierra firme (*on-shore*) obtienen una remuneración fija, más un bono asegurado durante cinco años que corresponde aproximadamente al 55% de la remuneración fija. Esto es así, debido a que durante el resto del período de promoción se castiga o premia a los generadores, según la zona en que son montados. Todos los generadores eólicos en tierra firme (*on-shore*) están comparados con un generador eólico “modelo”<sup>51</sup> el cual está ubicado en un lugar con una velocidad del viento promedio de 5,5 m/s a una altura de 30 metros. Además determina una tasa de generación de referencia para un plazo de 5 años. Si el generador en evaluación tiene una generación mayor al 150% del generador “modelo”, éste sólo recibirá el bono durante los primeros 5 años y no a lo largo de los 15 años subsecuentes. Para las otras instalaciones se prolonga por dos meses el plazo de 5 años por cada 0,75% del rendimiento referencial que su rendimiento real no alcance el 150% del rendimiento del generador “modelo” (§ 7 LER 2000 y Hoppe-Kilpper 2003: p. 22).

El marco legal define los generadores eólicos instalados en el mar (*off-shore*), cómo aquellos que se encuentran montados a una distancia mayor o igual a 3 millas náuticas desde la costa. Al igual que los generadores *on-shore*, la tarifa de los *off-shore* está compuesta por una parte fija más un bono que equivale aproximadamente a 45% de la remuneración fija. Para los generadores instalados antes del año 2010 se garantiza la tarifa por un período de 12 años, y para las turbinas ubicadas más de 12 millas náuticas desde la costa se incrementa el plazo del bono. En el caso de las centrales de biomasa, biogás, hidráulicas, geotérmicas y solares, se diferencia las tarifas según la potencia de las mismas<sup>52</sup>. Por otro lado, a través de introducir una disminución gradual en la remuneración (véanse tabla 4 e ilustración 21), la legislación alemana reconoce las economías de aprendizaje. Estas economías resultan principalmente por el ahorro en las siguientes áreas:

- Economías de escala,
- Avances tecnológicos y
- Aprendizaje en la ejecución del negocio (Azuma-Dicke 2005 et al. Y Schaller 2005 et al.).

---

<sup>51</sup> Indicación: El Instituto Alemán de Energía Eólica (DEWI) de Wilhelmshaven tiene un sitio en Internet con parámetros para determinar el rendimiento referencia, <http://www.dewi.de>.

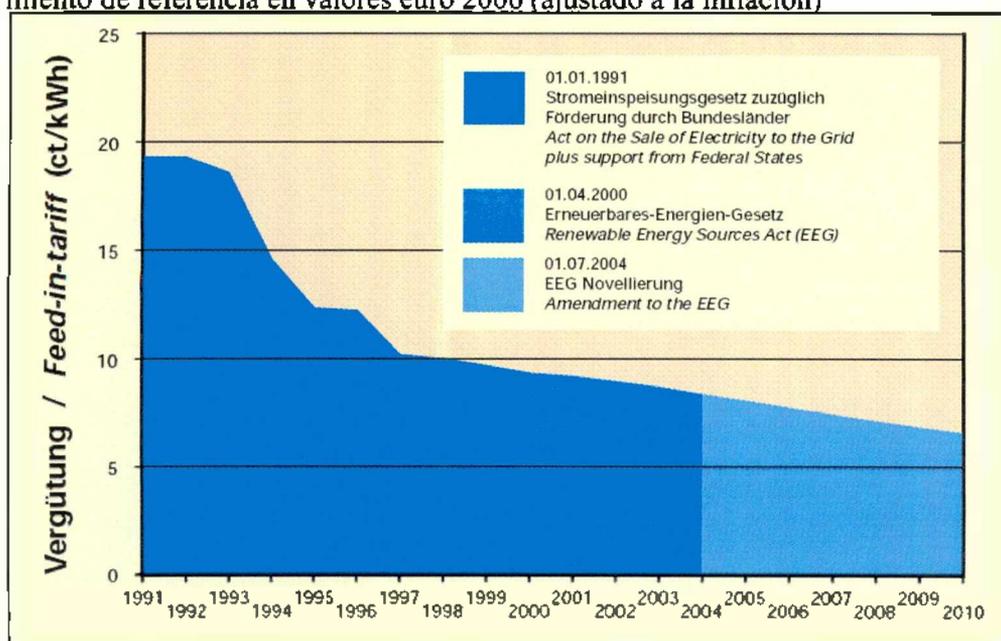
<sup>52</sup> Se debe mencionar que las centrales que funcionan a base de biomasa obtienen una tarifa diferenciada según el combustible que usan.

Tabla 4: Economías de aprendizaje dentro de la LER

Descuento por economías de aprendizaje	
No hay reducción	Hidroeléctricas hasta una potencia de 5MW
1%	Hidroeléctricas de 5MW hasta 150MW (a partir del año 2005)
1,5%	Biomasa y Biogás (a partir del año 2005)
1%	Geotermia (a partir del año 2010)
2%	Eólicos en tierra firme (a partir del año 2005)
2%	Eólicos en el mar (a partir del año 2008)
6,5%	Solar (a partir del año 2006)

Fuente: elaboración propia en base de datos oficiales EEG de 01.08.2004

Ilustración 21: Desarrollo de la remuneración promedia de *feed-in-tariff* para un emplazamiento de referencia en valores euro 2006 (ajustado a la inflación)



Fuente: BMU 2007: p. 10

La legislación alemana, contiene incentivos monetarios adicionales para la instalación de placas fotovoltaicas en algunos lugares, como por ejemplo son los techos o fachadas de edificios y también barreras protectoras de ruido en las carreteras. En el caso de la energía eólica, se aferró una cláusula de modernización del parque generador. Si una turbina instalada previamente al año 1995 es reemplazada por una que incrementa su potencia en un factor como mínimo de tres, la prórroga en la eliminación del bono será de 2 meses por cada 0,6% que esté por debajo del promedio anual de generación del generador “modelo”. Además, Alemania obliga a los operadores de redes, comprar y transmitir toda la energía renovable y garantizar de forma prioritaria inmediata la conexión de centrales de energías renovables a la red central. Según el estatuto alemán los costos de conexión y expansión, están a cargo del operador de red, el cuál debe declarar estos gastos adicionales e in-

corporarlos dentro de los peajes por el uso de la red. En la misma línea, algunos consumidores del sector industrial y las líneas de trenes, pueden disminuir sus costes por cargos de energías renovables, o sea, los cobros son como máximo 0,05 céntimos de €/kWh, si cumplen con los siguientes requisitos:

- Consumo de electricidad anual superior a 10GWh y
- Costo de la energía superior al 15% del valor agregado bruto.

Es importante destacar, dado que la ley obliga las empresas distribuidoras a comprar toda la energía generada por los generadores de energías renovables, éstos pueden obtener financiamiento en el mercado para sus proyectos sin mayor dificultad (Hoppe-Kilpper 2003, Schaller 2005 et al. y Azuma-Dicke 2005: p. 59). Además, la LER se convirtió en el instrumento de protección climática más eficaz de Alemania, contribuyendo ya en el año 2006 a ahorrar cerca de 45 mill. de toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub>; 11,5 mill. de toneladas más que en el año 2003 (véase la tabla 5). Las energías renovables en su totalidad pudieron ahorrar en 2006 más de 100 mill. de toneladas de CO<sub>2</sub> en Alemania:

- la electricidad correspondiente a la LER y la correspondiente a ámbitos fuera del alcance de esta ley, 68 mill. de toneladas;
- la energía térmica obtenida de fuentes de energías renovables, 21 mill. de toneladas y
- los biocombustibles, 13 mill. de toneladas.

Tabla 5: Reducción de CO<sub>2</sub>

Electricidad		2003	2010
Electricidad total generada a partir de energías renovables	TWh	46,3	72,6
Reducción total de CO <sub>2</sub> debida a energías renovables	Mill. t CO <sub>2</sub>	37,0	58,1
Proporción de electricidad correspondiente a la LER	TWh	29,4	52,1
Reducción de CO <sub>2</sub> debida a la LER	Mill. t CO <sub>2</sub>	23,5	41,7
Proporción de electricidad correspondiente a ámbitos fuera de la LER	TWh	16,9	20,5
Reducción de CO <sub>2</sub> debida a ámbitos fuera de la LER	Mill. t CO <sub>2</sub>	13,5	16,4

Fuente: elaboración propia basada en: BMU 2006 (factor de emisión: 0,8 kg CO<sub>2</sub>/kWh)

Desde el punto de vista económico la LER ha impulsado varios desarrollos positivos:

- en los últimos 10 años Alemania se ha convertido en líder del mercado mundial en el ramo de la energía eólica, y está en camino de serlo también en los sectores de energía fotovoltaica, biomasa y geotérmica.
- en el año 2006, Alemania invirtió más que 9 mil mill. de euros sólo en la construcción de centrales de energías renovables.

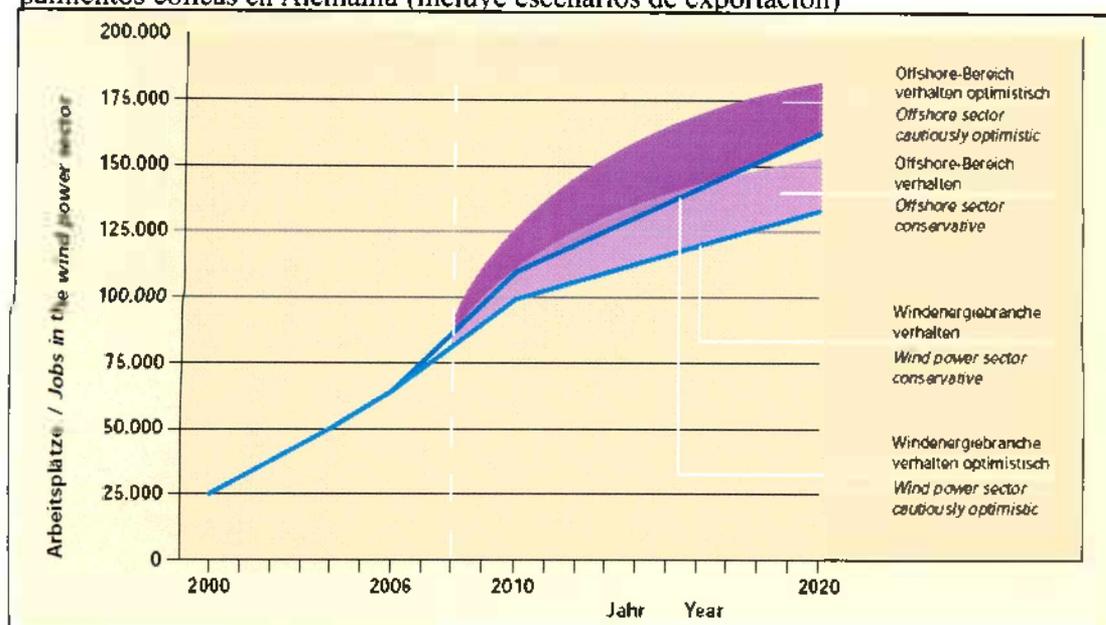
- en 2006 trabajaban ya en total cerca de 214.000 profesionales altamente cualificados en el sector de las energías renovables (aproximadamente 50.000 más que a fines del año 2004)
- debido a la excelente evolución del mercado interno las empresas alemanas pudieron incrementar constantemente sus capacidades productivas y en consecuencia las cuotas de exportación, que en el ramo de la energía eólica sobrepasa el 70%.
- la economía alemana, dependiente de exportaciones de bienes manufacturados con alto valor agregado, consiguió conquistar por la LER una posición líder en ese importante mercado internacional de futuro (BMU 07/2007 et al.).

Tabla 6: Valor agregado generado en la industria y servicios eólicos en Alemania en comparación al mundo

Turbina eólica	2005				2004	
	Sólo en Alemania	Mundo sin Alemania	Total	Participación de Alemania en el mercado mundial en %	Total	Participación de Alemania en el mercado mundial en %
Nueva Capacidad instalada en MW	1.808	9.105	10.913	17%	7.612	27%
Total de ventas de la industria eólica en mill. €	1.763	8.878	10.640	17%	6.283	29%
Costos adicionales y operacionales						
Valor agregado por desarrolladores de proyectos alemanes en mill. €	529	-	529	-	547	-
Valor agregado por la operación de turbinas eólicas en Alemania en mill. €	798	-	798	-	714	-
Valor agregado total de Alemania en mill. €	2.486	-	5.352	-	4.408	-

Fuente: elaboración propia basada en: DEWI Magazin N°29 agosto 2006, <http://www.dewi.de>

Ilustración 22: Generación de empleo (bruto) debido a la fabricación e instalación de equipos eólicos en Alemania (incluye escenarios de exportación)



Fuente: BMU 2007: p. 8

### 3.1.5. Herramientas establecidas por el protocolo de Kyoto

En lo relacionado con la reducción de emisiones de sustancias nocivas en los territorios de los países más industrializados, existían pocas evidencias de consenso entre los gobiernos, la comunidad empresarial y los consumidores para asumir una reestructuración radical de los patrones de producción y consumo de energía. Por lo tanto esta situación se ha reflejado continuamente en la política ambiental internacional la cual estaba caracterizada por *el dilema de prisioneros*<sup>53</sup>, implicando (por lo menos a corto plazo) desventajas económicas para la industria de un país a través de una legislación ambiental nacional más rígida que encarece los bienes ambientales. Del mismo modo, las autoridades de la mayoría de los países desarrollados han intentado evitar el cumplimiento íntegro de sus metas de reducción en sus propios territorios. En segundo lugar, tampoco se aprecian señales de parte de las naciones más industrializadas, en materializar una significativa transferencia de tecnologías idóneas y recursos financieros adicionales hacia los subdesarrollados.

Ante estas realidades, la Convención Marco sobre el Cambio Climático – CMCC (UN Framework Convention on Climate Change – UNFCCC), en particular su Artículo 2, buscó zanjar este dilema y contribuir un aporte a una solución beneficiosa para todos. En

<sup>53</sup> Para una descripción del dilema de prisioneros véanse por ejemplo Bartel, R./ Hackl, F (1994), p. 121. En general se define el dilema de prisioneros como una situación donde dos o más individuos intentando de maximizar sólo su beneficio individual, no lograrán el resultado óptimo. A través de la cooperación se puede eludir el dilema.

Rio de Janeiro se estableció en el año 1992 (entró en vigor en marzo del año 1994) como principal objetivo común la estabilización de las concentraciones atmosféricas de los gases de efecto invernadero en niveles seguros (Art. 2 de la CMCC 1992). En la aplicación de medidas, las Partes contratantes deberían tener en cuenta que las políticas y medidas implementadas cumplan el criterio de eficiencia en función de los costes. Además, las Partes deberían cooperar en la promoción de un sistema económico internacional abierto para conducir a un crecimiento económico y desarrollo sustentable, sobre todo en los países en desarrollo (Art. 3 de la CMCC 1992).

Esto dejó en claro que los países desarrollados seguían favoreciendo ciertos instrumentos de mercado, cuyos éxitos dependerían en gran medida de la dinámica del mercado. Bajo esta filosofía de mercado, se abogó por implementar proyectos donde los costos marginales fueran inferiores, es decir, en regiones de menor desarrollo relativo. A tal efecto, la convención divide a los países en dos grupos: las Partes Anexo I, que son los países industrializados, los cuales han contribuido históricamente en mayor medida al cambio climático, y las Partes No-Anexo I<sup>54</sup>, que son principalmente los países en desarrollo. Como órgano supremo de la convención actúan las Conferencias de las Partes (COP por sus siglas en inglés) congregando a todos los países que han ratificado la convención y reuniéndose periódicamente para cumplir su función de promover y revisar, entre otros, la implementación de la convención. Otros dos órganos importantes son, por un lado, el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés), y por el otro, el Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico (SBSTA por sus siglas en inglés).

Durante la COP 3 de Kyoto (Japón) en el año 1997, en cumplimiento del Mandato de Berlín, se adoptó por consenso el llamado Protocolo de Kyoto. Éste documento establece por la primera vez compromisos legales vinculantes de los países industrializados participantes para reducir sus emisiones de GEI, en relación con la línea de base de 1990, en un 5,2% para el fin del primer período de compromiso (2008 – 2012). No obstante, cada nación se comprometió en distintos valores a reducir (por ejemplo Alemania en un 21% y Suiza en un 8%). Por ello, es considerado como un hito importante de la política internacional para la protección del clima (Azuma-Dicke 2005: p. 33). Desde el 16 de febrero de 2005 el protocolo está en vigor y define en su artículo 2 (1b) las políticas y medidas nacionales con impacto externo, aplicables a través de cooperaciones bilaterales, para reducir sus emisiones de gases causantes del efecto invernadero. En varios artículos del protocolo se habla de los *mecanismos de flexibilidad* numerados abajo, que a su vez se diferencian por el

---

<sup>54</sup> Los países No-Anexo I no tienen compromisos de reducir sus emisiones en el primer período del Protocolo de Kyoto (2008-2012), como expresión del ya mencionado principio de las responsabilidades comunes pero diferenciadas.

grado de regulación implícito en ellos, correspondiendo a la mayor regulación al Mecanismo para un Desarrollo Limpio y la menor al comercio internacional de emisiones.

- El Mecanismo para un Desarrollo Limpio - MDL (CDM por sus siglas en inglés) que permite proyectos de reducción de emisiones que lleven adelante un desarrollo sostenible en los países en desarrollo y generen “reducciones certificadas de emisiones” (CERs por sus siglas en inglés)
- La Implementación Conjunta (JI por sus siglas en inglés) que posibilita a los países desarrollados generar mitigaciones de emisiones en otras naciones industrializadas lo cual causa la transferencia de equivalentes “unidades de reducción de emisiones” (ERUs por sus siglas en inglés) y
- El comercio de emisiones (ET por sus siglas en inglés) que crea un mercado en el cuál las Partes de Anexo I pueden negociar “derechos de emisiones”.

Basándose en la idea de que el efecto invernadero representa un problema global, por lo cuál es irrelevante donde se emite o reduce, estos mecanismos dan a los países y a las compañías del sector privado la oportunidad de bajar emisiones en cualquier lugar del mundo pudiendo contar con estas reducciones para cumplir sus propios compromisos. Se puede utilizar los mecanismos MDL y IC (suplementarios con relación a las acciones domésticas) de forma individual o colectiva, o sea, mediante proyectos individuales o a través de la participación en los llamados Fondos de Carbono que se constituyen para financiar un conjunto de proyectos. Tales fondos se convirtieron en instrumentos financieros que permiten rebajar los riesgos en el aprovechamiento de los mecanismos flexibles y ofrecen créditos de buena calidad con una alta eficiencia. Además, la participación de Fondos de Carbono proporciona desde el punto de vista del sector privado una ventaja adicional, por aportar el capital necesario y crear economías de escala. Asimismo, la constitución de estos fondos debe facilitar la coordinación y comunicación entre los organismos públicos y las empresas privadas, posibilitando diferentes sinergias al invertir en regiones donde los participantes desempeñan otros negocios.

Las metas de reducción cubren los seis principales GEI: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) y hexafluoro de azufre (SF<sub>6</sub>). El protocolo, que entró en vigor el 16 de febrero del 2005 después de la ratificación de la Federación Rusa, permite a los países partes la opción de decidir cuáles de estos seis gases formarán la base de su estrategia nacional de reducción de emisiones (Michaelowa 2004: p. 3 y Azuma-Dicke 2005: p. 35).

Con respecto al período de compromisos después del año 2012 deben ser señaladas la COP 11 de Montreal 2005 y la COP 13 de Bali 2007. De acuerdo con el mandato vigente

del Protocolo de Kyoto las negociaciones post Kyoto comenzarían en 2005, por tanto se centraron las expectativas en que la COP 11 adoptara una hoja de ruta más detallada. En este contexto apareció una seria divergencia por los futuros compromisos y las credibilidad del instrumento entre los países desarrollados que no han ratificado el protocolo y aquellos que ya forman parte del mismo. Además se ha ejercido creciente presión para que los países menos adelantados asuman en la segunda fase de protocolo compromisos vinculantes de *reducción* de emisiones. Como resultado de las negociaciones, y refiriéndose al Artículo 3.9 del protocolo, las Partes dieron inicio a un proceso de elaborar compromisos ulteriores al año 2012 para las partes Anexo I en el cual también participarán de forma informal los EE.UU. y que culminó en la COP 13 de Bali celebrada en 2007. La incorporación de los países en desarrollo a la lucha activa contra el calentamiento global y el desarrollo de un esquema mundial de comercio internacional de permisos de emisión parecen algunos pasos más prometedores de esta nueva etapa. Se ha acordado crear un grupo de trabajo que redacta el documento sucedáneo al protocolo vigente hasta 2012. Asimismo, se aprobó en la cumbre de Bali un Fondo de Adaptación que otorga inmediatamente recursos a los subdesarrollados más vulnerables al cambio climático, la eliminación de barreras técnicas y financieras que dificultan la transferencia de tecnologías limpias y el texto hace hincapié en el importante papel del mantenimiento de las masas forestales en los países en desarrollo (González/ García-Verdugo Sales 2008: p. 60).

### **3.1.5.1. Mecanismos para un Desarrollo Limpio (MDL)**

El llamado Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) está regulado por el Artículo 12 del Protocolo de Kyoto y fue aprobado por la Decisión 17 de la COP 7 en la ciudad marroquí de Marrakech en 2001. De acuerdo con ello, se permite a los países del Anexo I que implementen o ejecuten proyectos sostenibles los cuales conlleven una reducción de las emisiones o un aumento de las absorciones de las mismas por sumideros. En este sentido, se traducirá en créditos (reducciones de emisiones certificados – CERs por sus siglas en inglés) la diferencia final entre las emisiones reales y las que se esperaría en ausencia del protocolo. Ellos pueden ser utilizados por parte de los países inversores para cumplir sus compromisos de disminución de GEI (Michaelowa 2004: p. 3).

La estructura institucional del MDL se muestra bastante compleja ya que incluye a varios actores que participan en la ejecución. De parte de las Naciones Unidas una Junta Ejecutiva que guía y supervisa los arreglos prácticos y opera bajo la autoridad de la COP. Los procesos de monitoreo son estrictos para garantizar que no se generen CERs ficticios, dado que algunos países en desarrollo no poseen la capacidad técnica para ejercer un control preciso de sus emisiones. Después hay países huéspedes de proyectos los cuales deberí-

an haber ratificado el Protocolo de Kyoto y nombrado una autoridad nacional que se encargue del control de estos proyectos y por otro lado, países de origen (nombrados en el Anexo I) que finalmente se beneficien de los créditos obtenidos. Las naciones del Anexo I también deberían haber ratificado el protocolo y nombrado una autoridad nacional que controla los proyectos y adicionalmente elabora periódicamente inventarios nacionales de los GEI. En el proceso de aprobación de un emprendimiento MDL están además diversas otras entidades que se ocupan en nombre de las Naciones Unidas de la evaluación de requisitos exigidos y del funcionamiento final del proyecto (Michaelowa 2004 et al.).

Para su realización, un proyecto MDL tiene que pasar por 3 fases; diseño, aprobación y registro así como ejecución y seguimiento. Una vez elaborado el documento de proyecto que debe obligatoriamente describir su contribución al desarrollo sostenible en el país anfitrión, su adicionalidad y la metodología para la medición de las reducciones, el proyecto será presentado para su aprobación a las autoridades nacionales autorizadas por la Junta Ejecutiva del país de origen y del país huésped. La expedición de los documentos de aprobación que posibilitan el registro como MDL de parte de la Junta Ejecutiva, puede durar varios meses, debido a unas fases de información pública del proyecto exigidas por las Naciones Unidas. Durante la tercera fase el promotor del proyecto aplica un plan de vigilancia y redacta un informe de seguimiento donde figuran las reducciones o absorciones reales medidas. Estos datos se someten a la entidad autorizada para su verificación. Para garantizar una mitigación del cambio climático real y de largo plazo, se calculan las reducciones adicionales en comparación a una *línea de base definida* ("Baseline"). Después de estar comprobados, la Junta Ejecutiva abona los CERs en una cuenta de transición descontando un porcentaje administrativo mínimo (Schmid 2003 et al.).

Debido a los costes y el alto formalismo que produce el complemento de todo el ciclo del MDL, se decidió crear los denominados MDL de pequeña escala ("fast track") con un procedimiento de aprobación más simple y económico. Este reglamento abarca proyectos de producción de energías renovables con una capacidad nominal de hasta 15MW, de eficiencia energética que permitan mitigaciones de consumo de hasta 15GWh o de reducción de emisiones hasta 15kt de CO<sub>2</sub> equivalente al año (Michaelowa 2004: p. 5). En lo siguiente se mencionan algunos ejemplos de actividades en los que pueden estar basados estos proyectos:

- Sustitución de combustibles en procesos industriales por otros más limpios,
- Generación energética en base a fuentes renovables (solar, eólica, geotermia, etc.)
- Forestación y reforestación y
- Mejora de la eficiencia energética (Schmid 2003 et al.).

MICHAELOWA alude a la ausencia de un marco regulador claro, la dificultad de definir el término de adicionalidad y la contribución de los proyectos al desarrollo sustentable del país anfitrión. Sin tener un marco regulador, los diseñadores de proyectos eran obligados a proponerlo por sí mismos para que se fundiera con el transcurso del tiempo una base legal (idea que se basaba en el *case law*). Como cada propuesta, obligatoriamente, tiene que estar conectada con un proyecto concreto, los pioneros de MDL asumieron un gran riesgo económico. Con respecto a la adicionalidad, el Artículo 12 del protocolo determina que los proyectos deben ser adicionales a cualquier disminución de emisiones que hubiera ocurrido en ausencia del mismo proyecto lo que es un parámetro muy amplio y subjetivo. En cuanto al criterio de desarrollo sustentable, el protocolo dice poco concretamente que a través del MDL los países en desarrollo deben alcanzar algunos de sus objetivos económicos, sociales o ambientales, tales como por ejemplo aire y agua más limpio, un mejor uso de las tierras o una disminución de la pobreza. La decisión de otorgar el poder de evaluación a los países anfitriones implica también el peligro de que éstos, por la competencia con los demás No-Anexo I, ablanden los requisitos para atraer inversiones de MDL (Michaelowa 2004 et al. y Scheer 2005: pp. 188).

A su vez SCHMID y SCHEER indican a otros dos puntos críticos. Por un lado a la incertidumbre acerca de la continuidad del instrumento después del año 2012. Además, durante el proceso del monitoreo que computa las reducciones alcanzadas por un proyecto, se puede verificar fuentes de emisión directas e indirectas. Las últimas influyen afuera o en lo local del proyecto al desempeño sin ser controlables (Schmid 2003 et al. y Scheer 2005: pp. 188)

Desde la creación del MDL aparecieron en la práctica varios obstáculos que frenaron su utilización y sólo con la adhesión de la Federación Rusa al Protocolo de Kyoto en 2005, se convirtió en un instrumento importante dando por ejemplo un empuje a la consolidación de las pautas y la generación de transparencia y seguridad acerca de la metodología. Un logro importante relativo al uso de los mecanismos de flexibilidad, es el permiso (a través de la Directiva CE/2004/101) de que las empresas y países europeos participantes en el protocolo, pueden utilizar las reducciones de emisiones provenientes de proyectos de MDL o de Implementación Conjunta (IC) dentro del Régimen del Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EU ETS por sus siglas en inglés). Este esquema ha sido sometido a críticas provenientes de diversas fuentes no-gubernamentales, por haber considerado que los permisos autorizados son muy generosos, lo que limita el alcance de reducciones (Coto/Morena 2007: p. 14). En América Latina, sobre todo en Brasil, incrementó durante los últimos 4 años significativamente la cantidad de proyectos de MDL. Así, se registró con el “NovaGerar” en noviembre de 2004 el primer proyecto ante la Junta Ejecutiva del MDL

el cuál se orientó al aprovechamiento del biogás de un vertedero de Brasil para generar energía (Coto/ Morena 2007: p. 12). Hasta julio de 2008 la Junta Ejecutiva registró en un total de 368 proyectos en toda la región de América Latina y el Caribe de los cuales tienen Brasil 143, México 105, Chile 25 y Argentina 14 localizados en sus territorios<sup>55</sup>. A nivel internacional, actualmente, la oferta de proyectos en el MDL refleja que una alta proporción de los proyectos en cuanto al número proviene con un 62% del sector energético promoviendo las fuentes de energías renovables<sup>56</sup>. Además se registró una tendencia de que muchas actividades de inversión tienden a concentrarse en un limitado grupo de receptores, por lo general países de mayor desarrollo relativo dentro de los subdesarrollados. Esta preocupación estuvo muy presente en los debates de la COP 11 de Montreal en el año 2005, sobre todo en las posiciones de países africanos. En Brasil se observa que la mayoría de las actividades de MDL son de gran escala y se concentran con un total de 48% en el área de generación eléctrica dominado por la fuente hidráulica. Dentro de la canasta de proyectos de MDL ejecutados en el país, la energía eólica juega un papel de poca relevancia (MCT 2008 et al.).

### 3.1.5.2. Implementación Conjunta (IC)/ Joint Implementation (JI)

El concepto de Implementación Conjunta deriva del Artículo 3.3 de la Convención Marco sobre el Cambio Climático (CMCC), diciendo que *“los esfuerzos dirigidos al cambio climático pueden llevarse a cabo de manera conjunta entre las Partes interesadas”*. También el Artículo 4.2 (a) de la CMCC remite a la posibilidad de que *“los países industrializados pueden implementar políticas y medidas (que limitan sus emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero) conjuntamente con otras Partes y pueden asistir a las otras partes a alcanzar el objetivo de la Convención”*. Debido a la oposición por parte de varios países en desarrollo y organizaciones de la sociedad civil, se estableció en la COP I<sup>57</sup> de 1995, realizada en la capital alemana de Berlín, sólo una fase piloto para *Actividades de Implementación Conjunta* (AIJ por sus siglas en inglés) la cual permitió también la ejecución de proyectos de AIJ entre los países del Anexo I y los No-Anexo I, pero sin la posibilidad de acreditar Unidades de Reducción de Emisiones (ERUs por sus siglas en inglés). No obstante, las Partes acordaron en esta ocasión las siguientes características esenciales que deben poseer los proyectos de IC como también de MDL:

- tener consistencia con las prioridades nacionales de desarrollo,
- contar con el respaldo de los gobiernos participantes (por tanto,

<sup>55</sup> Véanse <http://cdm.unfccc.int/Statistics/Registration>, fecha de acceso 25.07.2008

<sup>56</sup> Véanse <http://cdmpipeline.org/cdm-projects-type.htm>, fecha de acceso 25.07.2008

<sup>57</sup> Véanse la Decisión de Berlín CMCC/COP I/1995

- alcanzar reducciones de emisiones cuantificables que no hubieran ocurrido sin la actividad y
- ser financiadas por fuentes adicionales a la actual asistencia oficial para el desarrollo (Karousakis 2006: p. 6).

MICHAELOWA alude que en ésta primera fase, la mayoría de proyectos han sido de escala pequeña y además limitó el efecto de aprendizaje por la calidad de los reportes de evaluación final (Michaelowa 2004: p. 2). Como el Artículo 6 del Protocolo de Kyoto<sup>58</sup> no mantiene más la modalidad de proyectos que se determinó en la COP 1, se concluyó la fase piloto de AIJ sin ser renovada. Sin embargo, durante la COP 3 de Kyoto se logró el consenso entre las naciones de que se incluye a la acreditación de ERUs para futuros proyectos de Implementación Conjunta. Aquellos son ejecutados por los Estados del Anexo I (naciones desarrolladas y economías en transición en Europa Central y del Este) o personas jurídicas debidamente autorizadas de un Estado Parte y bajo su responsabilidad que invierten en el territorio de otro país con obligaciones de limitación de GEI. Por más que, se pretende que proyectos de IC son suplementarios a las medidas nacionales adoptadas a los efectos de cumplir los compromisos de reducción de emisiones, la suma total de las cantidades evitadas o intercambiadas entre los países del Anexo I es cero, a diferencia de los proyectos de MDL (Saura Estapà 2003 et al. y Scheer 2005: pp. 188).

Luego se detalló en la COP 7 del año 2001 celebrada en Marrakech, las partes que participen en proyectos voluntarios del Artículo 6, deben disponer de cierta estructura institucional (una entidad de enlace con el Comité de Supervisión del Art. 6) y normativa (directrices y procedimientos nacionales para evaluar dichas actividades) respecto al asunto de cambio climático. Además, se distingue entre dos fases principales de una actividad IC, en cuyo transcurso cada participante tiene que suministrar las informaciones necesarias a la Secretaria de la Convención con el objetivo de evaluar el cumplimiento de los compromisos contraídos en virtud del Protocolo de Kyoto. La primera fase - el *diseño del proyecto*, esta determinada por la elaboración del documento diseño del proyecto y la cual abarca la aprobación por las partes participantes, la descripción de la metodología y adicionalidad, entre otras. En la segunda fase, de la *ejecución de proyecto*, se realiza el plan de vigilancia, se representa el informe sobre las reducciones o absorciones que hayan producido con la actividad y luego se verificará el informe por la entidad independiente acreditada (Saura Estapà 2003 et al.).

---

<sup>58</sup> El término de Actividades de Implementación Conjunta (AIJ), definido en la Decisión 5/CP.1 en Berlín del año 1995, se convirtió a partir de este momento en *Implementación Conjunta (JI por sus siglas en inglés)*.

A su vez, existen dos posibles “vías” para llevar a cabo la ejecución de un proyecto de la IC, dependiendo de la situación en la que se encuentre el país receptor de la inversión respecto al cumplimiento de las exigencias metodológicas y de informaciones demandadas en el Protocolo de Kyoto (Saura Estapà 2003 et al.). La primera vía – *condición simplificada*, abarca los países incluidos en el Anexo I. Dada la limitación subjetiva impuesta por el Protocolo de Kyoto para la participación en este tipo de proyectos, y pues que el país inversor como el anfitrión deben estar enumerados en el Anexo I, los más claros candidatos para recibir y acoger estos proyectos son las economías en transición de bloque socialista antiguo. Aunque los procedimientos para utilizar el mecanismo de IC se demuestran más flexibles para el grupo de Estados que ya reúnen dichas condiciones, lo requiere una mayor capacidad técnica por parte del gobierno de un país huésped. La segunda vía atiende el caso de un país receptor que no cumpla con todos los requisitos formales y de información del protocolo, que se tendrá que someter, conforme con las pautas internacionales, al comité de supervisión y verificación de IC<sup>59</sup> (JI Supervisory Committee) (Saura Estapà 2003 et al. y Karousakis 2006: p. 6).

Otro hecho importante incorporado por la COP 7 de Marrakech, ha sido que las actividades de IC podrían haber entrado en funcionamiento desde el año 2000, conduciendo a la generación, transferencia o adquisición de ERUs asociadas y destinados a reducir o mejorar la captura de emisiones antropogénicas (por ejemplo aumentar la absorción por los sumideros) en cualquier sector de la economía. Resulta que el país inversor obtiene sólo a partir del año 2008 ERUs los cuáles son descontadas de las unidades de emisión asignadas al país anfitrión y a un precio inferior al que le hubiera costado en su país de origen y el país receptor se beneficia de una inversión realizada. Sin embargo, el protocolo no dice nada sobre el reparto de los resultados de la inversión, así que los participantes pueden acordar que se repartan las unidades de reducción, teniendo en cuenta que ambas tienen obligaciones a cumplir. Por tal motivo, la IC es considerada como antecedente directo del comercio de permisos de emisión, donde dos países de Anexo I pueden negociar libremente las ERUs si el país anfitrión ha cumplido todas sus obligaciones de documentación a nivel nacional. (Michaelowa 2004: p. 3 y Karousakis 2006: p. 7). A diferencia del Comercio de Emisiones, que se desarrolla también entre países con compromisos de reducción, el mecanismo de Implementación Conjunta no se basa en la compraventa directa de cantidades de emisión atribuidas más bien en actividades individuales de proyecto que causan mitigaciones del efecto invernadero (Michaelowa 2004 et al.).

---

<sup>59</sup> El comité de supervisión está integrado por diez miembros independientes y de reconocida competencia en las cuestiones del cambio climático. Ante todo se encarga de supervisar la verificación de las unidades de reducción de emisiones y también de acreditar a las entidades operacionales que deben, a su vez, controlar la reducción alcanzada por cada proyecto del Artículo 6 del Protocolo. (Véanse también el punto 3 del Anexo de la Decisión 16/CP.7 de los Acuerdos de Marrakech 2001)

Comparado con el mecanismo de MDL, la Implementación Conjunta todavía no representa una herramienta de gran alcance, aunque la libertad del Artículo 6, no marca ningún límite al tipo de proyectos, pues parece que cabrían desde la energía renovable hasta la forestación, deforestación y reforestación<sup>60</sup>. Como muestra la tabla 7, se ciñe en su mayoría a las economías en transición de mercado, compuestas por los países del antiguo bloque comunista, tanto por sus escenarios de emisión como por su estructura económica. A diferencia de MDL, hasta ahora no se puede efectuar una calificación profunda de este mecanismo respecto de su capacidad de transferencia de tecnologías limpias a los países huéspedes, la mejora de las líneas de base respecto de la emisión de GEI y los beneficios que puede llevar a cabo para el proceso productivo y la productividad de las diversas líneas de producción de cada instalación. La reasignación de ERUs a partir de 2008 posibilita que la IC se convierta en atractivos y eficientes instrumentos complementarios de inversión.

Tabla 7: Países anfitriones de proyectos IC kERUs

País anfitrión de proyectos IC	IC primera vía		IC segunda vía		IC Total	
	Cantidad de proyectos	kERUs por año	Cantidad de proyectos	kERUs por año	Cantidad de proyectos	kERUs por año
Rusia & Ucrania	0	0	109	48648	109	48648
Rusia	0	0	80	36841	80	36841
Ucrania	0	0	29	11807	29	11807
<b>Europa Oriental</b>	<b>8</b>	<b>1526</b>	<b>39</b>	<b>8080</b>	<b>47</b>	<b>9606</b>
Bulgaria	0	0	10	844	10	844
República Checa	0	0	1	33	1	33
Rumania	0	0	5	1938	5	1938
Polonia	0	0	9	3210	9	3210
Hungria	8	1526	2	142	10	1668
Estonia	0	0	3	212	3	212
Letonia	0	0	1	5	1	5
Lituania	0	0	7	1683	7	1683
Eslovaquia	0	0	1	13	1	13
<b>Otros</b>	<b>5</b>	<b>370</b>	<b>2</b>	<b>916</b>	<b>7</b>	<b>1286</b>
Alemania	0	0	2	916	2	916

<sup>60</sup> Las Partes coincidieron en que la mitigación del cambio climático no puede emprenderse a expensas de empeorar otros problemas medioambientales y que los proyectos relativos al uso de la energía nuclear no debían ser aceptables. Este punto de vista se expresó a través de la decisión 16/CP.7 que dice que “las Partes incluidas en el Anexo I de la Convención deben abstenerse de utilizar las unidades de reducción de las emisiones generadas por instalaciones nucleares para cumplir sus compromisos dimanantes del párrafo 1 del Artículo 3.” (Véanse [unfccc.int/resource/docs/cop7/13a02.pdf](http://unfccc.int/resource/docs/cop7/13a02.pdf), fecha de acceso 26.07.2008)

Nueva Zeland- da	5	370	0	0	5	370
<b>Países de IC en total</b>	<b>13</b>	<b>1896</b>	<b>150</b>	<b>57644</b>	<b>163</b>	<b>59539</b>

Fuente: elaboración propia en base de datos oficiales de UNEP (2008), <http://www.cdmpipeline.org>

Por último, vale la pena remitir a unas críticas que se presentó al mecanismo de Implementación Conjunta. KAROUSAKIS señala que la incorporación de 10 economías en transición de mercado a la Unión Europea que implica, desde entonces, su participación en el Régimen del Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea (EU ETS por sus siglas en inglés), impide evitar contar dos veces las reducciones su futura cooperación en proyectos de IC. Además, las actividades iniciales tendieron a concentrarse en reducciones menos caras, dejando para el país huésped las oportunidades más caras, cuando los países en vías de desarrollo asumen para la fase post Kyoto metas de reducción o limitación. Esta penalización contribuyó a una actitud reservada con respecto a ese instrumento y dirigió a su escasa relevancia actual en el mercado de GEI (Karousakis 2006 et al.).

Durante la COP 13 en Bali en 2007 se trató de reforzar y apoyar el trabajo del Comité de Supervisión para promover en el futuro el desarrollo de proyectos por la segunda vía. Para este fin se ha implementado las mismas exigencias vigentes para la Junta Ejecutiva de MDL. Sin duda un punto muy significativo de la decisión de Bali es que las Partes realizarán hasta 2010 contribuciones voluntarias de manera urgente para financiar el trabajo del Comité de Supervisión (González/ García-Verdugo Sales 2008 et al.).

### 3.1.5.3. Comercio Internacional de Emisiones/ International Emission Trading

El concepto de “bolsa” mundial de compraventa de unidades de emisión fue introducido por el economista canadiense J. H. Dales en su libro *“Pollution, Property and Prices”* del año 1968 que simbolizó un perfeccionamiento del teorema de Coase. La autoridad reguladora sólo permite un determinado nivel de emisiones contaminantes para un área concreta (regional, nacional o internacional) y durante un período específico, pero al contrario del caso de establecimiento de estándares aquí concede una cantidad de permisos (o certificados de contaminación) y estos son negociables. Según este concepto teórico, se trata de una parcelación de la contaminación óptima en multitud de unidades, cada una de ellas un permiso, que se distribuyen entre todos los agentes contaminantes. Con la entrada de nuevos participantes aumenta la demanda de permisos y como la oferta es fija incrementa su precio. Si la Administración desea reducir más la contaminación, le alcanza comprar a

ella misma permisos u otorgar menos al comienzo a la industria contaminante, disminuyendo de esta forma el número de permisos que circulan libremente (Fichtner 2005: p 11).

Una ventaja de emplear permisos frente al establecimiento de un impuesto es que el costo termina con la definición del estándar y el mecanismo para cederlos. Al tratarse de mercancías de mercado, los certificados incorporan automáticamente las variaciones de *inflación*, evitan los efectos de sinergia entre varios elementos contaminantes que surgen por sus diferentes capacidades de asimilación y potencian a lo largo del tiempo la sustitución tecnológica de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles por tecnologías más eficientes, que conllevan una reducción de los niveles de emisión, como es el caso de fuentes de energías renovables (Fichtner 2005: p 12).

Como tercer mecanismo de flexibilidad, el Artículo 17 junto con los Artículos 3.10 y 3.11 del Protocolo de Kyoto determina que las Partes del Anexo I pueden participar en actividades de comercio de CERs. El comercio internacional de emisiones<sup>81</sup>, por su parte, se refiere a la variante más deregulada del intercambio de permisos de emisión, y consiste en la compraventa de derechos de emisión entre los países industrializados. Por tanto, aquellos que emiten por debajo del límite determinado por el Protocolo de Kyoto pueden vender sus excedentes de derechos de emisión a aquellos que los excedan. Algunos detalles, como el registro y la supervisión de las emisiones no estaban especificados en el protocolo, esto se logró en la COP 11 de Marrakech de 2001. Se debe señalar que el mercado de los derechos de emisión internacional, como instrumento jurídico está siendo aún objeto de discusión.

Sin embargo, con la Directiva 2003/87/CE sobre el comercio de emisiones de CO<sub>2</sub>, se introdujo al ámbito de la Unión Europea ya a partir del 1 de enero de 2005 el Régimen del Comercio de Derechos de Emisión (EU ETS por sus siglas en inglés). Al cabo de un año, se publicó en 2004 la Directiva 2004/101/CE, conocida como la *Linking Directive* pues pretende armonizar el EU ETS con el sistema del Protocolo de Kyoto, incorporando los otros mecanismos de flexibilidad (Coto, Oscar/ Morena, Liana 2007: p. 18). Así, desde el 1 de enero de 2005 se reconocen en el régimen europeo los certificados emitidos bajo el mecanismo de MDL y desde el 1 de enero de 2008, también los emitidos por proyectos de Implementación Conjunta (IC). Por último, a través del Reglamento CE 2216/2004 se determinó los procedimientos para el registro de los derechos de emisión y sus intercambios entre empresas así como países (IF 2005: p. 65 y Fichtner 2005: p. 12). El primer período de asignación de permisos dentro del régimen europeo abarcó los años 2005 a 2008 y el

---

<sup>81</sup> El llamado "mercado de carbono" coincide con ese nombre porque el dióxido de carbono es el gas de efecto invernadero más grave.

segundo que arrancó en 2008 terminando junto con el primer plazo de compromisos del Protocolo de Kyoto en 2012 (Azuma-Dicke 2005: p. 170)<sup>62</sup>.

Con el mercado para el comercio de derechos de emisión se crea un nuevo activo y un nuevo mercado financiero, vinculado a los GEI. Por tal motivo, la *Asociación Internacional de Comercio de Emisiones* (IETA por sus siglas en inglés), la *International Swaps and Derivatives Association* (ISDA por sus siglas en inglés) y la *European Federation of Energy Traders* (EFET por sus siglas en inglés) han desarrollado y puesto en práctica sus modelos estandarizados de contratos de compraventa de derechos de emisión. En el EU ETS se comercializa cuatro tipos distintos de unidades de Kyoto:

- Unidades de las Cantidades Atribuidas (AAUs por sus siglas en inglés) que son responsables por entre 45-50% de las emisiones y publicadas por los Estados Miembros anualmente en los Planes Nacionales de Asignación (PNA),
- Unidades de Absorción (RMUs por sus siglas en inglés) por los sumideros según Artículo 3 del Protocolo de Kyoto,
- Unidades de Reducción de Emisiones (ERUs por sus siglas en inglés),
- y Certificados de Reducción de emisiones (CERs por sus siglas en inglés) emitidas bajo proyectos de MDL.<sup>63</sup>

Cada uno de los mencionados valores tiene su peculiaridad y cotización separada, por ejemplo, los ERUs y RMUs sólo se introdujeron a partir del año 2008. Se estimaba que en el año 2004, antes de la entrada en vigor de EU ETS, ya se habían comercializado únicamente 94 millones de toneladas valoradas en unos 500 millones de dólares (cada una de ellas equivalente a un certificado de emisiones de CO<sub>2</sub>). Como muestra la subsiguiente tabla 8, en el período 2006 – 2007, ya se dieron transacciones en el mercado global de carbono por cerca de 1.134 millones de toneladas de dióxido de carbono con un valor equivalente de 50.394 millones de dólares. Se pone en claro que el sistema de la Unión Europea de comercialización de emisiones simboliza en la actualidad, el mayor mercado en sus dos aspectos fundamentales, volúmenes de transacciones y valores monetarios. Es importante notar que hasta este momento el MDL ocupa el lugar preferencial en las transacciones basadas en proyectos. (Capoor/ Ambrosi 2008).

---

<sup>62</sup> Véanse también [http://unfccc.int/kyoto\\_protocol/mechanisms/emissions\\_trading/items/2731.php](http://unfccc.int/kyoto_protocol/mechanisms/emissions_trading/items/2731.php), fecha de acceso 17.08.2008

<sup>63</sup> Véanse la Directiva 2004/101/CE, <http://eur-lex.europa.eu>, fecha de acceso: 18.08.2008

Tabla 8: Mercado de carbono internacional: volúmenes y valores 2006 – 2007

	2006		2007	
	Volumen (MtCO <sub>2</sub> e)	Valor (MUS\$)	Volumen (MtCO <sub>2</sub> e)	Valor (MUS\$)
<b> Mercados basados en cuotas </b>				
EU ETS	1,104	24,436	2,061	50,097
New South Wales	20	225	25	224
Chicago Climate Exchange	10	38	23	72
UK ETS	-	-	-	-
Subtotal	1,134	24,699	2,109	50,394
<b> Mercados basados en proyectos </b>				
MDL* Primario	537	5,804	551	7,426
MDL Secundario	25	445	240	5,451
IC**	16	141	41	499
Otros mercados obligatorios y transacciones voluntarias	33	146	42	265
<b>Total</b>	<b>1,745</b>	<b>31,235</b>	<b>2,983</b>	<b>64,035</b>
*Mecanismos de desarrollo **Implementación Conjunta				

Fuente: elaboración propia basada en: <http://www.ecoamerica.cl>, fecha de acceso: 19.08.2008

Como fue mencionado en las secciones anteriores, el esquema europeo ha sido diseñado de forma tal que puede combinarse con otros esquemas de comercio de emisiones y otros mecanismos de flexibilidad, como el MDL (IF 2005: pp. 67). Junto al EU ETS que es de aplicación obligatoria sólo en el ámbito de la UE, han emergido modelos alternativos en Australia, EE.UU. o Japón, sin embargo, el EU ETS se está perfilando como el modelo principal imponiéndose en los mercados financieros internacionales. En primer lugar, este tiene que ver con la seguridad jurídica que ofrece el sistema europeo, la experiencia práctica y además porque dentro del sistema hay grandes compradores (como España) y vendedores (como los nuevos adherentes de la Europa del Este).

En la actualidad, los mayores proveedores de certificados de emisión, son Rusia, Ucrania y Kazajstán, cuyas emisiones de CO<sub>2</sub> son un 45% inferiores a las que emitían en 1990. Estos países tienen gran interés en ofrecer su enorme cantidad de derechos de exceso de emisiones a cambio de moneda fuerte. Basándose en esta situación y tomándolo como punto de partida la definición de un futuro tope global de emisiones permitidas se podría distribuir los permisos entre los países de acuerdo con criterios predeterminados. De tal forma, los países subdesarrollados tendrían un “excedente” de permisos y los países industrializados un “déficit” (IF 2005: pp. 67). En esto consta una de las principales ventajas que ofrece el comercio de permisos de emisión, a juicio de sus partidarios, porque contribuye a limitar emisiones contaminantes y al mismo tiempo garantiza los necesarios flujos de recursos financieros así como de tecnologías hacia los países en vías de desarrollo porque aque-

llos poseen un menor costo marginal para la implantación de capacidades de generación renovables. Por otro lado, motivaciones socio-ambientales (por ejemplo la generación de trabajo y el desarrollo industrial-tecnológico endógeno) y ambientales causan también en países con mayor costo marginal la introducción de tecnologías de energías renovables (Fichtner 2005: pp. 17).

No obstante este sistema ha sido sometido a críticas provenientes de diversas fuentes no gubernamentales, por considerar que se ha otorgado muy generosamente los permisos, lo que limita el alcance de la reducción de emisiones (Fichtner 2005: pp. 16 y Scheer 2005: pp. 188). También se ha señalado que existen ciertas dificultades del monitoreo del sistema de permisos y del cálculo adecuado de la meta inicial de calidad ambiental. Previsiblemente la utilización de un mecanismo de mercado sin encauzar las distorsiones en el juego de las fuerzas del mercado, tiende a elevar riesgos para los países más pobres (Scheer 2005: p. 181). Además, por la oferta excesiva de asignaciones de emisión se ha visto, sobre todo en el año 2006, grandes variaciones de precios tanto en el mercado spot como en el de futuros lo que causó incertidumbres (Coto/ Morena 2007: p. 18).

Por el momento, la aplicación de un mecanismo de permisos de emisión negociables a nivel internacional, donde el tope de emisiones netas permitidas dependa de compromisos de reducción o limitación de emisiones a nivel global, a corto plazo no sería posible debido a que los países en vías de desarrollo aún no tienen compromisos de reducción de emisiones netas bajo el régimen internacional. Del mismo modo, la decisión de la actual administración de los EE.UU., responsable por alrededor de 30% de las emisiones, de no ratificar el Protocolo de Kyoto reduce significativamente el alcance de la aplicación de los mecanismos de mercado antes mencionados a escala mundial (Scheer 2005: p. 188). Además, SCHEER critica que las herramientas introducidas por el Protocolo de Kyoto componen un mercado minimalista y diseñado desde arriba (por acuerdo internacional) con objetivos voluntarios que permite pagar para seguir contaminando. Así empezaron a aparecer algunos efectos “perversos” desde su puesta en funcionamiento. Por un lado se trata de un mal diseño de los mecanismos de mercado, en concreto la asignación de cuotas basada en la cantidad inicial de emisiones, ha beneficiada a los países más contaminantes. Los datos actuales muestran como Europa occidental, la gran defensora de Kyoto, incumple de forma alarmante la primera fase del acuerdo. Por el otro lado, la relación entre los mercados de carbono y los distintos tipos de certificados de emisión para la promoción de energías renovables, sobre todo la energía eólica, es bastante compleja, pues un mercado financiero de certificados de carbono puede actuar de manera complementaria o hacerlo inviable (Scheer 2005: p. 187).

### 3.2. Observaciones finales sobre los instrumentos presentados

En términos teóricos y prácticos, el capítulo 3 ha examinado junto a las dos líneas principales de políticas soberanas destinadas al despliegue de las energías renovables de generación de electricidad en general y de mercados eólicos en especial, las herramientas establecidas por el Protocolo de Kyoto. Cada decisión gubernamental de formular una estrategia para promover la generación de electricidad a partir de fuentes renovables, creación que siempre incluye en primer lugar los intereses económicos nacionales junto a diversos otros objetivos. Según eso, la observación de distintos enfoques sirvió en la búsqueda de un modelo que unifique de forma veloz y efectiva las metas perseguidas; la creación de estructuras industriales modernas y sostenibles capaces de generar volúmenes grandes de puestos de trabajo locales, el alcance de la madurez económica de las tecnologías, la garantía de la economía de competición y la reducción de las emisiones de GEI y sus efectos negativos. Al mismo tiempo, un modelo debe estar conceptualizado de tal forma para que se pueda proporcionarlo y ajustarlo a otros contextos, según las condiciones que se encuentren en cada país (Voß 2000: p. 38, Scheer 2005 et al.).

Durante las últimas dos décadas los países han recurrido a conceptos extremadamente diferentes para incentivar una mayor participación de modernas tecnologías renovables en sus suministros energéticos. Como fue presentado, Alemania ha basado su política de incentivos a las fuentes de energías renovables en la garantía de precios a través del sistema de *feed-in-tariffs*. A pesar de haber sido criticado por el alto costo, tanto la *Stromeinspeisegesetz* como la EEG (LER) mostraron características importantes que posibilitaron no sólo la expansión fuerte de las tecnologías dentro de la matriz de energía eléctrica, sino también el surgimiento de unos nuevos ramos industriales, sobre todo de la energía eólica. Las revisiones continuas del marco legal llevaron a cabo mejoras, principalmente, en la adaptación de un modelo con remuneración decreciente para la electricidad generada.

Aunque con menos éxito, también la políticas implementadas en Inglaterra o los Países Bajos han permitido cierto incremento de tecnologías de generación menos competitivas en la matriz. En Inglaterra se promovió un mecanismo que se basaba exclusivamente en el mercado con el objetivo de desarrollar las energías renovables al menor coste para los consumidores. Por tal motivo, se subsidia sólo tecnologías que ya lograron un nivel competitivo en el mercado eléctrico. Sin dudas, el sistema de licitación a través de la NFFO redujo de manera considerable los precios para la generación a partir de la fuente eólica, no obstante, ésta reducción en los precios causó la desaparición de una gran cantidad de proyectos anteriormente contratados.

Comparando los dos modelos de Inglaterra y de Alemania se puede resaltar que la reducción de los riesgos para el inversor, es un criterio significativo para evaluar mecanismos de incentivo. Enfocándose en los riesgos con respecto a los precios, la cantidad instalada, el equilibrio energético y el desarrollo industrial, el sistema de *feed-in-tariffs* simboliza el fundamento más confiable para las energías alternativas en general y la energía eólica en particular. Por medio de la disminución de los riesgos financieros, se alcanzó al comienzo un descenso en los costos de capital, lo que aumentó también la eficiencia del mecanismo. A pesar de que el modelo aplicado por Alemania, España, etc. no es el más eficiente a corto plazo, la estabilidad proporcionada y el fortalecimiento innovaciones continuas, contribuye a una mayor eficiencia a largo plazo. La incorporación de tarifas decrecientes por el LER permitió cumplir con el objetivo de reducir los costes del sistema para la sociedad progresivamente (Scheer 2005 et al.).

Por otro lado, el modelo inglés considera dos tipos de precio para la generación eléctrica a partir de fuentes renovables; el valor del mercado y el valor de la generación verde. Por falta de una predeterminación de valores, esto provoca que el generador se confronte con las fluctuaciones permanentes de los precios. Por más que las tarifas del modelo inglés sean ahora similares o más elevadas que aquellas fijadas por la LER, las condiciones restantes (volatilidad del mercado eléctrico) son menos atractivas para los inversores. Todo esto ha creado una situación en la cual un proyecto eólico en Inglaterra sale más caro que en Alemania, justamente para compensar los riesgos citados.

Respecto a la cantidad de energía generada, la comparación de los dos principales mecanismos demuestra que la LER resuelve este problema por ofrecer la garantía de acceso a la red prioritaria sin límite de generación durante 20 años, en cambio, en Inglaterra los productores tienen el riesgo de que el mercado no esté apto para comercializar la energía generada y a largo plazo se reemplaza nuevamente la eólica por fuentes convencionales más baratas. Además, el modelo inglés prevé el pago de penalidades de parte del generador si no provee la energía prevista. El tema del aumento de la cantidad de energía generada abarca el equilibrio energético de la red que se mantiene a través de la adaptación técnica. Por establecer plazos de garantía extendidos, la LER ofrece un estímulo importante a realizar las obras necesarias en infraestructura.

Otro aspecto destacable es que la LER considera, el alto coste inicial como una de las características principales de cada innovación tecnológica y las dificultades resultantes para su participación en el mercado existente. Por ese motivo, es determinante que las diversas tecnologías de energías renovables paulatinamente hayan conseguido competir de manera significativa y eficaz en los segmentos correspondientes del mercado energético actualmente dominados por las fuentes convencionales. RAVE destaca que ésta madurez

económica de tecnologías de generación de electricidad a partir de energías alternativas, sólo se había alcanzado a través de una alineación de medidas a las necesidades específicas de cada una de los tipos de tecnología. Sobre todo el ejemplo alemán demostró la importancia la combinación entre, por un lado, incentivos públicos directos para la I&D así como también para la construcción de plantas de demostración<sup>64</sup> y, por otro lado, incentivos indirectos como la garantía legal de acceso al mercado inmediato. Las medidas de I&D así como las plantas de demostración deben destacarse por un rumbo a largo plazo, pero con una evaluación anual. Para garantizar un desempeño mejor, en la práctica se ha mostrado necesario una sintonización entre iniciativas privadas y públicas. Por otro lado, los programas de introducción de tecnologías específicas al mercado necesitan un acondicionamiento estimulante que transforme constantemente los efectos de aprendizaje y de producción en reducciones de costes, sobre todo, en los gastos operacionales y de inversión (Rave 2007: pp. 41, en Alt/ Scheer 2007).

Otra diferencia entre los sistemas que debe ser mencionada, consiste en el nivel de obtención de ganancias adicionales. Con los modelos de *feed-in-tariff* y de cuotas (certificados verdes), los productores se pueden beneficiar plenamente de la diferencia entre la tarifa ofrecida y sus costes reales para el emprendimiento. Para evitar lucros extraordinarios, se hace necesario incorporar ajustes continuos en las tarifas otorgadas al productor, según la evolución de costos para la tecnología. En este aspecto, el modelo de cuotas (certificados verdes) proporciona un reparto de ganancias justa entre el productor y el consumidor lo que provoca que ambas partes tengan interés en la introducción y luego perfeccionamiento de las nuevas tecnologías de generación de electricidad. Tales beneficios suplementarios para el inversor son imposibilitados en el modelo de licitación por su propia estructura. A causa de las menores márgenes de lucro para los generadores se establece cierta resistencia con respecto a las inversiones en el ámbito de I&D que impide una reducción de costos eficaz. Entonces, en cuanto a las ganancias extras proporcionadas por el efecto dinámico del avance tecnológico, el productor es el gran beneficiado en el caso del modelo *feed-in-tariff* al contrario del modelo de licitación donde el consumidor lo embolsa. Se puede constatar, que a pesar de haber causado un costo inicial mayor para las sociedades, la experiencia europea en el desarrollo de nuevos mercados eólicos indica, que el modelo *feed-in-tariff* se convirtió en la herramienta más estable y previsible para unir las metas deseadas como; el perfeccionamiento de las tecnologías nuevas, la creación de nuevos sectores industriales, la mitigación de emisiones de GEI, etc.

---

<sup>64</sup> Orientada al aprovechamiento de efectos a escala en la producción para disminuir continuamente los costos y perfeccionar la tecnología

Sin embargo, cualquier comparación entre distintos instrumentos debería considerar las condiciones reales de la aplicación de políticas de incentivo. Además, para encontrar la mejor configuración de los mecanismos, es necesario verificarse los niveles de madurez de cada tecnología de generación energética, buscando siempre la metodología más eficiente y considerando las metas establecidas así como las limitaciones de recursos destinados a los subsidios y incentivos. A consecuencia de eso y para evitar una marginalización o penalización de nuevas tecnologías durante el proceso, el sistema de licitación requiere pautas específicas para los diferentes tipos de energías renovables. En el caso del modelo de cuotas (certificados verdes) tal procedimiento puede causar una complejidad que perjudique su desempeño. Por tal motivo, las reglas determinadas deben estar de acuerdo con la tecnología usada y dejar espacio para el desarrollo tecnológico continuo. Generalmente, la discusión teórica de los mecanismos de incentivos pretende evaluar los beneficios cedidos a los inversores y productores más allá de los costes soportados por la sociedad. Esta tendencia está relacionada con la preocupación de las autoridades públicas durante el proceso de asimilación de las fuentes renovables frente a las convencionales y se expresa principalmente a través de la discusión sobre la eficiencia y los costes provocados para la sociedad.

Por el grado de madurez que ha logrado la tecnología eólica a través de subsidios, ésta representa una de las fuentes energéticas más económicas y competitivas para ser transferida a los mercados de países que se encuentran en proceso de plena expansión de su base industrial-energética. Este hecho coincide con el argumento intrínseco del concepto de la "Lead-Market-Strategy" introducido por JÄNICKE. Como pone en claro la tabla 9, las tecnologías de energías renovables modernas ofrecen a un grupo creciente de países en desarrollo o emergentes la oportunidad de fundar industrias nuevas que fortalecen su posición en el mercado mundial y de conseguir una mayor independencia y sostenibilidad de su matriz energética (Rave 2007: pp. 41 en: Alt/ Scheer 2007).

Tabla 9: Países, Estados Federales y/o Provincias que han adoptado el modelo de feed-in-tariffs

Año	Número acumulativo	Países/ Estados/ Provincias añadidos este año
1978	1	Estados Unidos
1990	2	Alemania
1991	3	Suiza
1992	4	Italia
1993	6	Dinamarca, India
1994	8	España, Grecia
1997	9	Sri Lanka
1998	10	Suecia
1999	13	Portugal, Noruega, Eslovenia
2000	14	Tailandia
2001	16	Francia, Latvia
2002	20	Austria, Brasil, Republica Checa, Indonesia, Lituania
2003	27	Cipria, Estonia, Hungría, Corea, Republica Eslovaca, Maharashtra (India)

2004	33	Italia, Israel, Nicaragua, Islas de Principe Eduardo (Canadá), Andhra Pradesh y Madhya Pradesh (India)
2005	40	Turquía, Estado de Washington (EE.UU.), Irlanda, China, Karnataka, Uttaranchal, Uttar Pradesh (India)
2006	41	Provincia de Ontario (Canadá)

Fuente: elaboración propia basada en: "Renewables Global Status Report – 2006 Update", <http://www.ren21.net>

De forma general, las informaciones extraídas en el transcurso del capítulo 3 han mostrado los logros y desafíos de la aplicación de cada uno de los modelos y constituirá la base para el análisis de los programas de incentivos para la energía eólica en Brasil.

#### 4. Implementación del PROINFA como instrumento para promover la energía eólica en Brasil

En los capítulos anteriores se ha mostrado las características específicas del aprovechamiento energético de la fuente eólica, y además las barreras existentes ante su divulgación a gran escala. El hecho de que la introducción de la energía eólica al sector energético necesite de políticas especiales, se justifica por conllevar una gama de externalidades positivas<sup>65</sup> que requieren para desplegarse una superación de obstáculos y maduración en el mercado energético predominado por fuentes convencionales. Las experiencias, principalmente, europeas han demostrado que a través de la aplicación de herramientas de computación continuamente optimizadas se logra minimizar ya durante la fase de planificación de proyectos eólicos los impactos negativos. Por el fuerte rechazo de parte de la industria energética convencional, los promotores del aprovechamiento eólica fueron obligados a ejecutar múltiples estudios ambientales y socio-económicos para justificar los emprendimientos pensados (Scheer 2005 et al.). Por esa razón, se puede constatar que su utilización obedece a los criterios más rigurosos en el sector energético, sobre todo, por haber conseguido la implementación instrumentos de promoción en países como Alemania, España, entre otros. Estos países se caracterizan por un lado por su legislación ambiental desarrollada y una base industrial moderna, pero, por otro lado por suministros energéticos altamente dependiendo de combustibles fósiles-nucleares.

Otra característica importante de la energía eólica consta en su complementariedad con el régimen hídrico de ríos y embalses. Esto se refiere no solamente a los períodos de

<sup>65</sup> El término de externalidades positivas se usa aquí para definir los beneficios causados (de medio ambiente, de seguridad del sistema eléctrico, de generación de empleo local, etc.) a través de la generación de corriente eléctrica a partir de la fuente eólica que no sólo pueden ser mensurados a base de costes de actores privados y luego en los precios de la electricidad comercializada. Debido a no contar los subsidios indirectos y directos como las externalidades negativas, la generación convencional no muestra el coste real de generación de electricidad.

seca sino también a la posibilidad de utilizar la capacidad hidráulica como almacén de electricidad excedente respaldando las centrales eólicas (Bischof 2007: pp. 19 en: Alt/ Scheer 2007). Algunos ejemplos donde el régimen hídrico representa a lo largo del año una complementariedad con el potencial eólico son, EE.UU., España, Suecia y Austria. Pero también para el caso de Alemania se encuentran la oportunidad de respaldar la creciente participación de la fuente eólica en el suministro energético a través de la expansión de las líneas submarinas de interconexión continental (Bischof 2007: pp. 19 en: Alt/ Scheer 2007). Tal efectos positivos se determina también en Brasil donde el predominio de la generación hidroeléctrica en el sistema interconectado provoca históricamente desafíos para el planeamiento operacional (Da Silva 2006: pp. 67).

Basándose en la supuesta complementariedad eólica-hídrica, el país podría minimizar de manera consecuente los actuales riesgos para el abastecimiento de una demanda cada vez más elevada y asumir una posición de liderazgo a nivel regional. A pesar de poseer un gran potencial económicamente y técnicamente explotable, la evolución de la capacidad eólica instalada en Brasil se destaca por modestia. Este retrato no se modificó significativamente en el período de los últimos 15 años en el cuál se han establecido varios instrumentos legales para aumentar la participación centrales eólicas en la matriz de generación eléctrica. Iniciativas a corto plazo como el programa *PROEOLICA* (Resolución N°24/2001 de la Cámara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE) o para sustituir la generación a diesel en sistemas aislados, no eran suficientes para empujar un crecimiento continuo nacional de proyectos eólicos. En abril del año 2002 se publicó a través de la Ley 10.438, que estableció el *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA*, hasta tal momento el mecanismo público más ambicioso en el MERCOSUR (Da Silva 2006: pp. 117). Antes de que se examine en el caso brasileño la evolución de la potencial eólico y la influencia del PROINFA, la siguiente sección 4.1. observará la situación actual de la energía eólica en algunos de los países miembros o asociados del MERCOSUR que ya poseen experiencias concretas en este ámbito.

#### **4.1. La integración energética del MERCOSUR y la promoción de la energía eólica**

Durante la 1ra Conferencia Regional para América Latina y el Caribe sobre las Energías Renovables, realizada en octubre de 2003 en Brasilia, los países de la región presentaron junto con la Agencia de Cooperación (GTZ) de la República Federal de Alemania y la CEPAL uno de los esfuerzos iniciales para hacer realidad a las metas acordadas en Johannesburgo y consolidadas en la Conferencia Mundial sobre Energías Renovables en Bonn 2004. Éste fue el primer evento conjunto de autoridades y representantes de los Mi-

nisterios de Medioambiente y de Energía de la región. En esta conferencia se aprobó la *Plataforma de Brasilia sobre Energías Renovables*, la cual establece entre sus principales objetivos que los países en su conjunto utilicen para su consumo total energético al menos un 10% de energías renovables hasta el año 2010. La iniciativa se basaba en esfuerzos voluntarios y tenía en cuenta la diversidad de las situaciones nacionales. Además, cada país podría incrementar de manera voluntaria el porcentaje (CEPAL 2004: p. 6 y Mercosurnoticias junio 2007).

Como se demostró a fines de 2002, la región de América Latina y el Caribe en su conjunto ya cumplía con las metas impulsadas en Brasilia, dado que las fuentes renovables (tradicionales) de energía aportaban más de la cuarta parte a la oferta total de energía (25,7%). Entre éstas se destacan la hidroeléctrica con aproximadamente un 15%, la leña con un 5,8% y los productos de caña con un 4,1%. En cambio, las nuevas tecnologías para aprovecharse de las fuentes de energía eólica, solar, biomasa y geotérmica, a pesar de ser utilizadas, no se contabilizan para formar parte de la oferta de energía por su actual marginalidad. La razón de la desconsideración de estas fuentes energéticas consiste en que la región posee una dotación importante de recursos, tanto de fuentes fósiles como renovables tradicionales, lo que causa cierto desinterés político en promoverlas "adecuadamente". No obstante, la Comisión Económica para la América Latina - CEPAL resalta que la renovabilidad de la oferta total demuestra grandes variaciones en cada una de las subregiones (CEPAL 2004: p. 7).

Según ello, para los países del MERCOSUR, sobre todo en Argentina, Bolivia, Uruguay y Venezuela, se presentan problemas de sostenibilidad debido a la fuerte utilización de combustibles fósiles a nivel del consumo final industrial y residencial, y también del consumo intermedio, en la generación de corriente eléctrica (Honty Mayo/Junio 2006: p 13). Se registra una alta importancia de la leña para satisfacer los requerimientos calóricos básicos de las familias relacionado con una baja eficiencia energética y efectos negativos para la salud. Además se debe tener en cuenta el nivel de los pasivos sociales y de pobreza general de amplias partes de la población que no poseen acceso a fuentes energéticas de mayor calidad (CEPAL 2004: p 8).

Junto a este carácter exclusivo que muestran los sistemas energéticos actuales, se detecta barreras específicas para la aplicación de medidas de eficiencia energética y de aprovechamiento de las nuevas tecnologías de energías renovables. Generalmente, estas barreras se diferencian en cinco tipos: técnicas, regulatorias, económicas, financieras e institucionales. Entonces, surge la necesidad de desarrollar y modernizar las estructuras institucionales a fin de lograr una verdadera integración de las políticas públicas en el ámbito de energías renovables que además permita la plena incorporación de las oportunidades eco-

nómicas y aprovechamiento de sinergias relacionadas a su despliegue internacional. Por lo tanto, en el caso de las modernas fuentes renovables de energía, resulta claro que se necesita establecer mecanismos explícitos dentro de las líneas nacionales para una mayor penetración de éstas fuentes que contribuyan a lograr una seguridad energética sostenible. En primer lugar, esta sección pretende dar una visión general sobre las iniciativas nacionales que aspiran a fomentar la participación de las renovables en general y en particular de la eólica. Además, se menciona los eventuales proyectos de cooperación en aquella área.

#### **4.1.1. Panorama sobre las existentes políticas nacionales de promoción a la fuente eólica en el MERCOSUR**

A pesar de que las crisis económicas de los primeros años de este nuevo siglo, los países del MERCOSUR no pudieron evitar que les faltara suministro energético. En diferentes momentos y de diferentes maneras, Brasil, Argentina, Chile y Uruguay se vieron enfrentados a problemas serios de abastecimiento y debieron recurrir a distintas medidas para reducir el consumo o diversificar las fuentes de suministro. Especialmente las crisis de producción de gas natural, que se suscitan en Argentina a partir del otoño de 2004 arrastraron a Chile y Uruguay, poniendo en evidencia la debilidades de la integración energética regional. En varios momentos, Argentina no pudo cumplir sus contratos de abastecimiento de gas natural a Chile y de electricidad a Uruguay, debido a problemas de planificación internos (Honty Mayo/Junio 2006: p. 15-17). A continuación se dará un breve panorama sobre los casos de Argentina, Uruguay y Chile, debido a que son aquellos países miembros o asociados del MERCOSUR que ya tienen experiencias con la aplicación de energías renovables en general y con la eólica en particular.

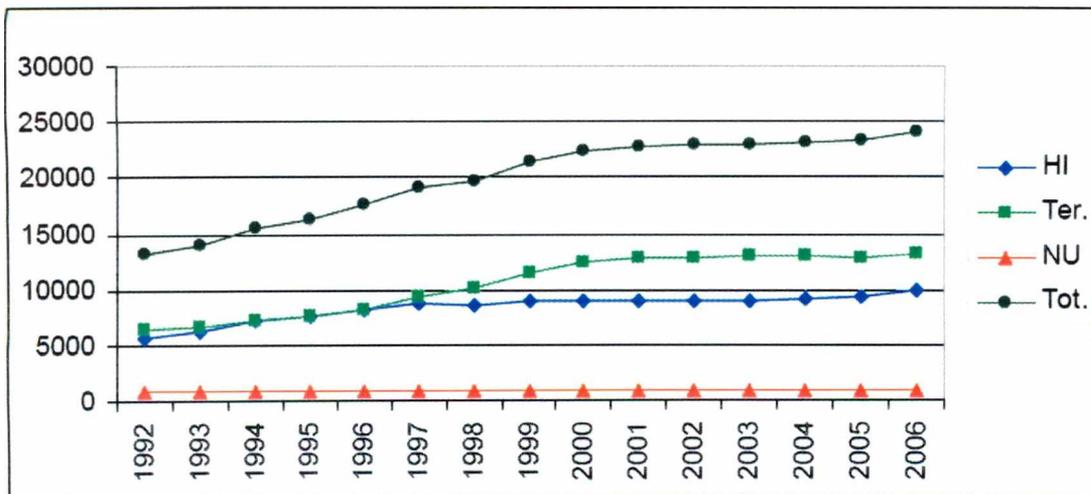
##### **4.1.1.1. Argentina**

En la década de los 1990, el papel del Estado en Argentina ha experimentado un cambio radical en las reglas de juego lo que reestructuró el sector energético. Lo que implicó la privatización de la industria de hidrocarburos y la desregulación de las actividades de producción de gas y de generación eléctrica. Con la ausencia del Estado, desde entonces, el proceso de inversión se orientó sólo en aumentar la generación de energía térmica con gas natural, construir gasoductos para la exportación y aumentar la extracción de hidrocarburos con destino al mercado tanto interno como externo buscando la maximización de lucro (Honty Julio/Agosto 2006: p. 124 y Guzowski/ Recalde 2006 et al.).

A comienzos del año 2002, se produjo una devaluación del tipo de cambio que mantuvo las tarifas congeladas en el sector energético a los niveles anteriores cotizadas en dóla-

res. En los años siguientes se reactivó la económica encima de estos subsidios sobre los combustibles fósiles. Por falta de una estrategia para desarrollar la matriz energética a mediano o largo plazo, y el aumento de precios en el mercado mundial, esto condujo al sector energético a un importante problema de abastecimiento. Tales problemas tienen características estructurales de difícil resolución en el corto plazo, provocado por la insuficiencia de abastecimiento de gas natural, la ausencia de inversiones en generación eléctrica de parte de las empresas privadas y el fuerte crecimiento de la demanda de gas natural y de energía eléctrica. Esta situación provocó un círculo vicioso de crecimiento por el lado de la demanda y restricciones en la oferta (Honty Julio/Agosto 2006: p. 125). Según datos de la Secretaría de Energía, la matriz de generación eléctrica en Argentina (el Sistema Interconectado Nacional) está confeccionada de la siguiente manera: 53% corresponde a las centrales térmicas, 43% a las usinas hidroeléctricas y el 4% proviene de las centrales nucleares (véanse ilustración 23). La participación en el consumo (medida en el año 2006) es 29% el sector residencial, 41% el sector industrial, 19% el comercial, 3% el oficial y 8% otros rubros (Guzowski/ Recalde 2006 et al.).

Ilustración 23: Potencia instalada bruta en MW del sistema eléctrico central argentino



Fuente: CAMMESA 2007 en: <http://www.cammesa.com.ar>, fecha de acceso: 15.10.2008

Al contrario del agotamiento de reservas nacionales de gas natural y de petróleo, un inmenso potencial de energías renovables en Argentina está esperando decisiones para ponerlo al servicio del desarrollo económico y del medio ambiente. Sin embargo, las fuentes de energía alternativas tienen en Argentina una aplicación muy relativa y restringida a zonas rurales alejadas de los tendidos de redes de distribución pública. En tanto, la energía eólica tuvo en la última década en este país cierto crecimiento con respecto al desarrollo y fabricación de equipos nacionales como a la instalación de parques eólicos. La región pata-

gónica presenta condiciones ideales para la producción de este recurso. Lo demuestran las instalaciones de aerogeneradores en Santa Cruz, Chubut, Neuquén, La Pampa y el sur de la Provincia de Buenos Aires. Argentina contó a fines de 2007 con parques eólicos que totalizan alrededor de 29,8MW de potencia instalada frente a un total de unos 23.500MW de potencia total instalada a nivel país. Hasta el momento los intereses económicos y el insuficiente apoyo estatal impiden su despliegue (AAEE 2008 et al.). Muchos proyectos y estudios que estaban próximos a realizarse se paralizaron a partir del año 2002 a raíz de la crisis. La actual legislación argentina en materia de energías renovables se constituye por:

- La Ley 25.019/ Decreto 1597/99: Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar declarando de interés nacional la generación de energía eólica y solar en todo el territorio nacional.
- La Ley 25.093/ Decreto 109/2007: Régimen de regulación y promoción para la producción y el uso sustentable de combustibles
- La Ley 26.123: Régimen para el desarrollo de la tecnología, producción, uso y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía.
- La Ley 26.190: Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Esta ley declara nuevamente de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energías renovables. Además apunta a la importancia de la investigación en este ámbito para el desarrollo tecnológico y la fabricación de equipos nacionales (AAEE 2008 et al.).

Todas estas leyes, tienen como objetivo fundamental fijar un objetivo a mediano plazo (10 años) del nivel de energía de fuentes renovables presente en la red (un 8% de fuentes renovables) y un nivel de subsidio a cada kW producido (1,5 centavos de Pesos argentinos por kWh) y volcado a la red. Esto significa que el incentivo está centrado en un esquema de subsidios que establece condiciones de competencia adecuadas frente a las fuentes no-renovables como se practica en otros países donde se verifica un fuerte incremento de capacidades nuevas de modernas centrales de energías renovables. Desde la implementación de la Ley 26.190 en diciembre de 2006 el potencial eólico argentino se incrementó apenas en 2MW y el único fabricante de equipos nacionales, IMPSA-Wind que pertenece al grupo Pescarmona de la Provincia de Mendoza, por falta de proyectos a realizarse, se orientó con el montaje de una línea de producción propia hacia el mercado brasileño. Los compromisos asumidos en el marco del PROINFA abarcan, adicionalmente, la construcción de diez parques de generación de energía eólica (con un potencial de 218MW) en Brasil y suman en su total una inversión de 750 millones de dólares (Mercosurnoticias

agosto 2008). Para reactivar el sector eólico se necesitaría tomar medidas políticas que apunten a fundar programas de manejo de la demanda que demuestren vía precios la verdadera disponibilidad de los recursos energéticos. Simultáneamente, es necesario comenzar a plantear seriamente el objetivo de cambio en la estructura de la matriz de energía y posibilitar la realización de proyectos eólicos a través de alteraciones significativas de la legislación vigente. A continuación, se nombra algunos emprendimientos eólicos en Argentina.

- En 1994: se instaló los primeros aerogeneradores de potencial nominal de 25kW cada uno en un emprendimiento privado.
- En 1997: la Sociedad Cooperativa Popular Limitada se hace cargo del parque y adicionaron ocho máquinas de 750kW cada una. Este parque posee actualmente un total de 6,5MW.
- En 2000: se realizó un proyecto en conjunto con el fabricante alemán Enercon en el cual se instalaron 16 aerogeneradores fabricados en Brasil de 750kW cada uno
- En 2008: el gobierno de la Provincia de Chubut anunció que invertirá en conjunto con la empresa estatal ENARSA más de 4 millones de dólares en el futuro proyecto “Vientos Patagonia del Sur” (Mercosurnoticias febrero 2008).

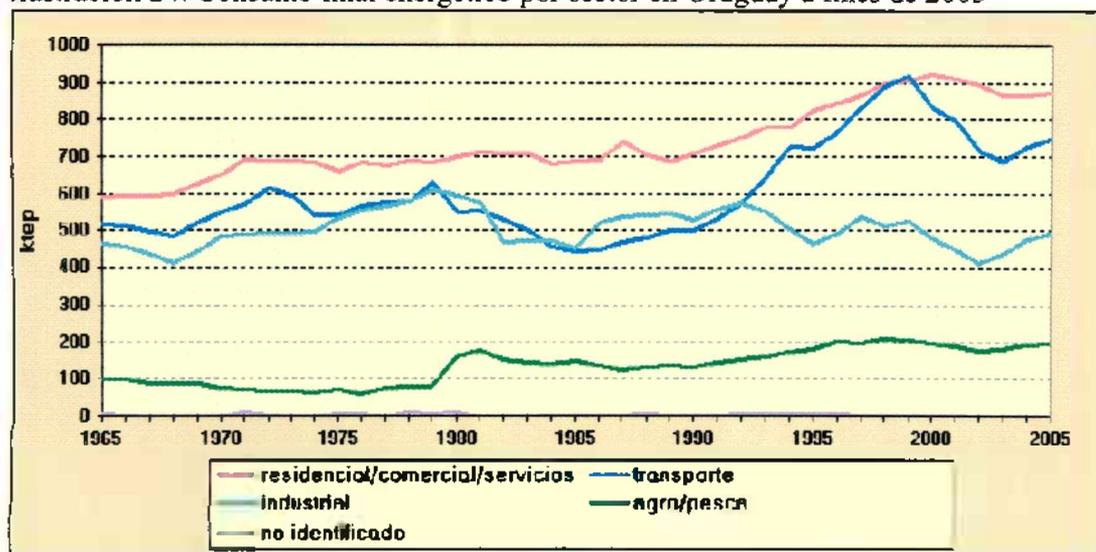
#### 4.1.1.2. Uruguay

La matriz energética (potencial total instalado de la generación eléctrica cerca de 1.700MW) de la Republica Oriental del Uruguay presenta en gran medida la predominancia del petróleo como fuente energética externa. Para independizarse de la dependencia petrolera se orientó la generación eléctrica en el insumo principal de la fuente hidráulica. La paradoja está en que, debido a que las posibilidades de la generación hídrica están prácticamente agotadas en el territorio nacional no se puede ampliar la capacidad generadora. Cuando las lluvias no son suficientes, se debe recurrir a las centrales térmicas o a la importación de electricidad desde Argentina y Brasil. De este modo, la generación hidráulica reforzaba la vulnerabilidad energética y dependencia respecto al petróleo. La electricidad que es la segunda fuente más importante de aprovisionamiento energético de Uruguay a la que tiene acceso el 99% de la población. Además, durante el periodo de 1965 – 2005 el consumo final energético creció a un ritmo de 2,5% anual (Caldes Acosta 2007 et al.).

Un hito importante representó en 1997 la aprobación de la Ley del Marco Regulatorio, por la cual se consagró la libertad de generación, al dejar la misma de tener carácter público. Desde entonces, la empresa pública Usinas y Transmisiones Eléctricas (U.T.E.) constituye el monopolio estatal manejando el sector eléctrico nacional. El objetivo empresarial de la U.T.E. es avanzar en el proceso de integración de Uruguay al mercado eléctrico regional, incrementar las ventas internas y expandir a los mercados externos.

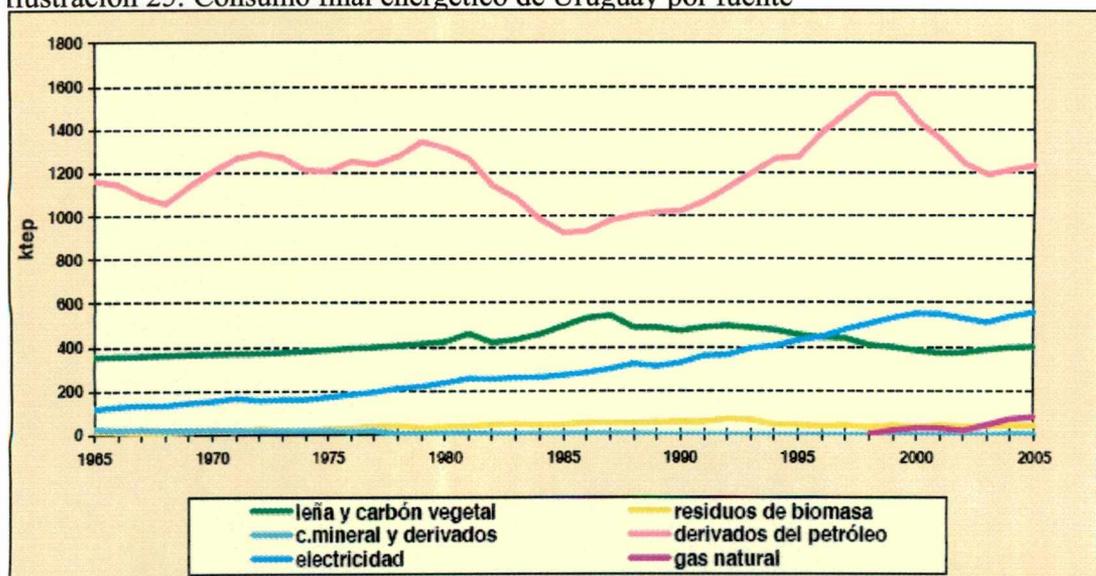
Para enfrentar los desafíos energéticos quedan prácticamente dos alternativas: incentivar la utilización de energías renovables sustentables o aumentar la generación de corriente eléctrica a partir de fuentes no-renovables cada vez más caras. Hasta el momento no existen en Uruguay políticas explícitas o implícitas para el uso de fuentes renovables, a excepción de la mencionada legislación y proyectos iniciados por la U.T.E. Las ilustraciones 24 y 25 deben visualizar la situación nacional, no obstante, todavía no incluyen el parque eólico de 10MW recién montado (Nunes 2007 et al. y Mercosurnoticias octubre 2007).

Ilustración 24: Consumo final energético por sector en Uruguay a fines de 2005



Fuente: BNE de Uruguay 2005 en: <http://www.dnetn.gub.uy>, ktep corresponde a miles de toneladas equivalentes de petróleo

Ilustración 25: Consumo final energético de Uruguay por fuente



Fuente: BNE de Uruguay 2005 en: <http://www.dnetn.gub.uy>, ktep corresponde a miles de toneladas equivalentes de petróleo

A continuación se nombra algunas de las iniciativas más importantes orientadas a la introducción de las fuentes renovables en general y la eólica en particular a la matriz energética:

- Entre 1988 y 1990: primer convenio entre la Universidad de la República (UdelaR) y la U.T.E. para evaluar el potencial eólico en la región sur de Uruguay como el efecto de los aerogeneradores sobre el sistema eléctrico
- Entre 1991 y 1993: segundo convenio entre la UdelaR y la U.T.E. para elaborar un mapa eólico de Uruguay aplicable a la generación eléctrica en gran escala<sup>66</sup>
- En 1995: en el pueblo Polanco se instaló un sistema híbrido eólico-solar para 53 viviendas de MEVIR (eólica: 32,5kW y fotovoltaica: 4,3kW<sub>peak</sub>)
- Entre 1997 y 2001: instalación y operación de un generador eólico piloto de 150kW (del fabricante Nordex) en el Cerro de los Caracoles y construcción de un túnel de viento (UdelaR/U.T.E./BID-CONICYT 116)
- Entre 2005 y 2007: proyecto de un parque eólico de 10MW con equipos usados provenientes de España en el marco del programa Conversión de la Deuda Externa de Uruguay
- En nov/ 2006: a través del Decreto 77/006 se licitó la contratación 60MW de energía eléctrica a la red nacional generada a partir de *fuentes renovables y autóctonas* (energía eólica, biomasa y pequeñas hidroeléctricas) (Nunes 2007 et al. y Mercosurnoticias octubre 2007).

Recién está comenzando un nuevo proceso de concientización con respecto al uso de fuentes renovables no-convencionales. Por tanto, el seminario “Energías Renovables: Una Alternativa Posible” organizado en septiembre de 2006 por la UNESCO, el Ministerio de Vivienda, el Ministerio de Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, el Ministerio de Industria, Energía y Minera así como ANCAP, fue uno de los primeros eventos políticos que trataban ampliamente del tema. En esta ocasión se destacó que el asunto energético es fundamental para el desarrollo del país. Se pretendía principalmente dar a conocer a los sectores públicos y privados información sobre energías renovables y su estado actual en el país y identificar barreras específicas que impiden la implementación de una política de estado a favor de estas fuentes.

A su vez, el MIEM por visión convencional ponía en claro que una posible diversificación de la matriz energética usando las energías renovables debería ocurrir en competencia libre con las otras fuentes de energía. No existe ningún impedimento tecnológico

---

<sup>66</sup> No incluyó informaciones sistemáticas (planificación espacial, zonas protegidas, migración de aves y acceso vial) con respecto a lugares promisorios de aprovechamientos eólicos.

para que utilicen en la generación de electricidad las fuentes renovables, más bien, el obstáculo radica en el precio que el ente eléctrico (U.T.E.) estatal esta dispuesto a pagar por el MWh. Entonces, es por falta de una regulación y de procedimientos claros para la instalación, conexión y operación de la generación renovable. Eso incluye el acceso a la red y la regulación de la generación distribuida que obligaría a la U.T.E. comprar por un precio encima del costo de la generación que tiene por el MWh hídrico. Aunque el gobierno nacional implementó en noviembre de 2007 un decreto (n° 07/05/001/60/261 vinculado a la Ley 16.906 de Promoción y Protección de Inversiones) que tiende a promover las inversiones extranjeras en el país, esto no ha creado una base confiable para financiar nuevos emprendimientos en el área de energías renovables. Tal situación resaltó durante la mencionada licitación para 20MW eólicos donde se presentaron en febrero de 2007 apenas dos proyectos con un total de 6MW porque el precio ofrecido por las autoridades (78–90 USD/MWh) obstaculizó el arranque de emprendimientos (MVOTMA 2007 et. al.). En resumen, NUNES destaca, además, la falta de una regulación ambiental que internalice los costos socio-ambientales en el sector energético y de una visión política a largo plazo hacia un cambio energético (Nunes 2007 et al.).

#### **4.1.1.3. Chile**

Al igual que en el resto de los países, la demanda energética se muestra creciendo también en Chile a un ritmo bastante acelerado. Sólo durante los últimos diez años se ha duplicado el consumo del petróleo en este país y para garantizar en el futuro la saturación del mercado interno se ha firmado acuerdos con Repsol y Petroecuador (Honty Julio/Agosto 2006: p. 21). Hoy día, la generación de electricidad en Chile se realiza principalmente a partir de hidroenergía, carbón mineral, gas natural derivados del petróleo y leña. En el año 2007 el país poseía de una capacidad instalada de 12.700MW, de los cuales el 41% correspondía a centrales hidráulicas y el resto a termoeléctricas en su mayoría basadas en carbón mineral y gas natural (CNE 2008).

El suministro eléctrico chileno representa el pionero de las privatizaciones y de la liberalización en la década de los años 1980 a nivel latinoamericano y mundial. Las alteraciones estructurales del subsector eléctrico se iniciaron en 1982, mediante el Decreto-Ley N° 1-1982, que considera la participación privada en la generación, transmisión y distribución eléctrica (Honty Mayo/Junio 2006: p 123). Por este motivo, se encuentra actualmente en un proceso de reestructuración orientado a conciliar la seguridad de abastecimiento, la liberalización de mercados y la rigurosidad regulatoria. Dicha ley proveniente de la dictadura fue modificada en 2004 a través del la Ley 19.940 (Ley Corta I) y la Ley 20.018 (Ley Corta II del año 2005). En 2005, se creó el Decreto supremo N° 244, el cuál instaura el re-

glamento para energías no-convencionales y la Norma Técnica de Operación y Conexión de Pequeños Medios de Generación Distribución en Instalaciones de Media Tensión. Dicho decreto supremo fue complementado en 2007 por la Resolución exenta N° 24. Actualmente, se está elaborando un proyecto de ley que pretende incentivar el aumento de la participación de fuentes renovables modernas en la matriz energética de Chile (Kunstmann 2007 et al.).

- Ley 19.940: define los generadores de energías no-convencionales y permite su venta al costo marginal instantáneo, asegurando la conexión a las redes de distribución y liberando el pago de peajes en el sistema troncal para centrales con una potencia inferior a 9MW. Además, establece que en el caso de que el total de la capacidad conjunta de generación renovable exceda el 5% de la capacidad instalada total del sistema, todos los propietarios de estas centrales de generación, deberán pagar la proporción del peaje en que se sobrepasa el 5% (Mohr Rioseco 2007: p. 40).
- Ley 20.018: establece para los generadores de electricidad no-convencional el derecho de participar en las licitaciones de energía eléctrica sin perjuicio. También otorga el derecho a suministrar a las distribuidoras hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados.
- Decreto N° 244: desarrolla y ejecuta las disposiciones de las dos leyes anteriormente señaladas. Este reglamento obliga a las distribuidoras a realizar las obras necesarias para que los generadores puedan conectarse a la red. No obstante, los costos quedan a cargo del generador.
- Resolución N° 24: establece los parámetros técnicos de operación y conexión exigidos a los generadores eléctricos a partir de fuentes renovables.
- Proyecto de ley: aspira a que a partir de 2010 por un período de 20 años todas las empresas generadoras eléctricas con una capacidad instalada superior a 200MW, adquieran o generen por lo menos un 5% a través de fuentes renovables no-convencionales (Kunstmann 2007 et al.).

En primer lugar, las modificaciones en la legislación tienen por finalidad modernizar y transparentar el sistema, tanto para los inversores como para los consumidores. La actual ley introdujo modificaciones en la operación y el desarrollo de los sistemas de transmisión y la estabilización de la determinación de los precios de nudo. Además, incorporó algunas mejoras a las condiciones para el desarrollo de proyectos de pequeñas centrales basadas en energías no-convencionales, principalmente energías renovables. El marco en el cual se desenvuelve el desarrollo de las energías renovables en Chile se encuentra diferenciado según el tipo de aplicación. Para aplicaciones a gran escala, como proyectos

de generación eléctrica conectados al sistema eléctrico nacional, se considera un marco reglamentario y económico neutral con respecto a las energías tradicionales. Por tanto, su utilización depende de la competitividad, en términos de precio y calidad. Este marco de acción ha permitido un amplio desarrollo de minicentrales hidráulicas de las cuales existieron en 2007 alrededor de 110 inferiores a 20MW, mientras que las energías renovables modernas, sólo están representadas con unos proyectos eólicos que suman apenas 20MW (Kunstmann 2007 et al. y CNE 2008).

Durante el año 1992, se hizo una recopilación de la información confiable sobre emplazamientos que disponen de velocidades del viento económicamente explorables (Evaluación del potencial de energía eólica en Chile – CORFO). Recientemente, la Comisión Nacional de Energía (CNE) ha realizado el estudio “Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país” el cual actualizó el estudio previo ejecutado por CORFO. Entonces, se preparó un mapa preliminar del potencial eólico para aplicaciones rurales no conectadas a la red central para las regiones I, III, IV, V y IX. Gracias a este mapa ha sido posible elaborar una gama de proyectos híbridos eólico-diesel para abastecer regiones lejanas de la red central, como por ejemplo:

- En 2000: se inauguró el proyecto piloto de generación eólica en la isla de Tac, en el archipiélago de Chiloé (X. Región). Este sistema consta de dos aerogeneradores de 7,5kW cada uno y beneficia a 79 familias. En las 32 islas del archipiélago se benefician en total 3.200 familias por el Programa de Electrificación Rural.
- En 2001: se conectó al Sistema Eléctrico de Aysen el parque eólico “Alto Bagueles” que consta de tres aerogeneradores (660kW cada unidad) y suministrando electricidad a 19.000 familias de la XI. Región.
- En 2007: entró en operación el parque eólico “Canela” construido por la empresa Endesa y con una capacidad de 18MW
- Nuevos proyectos: en planificación por SN Power (un parque de 50MW) y por Minera Barrick (un parque de 20MW) en la IV. Región. Además existe un proyecto en Hualpén VIII. Región con una potencia de 10MW (Kunstmann 2007 et al. y Merco-surnoticias julio 2008).

Si bien las razones de la baja penetración de las fuentes de energías renovables obedecen a la suma de un conjunto de factores tecnológicos, económicos y políticos. La principal causa radica en la baja competitividad privada que aún mantienen respecto de las formas tradicionales de energía las cuales están subsidiadas indirectamente. Actualmente, Chile esta pasando por una crisis energética grande debido a las pocas lluvias que hubo en 2007, la racionalización de la exportación de gas natural argentino, la crisis bursátil esta-

dounidense y el alto precio del petróleo. Esta situación puede causar alteraciones políticas hacia un verdadero aprovechamiento del potencial eólico enorme. En esta dirección apunta también el recién publicado estudio “Aporte potencial de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y Eficiencia Energética a la matriz eléctrica del SIC, 2008-2025”. Especialistas de la Universidad de Chile comprobaron que los potenciales económicamente factibles de aprovechar estas fuentes energéticas oscilan entre 16,8% y 28,1% del Sistema *Interconectado* Central, lo que triplica la meta establecida por el gobierno en 2008. La matriz eléctrica del año 2025 podría abastecerse en 47,5% (equivalentes a 10.803MW) con fuentes renovables no-convencionales (Fundación H. Böll 2008).

#### **4.1.2. Panorama sobre la situación de las fuentes renovables en el marco de las iniciativas energéticas integracionistas dentro del MERCOSUR**

Es habitual que se señale una relación prácticamente directa entre el crecimiento del sector energético y el desarrollo. Así, las inversiones en el sector se han justificado en la necesidad de generar empleo, brindar servicios energéticos a la mayoría de la población y generar riqueza para toda la sociedad. ZANONI alude, que la historia de los países latinoamericanos durante los últimos 25 años demuestra que se ha duplicado el consumo de energía<sup>67</sup> sin haber avanzado mucho en la reducción de la pobreza (Zanoni 2005: p. 53).

Ante ese escenario, resulta sorprendente el relativo bajo grado de integración energética que existe entre los países latinoamericanos en general y los países del MERCOSUR en particular. Lo que se identifica en la región es la limitada adopción de iniciativas para fomentar la integración energética, a pesar de las potenciales ganancias económicas, sociales y ambientales de la integración. Las políticas se dirigen, básicamente, a realizar conexiones específicas entre algunos países y no a crear programas estructurales de largo plazo, con el objetivo de construir un mercado regional y optimizando los insumos ya existentes (Honty Mayo/Junio 2006 et al. y Honty Julio/Agosto 2006 et al.).

Hasta principios de la década de 1990, los intercambios energéticos de los países sudamericanos se llevaron a cabo con una participación importante de las empresas estatales. El Estado asumía el papel de empresario, operador y regulador de esos proyectos y el sector privado desempeñaba en ellos un papel secundario. Cabe señalar que dichas iniciativas no eran resultado de una estrategia conjunta, sino, el resultado de acciones específicas orientadas al mercado regional de electricidad y gas natural. En la década de 1990 se produjeron avances importantes en ese campo y el sector eléctrico avanzó bastante en términos

---

<sup>67</sup> El consumo corresponde a 500kWh/ hab. comparado con 5.000kWh/ hab. en los países industrializados.

de interconexión, pero las siguientes crisis económicas y políticas, ocasionaron a principios de la década de 2000 reveses (Zanoni 2005: p. 61).

No obstante, con el impulso de la banca internacional, se logró formular en septiembre de 2000 el objetivo de conformar un Mercado Energético Regional Sudamericano. La declaración de los presidentes abarcaba la Iniciativa para la Integración de la Infraestructura Regional Sudamericana (IIRSA), un foro de diálogo entre las autoridades responsables de la infraestructura de transporte, energía y telecomunicaciones en los doce países sudamericanos. Ésta iniciativa contó con el apoyo financiero del Banco Interamericano para el Desarrollo – BID, la Corporación Andina de Fomento – CAF y el Fondo para el Desarrollo de la Cuenca del Plata - FONPLATA. El objetivo se ubica en el marco del proceso de integración energética y contiene diversos procesos sectoriales. Se propone,

“promover acciones tendientes a crear las condiciones necesarias para que se desarrollen eficientes interconexiones energéticas regionales, en un marco regulatorio que promueva la competencia y el libre comercio.” (citado de <http://www.iirsa.org>, fecha de acceso: 10.10.2008)

La IIRSA presenta por sus recursos financieros y alcance geográfico el programa de infraestructura y energía más importante de Sudamérica, sin que ello signifique un incremento de integración entre los mercados nacionales. Esto indica que todavía no se consiguió que los intercambios de insumos entre los países de la región se produzcan fomentando la convergencia entre los mercados. Además, no se introdujo ningún proyecto concreto interregional para promover la introducción de las nuevas tecnologías de energías renovables.

El MERCOSUR, que nació en 1991 a través del Tratado de Asunción con el objetivo principal de integrar comercialmente a Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay, tiene sus capítulos energéticos que tratan también de las energías renovables. Sin embargo, en el ámbito del MERCOSUR se firmaron solamente tres actas regionales: una directriz y dos memorandos (Memorando 10/98 y Memorando 10/99) que definen las pautas para la integración eléctrica y gasífera del bloque comercial, y que no han sufrido alteraciones significativas. Son documentos sin carácter obligatorio, que buscan establecer orientaciones que deberán seguir los países del bloque (Honty Mayo/Junio 2006: p. 17-21). Para la coordinación de las políticas macroeconómicas y sectoriales como son las cuestiones de energía, se instaló también el Subgrupo de Trabajo 9 (“Política Energética”) – SGT N° 9 denominado en el Anexo V del Tratado de Asunción. En estos documentos se plantearon los objetivos predominantes de la cooperación energética:

- Abrir la competencia en el mercado de generación,

- Declarar sujetas a reglas de libre comercio las transacciones que realicen los agentes reconocidos de los distintos países y
- Fomentar la competitividad del mercado de producción de gas natural (Zanoni 2005: p. 52).

Como se puede observar, hay dos grandes objetivos, tanto en el plano internacional como en el regional; primero abrir los mercados a la libre competencia y fomentar la interconexión como ejes para las estrategias energéticas. Por más que en los años posteriores fueron mencionadas en la Tarea Prioritaria n° D.2, basada en las Directrices de Políticas Energéticas en el MERCOSUR, las fuentes renovables no consiguieron convertirse en un tópico especificado (MERCOSUR/GMC/RES N° 57/93 y MERCOSUR/GMC/RES N° 150/96). En la reunión del SGT N° 9 en junio de 2001 en la ciudad de Asunción, se unificó los subgrupos de energía y de minería y se acordaron nuevas pautas de negociación. A través de ese proceso se pretendía relanzar y difundir las distintas experiencias nacionales y contribuir a la preservación del medio ambiente, de los recursos no-renovables y al desarrollo sustentable de la región, la nueva pauta n° 6 señala como objetivo la promoción de

“acciones de cooperación y intercambio técnico horizontal, y de capacitación conjunta de recursos humanos en materia de energías renovables en el área rural”. (MERCOSUR/GMC/RES.N° 33/01)

Por la profunda crisis económica y social del año 2001/2002 en Argentina la cual afecto a toda la región, se abandonó el tema de las energías renovables en el proceso de integración. En 2003, el MERCOSUR aprobó el Acuerdo Marco sobre el Medio Ambiente que menciona la voluntad política para llevar a cabo colectivamente proyectos en el ámbito de fuentes renovables. Después, a fines de 2005 el asunto apareció en los Art. 6 y 8 del Capítulo II del Acuerdo Marco sobre Complementación Energética Regional entre los Estados Partes del MERCOSUR y Estados Asociados. Sin concretización, el comunicado emitido por los presidentes, sólo destacó las propuestas sobre alianzas entre los operadores y mostró la voluntad de “profundizar la integración energética” e impulsar actividades de intercambio técnico e institucional para promover las energías renovables, entre otras (véanse IIR-SA/Comunicación 2008).

Lo que es problemático es el hecho de que las estrategias energéticas de los países de la región del MERCOSUR, respecto de las fuentes renovables, son heterogéneas y en la mayoría de la veces de carácter nacionalista. Eso significa que los países planean y definen el mercado energético, tanto a corto como a largo plazo, de manera independiente. Entre los problemas internos que dificultan la integración se encuentra la mencionada heterogeneidad

de los marcos regulatorios de los países de la región. Este aspecto refleja el poco interés por ajustar los marcos regulatorios en el campo energético (Honty Julio/Agosto 2006: p. 134). Considerando las características del sector energético en la región del MERCOSUR, con su historia de diversos éxitos y algunos fracasos, no hay grandes proyecciones optimistas sobre un incremento rápido y sustentable de la integración en el área de modernas energías renovables. No obstante, la importancia estratégica de ese sector para la viabilidad de un desarrollo limpio y sostenible en la región, junto con el despliegue a nivel mundial puede llevar a cabo proyectos entre los países.

Para alcanzar en el futuro ese objetivo, habrá que tener en cuenta la viabilidad política, económica, regulatoria y financiera (Zanoni 2005 et al.). La viabilidad política de proyectos comunes en energías renovables depende de la capacidad de los gobiernos de poner en juego y lograr consensos internos a favor de dichos proyectos. En las secciones posteriores se ejecuta un análisis más profundo del caso brasileño, debido a que este país puede asumir la condición de locomotora en la promoción de políticas integradoras en el ámbito de modernas fuentes renovables. La viabilidad económica se refiere a la capacidad de los proyectos energéticos en generar circunstancias positivas para futuros proyectos. Por su carácter aislado, actualmente, los proyectos energéticos integracionistas realizados en el área de fuentes convencionales cumplen de manera limitada con esa condición. Otra dimensión fundamental para viabilizar en el futuro proyectos de integración regional se encuentra en el tema de regulación. Al ser el sector que se caracteriza por monopolios naturales, barreras de entrada como reglas y planificación a largo plazo, el tema regulatorio se revela central para la viabilidad económica. Sin embargo, es necesario comentar que para un proyecto regional en la mayor parte de las veces los aspectos regulatorios del transporte y del mercado de energía pesan más que los de la producción y distribución para la viabilidad de un proyecto regional. El cuarto punto importante se encuentra en la viabilidad financiera porque los proyectos de infraestructura energética de largo plazo, abarcando a empresas de capital privado que requieren de garantía a los créditos para las inversiones iniciales. Así, el principal cuello de botella de la estructura financiera de esos emprendimientos no consiste en la disponibilidad de recursos, sino en la naturaleza de la cobertura de los riesgos que implican proyectos de modernas fuentes renovables (Zanoni 2005: p. 67).

## 4.2. Condiciones económico-técnicas del sector energético – El caso de Brasil

### 4.2.1. Formación histórica del sistema eléctrico

La primera central de generación eléctrica de Brasil fue instalada en 1883 para la iluminación pública de la ciudad de Campos en el estado federal de Rio de Janeiro. Luego siguió en 1889 la usina hidráulica “Marmelos” con una potencia de 375kW en la ciudad de Juiz de Fora (estado federal de Minas Gerais). Ésta usina tenía tres generadores de 125kW cada uno y se aprovechó de la cascada Marmelos en el río Paraibuna (Da Silva 2006: p. 44). El punto de partida de la regulación del sistema eléctrico brasileño coincide con una primera resolución aprobada por el Congreso Nacional en 1903, hasta tal momento no existía ninguna legislación pautando el funcionamiento de la cadena eléctrica (Reich de Oliveira 2002: p. 34). DA SILVA señala un aspecto histórico importante que muestra cómo se confeccionó el fundamento hídrico-térmico actual:

“As rotas tecnológicas que determinaram o estabelecimento de uma regularidade na consolidação e expansão do mercado de energia elétrica brasileiro são decorrentes, sob o ponto de vista do desenvolvimento técnico, da apropriação dos avanços da ciência e tecnologia no mundo. {...} O Brasil, sem que tivesse passado pela era do carvão, resultado da primeira revolução industrial, habilitou-se a fazer uso das tecnologias que configuraram a segunda revolução industrial, nominadamente a civilização do petróleo e electricidade” (Da Silva 2006: p. 43-44).

Hasta inicios de los años 1930 el desarrollo del sector eléctrico se basaba en contratos de prestación de servicio concedidos por el Estado a los actores privados, mayoritariamente de capital extranjero<sup>66</sup>, y llevando a cabo la construcción de una capacidad instalado de 779MW. El proceso de consolidación y estructuración del sector eléctrico se veía acompañado por el avance de la producción de café en la región de São Paulo entre las últimas dos décadas del siglo XIX, hasta el final de la década de 1930. La implementación del *Código de Água* en 1934 y la creación del *Consejo Nacional para Água e Energia (CNAE)* en 1939 por el gobierno de Getulio Vargas profundizó aún más la existente predominancia hidráulica dentro de la matriz eléctrica (Da Silva 2006: p. 44). Otro aspecto importante de esta regulación consiste en que se logró terminar con la ausencia de control en el sector energético. Desde entonces, se regulaba la propiedad de las aguas (incorporación de los

---

<sup>66</sup> Grupos principales eran: la holding Brazilian Traction, la Light and Power C. Ltda. y la American Share Foreign Power Company

recursos hídricos al patrimonio de la Unión), su utilización, la asignación y autorización de concesiones para servicios de energía eléctrica así como la determinación de tarifas para estos servicios públicos. Con respecto a la cuestión de costes de servicios eléctricos, REICH DE OLIVEIRA, señala la relevancia del *Decreto-Ley N° 3.128* del año 1941 (tratando del *Custo Histórico*) que establecía un elemento básico para el cálculo de tarifas de una inversión y la revisión de todos los contratos vigentes, y además, fijaba el límite de lucro de un emprendimiento en un 10% (Reich de Oliveira 2002: p. 34).

Con el fin de la Segunda Guerra Mundial se normalizaron las relaciones comerciales con el resto del mundo eliminando las dificultades para la importación de equipamientos eléctricos y contribuyendo a la necesidad de expansión de la capacidad instalada. Sin embargo, como menciona LORENZO, el país se enfrentaba con una situación problemática.

“Por um lado, o governo não dispunha de capital, tecnologia e capacidade de gestão suficientes para encampar e ampliar os serviços públicos de eletricidade prestados pelas concessionárias estrangeiras; por outro, as empresas estrangeiras não conseguiam obter melhores tarifas, regulamento cambial favorecido e segurança para novos aportes de capital, devido ao clima de incertezas políticas derivados da ascensão de forças nacionalistas” (De Lorenzo 2003: p. 5).

A consecuencia de este impasse el poder público (a nivel de la Federación y de Estados) asumía cada vez más un papel activo en el desarrollo del sector energético. Eso implicaba la creación de concesionarias públicas, la estatización de empresas de capital privado y la realización de obras grandes. El primer *Plano Nacional de Eletrificação* indicaba la necesidad de intervención estatal para poder realizar una planificación global del sector y luego integrar cada vez más regiones al sistema nacional de transmisión. Para ello, se creó en 1955 un *Fundo Nacional de Eletricidade (F.N.E.)* operado por el *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE)*<sup>69</sup> y en 1962 las *Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobrás)*. Desde el comienzo, la Eletrobrás ejecutaba hasta la crisis sectorial de los años 1970 una política centralizada de expansión del sector y funcionaba como empresa holding abarcando subsidiarias en todo el territorio nacional. La fundación de la Eletrobrás significaba un giro importante por haber establecido metas avanzadas para el incremento de la capacidad, previsto la reducción de la participación del capital privado extranjero y realiza-

---

<sup>69</sup> Fundada en 1952, hoy se llama Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)

do inversiones adicionales para atender futuras demandas de mercado<sup>70</sup> (Reich de Oliveira 2002: p. 34-35 y Da Silva 2006: p. 46).

A partir de 1964 venía consolidándose la presencia del Estado en el sector energético. El régimen militar adoptó el modelo de desarrollo predominante desde la década de los 1940 y consiguieron iniciar nuevos proyectos en infraestructura a través de créditos internacionales de bajo costo. En este contexto el *Decreto N° 54.936* de 1964, aumentando las tarifas, se dio fin al antiguo conflicto entre empresas de capital privado y el Estado que se derivó de la regulación en el *Código de Aguas*. En lo que se refiere a la expansión física del sector eléctrico brasileño, por medio de la interconexión del sistema<sup>71</sup> se buscó durante la década de 1960 una mayor integración técnica entre los servicios provisto por los estados federales. Esas medidas llevaban a cabo efectos multiplicadores en toda la economía que estimulaba positivamente la expansión de la producción industrial (De Lorenzo 2003: p. 9-10).

La primera crisis de petróleo que estalló en 1973, causó transformaciones profundas sobre todo en las tasa de interés a nivel internacional, y con eso, conllevó consecuencias graves para la evolución posterior del sector eléctrico brasileño. A través de II. *Plano Nacional de Desenvolvimento* que también dio inicio a la construcción de la mega-usina binacional de Itaipú, la fundación del programa nacional de energía nuclear, la instalación del *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – (CEPEL)* y la *Conta de Consumo de Combustível – (CCC)* creada por la Ley 5.899/73<sup>72</sup>, el régimen militar intentaba mantener el patrón político anterior posibilitando la producción de los insumos principales (Reich de Oliveira 2002: p. 35). Sin embargo, las autoridades brasileñas desconsideraron la profundidad del movimiento económico internacional y el proceso inflacionario, causando así una pérdida de control del endeudamiento externo. Esta situación se agravaría porque los créditos tomados en el mercado financiero internacional eran de corto plazo con tasas de interés variables. Con la crisis de la deuda en 1981-82 y la , los flujos de financiamiento externo fueron interrumpidos y las empresas tenían dificultades para concluir sus proyectos en construcción o iniciar nuevos. Al mismo tiempo, el gobierno reprimía sistemáticamente reajustes de tarifas para contener la inflación provocando con ello cada vez más endeudamiento por parte de las empresas eléctricas. Para las generadoras de electricidad la situación se tornaba todavía más dramática durante los años 1980, porque, las distribuidoras que reci-

---

<sup>70</sup> El periodo de sequía más extendido en la historia de Brasil (1951-1956) determinó después el planeamiento estratégico de la expansión del sistema eléctrico. Para garantizar una “energía firme” se incorporó un plazo de previsión de cinco años y una baja tasa de riesgo tolerable de 5% (véanse Benjamim 2001 et al.)

<sup>71</sup> La interconexión se inició en 1963 con la Usina de Furnas que estableció una línea de alta tensión entre Minas Gerais, São Paulo y Rio de Janeiro.

<sup>72</sup> Pretendió equilibrar los precios de los combustibles entre regiones remotas y próximas a las refinerías, o sea, subsidiar la generación de electricidad basada en combustibles fósiles.

bieron el dinero directamente consumidor disminuían los pagos hacia las generadoras para equilibrar sus balances comerciales. Adicionalmente, los problemas se agravaban por la presión de otros actores en el mercado eléctrico, como las empresas de construcción civil que tenían interés en ejecutar nuevos proyectos y las industrias de gran consumo de electricidad que aumentaban su demanda por el congelamiento de tarifas a un nivel bajo (De Lorenzo 2003: p. 16 y Da Silva 2006: p. 55).

A comienzos de la década de los 1990 el Estado no podía mantener el papel de locomotora de expansión del sector, debido a que la deuda acumulada del sector ya sumaba 50 mil millones de dólares proveyendo argumentos para grupos neoliberales que veían la solución de la crisis en el desmontaje del Estado. Según ellos, el Estado debería sólo garantizar los derechos de propiedad privada y la estabilidad de la moneda nacional. El gobierno del presidente Fernando Collor de Mello implementó en 1990 una política económica y externa que seguía las recomendaciones y directrices del llamado *Consenso de Washington*<sup>73</sup>. Esa ideología implicaba para el sector eléctrico brasileño los siguientes parámetros:

- Creación de un mercado competitivo y eficiente,
- Importancia del libre acceso a la transmisión,
- Constitución de agencias reguladoras independientes,
- Fortalecimiento del productor independiente<sup>74</sup> como
- Desverticalización del sector y liberalización progresiva de los consumidores dando el derecho de negociar y escoger su generador de electricidad (Benjamim 2001 et al., Da Silva: p. 59 y Millan 2007: p. 34).

BENJAMIM alude a que el primer paso hacia la transformación del sector ocurrió a través de la anulación de la deuda cruzada intra-sectorial reestableciendo la rentabilidad de las empresas. El segundo paso consistió en la elaboración de un nuevo modelo no-estatal por la empresa inglesa Coopers & Lybrand (1996) que convertía la energía en una mercadería común sujeto a variaciones de la oferta y demanda (Benjamim 2001 et al.). Toda la fase de liberalización económica-institucional se basó principalmente en el *Programa Nacional de Desestatização* regulado por la Ley 8.031/90, la diferenciación tarifaria regulada por la

---

<sup>73</sup> DA SILVA menciona las tres áreas principales de actuación de este consenso ante los desafíos detectados por los neoliberales. En primer lugar, para establecer el sistema monetario se prevé una disminución de los gastos públicos acompañada por reformas administrativas y fiscales. Después, para aumentar la capacidad competitiva de la economía en el mercado internacional, el Estado debe retirarse de todas las actividades económicas y eliminar cualquier tipo de subsidio. Para que se pueda cumplir con los primeros objetivos, el Estado periférico tiene que abandonar las políticas proteccionistas de industrialización y incorporarse al mercado globalizado sin restricciones (Da Silva 2006: p. 58).

<sup>74</sup> Se considera como productor independiente de energía una persona jurídica o un consorcio de empresas unidas que obtuvieron una concesión o autorización del Estado otorgando, por su cuenta y riesgo, la producción de energía eléctrica destinada a ser comercializada en su totalidad o parte.

Ley 8.631/93<sup>75</sup> y el llamado régimen de concesión introducido luego después de la asunción del presidente Fernando Enrique Cardoso en 1995, por medio de la Ley 8.987/95<sup>76</sup> reglamentado por el Art. 175 de la Constitución del año 1988. Este régimen creó el *Conselho Nacional de Privatização* y estableció una obligación de licitación de concesiones de generación, transmisión y distribución (Linhares Pires 2000 et al., GTZ 2002: pp. 19, Reich de Oliveira 2002: p. 35 y Da Silva 2006: p. 61).

Para elevar el grado de atracción para el nuevo modelo económico de Brasil, el proceso de privatización en el sector eléctrico se comenzó con las empresas de distribución, alcanzando en 2001 un nivel de alrededor de 64% (Millan 2007: p. 102). Además, el BNDES ofrecía financiamiento público a los inversores privados para que entraran al mercado, pero por la Resolución 2.668/99 del Banco Central no podía otorgarlo a empresas estatales. A su vez señala MILLAN que en el segmento de generación no se logró repetir el mismo éxito de la distribución:

“...because of delays in establishing market rules, but mainly because of opposition from the technical staff and management of companies (which waged a strong campaign against privatization), and from politicians who had a vested interest in maintaining state government control of the generating assets of the Eletrobrás group. By late 1998, with the exception of Eletrosul, no other large generating utility had been privatized (including FURNAS). Although 26 percent of generation was in the hands of the private sector by 2001, only one fifth was in the hands of a privatized generating company (Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A., GERASUL)” (Millan 2007: p. 103-104).

No obstante, una exitosa reducción del papel del Estado en el sector energético y transición hacia un nuevo modelo suponía una realización de inversiones continua y previamente una regulación específica del sector. Como ya se mencionó, buena parte de la generación continuaba en manos públicas, pero el Estado estaba restringido a invertir. A consecuencia de eso, Brasil registró una caída de inversiones en la expansión del sistema energético durante la década de 1990 y con la privatización los inversores extranjeros preferían comprar usinas hechas ofrecidas generosamente por el gobierno. A continuación se señala distintas cuestiones que acarriaba el confuso procedimiento durante el proceso de desmonte del modelo anterior y la implementación del nuevo modelo de mercado en Brasil que finalmente, desembocó en la crisis profunda del año 2001 (GTZ 2002: pp. 19).

---

<sup>75</sup> Esta ley eliminó el régimen de nivelación tarifaria y remuneración garantizada estableciendo la obligación a acordar contratos complementares entre generadores y distribuidores de energía.

<sup>76</sup> Fue regulada por la Ley 9.074/95 y creó la figura jurídica del generador independiente de energía eléctrica con el cual los consumidores libres pueden celebrar contratos directos.

Por ejemplo, el repliegue institucional del Estado (a nivel federal y estadual) se detecta antes de iniciar la operación de nuevas entidades eficaces de control que son la *Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)* establecida en 1996 por la Ley 9.427/96, el *Operador Nacional do Sistema (ONS)* reemplazando el *Grupo Coordenado de Operação Integrada (GCOI)* y el *Mercado Atacadista de Energia (MAE)*<sup>77</sup> ambos fundados en 1998. ANEEL se encarga de la vigilancia del régimen de las concesiones de servicios públicos de energía eléctrica como también la regulación y fiscalización de los segmentos en el mercado. A su vez, el ONS es responsable para toda la parte operacional del *Sistema Interligado Nacional (SIN)* y la administración de la red básica de transmisión. Toda la comercialización de la energía generada se ejecuta en el MAE que es una entidad privada sin fines de lucro y con objetivo de viabilizar las transacciones de compraventa a través de contratos bilaterales a corto plazo (Reich de Oliveira 2002: p. 35, GTZ 2002: pp. 19, Da Silva 2006: p. 62 y Millan 2007: p. 104-106).

Con respecto a la situación del parque generador BENJAMIM hace hincapié a las siguientes contradicciones importantes:

“Durante oito anos, por contrato, a empresa privatizada não precisa repassar ao consumidor nenhum ganho de produtividade, nem precisa fazer investimentos na expansão do sistema que adquiriu. {...} ...em vez de atrair capitais privados para empreendimentos novos, garantindo assim o aumento da capacidade geradora, o governo colocou à venda as usinas hidrelétricas que já existiam, muitas das quais, como vimos, amortizadas, capazes de gerar quase de graça: US\$ 5 o kWh. Os investidores queriam o que estava pronto, de modo a recuperar rapidamente o capital investido” (Benjamim 2001 et al.).

Además, la alteración del régimen de cambio en 1999 triplicó el precio de petróleo y gas llevando a cabo un aumento significativo para la generación de electricidad a partir de usinas termoeléctricas. BENJAMIM explica porque la construcción de éstas centrales, esperadas por el Estado, no se podía verificar.

“Como, na maior parte do tempo, o Brasil tem sobra de energia hidrelétrica barata, e como o Operador Nacional do Sistema é quem define em cada momento que energia será efetivamente jogada na red, as usinas térmicas desejadas pelo governo fatalmente permaneceriam desligadas nos anos de boas chuvas. Que investidor privado aceitaria construir essas usinas sem contratos de longo prazo, com preço certo e garantido? {...} Os investido-

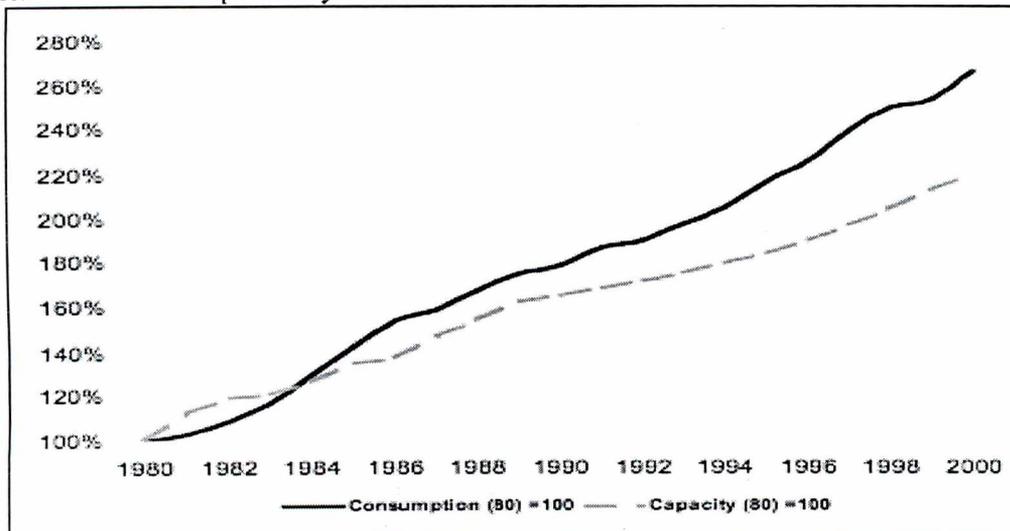
---

<sup>77</sup> Definido por la Ley 9.648/98. Después de la liberación del mercado, la misma ley extiende los beneficios de la CCC a todos los emprendimientos basados en fuentes de energías renovables para que se reemplacen los combustibles fósiles en los sistemas de suministro eléctrico de locales remotos.

res, por sua vez, multiplicaram exigências: 70% dos novos projetos deveriam ser financiados pelo BNDES, o preço do gás deveria ser estabelecido em contratos de longo prazo, o governo brasileiro precisava assumir os riscos cambiais de todas as operações, e assim por diante” (Benjamim 2001 et al.).

Debido al crecimiento natural de la demanda y la falta de integrar cada año una determinada potencia a la red, se incrementó alarmantemente el riesgo de déficit en el abastecimiento (véanse ilustración 26). Según datos del Instituto Virtual Internacional de Mudanças Globais - IVIG/COPPE en Río de Janeiro, este riesgo pasaba de 5% a más de 15% en 2000 (Da Silva 2006: p. 67). A pesar de los datos preocupantes provenientes de las represas demostrando bajas históricas, el gobierno de Fernando Henrique Cardoso no se enfrentó activamente al problema, por el contrario, estimuló a través de los programas *Projeto Reluz* y *Luz no Campo*<sup>78</sup> aún más el consumo. Más bien, para poder cumplir los acuerdos con el Fondo Monetario Internacional, el gobierno presentó informaciones desconcertantes que sobrevaloraron las inversiones ejecutadas durante su mandato (BrazilNews 2002 et al.).

Ilustración 26: Capacidad y consumo de electricidad entre 1980 – 2000



Fuente: Da Silva 2006: p. 68

La crisis del abastecimiento eléctrico – *O Apagão* – comenzó en el primer semestre del año 2001 y provocó la creación de la *Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica*

<sup>78</sup> El programa fue lanzado en diciembre de 1999 y pretendía proveer energía eléctrica para 1 millón de hogares en zonas rurales remotas. Principal fuente de financiamiento era la *Reserva Global de Reversão – RGR*. La coordinación del programa asumía el holding Eletrobrás que lo sincronizó con otras iniciativas como PROCEL y *Programa para o Desenvolvimento da Energia nos Estados e Municípios – PRODEEM* (véanse GTZ 2002: p. 32).

- Establecer procesos de licitación de energía a responsabilidad de la *Companhia de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*<sup>80</sup> para aumentar el número de posibles realizadores de emprendimientos energéticos.
- Promover las fuentes renovables modernas mediante el *Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA)* y en cooperación con el BNDES que financia hasta 70% de los proyectos.
- Reestablecer un sistema de costos que considera la tasa de retorno interno de una inversión.
- Lograr la universalización del acceso a energía eléctrica por medio del programa federal *Luz para Todos*. Este programa pretende conectar más que 13 millones de familias en el interior para que no necesiten inmigrar a los centros urbanos (Saraiva Romera 2008 et al. y Da Silva 2006: p. 71).

Desde entonces, la competencia entre posibles proyectos de generación eléctrica se celebra en el proceso de una licitación pública promovida por la ANEEL. El Ministério de Minas e Energia (MME) escoge para una contratación aquella propuesta que presenta el precio para la electricidad generada más bajo. Durante el proceso selectivo la EPE proporciona apoyo técnico al MME (Da Silva 2006: p. 72).

Sin embargo, SARAIVA ROMERA advierte que el gobierno del Presidente “Lula” tampoco alcanzó mucha resonancia de parte de los inversores privados, como se manifestaba, por ejemplo, en las licitaciones a fines de 2006. La crítica que presentaron los inversores se direccionaba a los precios ofrecidos por el gobierno. De este modo, el sector privado no entregó propuestas para varias usinas licitadas porque el precio no hubiera compensado la inversión. Los principales vencedores en las licitaciones realizadas fueron Eletrobrás y Petrobrás (Saraiva Romera 2008 et al.).

A partir del año 2006 fueron introducidas algunas alteraciones que mejoraron las condiciones de financiamiento para emprendimientos de infraestructura en Brasil. La primera de estas medidas fue la reducción del margen de las líneas de crédito (en inglés *spread*) principales otorgadas por el BNDES para el sector eléctrico. Otra diligencia relevante consistió en la reducción de la tasa de interés a largo plazo de 9,75% anual a un 6,25% anual llevando a cabo una disminución en el costo de financiamiento en alrededor de 26%. Como las inversiones en infraestructura se caracterizan por un retorno a largo plazo, los actores necesitan una plena estabilidad del marco legal, por más que los propios mercados y tecnologías se encuentran en transformación permanente. Por tal motivo, varios auto-

---

<sup>80</sup> Establecida por la Lei 10.848/04 y regulada por el Decreto N° 5.163 y Decreto N° 5.177

res critican la intervención constante del Estado en las agencias reguladoras (Saraiva Romera 2008 et al.).

Por último debe ser resaltado el *Programa de Aceleração do Crescimento (PAC)* que fue lanzado en enero de 2007 por gobierno federal y que pretende estimular la realización de emprendimientos de infraestructura. El programa posee de un presupuesto total de 503,9 mil millones de Reales de los cuales 274,8 mil millones de Reales se dispusieron para proyectos en el sector energético (incluyendo inversiones en petróleo y gas). En eso, la compañía Petrobrás es responsable de la mitad del presupuesto previsto para el sector energético. Durante la vigencia del programa se prevé incrementar el potencial de generación eléctrica en 12.386MW y construir 13.826Km líneas de transmisión nuevas. A su vez, el BNDES complementa el programa a través de la ampliación de los plazos de carencia de los financiamientos así como la reducción nueva del margen de las líneas de crédito (Saraiva Romera 2008 et al.).

SARAIVA ROMERA alude a que:

“Atualmente o Brasil necessita de R\$ 20 bilhões ao ano em investimentos para a ampliação da capacidade de geração, transmissão e distribuição de energia para propiciar um crescimento de 3,7% ao ano ao longo de uma década, assim {...} é necessário um PAE (Programa de Aceleração de Energia) voltado à criação de um ambiente indutor de investimentos” (Saraiva Romera 2008 et al.).

Se puede resaltar que durante los últimos años fueron logrados avances en términos de financiamiento y expansión del sector eléctrico brasileño, sin embargo, existen todavía puntos que deberían ser modificados. En eso se refiere, sobre todo, a las licitaciones direccionadas a la construcción de nuevas centrales eléctricas. Un aumento y diferenciación del precio pago para la electricidad generada podrá asegurar una mayor participación del sector privado y una mayor diversificación de la matriz porque elevará la capacidad competitiva de las modernas tecnologías renovables. Sin dudas, el nuevo modelo reestableció condiciones que incentivan la expansión de la capacidad de generación, un mejoramiento de los mecanismos del licenciamiento ambiental, la inclusión de nuevos usuarios, el planeamiento central así como también la participación de las energías renovables modernas en la matriz eléctrica.

#### **4.2.2. La base hídrica: determinante para la estructura de la matriz eléctrica brasileña**

Como fue mencionado en el transcurso de este trabajo, una característica fundamental del sector eléctrico brasileño es la predominancia hidráulica con usinas de embalses grandes, una regulación plurianual y grandes distancias de las usinas a los centros de consumo principales. Al contrario del sector petrolero, que desde su surgimiento se caracteriza por la intervención del Estado, la generación de electricidad en Brasil fue dominada por capitales privados. Hasta los años 1930 apenas dos grupos norteamericanos (las empresas Light y AMFORP) dominaban el creciente mercado eléctrico. Más allá de estos grupos grandes existían otras empresas públicas y privadas que proveían electricidad a pequeña escala en regiones más pobres.

Este panorama se alteró profundamente con la asunción de la administración del Presidente Vargas. A partir de ahí, el Estado comenzó a jugar un papel dominante en el sector eléctrico y promovía el uso del recurso hídrico abundante a gran escala, principalmente, para apoyar el desarrollo industrial y la urbanización del país. La consolidación de la industria hidroeléctrica se aceleró a través del aprovechamiento de la técnica de transmisión a corriente alternada lo que permitió la exploración del potencial energético disponible en los ríos a gran escala. Hasta tal momento la transmisión era restringido a distancia cortas. Con el fin de la Segunda Guerra Mundial, se fue ampliando continuamente la base hidroeléctrica mediante la construcción de las usinas Paulo Alfonso I (inaugurada en 1955 con una potencia de 180MW), Três Marias (inaugurada en 1962 con una potencia de 396MW), Furnas (puesto en funcionamiento en 1963 y ampliada durante los años 1970 a unos 1.216MW), etc. (Da Silva 2006: p. 46).

Una influencia determinante sobre la formulación de criterios técnicos en el proceso expansivo del sector eléctrico moderno, ha desempeñado el período de sequía entre 1951-1956. Se puede decir, que esta experiencia dio un impulso al Estado (representado por el holding Eletrobrás creada en 1964) a aumentar la cantidad de centrales hidroeléctricas durante los años 1960 y 1970. El BNDES era un actor importante durante la transición hacia un sistema de generación de electricidad basada en la fuente hidráulica. Por un lado, proporcionaba recursos extrasectoriales para la realización de nuevas represas, iniciaba actividades de planeamiento y coordinación a favor de la integración sectorial e influenciaba a la estructura a favor de la propiedad estatal. En esto, DA SILVA indica otra particularidad del modelo brasileño:

“No que concerne ao “diferencial Brasil” a opção brasileira pela construção de grandes reservatórios é suportada tecnicamente pelo fato de que as aflúncias anuais mostram valores discrepantes entre o menor e maior fluxo

anual de sete vezes, alcançando a diferença de 18 vezes, quando verificadas essas mesmas relações em períodos mensais" (Da Silva 2006: p. 46-47).

Además, existe la posibilidad de armonizar los aprovechamientos hidráulicos lo que permite incrementar la generación de corriente eléctrica en alrededor de un 30%. En función de eso, LINHARES PIRES señala que:

"...o programa de despacho deve considerar um fator de restrição intertemporal, ou seja, definir o custo de oportunidade do uso da água armazenada em função da probabilidade de vertimentos no futuro. Adicionalmente, no caso brasileiro, a coordenação do despacho é reforçada pelo fato de determinados aproveitamentos hidrelétricos serem efetuados "em cascata" e, muitas vezes, por diferentes proprietários, tornando-os interdependentes e adicionando complexidade à previsão das tradicionais variáveis referentes ao comportamento da demanda e à capacidade instalada de geração" (Linhares Pires 2000: p. 7)

Del mismo modo, se verifica una distribución territorial del potencial hidráulico brasileño que se concentra sobre todo en la bacía hidrográfica del Amazonas con un 40,5%, la bacía del Paraná con un 23%, la bacía del Tocantins 10,6% seguido por la bacía del São Francisco con un 10%. El restante de cerca de un 20% se compone por las bacías del Uruguay, del Atlántico Oriental, Atlántico Sureste como Atlántico Norte/ Noreste (Da Silva 2006: p. 45). Resumiendo se puede constatar, que la dimensión continental, la diversidad geográfica y económica del país condicionaron la existencia de diferentes sistemas de transmisión los cuales están en proceso de interconectarse. Al mismo tiempo, la variación del volumen de agua disponible, como las afluencias anuales de los ríos originó el papel sólo complementario de las centrales termoeléctricas. Una ventaja relevante de una usina hidroeléctrica, frente las unidades nucleares y térmicas, consiste en la forma de captación del potencial energético. La hidroeléctrica convierte directamente la energía mecánica en electricidad mientras que el segundo tipo de usinas se tiene que primero generar la energía mecánica para después transformarla en corriente eléctrica.

Concentrarse en un suministro que se basa en aprovechamientos hidráulicos grandes posibilita una generación de electricidad más fácil de controlar y transportar, no obstante, requiere para su éxito un planeamiento económico-técnico como también una estructura de decisiones centralizada y estable. Como fue resaltado en esa sección, el desmonte del exitoso modelo de expansión del sector eléctrico en Brasil ha amenazado la estabilidad macroeconómica y la seguridad del abastecimiento eléctrico. Además, disminuyó el índice de sustentabilidad energética de Brasil durante los últimos 15 años, gracias a la retracción en las

inversiones en la oferta de energías hidráulica por parte de las empresas estatales y la falta de sustitución de parte de los inversores privados. Simultáneamente, los sectores de la economía que consumen en primer lugar combustibles fósiles, como fueron la industria y el transporte, continuaron creciendo su consumo energético. En teoría, la envidiable posición de Brasil como economía en industrialización con una alta renovabilidad y sustentabilidad energética podría volver a ser recuperada con la recuperación de inversiones en grandes obras hidroeléctricas. Pero esto no sería suficiente para garantizar el suministro a largo plazo y conllevaría enormes impactos negativos sobre el medio ambiente, más bien, hay la necesidad de políticas públicas favoreciendo las nuevas fuentes renovables. Por ello, se puede abrir una oportunidad para la utilización de la fuente eólica porque países como Brasil, tienen más chances de difundir las energías renovables debido a un gran potencial no utilizado, costo de tierra muy bajo y grandes espacios con población dispersa que no puede ser atendida con sistemas centralizados.

### 4.3. Análisis del PROINFA

En el transcurso del capítulo 3 se ha examinado diversas experiencias con modelos de promoción al desarrollo de las modernas tecnologías de energías renovables. No obstante, el ejemplo de Alemania ha puesto en claro que el sistema de *feed-in-tariff*, creando un marco legal específico para estas tecnologías, es el responsable directo para la impresionante difusión de la energía eólica. Además se mostró en los capítulos anteriores, una política pública orientada a largo plazo que promueve la participación de las tecnologías de energías renovables en el mercado eléctrico de manera multidimensional, es capaz de desencadenar el surgimiento de un nuevo sector industrial (o como ocurrió en Alemania y España reactivar capacidades desocupadas de la antigua industria de maquinaria) anclado a nivel local. Entonces, la actuación ambicionada del Estado garantizando la primacía para las fuentes renovables como la compra de toda la energía generada, fomenta la generación de energía limpia y influye positivamente a cambios estructurales en otros segmentos de la sociedad.

Al conocer los distintos mecanismos de incentivos a las fuentes renovables y la experiencia de algunos países los cuales incorporaron aquellas políticas según sus condiciones locales, cada país debe buscar el mejor camino para favorecer la introducción local de las energías renovables. En este sentido, el panorama histórico de políticas de incentivos a la energía eólica en Brasil es reciente, sin embargo, representa el más ambicioso de Sudamérica.

#### 4.3.1. Situación de la energía eólica antes del PROINFA

El comienzo de interés en el aprovechamiento de las fuentes renovables para la generación de electricidad en Brasil se detecta al principio de la década de 1990, específicamente después de la conferencia de las Naciones Unidas sobre el medio ambiente en la ciudad de Rio de Janeiro en 1992. Aquel evento dio inicio a diferentes proyectos pilotos para el aprovechamiento de fuentes renovables, particularmente de energía solar fotovoltaica y energía eólica. Como fue mencionado en la sección 3.1.4, en eso jugaron un papel relevante acuerdos de cooperación técnica con Alemania. Por ejemplo, durante los años 1990/91 fueron ejecutados junto con la GTZ mediciones de viento en tres emplazamientos de la costa del estado federal de Ceará (programa TERNA). La primera turbina eólica del país fue instalada en la isla Fernando de Noronha en el año 1992 y formaba parte de un proyecto llevado a cabo por la Universidad Federal de Pernambuco y el instituto de investigación dinamarqués Folkecenter. Además, en el marco del programa "Eldorado-Wind" se realizaron con el fabricante Enercon y la Sociedad Alemana de Desarrollo e Inversión (DEG) un parque eólico de 1MW en el estado federal de Minas Gerais y otro parque de 1,2MW en el estado federal de Ceará, lo que contribuyó a la continua acumulación de conocimiento sobre la aplicación de estas tecnologías. En 2001 la empresa Enerbrás firmó un contrato para la construcción de un parque de 6MW en Ceará y en el mismo año el Banco Nacional de Desarrollo de Japón empezó el planeamiento de dos parques eólicos también en Ceará con un total de 30MW. A través de proyectos eólicos, los estados federales del noreste de Brasil intentaron reducir gradualmente el papel dominante de la hidroeléctrica (GTZ 2002: p. 25-27 y Araújo/ Freitas 2006: p. 589).

Sin embargo, hasta el inicio de la actual década, la aplicación inmediata de fuentes alternativas sufrió de muchos obstáculos socio-económicos, la ausencia de leyes específicas para incentivar los diversos sectores privados a realizar emprendimientos grandes y la escasez de profesionales capacitados. Primero porque muchas de las tecnologías disponibles necesitaban todavía de amplios esfuerzos en investigación y desarrollo, segundo porque tecnologías como la termoeléctrica a partir de la biomasa y la eólica carecieron de una tradición en el país tanto de su uso como en la fabricación de equipamientos.

El sector eléctrico brasileño poseía mucha experiencia con el marco legal específicamente para la generación de electricidad a partir de fuentes convencionales de energía, al contrario de las energías renovables moderna. Con la reformulación continua del nuevo modelo institucional energético implantado en los años 1990 y la crisis de abastecimiento eléctrico, se abrieron posibilidades para introducir una regulación para aprovecharse del

potencial de fuentes alternativas para la matriz energética. Según DA SILVA, los primeros pasos hacia una legislación especial para las energías renovables se reencuentran en:

- la Ley 9.074/95 regulada por el Decreto 2003/96<sup>81</sup> que definen el estado legal del *Autoprodutor de Energia Elétrica, Produtor Independente de Energia Elétrica y Consumidor Livre*,
- la Ley 9.427/96 y la vinculada Resolución 281/99 de la ANEEL que amplía el ámbito de aplicación de exención de las tarifas de transmisión a tecnologías como la eólica y biomasa<sup>82</sup>,
- la Ley 9.478/97 que pretende impulsar el uso de las fuentes renovables modernas mediante el aprovechamiento de los insumos económicos y tecnologías disponibles como también,
- la Ley 9.648/98 concretizada por las Resoluciones 266/98 y 233/99 de la ANEEL que establecen la metodología de cálculos del reparto de costos (Valor Normativo) que limitan el reparto de los precios para las tarifas. La Resolución 245/99 de la ANEEL define el valor específico (revisado anualmente por ANEEL) para cada fuente de energía (Da Silva 2004 et al. y Da Silva 2006: pp. 116).

A través de la Resolución N° 24/01, la *Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – (GCE)* implantó el *Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA*. Para la promoción, coordinación e implementación del PROEÓLICA se responsabilizó el Ministerio de Minas e Energia. Por la primera vez, esta iniciativa buscaba estimular a gran escala la aplicación de la fuente eólica para la generación de electricidad, y con ello, ofrecer otra alternativa de desarrollo energético que se destaca positivamente por aspectos ambientales y socioeconómicos como también por la complementariedad estacional con los flujos hidrológicos en los embalses del sistema interconectado. Hasta fines del año 2003 se planeaba integrar una capacidad de 1.050MW nominal de generación eólica a la red interconectada nacional. La resolución preveía en su Art. 2:

- una garantía de compra de la electricidad generada durante 15 años por el holding Eletrobrás,

---

<sup>81</sup> Crearon un ambiente favorable para nuevas tecnologías y aprovechamientos energéticos, diferencian entre la figura del *Produtor Independente de Energia Elétrica* (persona jurídica o empresas unidas en un consorcio) y el nuevo actor denominado *Autoprodutor de Energia Elétrica* (persona física, jurídica o empresas unidas en un consorcio), además, se establecen las condiciones para que un consumidor de energía pueda ser considerado como *Consumidor Livre*. Además, aclara por fuente energética y actor definido a partir de que potencia instalada será necesario la solicitud de una concesión.

<sup>82</sup> A través de la Ley 9.427/96 regulada por la Resolución 394 y 395 de la ANEEL, se reducen las tarifas de transmisión y distribución de electricidad en un 50% para las Pequeñas Hidroeléctricas (1.000kW hasta 30.000kW). Para todos los proyectos que fueron puestos en función hasta el 31 de diciembre de 2003, la exención tarifaria de la Resolución 281/99 de la ANEEL (nueva versión es la Resolución 77/04 de la ANEEL) se incrementó a unos 100%.

- un valor de compra equivalente al valor de reparto para la fuente eólica establecido por la regulación de la ANEEL,
- una diferenciación en los valores de remuneración según la fecha de puesta en funcionamiento del emprendimiento,
- una reexpedición de los costos de la electricidad a las concesionarias de distribución del sistema interconectado proporcionalmente a sus mercados del año anterior y
- una cláusula que permite en cualquier momento la transferencia de los contratos acordados con Eletrobrás a las concesionarias de distribución. (DEWI 2001 et al. GTZ 2002: p. 27 y Da Silva 2006: p. 120-121).

BECK señala que a pesar de los incentivos económicos<sup>83</sup> otorgados por el PROEÓLICA, no se viabilizó la instalación de nuevas capacidades de energía eólica, sobre todo, porque la tasa de interés oficial se encontraron en 26,5%, se consideraba un riesgo alto para inversores extranjeros en el país y la regulación de proceder no fue publicada. Sin duda, el programa de incentivos generó gran interés de parte de inversores extranjeros en la realización de aprovechamientos eólicos en Brasil, lo que se expresó a través de la cantidad de licencias de generación de electricidad otorgadas por ANEEL (146 proyectos comerciales aprobados con un total de 6.679.15MW) (Beck 2003: et al. y Araújo/ Freitas 2006: p. 586). Hasta septiembre de 2003, Brasil tenía sólo unos 22MW de capacidad eólica instalada. Como fue dicho, los esfuerzos desempeñados hasta tal momento no eran suficientes para crear un ambiente favorable para la realización de emprendimientos grandes a largo plazo. La tabla 10 evidencia, por un lado, se llevaron a cabo algunas iniciativas de carácter piloto en cooperación con instituciones internacionales y por el otro, algunos parques privados como de Taíba, Prainha y Palmas localizados en Ceará y Paraná. Según la nueva legislación, los tres parques eólicos mencionados, son las primeras iniciativas de venta de electricidad por *Produtores Independientes de Energía Eléctrica*. Al mismo tiempo, estos proyectos demuestran el esfuerzo inicial del único fabricante de equipamientos eólicos – Enercon Wobben de Alemania – que ha asumido en 1996 el riesgo empresarial de instalarse en un mercado sin un marco regulatorio que permita la absorción de una producción a escala.

Tabla 10: Panorama sobre los proyectos eólicos realizados en Brasil

Emplazamiento del proyecto	Participantes en la implementación	Inversores	Potencia en kW	Año de puesto en funcionamiento
Proyectos puestos en operación hasta septiembre de 2003				
Fernando de Noronha	CELPE, UFPE/	30% Dinamarca	75kW (una turbina)	1992

<sup>83</sup> De acuerdo con la Resolución N° 25/01 de la GCE, al comienzo del año 2001 el precio máximo para la electricidad generada a partir de la fuente eólica estuvo en 57,15 dólares por MWh.

- PE	Folkcenter			
Morro do Camelinho (planta experimental) – Municipio de Gouveia - MG	CEMIG	70% Alemania	1MW (4 turbinas de 250kW)	1994
Porto de Mucuripe – ciudad de Fortaleza – CE	COELCE	50% Alemania, 20% Wobben Windpower	1,2MW reforzado a 2,4MW (4 turbinas de 600kW)	1996 y 2000
Sistema híbrido de Joanes – PA	CEPEL/ CELPA	100% EE.UU.	40kW	1997
Parque eólico de Prainha – Municipio de Aquiraz – CE	Wobben Windpower/ COELCE	Privado	10MW (20 turbinas de 500kW)	1999
Parque eólico de Taiba – Municipio de São Gonçalo do Amarante – CE	Wobben Windpower/ COELCE	Privado	5MW (10 turbinas de 500kW)	1999
Parque Eólico de Palmas (1) – Municipio de Palmas - PR	Wobben Windpower/ COPEL	70% Wobben Windpower y 30% COPEL	2,5MW (5 turbinas de 500kW)	1999
Parque eólico de Olinda – ciudad de Olinda – PE	CBEE/ Wind Word	Privado	225kW (una turbina)	1999
Fernando de Noronha – PE	CELPE, CBEE, ANEEL/ RISØ de Dinamarca	ANEEL	225kW (una turbina)	2001
Parque eólico de Bom Jardim – Municipio de Bom Jardim – SC	Wobben Windpower/ CELESC	Wobben Windpower y CELESC	600kW (una turbina)	2002

Fuente: Elaboración propio basándose en datos de la ANEEL del año 2003 y de Araújo/ Freitas 2006 et al.

#### 4.3.2. Potencial de la energía eólica aprovechable en Brasil y aspectos económicos

En capítulo 2 se hizo resaltar la relevancia de las predicciones del viento para la viabilidad económica de emprendimientos eólicos, debido a que la mayor limitación de un aprovechamiento de la energía del viento consiste en no tener un buen potencial. Por este motivo, el levantamiento de datos correctos, el cálculo de parámetros estadísticos y el análisis de otros factores que influyen al régimen del viento en un emplazamiento, es indispensable. Debido a la posibilidad de alteraciones anuales en los valores medidos, el período de observación debe ser extendido.

El proceso de determinar datos sobre la calidad del viento para poder evaluar el potencial eólico, fue iniciado por Eletrobrás durante los años 1980. Sin embargo, los datos registrados por diferentes instituciones públicas (Ministério da Agricultura, la Marina y la

Aeronáutica) no tenían la finalidad de ser utilizados para la generación de corriente eléctrica a gran escala comercial. Los primeros estudios brasileños fueron hechos en la región noreste, principalmente en Ceará y Pernambuco, confirmando la existencia de vientos comerciales, pocas variaciones en la dirección de la corriente del viento así como un bajo nivel de turbulencias durante todo el año. Este proceso involucraba diversos actores nacionales<sup>84</sup> e internacionales<sup>85</sup> (GTZ 2002: p.26, Beck 2003 et al. y Da Silva 2006: p. 185). Hasta comienzos de la década de los 1990 se estimaba sólo un potencial de alrededor de 20GW, con la mejora de la base de datos, de metodología y de equipamientos de medición, los valores aumentaron a unos 60GW. En 1998 se publicó la primera versión del *Atlas Eólico da Região Nordeste* del cual resultó a continuación un trabajo llamado *Panorama do Potencial Eólico no Brasil* (Reich de Oliveira 2002: p. 46).

El *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (APEB)*, el análisis más importante a nivel nacional, fue promulgado por el CRESESB/ CEPEL en 2002 (véanse también ilustración 27). Los recursos eólicos presentados alcanzan en todo el territorio nacional unos 143,5GW, para velocidades del viento medios al año igual o superior a 7,0m/s y a una altura de 50m. Utilizando una área estimada de 71.735km<sup>2</sup>, este potencial podría posibilitar una generación de aproximadamente 272,2TWh al año (Dutra/ Szklo 2007: p. 66). Para la elaboración del nuevo atlas de potencial eólico, en las estaciones de medición (véanse tabla 11) se han usado herramientas de computación (MesoMap<sup>86</sup>) incorporando simulaciones con datos atmosféricos, variables meteorológicas del período de 1983 hasta 1999 (abarcando la velocidad del viento, la principal dirección, parámetros estáticos de Weibull y una resolución horizontal de 1km x 1km), mapas digitalizados que incluyen recursos geológicos y curvas de potencia de aerogeneradores disponibles en el mercado. Además, los datos consideraron 5 condiciones topográficas distintas:

- Zona costera – áreas de playa, normalmente con extendida franja de arena donde el viento se derriba predominantemente de sentido mar-tierra,
- Campo abierto – áreas planas de pastizales, plantaciones y/o vegetación baja con pocos árboles,

---

<sup>84</sup> La ANEEL, el Ministério de Minas e Energia – MME, el Ministério de Ciência e Tecnologia – MCT, el Centro Brasileiro de Energia Eólica – CBEE, el CEPEL, el Centro de Referência para Energia Solar e Eólica – CRESESB y la Universidad de Pernambuco, entre otros.

<sup>85</sup> La GTZ de Alemania, el Instituto Alemán de Energía Eólica, la Sociedad Carl Duisberg de Alemania y el Folkecenter de Dinamarca, entre otros.

<sup>86</sup> Este sistema fue desarrollado a fines de la década de los años 1990 por el *New Cork State Energy Research and Development Authority* y el *United State Department of Energy*. El MesoMap ofrece diversas ventajas comparado con los métodos tradicionales de levantamiento de recursos eólicos, sobre todo, para áreas de gran extensión donde existen pocas mediciones confiables. Una herramienta importante del MesoMap es el MASS (*Mesoscale Atmospheric Simulation System*). Este modelo numérico parece a los modelos de previsión del tiempo y incorpora principios físicos fundamentales de la dinámica atmosférica. Por tal razón, el MASS exige capacidades de computación grandes.

- Bosques costeras – áreas de vegetación nativa con árboles y arbustos altos, pero de bajo densidad (terreno que causa más obstrucción al flujo viento),
- Cerros – áreas de relieve más ondulado relativamente complejo y con poca vegetación o pastizales y
- Montañas – áreas de relieve complejo con altas montañas (Reich de Oliveira 2002: pp. 46 y Araújo/ Freitas 2006: pp. 585).

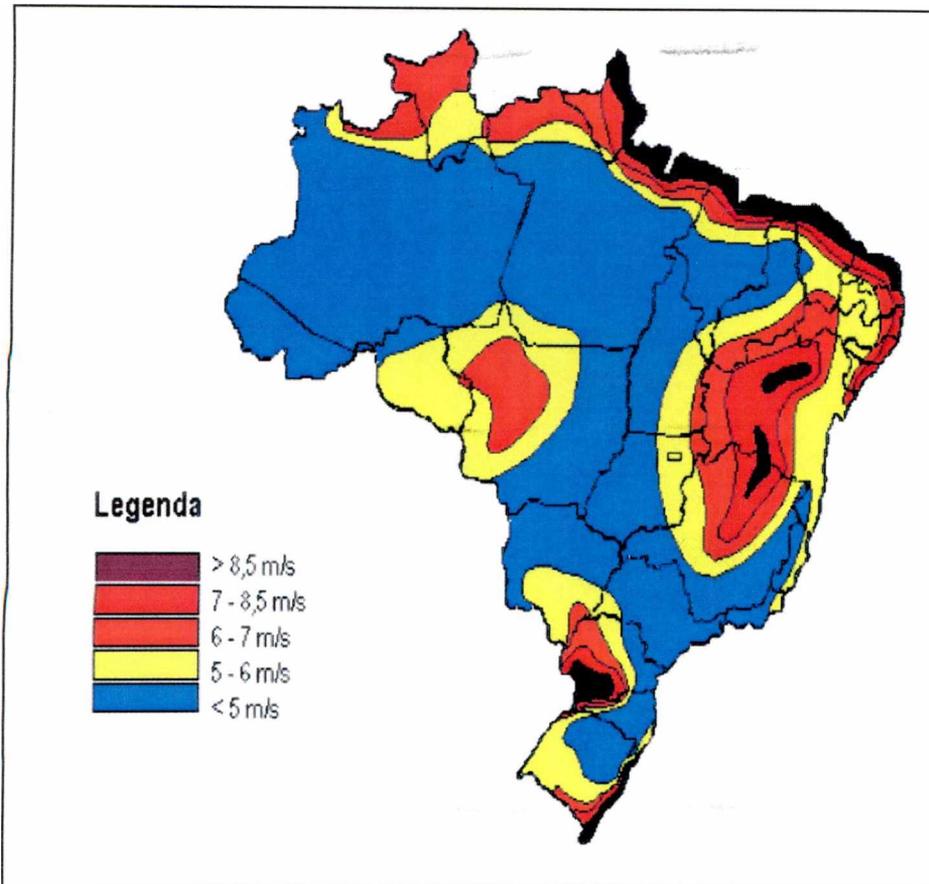
Como advierten ARAÚJO/ FREITAS, la elaboración del *APEB* se llevo a cabo en el ámbito del proyecto BRA/00/029 que tuvo su origen en 1998 a través del programa BRA/95/G31. Dicho proyecto recibió apoyo financiero de parte del Programa para el Desarrollo de Naciones Unidas (PNUD), pero ejecutado por ANEEL en conjunto con el MCT (Araújo/ Freitas 2006: p. 586). Como muestra la tabla 12, en términos de calidad de viento Brasil se destacan sobre todo en 7 regiones geográficas; a) la Bacía Amazónica Occidental y Central, b) la Zona Amazónica Oriental, c) la Zona Litoral Norte-Noreste, d) la Zona Litoral Noreste-Sureste, e) los Cerros de Noreste-Sureste, f) el Planalto Central y g) el Planalto del Sur. De cualquier manera, los diferentes levantamientos y estudios (locales, regionales y nacionales) realizados, mejoraron la calidad de medición e incentivaron las intenciones a explorar comercialmente este potencial eólico (Da Silva 2006: p. 186).

Tabla 11: Estaciones de medición involucradas a la elaboración del *APEB*

Institución responsable para la medición	Región cubierta	Cantidad de estaciones de medición
CEPEL	Región norte	7
CELESC	Estado federal de Santa Catarina	6
COPEL	Estado federal de Paraná	17
COELBA	Bahia	13
SUDENE	Ceará	2
NAVY – DHN	Costa de Brasil	2
	<b>Total</b>	<b>47</b>

Fuente: elaboración propia basada en: Reich de Oliveira 2002: p. 47

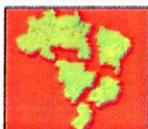
Ilustración 27: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro



Fuente: Reich de Oliveira 2002: p. 48

Para poder calcular la energía generada y su valor se usaron los datos de velocidad media anual del viento y los factores de la distribución de Weibull obtenidos por el APEB. Según DUTRA/ SZKLO, en este momento, la turbina eólica más adecuada para ser utilizada como base de cálculos en Brasil, es la Enercon E70 con una potencia nominal de 2,3MW. La distribución de las turbinas en un área se orienta en el diámetro de la palas que representa en el caso de la E70 unos 70m causando un área reservada para cada turbina de 0,24km<sup>2</sup> (Dutra/ Szklo 2008: p. 3). En un próximo paso, se puede identificar el potencial bruto de generación de energía para un aerogenerador o una localidad. Además, permite estimar el factor de capacidad para la turbina padrón. A los mapas del APEB se consideraron sólo locales con una velocidad media superior a 6,0m/s.

Tabla 12: Potencial eólico para la generación de electricidad en Brasil

REGION	INTEGRAÇÃO POR FAIXAS DE VELOCIDADES					INTEGRAÇÃO CUMULATIVA			
	VENTO [m/s]	AREA [km²]	POTÊNCIA INSTALAVEL [GW]	FATOR DE CAPACIDADE	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]	VENTO [m/s]	AREA CUMULATIVA [km²]	POTÊNCIA INSTALAVEL [GW]	ENERGIA ANUAL [TWh/ano]
 NORTE	6 - 6,5	1467	12,92	0,13	24,56	>6	24206	48,41	70,49
	6,5 - 7	6326	12,65	0,17	19,46	>6,5	12148	29,49	44,97
	7 - 7,5	3309	8,80	0,20	15,20	> 7 m/s	6426	12,84	26,45
	7,5 - 8	1996	3,33	0,25	7,15	>7,5	3120	8,24	15,11
	8 - 8,5	553	1,87	0,30	4,85	>8	1454	2,97	7,96
>8,5	57	1,10	0,35	3,37	>8,5	551	1,16	3,31	
 NORDESTE	6 - 6,5	145589	293,19	0,13	327,13	>6	245105	490,27	649,50
	6,5 - 7	60999	121,98	0,17	178,02	>6,5	98516	197,03	322,37
	7 - 7,5	24083	46,77	0,25	83,73	> 7 m/s	37528	75,06	144,29
	7,5 - 8	9185	18,37	0,25	39,43	>7,5	13143	26,29	60,66
	8 - 8,5	308	6,17	0,36	13,87	>8	3958	7,92	21,13
>8,5	879	1,74	0,35	5,23	>8,5	870	1,74	5,23	
 CENTRO-OESTE	6 - 6,5	4111	32,22	0,13	31,76	>6	50752	101,50	120,83
	6,5 - 7	8107	16,30	0,17	23,85	>6,5	9842	19,28	29,07
	7 - 7,5	1096	2,79	0,20	4,79	> 7 m/s	1541	3,08	5,42
	7,5 - 8	140	0,28	0,25	0,60	>7,5	146	0,29	0,63
	8 - 8,5	6	0,07	0,36	0,03	>8	6	0,07	0,03
>8,5	0	0,00	0,35	0,00	>8,5	0	0,00	0,00	
 SUDESTE	6 - 6,5	114688	229,38	0,13	255,96	>6	175859	351,72	446,07
	6,5 - 7	46302	92,60	0,17	135,15	>6,5	81171	122,34	190,06
	7 - 7,5	11545	23,09	0,25	39,64	> 7 m/s	14089	28,14	54,83
	7,5 - 8	2433	4,87	0,25	10,44	>7,5	3374	6,75	15,24
	8 - 8,5	594	1,19	0,36	3,06	>8	597	1,19	4,84
>8,5	297	0,59	0,35	1,78	>8,5	297	0,59	1,78	
 SUL	6 - 6,5	21796	243,86	0,13	271,86	>6	171460	342,94	424,74
	6,5 - 7	38292	76,58	0,17	111,77	>6,5	49677	99,34	152,89
	7 - 7,5	9436	18,87	0,21	32,43	> 7 m/s	11379	22,76	41,11
	7,5 - 8	1573	3,15	0,25	6,75	>7,5	1943	3,89	8,77
	8 - 8,5	313	0,63	0,36	1,61	>8	370	0,74	1,95
>8,5	57	0,11	0,35	0,34	>8,5	57	0,11	0,34	
 TOTAL BRASIL ESTIMADO					>6	667391	1334,78	1711,62	
					>6,5	231746	463,49	739,24	
					> 7 m/s	71735	143,47	272,20	
					>7,5	27678	43,36	100,50	
					>8	6079	9,36	35,83	
					>8,5	1775	3,55	10,07	

Fuente: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (MME 2001), en: Da Silva 2006: p. 187

A pesar de que existen todavía divergencias entre especialistas y instituciones en la estimación del potencial eólico brasileño, varios estudios indican valores extremadamente considerables en todo el territorio nacional. Según, DA SILVA, estudios como el APEB presentado en 2002 ofrecen a los planeadores de proyectos eólicos un soporte relevante para verificarse el potencial del viento en varias regiones del país. No obstante, la gigantesca extensión territorial de Brasil causa problemas para el monitoreo del potencial a nivel nacional. También la cantidad de estaciones anemométricas disponibles en Brasil es insuficiente para remedir continuamente en todo el territorio, lo que resulta con el tiempo la pérdida de la representatividad de datos. Por más que se utilizaba herramientas computables, el último atlas sobre el potencial eólico contiene un alto porcentaje de errores que se estima en

10 a 15% para las velocidades del viento y en 20 a 35% para el potencial energético (Da Silva 2006: p. 185).

Adicionalmente, se debe revelar la particularidad brasileña de poseer en el litoral del noreste (Estados federales de Maranhão y de Rio Grande do Norte) velocidades en promedio del año de 8m/s a 50m de altura, las cuales son muy estables y casi unidireccional possibilitando que los factores de capacidad sobrepasan 40%. La consideración de que parques eólicos puedan operar durante muchos tiempo a su capacidad nominal es importante para la viabilidad económica de emprendimientos eólicos (Da Silva 2006: p. 195). Esta particularidad fue retomada en un artículo publicado por DUTRA/ SZKLO que muestran ahí, basándose en un modelo GIS<sup>87</sup> y considerando los costos fijos y variables para la instalación de centrales eólicas en Brasil, la posibilidad de reemplazar las usinas térmicas previstas<sup>88</sup> por parques eólicos. Para la definición del cálculo del costo de energía generada para las distintas zonas del APEB, se consideraron las variaciones financieras de una inversión inicial como de los costos anuales de operación y mantenimiento.

### 4.3.3. El PROINFA y los impactos producidos

Después de los intentos gubernamentales descritos anteriormente, el *Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA*, creado por la Ley 10.438 en abril de 2002 y regulado por medio de los Decretos 4.541/02 y 5.025/04, logró consolidar como resultado los esfuerzos durante la década de 1990. Entre los beneficios que el programa pretende alcanzar (mencionados al inicio de la sección 4.3.3.), el Gobierno destacó también los siguientes:

- la promoción y absorción de tecnologías modernas de energías renovables,
- la diversificación de la matriz energética brasileña aumentando la seguridad del suministro,
- la valorización de las características y potenciales regionales como locales,
- la creación de empleo (150.000 puestos de trabajo directos e indirectos), capacitación y formación de mano de obra,
- la realización de inversiones con un volumen total de 11,18 mil millones de Reales y
- la reducción de las emisiones de GEI en Brasil (MME 2008).

---

<sup>87</sup> Estudios de potencial eólico, con soporte del Sistema de Información Geográfica (GIS por sus siglas en inglés), integran factores socioeconómicos (estructura industrial/ actividades económicas, distribución demográfica, etc.), factores de economía energética (red eléctrica, emplazamientos usuarios/ demanda, etc.) y factores ambientales (áreas protegidas con reglamentación de distancias, ruido, protección de sombra, etc.) (véanse Geo-Net 2008 et al.).

<sup>88</sup> La EPE prevé hasta 2030 la generación de 44,7TWh con usinas térmicas a gas y 22,8TWh con usinas a carbón (véanse EPE 2006).

Por unir características de los modelos de *feed-in-tariff* y de *cuotas*, en su primera fase el PROINFA presenta un sistema híbrido de promoción para el desarrollo de energías renovables de corto plazo. Además, el programa abarca mecanismos de subsidios para las inversiones por medio de líneas de crédito especiales otorgadas de parte del BNDES. En total, el banco reservó cerca de R\$ 6 mil millones para el *Programa de Apoio Financeiro ao PROINFA*, las condiciones financieras fueron mejoradas en marzo de 2006. A partir de este momento se aumentó la posible participación en los proyectos seleccionados a unos 80% de valor total con un plazo de amortización hasta 12 años. Los recursos del BNDES están desembolsados por medio de varios bancos y/o fondos públicos nacionales.

La ley obliga a las concesionarias de energía eléctrica a comprar electricidad producida a partir de fuentes alternativas. En su primera fase el programa pretendió introducir un potencial de 3.300MW en proyectos de biomasa, PCH e eólica (concediendo a cada fuente de energía una potencia de 1.100MW) hasta fines del año 2006 (Dutra/ Szklo 2007 et al.). En las dos llamadas públicas del año 2005 se escogieron 144 proyectos para la primera fase del programa y reajustaron (véanse tabla 13) las potencias previstas para cada una de las tecnologías porque se privilegiaron proyectos con licencias ambientales más antiguas. La preferencia absoluta para las licencias ambientales en el proceso de selección fue criticada porque llevaba a desatender la cuestión de eficiencia económica de un emprendimiento. De este modo, de los 54 proyectos a biomasa (1.084MW) presentados sólo se habilitó 37 con un total de 918MW. Al final, fueron contratados 685MW y se transfirió 92MW para el grupo de PCH y 323MW para la fuente eólica. Así aumentó la cuota eólica prevista a unos 54 proyectos con un total de 1.423MW. De los emprendimientos eólicos se esperan una generación anual de 3.720GWh lo que presenta aproximadamente 30% del total de la energía producida por los proyectos del PROINFA (Dutra/ Szklo 2007: p. 68 y MME 2008 et al.).

Tabla 13: Panorama histórico sobre las llamadas públicas para el PROINFA

FONTE	POTENCIA PREVISTA	1ª llamada - 30/06/05						2ª llamada - 05/10/05						Sub total	
		N	NE	CO	SE	S	Total	N	NE	CO	SE	S	Total		
PCH	1.100	Qde	5	3	19	16	14	57	-	-	-	-	-	-	57
	Pot.MW	86	42	379	301	263	1.071,50	-	-	-	-	-	-	0,00	1.072
EÓLICA	1.100	Qde	0	29	0	2	16	47	-	-	-	-	-	-	47
	Pot.MW	0	482	0	163	454	1.099,39	-	-	-	-	-	-	0,00	1.099,39
BIOMASSA	1.100	Qde	0	4	4	4	3	15	0	2	2	7	1	12,00	27
	Pot.MW	0	70	97	116	45	327,46	0	49	32	216	61	357,78	685,24	
Total	3.300	Qde	5	36	23	22	33	119	0	2	2	7	1	12	131
	Pot.MW	91	560	402	486	750	2.498,35	0	2	2	7	1	357,78	2.856,13	

FONTE	POTENCIA PREVISTA	Remanejado						Emprendimientos Contratados							
		N	NE	CO	SE	S	Total	N	NE	CO	SE	S	Total	%	
PCH	1.100	Qde	0	0	6	0	0	6	5	3	25	16	14	63	44%
	Pot.MW	0	0	120	0	0	119,74	86	42	499	301	263	1.191,24	36%	
EÓLICA	1.100	Qde	0	36	0	2	16	7	0	36	0	2	16	54	38%
	Pot.MW	0	324	0	0	0	323,53	0	808	0	163	454	1.422,92	43%	
BIOMASSA	1.100	Qde	-	-	-	-	-	0	0	6	6	11	4	27	19%
	Pot.MW	-	-	-	-	-	0,00	0	119	129	332	105	685,24	21%	
Total	3.300	Qde	0	7	6	0	0	13	5	45	31	29	34	144	100%
	Pot.MW	0	331	126	0	0	443,27	91	892	530	493	751	3.299,40	100%	
								5%	27%	15%	15%	23%	100%		

Fuente: MME 2008

La primera reglamentación de esta ley, que salió en diciembre de 2002 por el Decreto N° 4.541, estableció una compra asegurada por contrato de compra de electricidad por 15 años a un valor específico (Beck 2003 et al. y Da Silva/ Pinguelli Rosa/ Araújo 2004: p. 298). Con la asunción del nuevo gobierno del Presidente “Lula” fueron introducidas algunas modificaciones relevantes al programa. En septiembre de 2003 se aprobó la medida provisoria 127/03 que extiende el plazo de compra garantizada por Eletrobrás de 15 a 20 años para contratos firmados hasta abril de 2004 con un productor independiente de energía eléctrica y parques que habían entrado en funcionamiento hasta diciembre de 2006. Esta medida mantiene abierto la participación activa de fabricantes en los proyectos eólicos y elevó a partir de 2005 el porcentaje obligatorio de fabricación nacional de equipamientos de un mínimo de 50% a 60% del valor del emprendimiento. Para procesos de licitación pública de 2007 en adelante se previó un incremento hasta 90% (Da Silva/ Pinguelli Rosa/ Araújo 2004: p. 300).

Otra revisión ocurrió mediante la Ley 10.762 de noviembre de 2003, por haber establecido un límite de contratación por estado federal de 20% del potencial total destinado a la fuente eólica y biomasa y 15% para las PCH's, esta ley aseguró la participación de un mayor número de estados federales dentro del PROINFA (véanse tabla 14). Además, introdujo incentivos a la industria nacional, definió los costos de la energía renovable y excluyó a los consumidores de ingresos bajos y un consumo hasta 80kWh por mes, del pago del reparto de la compra de las energías alternativas. Se debe resaltar que por los atrasos administrativos y los plazos cortos previstos en la versión original de PROINFA, se hizo necesario ampliar mediante la Ley 11.075/04 el plazo de entrada en funcionamiento de los par-

ques eólicos seleccionados de 30 de diciembre de 2006 al 30 de diciembre de 2008 (Porto 2006 et al.).

Tabla 14: Panorama sobre los proyectos contratados por regiones

FONTE						TOTAL
	NOROESTE	NORDESTE	CENTRO-OESTE	SUDESTE	SUL	
PCH	6	3	25	15	14	63
	102,20 MW	41,80 MW	498,94 MW	285,20 MW	263,10 MW	1.191,24 MW
BIOMASSA	-	6	6	11	4	27
	-	119,20 MW	128,92 MW	332,02 MW	106,10 MW	685,24 MW
EÓLICA	-	38	-	2	18	54
	-	805,68 MW	-	163,05 MW	454,29 MW	1.422,92 MW
TOTAL	6	45	31	28	34	144
	102,20 MW	966,58 MW	627,86 MW	780,27 MW	822,49 MW	3.299,40 MW

Fuente: MME 2008

Por motivos políticos (fin de un gobierno y comienzo de otro) se fijaron tarde los valores económicos para el PROINFA que harían que esta generación de electricidad fuera competitiva con la hidroeléctrica. En las tablas 15 y 16 se puede observar los valores tarifarios pagados para electricidad proveniente de centrales eólicas y la meta de cálculo.

Tabla 15: Valores económicos del PROINFA 1 para la fuente eólica (base: marzo de 2004)

Central eólica de generación de energía eléctrica	Valor económico de la tecnología específica de la fuente (en R\$/MWh)
Factor de capacidad de referencia menor o igual al factor de referencia mínimo ( $FCR_{\min} = 0,324041$ )	204,35
Factor de capacidad de referencia mayor o igual al factor de capacidad de referencia máximo ( $FCR = 0,419347$ )	180,18
Factor de capacidad de referencia mayor que el factor de capacidad de referencia mínimo y menor que el máximo	$VE = 204,35 - \{ (24,17 / (FCR_{\max} - FCR_{\min})) \times (FCR - FCR_{\min}) \}$

Fuente: elaboración propia basada en: Portaria MME N° 45/04, cotización Sep./2005: 1 R\$ = 0,45 US\$

Tabla 16: Definición del valor de venta de electricidad para Electrobrás

Eólica		
Factor de disponibilidad medio anual (%)	97	
Factor de capacidad bruto (%)	34	44
Periodo de análisis de flujo de caja operacional (años)	20	
Periodo de construcción (meses)	10	
Prórroga de gastos pre-operacionales (años)	5	
Impuestos: hipótesis de tributaria (lucro real – LR/ lucro presumido – LP)	LP	
Valor económico para la tarifa: 03/04 (R\$/MWh)	204,35	180,18
Valor económico para la tarifa: 12/05 (R\$/MWh)	228,90	201,83
Valor económico para la tarifa: 12/06 (R\$/MWh)	236,90	208,88
Valor económico para la tarifa: 12/07 (R\$/MWh)	249,92	220,36

Fuente: elaboración propia basada en: MME 2008

Junto al PROINFA fue creada una *Conta de Desenvolvimento Energético – (CDE)* con el propósito de desarrollo la energía eléctrica en los estados federales del país durante 25 años y aumentar la competitividad de las energías alternativas como también el carbón mineral nacional. Incluir a la *CDE* la promoción del carbón mineral evidencia la existente contradicción en la política energética brasileña. BECK critica que la creación del PROINFA nunca ha expresado un cambio real en la visión política, más bien los objetivos y la ejecución imposibilitada del mismo como de las iniciativas anteriores obedecieron en cualquier momento a la lógica de un modelo energético nacional que pretende mantener la hegemonía de los aprovechamientos hídricos grandes complementados por usinas térmicas basadas en fuentes fósiles no-renovables simboliza una continuación de los objetivos de programa y/o iniciativas anteriores continúan siendo los mismos de los programas anteriores: resolver el problema de oferta de energía en este caso utilizando fuentes comercialmente menos viables que las convencionales (Beck 2003 et al.).

La *CDE* tiene como fuente de financiamiento los pagos que se realizan por el uso del bien público, multas aplicadas por la agencia de regulación eléctrica y contribuciones de los comercializadores de electricidad. Esta cuenta es usada para:

- Cubrir las diferencias de costo en usinas que usen solo carbón mineral nacional y aquellas que usen gas natural pero no estén al lado de la red de transporte por gasoducto,
- Para que un productor independiente o autónomo de energía eléctrica a partir de energías renovables y de gas natural pueda cubrir la diferencia entre el valor económico de la tecnología específica y el valor económico de mercado, cuando la

compra y venta se haga con el consumidor final y 80% de la tarifa media nacional en los demás casos (Da Silva/ Pinguelli Rosa/ Araújo 2004: p 301).

Para una segunda fase se prevé llegar a un 10% de la generación de electricidad anual basada en fuentes renovables modernas en un periodo de 20 años. Este plazo tuvo su inicio en diciembre de 2006, puesto que para esta fecha era planificada la puesta en operación de los proyectos seleccionados en la primera fase del programa (Dutra/ Szklo 2007: p. 67). Además, mediante una determinación anual de compra de energía eléctrica, las tres fuentes promocionadas en la primera fase deberían atender por lo menos 15% del incremento anual de la energía eléctrica destinada al mercado consumidor nacional (Ley 10.438/02 Art. 3). El Eletrobrás concederá en la segunda fase nuevamente contratos de 15 años para proyectos aprobados.

Según las modificaciones establecidas por el Gobierno Federal en diciembre de 2003, a partir de la segunda fase del PROINFA las fuentes alternativas deben competir entre si mismas en el mercado (Da Silva/ Pinguelli Rosa/ Araújo 2004: p 300). Por ello, el precio pagado por la electricidad utiliza de base una metodología que se orientará en el bajo costo medio de nuevas represas hidroeléctricas con una potencia superior a 30MW y centrales térmicas a gas natural. Basándose en mencionada metodología se realizaron estudios (el Plano Decenal de Expansão y el Estudo da Matriz Energética Brasileira) de evolución de oferta y demanda de energía a largo plazo. Por más que se ofrece un financiamiento adicional por medio de créditos provenientes del la CDE, no será garantizado la viabilidad económica de parques eólicos nuevos. Basándose en la previsión inicial de que todos los proyectos de la primera fase estuviesen terminados hasta finales del año 2006, se estimaba que las metas globales del programa (15.074MW o 72,62TWh de generación eléctrica alternativa al sistema interconectado nacional<sup>89</sup>) serían alcanzadas hasta 2014 (MME 2003 et al. y Dutra/ Szklo 2007: p 70).

De parte de los actores privados existía la expectativa que el MME defina para la segunda fase una regulación que posibilite efectuar inversiones en el sector a largo plazo, sobre todo, debido a la exigencia de que un 90% del equipamiento sean de fabricación nacional. Para atraer fabricantes de turbinas eólicas que fornecen equipamientos para el mercado interno (limitación drástica de equipamiento importado) se hace necesario un marco regulatoria rápido, a largo plazo, estable y claro. Los dos fabricantes instalados en el país tienen una capacidad total de producción de 550MW/ año, pero por la indefinición del futu-

---

<sup>89</sup> Dividido en: 5.044MW de Biomasa (29,83TWh), 4.156MW de Eólica (12,14TWh) y 5.874MW de PCH (30,65TWh)

ro del PROINFA se muestra cada vez más difícil atraer inversiones para realizar emprendimientos eólicos en Brasil (Dutra/ Szklo 2007: p. 69-70).

#### 4.3.4. El programa después de cinco años: barreras y perspectivas

##### 4.3.4.1. Barreras

Basándose en las observaciones hechas en las secciones anteriores, por último se pretende resaltar las barreras más relevantes enfrentadas por el programa y ofrecer una perspectiva para evolucionarlo constructivamente a mediano y largo plazo. Para ello, se refiere a las indicaciones dadas por el *Plano Decenal de Energia Elétrica 2006-2015* y el *Plano Nacional de Energia 2030* (véanse tabla 17). La propuesta para la modificación del PROINFA se debe fundar en las simulaciones de costos y potenciales hechas en el APEB.

Tabla 17: Expansión prevista de la capacidad termoeléctrica entre 2011 y 2030

	2011 - 2015	2015 - 2030
Gas Natural	1,1	8,0
Nuclear	1,3	4,0
Carbón Mineral	0,3	3,5
Otras fuentes	0	0

Fuente: elaboración propia basada en: Dutra/ Szklo 2008: p. 5 (valores publicados corresponden a GW)

Desde su aprobación y la publicación de valores de compra de energía para cada fuente, comparado con las iniciativas anteriores, el programa potenció el interés en el mercado brasileño para inversores nacionales e internacionales. Con respecto a eso, la gran expectativa se fundaba en la publicación de los valores económicos pagados para la electricidad y los criterios del escogimiento de proyectos. Los valores finalmente publicados generaron diversas críticas principalmente en relación a la viabilidad económica de los emprendimientos eólicos. Posteriormente a eso, había amplios debates efectuados por los medios de comunicación y en congresos nacionales sobre las energías renovables. El resultado de la primera llamada pública sorprendió a los críticos, debido a que se postularon aproximadamente tres veces más de la capacidad ofrecida (1.100MW).

No obstante, existen dos explicaciones para ello; una vió confirmada así la viabilidad económica de los valores establecidos por el MME y la otra interpretó la cantidad de proyectos eólicos presentados como manifestación de las esperanzas de parte de los inversores que en la segunda fase del PROINFA se iba a consolidar un mercado eólico brasileño con un soporte financiero importante de parte del BNDES. Junto al mecanismo de *feed-in-tariff*, las exigencias de un cierto porcentaje de fabricación nacional en el origen de los

equipamientos eólicos, aspiraban a beneficios directos e indirectos para el país, tanto acerca del fortalecimiento del parque industrial nacional como en la creación de nuevos puestos de trabajo. Para ello, LEWIS/ WISER 2005 advierten que la implementación de un requerimiento de fabricación local, hace necesario garantizar a los fabricantes extranjeros un mercado nacional capaz de absorber los equipos. El fabricante alemán Enercon Wobben como también otros inversores extranjeros tenían la esperanza de que el nuevo gobierno del Presidente “Lula” iba a formular una política energética firme y sustentable permitiendo la expansión a escala de la tecnología eólica en Brasil. Existía la expectativa de poder sustituir las nuevas capacidades termoeléctricas por fuentes renovables (Dutra/ Szklo 2007: p. 70).

Como se ha verificado en el caso de Inglaterra, el sistema de licitaciones conlleva varios obstáculos para el desarrollo de tecnologías renovables. En eso, las experiencias brasileña con la primera fase del PROINFA exhiben semejanzas por no haber podido llevar a cabo la integración de los 1.423MW eólicos previstos. A pesar de que el MME y otros actores públicos del sector energético han reconocido los problemas en la implementación del programa, las medidas correctivas que se implementaron no lograron eliminar la incapacidad de un sistema basado en licitación para promover un despliegue real de la industria eólica. Este dilema se reflejará nuevamente en la segunda fase del PROINFA que será efectuada a través de licitaciones públicas con condiciones tarifarias reducidos para las tres fuentes consideradas en la primera fase. El impacto de la contratación de fuentes alternativas sobre la formación de tarifas, no podrá exceder el 0,5%/año basado en las fuentes convencionales. Además, el incremento tarifario acumulado no podrá superar el 5% (Dutra/ Szklo 2007: p. 71). En la primera llamada pública para la segunda fase en junio de 2007 ningún proyecto eólico fue presentado por la falta de una tarifa más elevada para la energía eólica lo que imposibilita la creación y operación económica de nuevos parques eólicos (MME 2007 et al.). Según DUTRA y SZKLO las llamadas públicas deberían ser aplicadas sólo para fuentes convencionales por causa de los menores costos unitarios de generación (Dutra/ Szklo 2007: p. 70).

Esta modestia en la estructura tarifaria que representa uno de los pilares de la segunda fase, el diseño del programa restringe continuamente el aumento de la participación de fuentes renovables cuyos costos iniciales son más elevados en comparación con otras fuentes y posterga con ello el cumplimiento de las metas definidas. Hasta octubre de 2008 entraron en función sólo 7 de los 54 emprendimientos eólicos con un potencial total de 243,70MW. Actualmente, se encuentran 24 centrales eólicas con una potencia de 538,18MW en fase de construcción. La participación de la energía eléctrica, producida por las tres fuentes seleccionadas en la primera fase del programa, aumenta lentamente en el mercado consumidor nacional (de un 0,78% en 2006 debe llegar a unos 3,59% en 2009). Se

ha generado una actitud reservada de parte de los inversores, debido al permanente incumplimiento de plazos durante los primeros cinco años de la vigencia del programa. La energía eólica muestra una estructura de costes desfavorable frente a las demás tecnologías, por lo cual estará desconsiderada como alternativa a mediano plazo.

Según PORTO del MME, de los proyectos eólicos participantes en la primera fase del PROINFA – autorizados y fiscalizados por la ANEEL – solamente 1 de los 54 proyectos previstos para la entrada en operación en 2006, no exhibió ningún impedimento. Las principales dificultades del sector eólico en el proceso de implementación, observadas por el *Ministério de Minas e Energia* durante la consolidación de ésta primera fase consisten en:

- La falta de capacidad financiera de parte de los inversores provocando reajustes de la estructura societaria y de titulares. Tal situación reforzaba la dificultad en obtener financiamiento. De hecho, la creación del *Produtor Independente Autônomo* que restringió la participación de las concesionarias de energía – emprendedoras “naturales” del sector eléctrico poseyendo más recursos financieros – causó obstáculos importantes para el programa.
- El escaso conocimiento de los agentes brasileños con respecto a la energía eólica.
- La necesidad de revisión técnica y jurídica de proyectos posteriormente al proceso de selección.
- La insuficiencia del parque industrial instalado en el territorio nacional en atender la demanda generada por el PROINFA. Como cada vez más países adoptaron políticas de promoción a la fuente eólica se provocó un aumento de costos de equipos. En vista de los problemas internos y las incertidumbres acerca de las condiciones en la segunda fase del programa, el único fabricante “nacional” prefirió la exportación a los mercados prósperos. Además, se alejó de inversiones adicionales para la ampliación de la capacidad de producción en Brasil. Por más que un segundo fabricante (IMPSA-Wind de Argentina) arrancó en 2008 con la fabricación de equipamientos en el territorio brasileño, el alto nivel de nacionalización impuesto al PROINFA complica la realización inmediata de los emprendimientos eólicos.
- La falta de una infraestructura vial adecuada y capacidad logística para el transporte y luego montaje de grandes aerogeneradores.
- La exigencias ambientales nuevas que hicieron necesario la revisión de las licencias ambientales otorgadas.
- La concentración de proyectos en un emprendedor único.

- Las dificultades en las negociaciones por los locales de construcción. Debido a incertidumbres legales, a menudo surgieron conflictos por la propiedad del terreno que paralizó la obra (Porto 2006 et al. y MME 2008 et al.).

A causa de las dificultades presentadas, se hizo inevitable la alteración de los cronogramas iniciales. Sin embargo, la nueva fecha para concluir la primera fase, prevista para diciembre de 2008, y la mayor flexibilidad (por ejemplo, la anulación de la persona jurídica del *Produtor Independente Autônomo* permite a los emprendedores de los parques asociarse a las concesionarias de energía) ofrecido para solucionar los problemas enfrentados por el sector, no era suficiente (Dutra/ Szklo 2007: p. 69 y MME 2008).

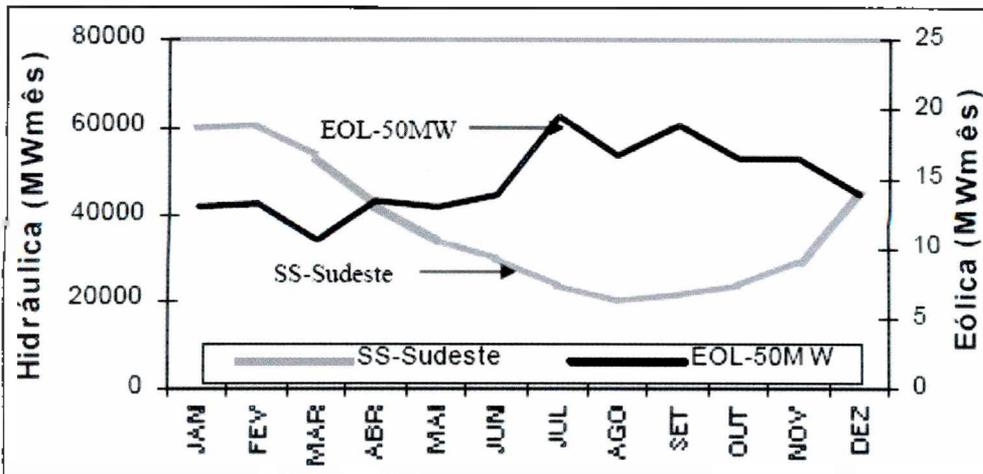
#### 4.3.4.2. Perspectivas

Teniendo en cuenta las dificultades que surgieron desde la implementación del PROINFA, una modificación del mismo debería “recuperar” sus objetivos originales (definidos mediante las leyes 10.438/02 y 10.848/04) los cuales pretendían reemplazar al modelo competitivo de los años 1990 (Da Silva 2006 et al. y Dutra/ Szklo 2007: p. 70). Por tal motivo, aquí se refiere a la propuesta ofrecida por los expertos DUTRA y SZKLO que examinaron diferentes escenarios evidenciando que la introducción a gran escala de la fuente eólica conllevaría a Brasil impactos positivos en relación a todas las metas determinadas.

La razón inicial consiste en la complementariedad entre el régimen hídrico y eólico en las regiones de noreste y sur-sureste de Brasil verificada en un estudio de BITTENCOURT (1999). Según datos de estudios más recientes, de la *Companhia Energética do Ceará – (COELCE)* y *Companhia Paranaense de Eletricidade – (COPEL)*, se confirman aquellos presentados por BITTENCOURT (1999) indicando a la complementariedad mencionada. De acuerdo con eso, en períodos de alta generación eléctrica por las centrales eólicas, las represas pueden servir de almacén para la corriente sobreproducida. La distribución de las capacidades eólicas en primera fase del PROINFA, coincide con las recomendaciones hechas por los estudios y muestra una participación significativa de proyectos eólicos en la región noreste con un total de 805,58MW y en la región sur-sureste con un total de 617,34MW (Dutra/ Szklo 2007: 69). Con respecto al potencial de la región sur-sureste, DA SILVA alude:

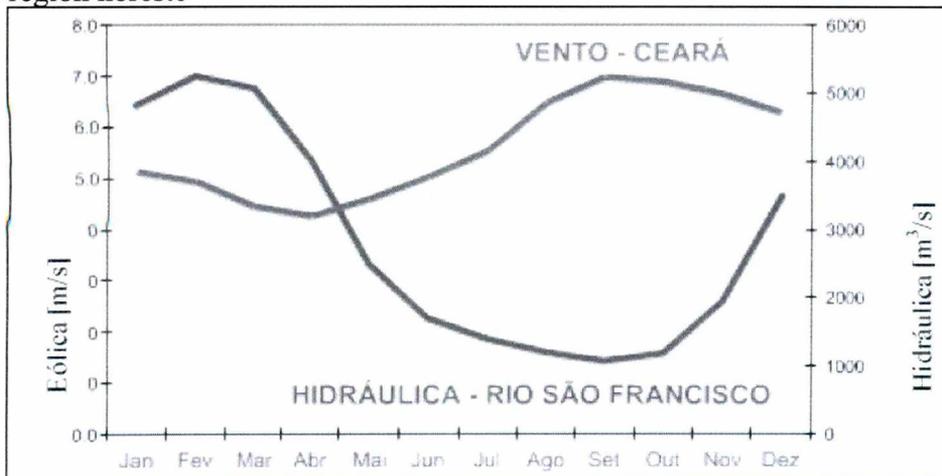
“No que se refere ao comportamento do regime de vento na região sul, as simulações feitas em Palmas no estado do Paraná apontaram uma energia garantida a um fator de capacidade em torno de 30%, valor este muito próximo da média registrada nas usinas que estão interligadas no subsistema sudeste” (Da Silva 2006: p. 202).

Ilustración 28: Energía eólica y generación hidroeléctrica del subsistema hidráulico de la región sur



Fuente: Bittencourt et al. 2000 y SEINFRA<sup>90</sup> 2001 en: Da Silva 2006: p. 203

Ilustración 29: Energía eólica y generación hidroeléctrica del subsistema hidráulico de la región noreste



Fuente: Bittencourt et al. 2000 y SEINFRA 2001 en: Da Silva 2006: p. 204

Refiriéndose a los valores de una inversión eólica presentados por SCHAEFFER (2004), DUTRA/ SZKLO proyectan costes para la expansión de la fuente eólica dentro la matriz de generación eléctrica brasileña entre 800 y 1.000US\$/kW. Como fue explicado en sección 2.2.4. los valores para emprendimientos eólicos *on-shore* en varios países de la OCDE están entre 1.000 y 1.500US\$/kW. Suponiendo el valor más alto de 1.000US\$/kW (justificado por la situación de la infraestructura y medios logísticos), la estructura de costes en Brasil todavía se muestra más atractiva. Entonces, se estiman para el noreste de Brasil hasta una distancia máxima de 100km de la costa, un potencial realmente aprovechable

<sup>90</sup> Secretaria da infraestrutura del Gobierno del Estado de Ceará

de unos 37,9GW (96,9TWh/año) con un lo que corresponde en promedio a unos 74,90US\$/MWh (Dutra/ Szklo 2008 et al.). En sección 4.3.5. se examinará de manera más amplia el enfoque introducido por Dutra y Szklo.

Tabla 18: Potencial eólico de acuerdo a costos nivelados

Costos nivelados (US\$/MWh)	Costos fijos (1.000 US\$/ kW)			Costos fijos (900 US\$/ kW)			Costos fijos (800 US\$/ kW)		
	Área (km <sup>2</sup> )	Potencial bruto (GW)	Energía bruta (TWh/año)	Área (km <sup>2</sup> )	Potencial bruto (GW)	Energía bruta (TWh/año)	Área (km <sup>2</sup> )	Potencial bruto (GW)	Energía bruta (TWh/año)
< 40,00	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	46	0,4	2,1
40,00 – 50,00	483	4,6	20,1	4.204	40,2	161,0	18.241	169,0	618,6
50,00 – 60,00	17.804	164,8	600,6	52.091	467,8	1.546,7	125.123	1.140,8	3.406,8
60,00 – 70,00	80.306	740,7	2.290,5	168.128	1.484,2	4.183,8	309.906	2.617,0	6.594,4
70,00 – 80,00	183.774	1.606,5	4.325,8	281.365	2.348,3	5.693,1	278.286	2.169,6	4.758,5
80,00 – 90,00	292.390	2.312,8	5.458,4	254.228	1.979,2	4.256,2	96.089	864,0	1.742,9
90,00 – 100,00	200.488	1.632,7	3.436,2	67.675	641,2	1.282,6	34.495	323,2	583,3
100,00 – 110,00	52.445	498,8	991,8	33.210	310,9	562,6	7.971	76,2	129,2
110,00 – 120,00	32.426	303,4	549,9	8.229	78,7	133,9	864	8,2	11,6
120,00 – 130,00	7.753	74,1	126,0	1.587	15,1	23,7	407	3,9	5,2
130,00 – 140,00	2.630	25,2	41,3	564	5,4	7,3	121	1,1	1,3
140,00 – 150,00	598	5,7	7,8	212	2,0	2,6	38	0,4	0,4
> 150,00	512	4,9	6,1	116	1,1	1,2	23	0,2	0,2

Fuente: elaboración propia basada en: Dutra/ Szklo 2008: p. 5

Según SCHAEFFER (2004) y DUTRA/ SZKLO, los costos de operación y mantenimiento (valores anuales que incluyen los seguros, personal, etc.) se estiman en unos 10US\$/MWh para proyectos eólicos en Brasil (véanse tabla 19). Teniendo en cuenta el estudio de la EWEA (2005) para los mercados europeos, se observa un margen que radica entre 12 y 15US\$/MWh a lo largo de la vida útil de una turbina (Dutra/ Szklo 2008 et al.).

Tabla 19: Parámetros económicos para proyectos eólicos en Brasil

Costos fijos	1.000 US\$/ kW
Costos adicionales	<i>f</i> (distancia)
Tasa de interés	15%
Período de construcción	1 año
Vida útil	20 años
Operación y Mantenimiento (O&M)	10 US\$/ MWh

Fuente: elaboración propia basada en: Dutra/ Szklo 2008: p. 4

Conforme con los datos económicos presentados, si un programa de 20 años de duración fijare valores tarifarios para la energía generada entre 60 y 75US\$/MWh<sup>91</sup> (véanse tabla 20), existiría en Brasil un potencial realizable entre 1 y 10GW/año. Como se ha mostrado en el capítulo 3, estos valores coinciden con el desarrollo de mercados eólicos europeos y serían suficiente para impulsar el desarrollo de una industria eólica en Brasil. Basándose en las experiencias europeas<sup>92</sup> DUTRA estima en consecuencia de un PROINFA que garantiza la incorporación de 1GW/año la creación de unos 8.100 puestos de trabajo directos sólo en la fabricación de equipamientos (Dutra 2007: p. 263 y Dutra/Szklo 2008 et al.).

Tabla 20: Potencial eólico alcanzable (valores acumulativos)

Costos nivelados (US\$/MWh)	Área (km <sup>2</sup> )	Potencial explorable (GW)	Generación de electricidad (TWh/año)
< 40	0	-	-
< 50	137	1,3	5,5
< 60	3.102	29,1	102,3
< 70	15.580	141,5	432,3
< 75	24.420	217,1	636,2

Fuente: elaboración propia basada en: Dutra/ Szklo 2008: p. 7

Debido a las condiciones económico-técnicas para la energía eólica, DUTRA y SZKLO deducen que una mayor participación de la fuente eólica en la matriz energética nacional podría implicar la sustitución de fuentes energéticas como las centrales termoeléctricas y centrales nucleares. Sus suposiciones se fundan en los escenarios del PNE 2030 y las proyecciones hechas acerca de la evolución del consumo de electricidad durante el período de 2000 a 2030. El PNE 2030 exhibe datos sobre las regiones brasileñas con los me-

<sup>91</sup> Los 75US\$/MWh corresponden al valor máximo previsto en el PNE 2030 y los 60US\$/MWh incluye la expectativa de disminución de los costos a largo plazo.

<sup>92</sup> Según EWEA (2005) se determinan para Europa un valor medio de 5,4 puestos de trabajo por MW para la fabricación, 2,3 puestos de trabajo por MW para la instalación y 0,4 puestos de trabajo por MW para el mantenimiento y la operación.

jores potenciales eólicas realizables. Los mejores sitios que atienden las exigencias más conservadoras son aquellos que poseen de una velocidad medio anual entre 7,5 y 8,5m/s. Ya éstas localidades excelentes identificadas para cada escenario del PNE 2030, son suficiente para sustituir la demanda de energía proveniente de energía eólica según los criterios iniciales de la segunda fase del PROINFA.

Para poder evaluar una posible sustitución de nuevas capacidades termo-nucleares por centrales eólicas, se tiene que contemplar el costo marginal de la energía eólica. DUTRA y SZKLO combinan los valores de la base de datos del APEB con aquellos valores de energía proveniente de fuentes no-renovables señalados por el PNE 2030 (véanse tabla 21) para luego identificar el costo adicional de la sustitución (véanse tabla 22).

Tabla 21: Valores de energía generada a partir de fuentes no-renovables

	Carbón mineral		Gas Natural
	Brasileño	Importado	
Costos fijos (US\$/kW)	1.600	1.600	750
Costos del combustible (US\$/MWh)	16,4 (16,4US\$/ t)	28,8 (64US\$/ t)	43,3 (6,5 US\$/ Mbtu)
Costos de generación (US\$/ MWh) bajo condiciones medias	40,5	49,3	40,4
Costos de generación (US\$/ MWh) en períodos críticos	44,4	56,8	56,4

Nota: Como factor de capacidad medio para termoeléctricas a gas se calcula 56% y a carbón 68%.

Fuente: elaboración propia basada en: Dutra/ Szklo 2008: p. 6

Tabla 22: Valores adicionales para la sustitución total de nuevos emprendimientos térmicos por eólicos

Δ costos (US\$/MWh)	Costos fijos (1.000US\$/ MWh) funcionamiento termoeléctrica		Costos fijos (900US\$/ MWh) funcionamiento termoeléctrica		Costos fijos (800US\$/ MWh) funcionamiento termoeléctrica	
	Media	Critica	Media	Critica	Media	Critica
	13,90	1,37	10,70	1,76	5,07	-9,53

Fuente: elaboración propia basada en: Dutra/ Szklo 2008: p. 7

Para que se pueda aprovecharse de dicha complementariedad positiva existente entre las dos fuentes energéticas renovables y desencadenar un proceso de industrialización, es imprescindible superar las barreras estructurales impuestas por la actual cadena de producción de energía basada en fuentes convencionales y no-renovables. Por haber recibido un enorme soporte institucional y financiero por parte del Estado durante casi un siglo se

creó todo un mito ideológico relacionado al sector energético convencional. Como señalan autores como SCHEER, la actual estructura de cálculos económicos para la generación de energía eléctrica son “irreales” y no reflejan los costos para las externalidades negativas que son pagos por las sociedades. La aplicación de programas de incentivos al desarrollo de las fuentes renovables que se han fundado en el modelo de *feed-in-tariff* lograron resultados inesperados en el proceso de revertir las distorsiones enfrentadas por los nuevos actores en el sector energético (Scheer 2005 et al.).

Por el éxito que se ha visto en países con programas de incentivos ambiciosos, se debe modificar el PROINFA en su segunda fase en los siguientes aspectos:

- eliminar la restricción tarifaria basada en los costos para las fuentes convencionales para poder cumplir las metas aspiradas,
- establecer un modelo de *feed-in-tariffs* exclusivo para la fuente eólica (porque las otras dos fuentes alternativas dentro del PROINFA ya pueden competir en llamadas públicas con la fuentes convencionales),
- definir recursos para la preparación necesaria de la infraestructura para absorber crecientes capacidades de la fuente eólica y
- garantizar mediante una tarifa de 60 a 75US\$/MWh una demanda a equipamiento nacional de entre 400 y 1.200MW/año durante un plazo de 20 años (Dutra/ Szklo 2007 et al.).

A pesar de que la incorporación de un modelo de *feed-in-tariffs* cause un esfuerzo financiero para la sociedad encima del “óptimo” determinado por la teoría económica clásica, los resultados en la práctica demuestran a mediano plazo beneficios mayores. Por esa razón, autores como DUTRA y SZKLO defienden la posición de que se debe fijar rumbos ambiciosos porque facilitará el aumento de nuevas capacidades eólicas, contribuirá a una estabilización “natural” del abastecimiento eléctrico (optimización del sistema hidroeléctrico) y fomentará el desarrollo industrial (Dutra/ Szklo 2007 et al. y Dutra/ Szklo 2008 et al.). En términos prácticos eso significa un alegato a favor de la sustitución total de la generación termoeléctrica de base fósil todavía no contratada por energía eólica y a largo plazo sustituir todas las fuentes no-renovables en la matriz eléctrica brasileña.

Más allá de eso, y al contrario de las fuentes convencionales, los parques eólicos recuperan en sólo 3 a 5 meses de su funcionamiento la energía gastada en la fase de fabricación y evitan durante la operación entre 7 y 10g de CO<sub>2</sub>/kWh. Por tal motivo, la sustitución de nuevas centrales térmicas por eólicas podría apartar durante las próximas décadas la emisión de 42 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> (estiman reducciones de la emisión del CO<sub>2</sub> en

2,8 millones de toneladas/año) causadas por la operación de nuevas centrales térmicas previstas<sup>93</sup> (Da Silva 2006: p. 221 y Dutra/ Szklo 2008 et al.).

Se puede decir, si Brasil quiere volver al alto nivel de participación de las energías renovables en la producción de energía primaria y eléctrica que tuvo a fines de la década de 1980 o mantener por lo menos el actual nivel, tendrá que continuar las siguientes líneas de políticas públicas:

- En las regiones de alto potencial de aprovechamiento eólico debería ser creado un mercado que favorezca el consumidor que elija esta tecnología tanto para la auto-producción combinada con otras fuentes autónomas como para su incorporación en la red.
- Siendo que el potencial de capacidad instalable hidráulica es de alrededor de 260GW y que sólo se instalaron 70.961MW<sup>94</sup>, esta energía renovable debería continuar siendo en Brasil la fuente principal de electricidad. No obstante, para una expansión sustentable de esta fuente, es imprescindible considerar junto a los impactos ambientales, las futuras alteraciones en los regímenes de lluvia causadas por el cambio climático a nivel mundial y la deforestación abusiva en el país mismo. También se debe capacitar mucho más en la tecnología de turbinas y sistemas hidráulicos pequeños así como en el fomento de industrias nacionales de construcción y reparo de sistemas hidráulicos. Estas industrias deberían estar descentralizadas adoptando técnicas especializadas por tipo de aprovechamiento como hizo China con su programa de fomento de las PCH's regionales.
- Además de fortalecer los actuales centros de excelencia, promover la descentralización con la creación y fortalecimiento de la enseñanza y laboratorios regionales<sup>95</sup>.
- El PROINFA debe ser convertido en un programa realmente capaz de garantizar a gran escala la instalación de nuevas capacidades de energía eólica y considerar la introducción de la tecnología fotovoltaica mediante tarifas que permiten la realización e emprendimientos y con eso el despliegue de una producción nacional. Según DA SILVA, durante los últimos años aumentaron en Brasil los costos de inversiones en aprovechamientos eólicos entre 15 y 40% para las turbinas (dependiendo de la potencia). Entonces, para alcanzar un mercado consolidado en el cual se podría verificar una reducción de costes a largo plazo, como en Europa, sería necesario es-

<sup>93</sup> Según la EPE se planea entre 2011 y 2030 la integración de un potencial termoeléctrico nuevo de 18,2GW (9,1GW a gas, 5,3GW nuclear y 3,8GW a carbón) (véanse <http://www.epe.gov.br>).

<sup>94</sup> De acuerdo con el *Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica - (PDEE) 2006-2015*, la capacidad instalada en usinas hidroeléctricas en Brasil (31.12.2005), excluyendo la usina Itaipú, es de 70.961MW. Esta capacidad total se divide por PCH's (1.330MW) y hidroeléctricas grandes (69.631MW) (véanse MME 2007: p. 25).

<sup>95</sup> Por ejemplo leñosa en Minas Gerais, Centro-Oeste de Brasil y oeste de Bahia, eólica y solar fotovoltaica en el Noreste, Centro-Oeste y sur, solar-térmica y solar fotovoltaica en el Centro-Oeste.

tablecer una obligación de compra para una potencia mínima de 4.000MW dentro de 5 años y a un valor tarifario fijado por la ANEEL. A través de esta meta se podría atraer inversiones en nuevas líneas de producción y garantizar un precio competitivo de la tecnología (Da Silva 2006: p. 208-210).

- Mejorar los levantamientos de potenciales energéticos como el Atlas Solar y Eólico de Brasil. Países como Alemania y Portugal han demostrado que la participación activa en el proceso de medición de mencionados potenciales de parte del Estado facilitó el desarrollo de los mercados nacionales.

## 5. Conclusiones finales

De una manera general, la presente tesis ha tenido como finalidad identificar y analizar las existentes políticas que aspiran a incentivar el desarrollo de la energía eólica. Por el interés particular del autor en la situación de la fuente eólica dentro del MERCOSUR, que surgió durante la maestría, las informaciones extraídas de los primeros tres capítulos debían preparar el fundamento para luego examinar el sector eléctrico brasileño con respecto al desarrollo del PROINFA. El origen para la elaborar dichas políticas consiste en la suposición de que la expansión del sector eléctrico ha ocurrido a costo de una dependencia profunda de la cadena energética basada en la explotación de combustibles no-renovables. Refiriéndose a las consideraciones VOß (2000), entre otros, durante el análisis teórico fueron introducidos diferentes metas a cumplir de parte de un instrumento promotor eficaz para la fuente eólica. Según eso, un enfoque integral, pretende también ofrecer una alternativa frente al pensamiento teórico liberal que a partir de los años 1980 trata la energía predominantemente como cualquier *commodity* concibiendo la producción, transmisión y distribución de energía eléctrica como un negocio común.

Mediante los datos observados en el transcurso del segundo capítulo se pudo constatar que la tecnología para el aprovechamiento de la fuente eólica ha alcanzado en sólo 15 años una madurez que la convirtió en una alternativa firme. Sobre todo en comparación con el aprovechamiento a gran escala de la fuente hídrica, ésta tecnología hoy en día muestra un mínimo de externalidades socio-ambientales negativos, más bien, genera múltiples beneficios (externalidades positivos). La evaluación de diversas experiencias a nivel mundial reveló ventajas y limitaciones de cada uno de los mecanismos de promoción implementados en los mercados de generación de energía eléctrica. A pesar de que el modelo de *feed-in-tariffs* representa al inicio costes más elevados comparado con el resto de los instrumentos examinados, el ejemplo de Alemania ha desmentido de manera impactante todas las críticas expresadas de parte de la industria energética tradicional. Desde el principio de la década

de los años 1990, el establecimiento del sistema *feed-in* desencadenó un crecimiento del mercado eólico alemán, donde al final de agosto de 2008 estaban unos 19.869 aerogeneradores (con un potencial de 23.044MW) en operación. El modelo ha garantizado a los inversores estabilidad en la planificación y ejecución de nuevos emprendimientos permitiendo así la reactivación y/o reestructuración de sectores industriales antiguos, y convirtiéndolos en uno de los sectores industriales más prósperos del país. Los fabricantes alemanes representaron 28% (6.100 millones de euros de un total de 22.000 millones de euros) de toda la fabricación de equipamientos eólicos en el mundo y generaron unos 74.000 puestos de trabajo directos e indirectos hasta fines de 2006 (véanse también <http://www.wind-energie.de>). Por otro lado, se ha revelado que la política de incentivos aplicada en Inglaterra no obtuvo resultados tan significativos y sólo alrededor de 25% de los proyectos seleccionados en diversas llamadas públicas entraron en operación hasta fines de 2006. Además, el tercer capítulo sacó a relucir, como otro resultado relevante, que el establecimiento de una política nacional ambiciosa en pocos países de Europa llevó a cabo enormes resultados positivos y una mayor influencia sobre las políticas de otras naciones que las negociaciones internacionales prolijas.

A pesar de que, las informaciones obtenidas durante la elaboración de la presente tesis indican al modelo de *feed-in-tariffs* como más adecuado para cumplir las metas declaradas por el Gobierno brasileño, será necesario profundizar el análisis en conjunto con especialistas brasileños del área. De todos modos, se debe subrayar la importancia que tiene el desarrollo (también a costos más elevados) de la energía eólica para Brasil. No obstante, hay que formular criterios y medidas claras que posibiliten a los inversores del sector un planeamiento eficiente y transparente a largo plazo, sobre todo, porque cada política de incentivos a una nueva tecnología de aprovechamiento energético representa una transferencia de recursos financieros de la sociedad y/o del consumidor hacia el productor de energía eléctrica. Por tanto, los beneficios de tal transferencia de recursos para los actores privados y la sociedad deben estar aclarados y dentro del abanico de objetivos de un programa específico para el desarrollo de la energía eólica en Brasil.

A continuación, se detalla los principales resultados alcanzados durante la elaboración de esta tesis:

- Los generadores de energía eólica (como de otras fuentes alternativas) han presentado un gran aumento de su instalación durante las últimas dos décadas, principalmente debido al bajo impacto medioambiental, a los impulsos ejecutados a la producción industrial vinculado a la creación de empleo y a la búsqueda de los países altamente dependientes de los combustibles fósiles en mitigar dicha dependencia. Por tales razones, las políticas específicas de promoción para las energías renova-

bles en general y la energía eólica en particular han ganado relevancia durante las últimas dos décadas. A pesar de que este proceso ha ocurrido principalmente en países de Europa, se ha podido verificar avances en la definición de nuevos senderos en el ámbito de la política energética de varios países miembros y/o asociados del MERCOSUR. Los países de la región se enfrentan con crecientes demandas energéticas impuestas por el modelo de producción y de parte de sus sociedades. Ese es el contexto en el cual surgió el interés en aprovecharse de los recursos eólicos vastos y la discusión sobre la adopción de una política de soporte al desarrollo de la energía eólica. Por su relevancia para la región, se ha aproximado al caso brasileño donde se ha visto mediante la aprobación del PROINFA un primer compromiso significativo a incrementar la participación de la fuente eólica en la matriz energética.

- En el transcurso del segundo capítulo se ha analizado el proceso de cómo la tecnología eólica consiguió en un período más o menos corto, una madurez tecnológica tan elevada. Para ello se ha contemplado los determinantes históricos, las etapas del progreso tecnológico, las particularidades que se debe tener en cuenta cuando se integra centrales eólicas a los sistemas interconectados como los aspectos económicos y ambientales.
- Se comprobó una estrecha relación y mutua entre la implementación de un conjunto de medidas públicas (marco legal confiable orientado a largo plazo, programas de I&D, incentivos tributarios directos e indirectos, entre otras), el desarrollo tecnológico en el ámbito de energías renovables y la creación de nuevos sectores industriales facilitando así la sustitución constante de capacidades convencionales de generación de energía eléctrica.
- Antes del análisis de la política de soporte específica, se pretendió contextualizar la formación histórica del sector eléctrico brasileño y sus particularidades en el uso de los recursos energéticos que llevó a cabo la adopción de tecnologías de conversión energética concentrado en la hidroeléctrica, termoeléctrica y nuclear (fuente con menor destaque). Por haber sufrido diversas rupturas durante las últimas tres décadas, el modelo que consolidaba el sector eléctrico y su expansión exitosa, a fines de la década de los años 1990 se agotó. Esta situación abrió espacios para la implementación de medidas (adopción de valores normativos, uso de recursos de la CCC para centrales descentralizadas, aprobación del PROEOLICA, entre otras) orientadas a una mayor participación de energías alternativas dentro la matriz energética lo que contribuiría a la mitigación de los problemas sociales y estructurales mencionados en la sección 1.3.2.2.

- Como se ha mostrado en capítulo 4, gran parte de los obstáculos enfrentados por el PROINFA provinieron de las incertidumbres sobre la segunda fase de este programa, del “Nuevo Modelo” en el sector eléctrico que prevé la competencia por el menor precios entre las distintas fuentes de energía, aunque, los generadores convencionales podían amortizar sus inversiones y recibían enormes subsidios. Dado el caso que se pretenda mantener el esquema de licitación (llamadas públicas), por lo menos se debería alterarlo y dejar competir entre sí sólo proyectos de la misma fuente energética (llamada pública explícitamente para la fuente eólica).
- Las diversas simulaciones hechas por DUTRA y SZKLO que parten de los datos del APEB y consideran los criterios principales, han permitido localizar que existen suficientes potenciales eólicos disponibles para reemplazar las centrales convencionales proyectadas en el PNE 2030 a un bajo costo adicional y hasta incluso en algunas configuraciones negativo.
- Se puede resumir que la tesis ha cumplido sus objetivos aspirados de describir la situación de la energía eólica, presentar las políticas de incentivos más divulgados a nivel internacional y aplicar los resultados obtenidos al análisis crítico del PROINFA en Brasil.

De forma aleccionadora, la aprobación del PROINFA en Brasil simbolizó un giro importante en el proceso de innovación y hacia mayor grado de sostenibilidad en la satisfacción de la creciente demanda en el sector energético de este país. Un éxito del programa podría influenciar de forma constructiva sobre otras iniciativas nacionales en la región del MERCOSUR. El aspecto de transmisibilidad se deduce de los desafíos semejantes enfrentados por los países del MERCOSUR y asociados. Entonces, la necesidad de una reorientación ambiciosa en los fundamentos de la generación de electricidad se deriva de los problemas socioeconómicos y ambientales enormes vinculados al cambio climático cómo también del carácter excluyente y limitado de los recursos energéticos no-renovables. Mencionada reorientación en el sector eléctrico exige un planeamiento energético a mediano y largo plazo que permita una creciente diversificación de la matriz y la búsqueda de complementariedades entre las diversas fuentes energéticas.

Se ha observado que el PROINFA, en su concepción original, proyecta introducir la energía eólica, entre otras fuentes, al plan de expansión de la generación de electricidad, diversificar la matriz eléctrica y complementar temporalmente el sistema hídrico. A pesar de que se presentaron una gran cantidad de proyectos para la primera fase del programa, el modelo híbrido (cuotas con feed-in-tariff) adoptado se ha mostrado ineficiente para cumplir los objetivos aspirados. Debido a los obstáculos durante la primera fase del PROINFA, se

evidenciaron incertidumbres y atrasos graves en el proceso de regulación de la segunda fase del programa lo que a su vez llevó a un desaprovechamiento de oportunidades.

## 6. Referencia bibliográfica

**AAEE – Asociación Argentina de Energía Eólica** (2008): “Proyecto Energía Eólica”, presentado a la Unión Industrial Argentina, Buenos Aires, Argentina

**Ackermann, H./ Krämer, M./ Melsheimer, O./ Scheffran, J.** (2001): “Energienutzung – Konflikte, Potenziale, Szenarien”, en: Zoll, p. 17-95, Alemania

**Alt, Franz/ Scheer, Hermann/ u.a.** (2007): “Wind des Wandels”, Editorial Ponte Press, Bochum, Alemania

**Araújo, Maria, Silvia/ Freitas, Marcos Aurélio** (2006): “Acceptance of renewable energy innovation in Brazil – case study of wind energy”, publicado en: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, <http://www.elsevier.com>

**Azuma-Dicke, Norbert H.** (2005): “Zweitbeste (Second-best) Instrumente der deutschen Politik zur Reduktion von CO<sub>2</sub>. Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien”, tesis de doctorado, Universidad de Stuttgart, Alemania

**Basisinfo** (2004): “EEG-Vergütungssätze nach dem neuen EEG vom 01.08.2004”, Energieagentur Mittelfranken, Nürnberg, Alemania

**Beck, Johannes** (2003): “Der beschwerliche Weg ins Wind-Eldorado: Windkraft Brasilien”, en: *Neue Energie* 05/2003, Berlin, Alemania

**Beck, F./ Martinot, E.** (2004): “Renewable energy policies and barriers”, en: C.J. Cleveland (ed.) *Encyclopaedia of Energy*, Academia Press/ Elsevier Science, London pp. 365-383, citado en: **WFC – World Future Council** (2007): “Feed-In Tariffs – Boosting Energy for our Future. A guide to one of the world’s best environmental policies”, Hamburgo, Alemania

**Benjamim, César** (2001): “Foi loucura, mas houve método nela: gênese, dinâmica e sentido da crise energética brasileira”, artículo publicado mayo 2001, Rio de Janeiro, Brasil

**Bliem, Markus** (2000): “Wirtschaftspolitische Optionen für erneuerbare Energieträger im liberalisierten europäischen Energiemarkt”, Tesis, Universidad de Graz, Austria

**BMU – Ministerio Federal de Medio Ambiente (2006):** “BMU Themenpapier: Windenergie”, Artikel-Nr. 2123, BMU, Berlin, Alemania

**BMU – Ministerio Federal de Medio Ambiente (2006):** “Erneuerbare Energien – Innovationen für die Zukunft, BMU, Berlin, Alemania, septiembre 2006

**BMU – Ministerio Federal de Medio Ambiente (2007):** “Offshore wind power development in Germany”, BMU, Berlin, Alemania

**BMU – Ministerio Federal de Medio Ambiente (2007):** “Informe de Experiencias 2007 sobre la Ley sobre las Energías Renovables – LER”, BMU, Berlin, Alemania 07/2007

**BMU - Ministerio Federal de Medio Ambiente (2008):** “Market introduction perspectives of innovative technologies supporting integration of RES-E”, final report, BMU, Berlin, Alemania, 01/2008

**Brauer, Wolfgang (2002):** “Ordnungspolitischer Vergleich von Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im deutschen Stromsektor”, en: Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht, año 25, Edición 1, p. 61 – 103

**BrazilNews (2002):** “Brazil’s Energy Crisis is Over. Now What?, Volume 3, Issue 2, June 2002, Editorial: Brazil Information Center Inc., Washington D.C. EE.UU.

**Brockhaus, M./ Vignola, R./ Kalame, F. (2007):** “Decision making and policy networks in forestry-dependent development sectors: Mainstreaming adaptation to Climate Change into policy”, TroFCCA Policy Research Workshop, Ouagadougou, 14-19.05.2007, Burkina Faso

**Busch, Per-Olof (2003):** “Die Diffusion von Einspeisevergütungen und Quotenmodellen: Konkurrenz der Modelle in Europa”, FU Forschungsstelle für Umweltpolitik” Berlin, Alemania

**Caldes Acosta, Lucía (2007):** “Matriz energética y evolución económica del Uruguay (1965-2005), publicado en: Facultad de Ciencias Sociales de Uruguay, Montevideo, Uruguay

**Capoor, K. / Ambrosi, P. (2008):** "State and trends of the carbon market 2008", World Bank Institute, Washington D.C., EE.UU.

**Carvalho De Lorenzo, Helena (2003):** "O setor elétrico brasileiro: reavaliando o passado e discutindo o futuro", São Paulo, Brasil

**CEPAL/ GTZ (2004):** "Fuentes renovables de Energía en América Latina y el Caribe: situación y propuestas de políticas", coordinado por Hugo Altomonte, Fernando Cuevas y Manilo Conviello, Santiago de Chile, Chile

**Comarú, F./ Moretti, R./ Klink, J. (2008):** "O aquecimento e as cidades brasileiras", en: *Le Monde Diplomatique Brasil*, abril 2008, p. 11 – 13, São Paulo, Brasil

**Comisión Europea (1996):** "Mitteilung der Comisión: Energie für die Zukunft, Eneuerbare Energieträger", Grünbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan KOM(96) 576, Bruselas, Bélgica

**Comisión Europea (1997):** "Energie für die Zukunft: Eneuerbare Energieträger – Weißbuch für eine Gemeinschaftstrategie und einen Aktionsplan KOM(97) 599, Bruselas, Bélgica

**Comisión Europea (2000):** "Libro Verde: Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético", COM(2000) 769, Bruselas, Bélgica

**Comisión Europea (2006):** "Mitteilung der Kommission an den Rat, das Europäische Parlament, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen", KOM(2006) 502, Bruselas, Bélgica

**Coto, Oscar/ Morena, Liana (2007):** "El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) en América Latina y el Caribe. Lecciones aprendidas y nivel regional", OLADE, Quito, Ecuador

**Da Silva, Neilton Fidelis/ Pinguelli Rosa, Luiz/ Araújo, Maria Regina (2004):** "The utilization of wind energy in the Brazilian electric sector's expansion", publicado en: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, <http://www.elsevier.com>

**Da Silva, Neilton Fidelis** (2006): “Fontes de energia renováveis complementares na expansão do setor elétrico brasileiro: O caso da energia eólica”, tesis de doctorado, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil

**DEWI** (2001): “Windenergie Förderprogramm PROEÓLICA für 1050MW in Brasilien”, redactado por: Molly, Jens Peter, publicado en: DEWI Magazin N° 19/ agosto 2001, Alemania

**DEWI** (2003): “Die neuen ergänzenden Netzanschlussregeln von E.ON Netz GMBH”, redactado por Santjer, Fritz y Klosse, Rainer, publicado en: DEWI Magazin N° 22/ febrero 2003, Alemania

**Dreher, Martin** (2001): “Analyse umweltpolitischer Instrumente zur Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energieträgern im liberalisierten Strommarkt”, tesis del doctorado, Universidad de Karlsruhe, Alemania

**Dutra, Ricardo/ Szklo, Alexandre** (2007): “Incentive policies for promoting wind power production in Brazil: Scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) Under the New Brazilian electric power sector regulation”, Universidad Federal de Rio de Janeiro, publicado en: Renewable Energy N° 33, <http://www.elsevier.com>

**Dutra, Ricardo/ Szklo, Alexandre** (2008): “Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods”, Universidad Federal de Rio de Janeiro, publicado en: Renewable and Sustainable Energy Reviews, <http://www.elsevier.com>

**Enzensberger, N./ Wietschel, M./ Rentz, O.** (2002): “Policy instruments fostering wind energy projects – a multi-perspective evaluation approach”, en: Energy Policy, Vol. 30, Elsevier, pp. 793-801, Francia

**EPE – Empresa de Pesquisa Energética** (2006): “Plano Nacional de Energia 2030 – Estratégia para expansão da oferta”, Brasilia, Brasil, <http://www.epe.gov.br>

**Escudero López, José Maria/ de Dios Bornay, Juan** (2004): “Manual de energía eólica”, Editorial Mundi-Prensa, España

**Espey, Simone** (2001): “Internationaler Vergleich energiepolitischer Instrumente zur Förderung regenerativer Energien in ausgewählten Industrieländern”, Bremen, Alemania

**EWEA** (2005): “Wind Energy – The Facts”, publicado por European Wind Energy Association, Bruselas, Bélgica

**Falke, Josef** (2002): “Neueste Entwicklungen im europäischen Umweltrecht”, en: Zeitschrift für Umweltrecht, Año 13, Edición 2, Alemania

**Fichtner, Wolf** (2005): “Emissionrechte, Energie und Produktion: Verknappung der Umweltnutzung und produktionswirtschaftliche Planung”, Editorial Erich Schmidt Verlag, Berlín, Alemania

**Geitmann, Sven** (2004): “Mit neuer Energie in die Zukunft”, editorial H<sub>2</sub>YDROGEIT, Kremen, Alemania

**González, Enrique San Martín/ García-Verdugo Sales, Javier** (2008): “Análisis económico del Cambio Climático: de Kioto a Bali”, en: Economía de la Energía Mayo-Junio 2008, N° 582, España

**GTZ** (2002): “Producing Electricity from Renewable Energy Sources: Energy Sector Framework in 15 Countries in Asia, Africa and Latin America”, publicado por GTZ, Eschborn, Alemania, <http://www.gtz.de>

**Guzowski, Carina/ Recalde, Marina** (2006): “El problema de abastecimiento energético en Argentina: Diagnóstico y Pespectivas”, Buenos Aires, Argentina

**GWEC** (2008): “Global Installed Wind Power Capacity – Cumulative Installed Capacity”, en: Latest News 6/2/2008, Chartes08\_EN\_UPD\_01.pdf, <http://www.gwec.net>, fecha: 17.04.2008

**Häder, Michael** (2005): “Einspeisevergütungen vs. Quoten-/Zertifikatsysteme – eine ökonomische Analyse der nationalen Systeme zur Förderung der regenerativen Stromerzeugung in der Europäischen Union”, Universidad Polytécnica de Bochum, Alemania

**Honty, Gerardo** (2006): “Interconexión energética sin integración política”, en: Revista del Sur N° 165 Mayo/Junio, <http://www.revistadelsur.org.uy>, Montevideo, Uruguay

**Honty, Gerardo** (2006): “Energía en Sudamérica: una interconexión que no integra”, en: Nueva Sociedad N° 204 Julio/Agosto, <http://www.nuso.org>, Buenos Aires, Argentina

**Hoppe-Kilpper, Martin** (2003): “Entwicklung der Windenergietechnik in Deutschland und der Einfluss staatlicher Förderpolitik – Technikentwicklung in den 90er Jahren zwischen Markt und Forschungsförderung”, tesis de doctorado, Universidad de Kassel, Alemania

**Hotz-Hart, Beat/ Schmuki, Daniel/ Dümmler, Patrick** (2006): “Volkswirtschaft der Schweiz. Aufbruch ins 21. Jahrhundert, 4ª Edición, Editorial VDF- Hochschulverlag, Suiza

**Howlett, Michael/ Ramesh, M.** (1993): “Policy-Instrumente, Policy-Lernen und Privatisierung: Theoretische Erklärungen für den Wandel in der Instrumentenwahl, en: Héritier, Adrienne (editora): Policy-Analyse. Kritik und Neuorientierung, Politische Vierteljahresschrift, Editorial Westdeutscher-Verlag, Opladen, Alemania

**IAE – International Energy Agency** (2006): “World Energy Outlook 2006 — Focus on Brazil”, Chapter 16 p. 447 – 487, Paris, Francia

**IF – Instituto Fraunhofer** (2005): “Flexible Instrumente im Klimaschutz”, Ministerio del Medio Ambiente del Estado Federal de Baden-Württemberg, Stuttgart, Alemania

**Jacob, K./ Jänicke, M.** (2003): “Leadmärkte für Umweltinnovationen. Über die Verbreitung von Politik und Technologien. en: politische ökologie 84, Innovationen. Neugier und Nachhaltigkeit, p. 19-21, editorial oekom, Munich, Alemania

**Jänicke, Martin/ Kunig, Philip/ Stitzel, Michael** (1999): “Lern- und Arbeitsbuch Umweltpolitik”, Bonn, Alemania

**Jänicke, Martin** (2004): “Ein viel versprechendes Innovationsprogramm” en: politische ökologie 87/88, Energiegeladen, editorial oekom, Munich, Alemania

**Jordana, Jacint** (2007): “Producción y percepción de bienes públicos en la lógica de la acción colectiva”, en la Revista Internacional de Sociología, Vol. LXV, n° 46, Barcelona, España

**Karousakis, Katia** (2006): “Joint Implementation : Current Issues and Emerging Challenges”, OECD/ IEA, Paris, Francia

**Kissel, Johannes** (2006): “An den Zielen vorbeireguliert – Zur Überregulierung des brasilianischen Windenergiemarkts”, en: Solarzeitalter, Leppelt Druck – Repro GMBH, Bonn, Alemania

**Krogsgaard, Per** (2004): “The world market for wind energy technologies, Proceedings of the World Sustainable”, presentación durante los World Sustainable Energy Days 2004 en la ciudad de Wels, Austria, 3-5 March 2004, pp.97-103

**Kühn, Isabel/ Bräuer, Wolfgang** (2000): “Quotenmodelle – was können sie leisten, wo liegen ihre Grenzen”, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW), Mannheim, Alemania

**Kunstmann-Ferrería, Arturo** (2007): “Panorama de la energía eólica en Chile: Potencial, Barreras, Proyectos, presentación en: Congreso Internacional BrasWind2007, PUCRS, Porto Alegre, Brasil

**LER – Ley de las Energías Renovables EEG** (2000) con la refundición de la ley del año 2004, los textos se encuentran en la dirección de Internet: <http://www.bmu.de>, Alemania

**Lewis, Joanna/ Wiser, Ryan** (2005): “A Review of International Experience with Policies to Promote Wind Power Industry Development”, informe final, Center for Resource Solutions, San Francisco, EE.UU.

**Linhares Pires, José Claudio** (2000): “Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro”, texto de discusión N° 76 del BNDES, Rio de Janeiro, Brasil, <http://www.bndes.gov.br/conhecimento/td/Td-76.pdf>

**Madlener, Reinhard/ Stagl, Sigrid** (1999):” Promoting Renewable Electricity Generation through Guaranteed Feed-in Tariffs vs Tradable Certificates: An Ecological Economics

Perspective”, Institut für höhere Studien, Austria

**Madlener, Reinhard/ Stagl, Sigrid (2001):** “Quotenregelung mit Zertifikathandel und garantierte Einspeisevergütung für Ökostrom: Sozio-ökologisch-ökonomische Bewertung förderungswürdiger Technologien”, en: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Año 25, Edición 1, Alemania

**Madlener, Reinhard/ Stagl, Sigrid (2001):** “Sozio-ökologisch-ökonomische Beurteilung handelbarer Zertifikate und garantierter Einspeisetarife für Ökostrom”, Vienna University of Technology, Viena, Austria

**Madlener, Reinhard/ Schneider, Malte (2004):** “Economic modeling of the diffusion of wind power in Germany: comparison of approaches and policy implications”, Centre for Energy Policy and Economics/ ETH Zurich, Switzerland

**MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia (2008):** “Status atual das atividades de projetos do MDL no Brasil e no mundo”, <http://www.mct.gov.br/>, fecha de acceso 25.07.08

**MIEM – Ministerio de Industria, Energía y Minería (2005):** “Balance Energético Nacional”, Dirección Nacional de Energía, Montevideo, Uruguay

**Michaelowa, Axel (2004):** “Clean Development Mechanism und Joint Implementation”, publicado en: Lucht, Michael/ Spangardt, Gorden (ed.): “Emissionshandel”, Editorial Springer, Heidelberg, Alemania, 2004, p. 137 - 152

**Millán, Jaime (2007):** “Market or State?, Three Decades of Reform in the Latin American Electric Power Industry”, Inter-American Development Bank Bookstore, Washington D.C., EE.UU.

**MME – Ministério de Minas e Energia (2003):** “Ambiente de Regulação Modelo Institucional do Setor Elétrico”, Brasília, Brasil, <http://www.mme.gov.br>

**MME – Ministério de Minas e Energia (2007):** “Energia Eólica no Brasil – Panorama atual e perspectivas no Brasil”, presentado en: Conferencia Internacional de Energia Eólica (BrasWind 2007), por: Laura Porto, Porto Alegre, Brasil

**MME – Ministério de Minas e Energia** (2007): “Matriz Energética Nacional 2030”, en colaboración con la Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Brasília, Brasil

**MME – Ministério de Minas e Energia** (2008): “Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica”, publicado por: Coordenação-Geral de Fontes Alternativas, MME, Brasília, Brasil

**MVOTMA – Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente** (2007): “Oportunidades para el desarrollo de las energías renovables en el marco del MDL en Uruguay”, Dirección Nacional de Medio Ambiente, Montevideo, Uruguay

**Naciones Unidas** (2006): “ABC de las Naciones Unidas/ The ABC of the United Nations”, United Nations Publications, EE.UU.

**Nunes, Ventura** (2007): “Energía eólica en Uruguay: Antecedentes y Perspectivas”, presentación en: Congreso Internacional BrasWind2007, PUCRS, Porto Alegre, Brasil

**Pérez, Emilio Menéndez** (2004): “Propuestas de investigación y desarrollo tecnológico en energías renovables”, Documento de trabajo 49/2004, Madrid, España.

**Porto, Laura** (2006): “Energias Alternativas Renováveis no Brasil”, presentado en: I. Seminário Internacional sobre Energias Renováveis e Poder Local, Betim, Brasil

**Reich de Oliveira, Vanesa** (2002): “The Use of Wind Energy for Electricity Generation in Brazil”, tese de Maestría, University of Strathclyde, Glasgow, Inglaterra

**Rico Amoros, Antonio M./ Quereda Sala, José** (2001): “Nuestro porvenir climático: Un escenario de aridez?”, Universitat Jaume I. Publicaciones, España

**Sabatier, A. P.** (1993): “Advocacy-Koalitionen, Policy-Wandel und Policy-Lernen: Eine Alternative zur Phasenheuristik”, en: Hértier, Adrienne (1993): “Policy-Analyse. Kritik und Neuorientierung, Politische Vierteljahresschrift, Editorial Westdeutscher-Verlag, Oplanden, Alemania

**Saraiva Romera, Roberto** (2008): "Uma análise administrativa das perspectivas do atual momento do setor elétrico brasileiro", en: Revista Factus, <http://www.fts.com.br/fts/revistas/factus2/12Uma%20analise.pdf>, acceso 01.11.2008

**Saura Estapà, Jaume** (2003): "El cumplimiento del protocolo de Kioto sobre Cambio Climático", Ediciones Universidad Barcelona, España

**Schaller, Markus** (2005): "Subventionierung von erneuerbarer Energie : eine industrieökonomische Analyse des strategischen Wettbewerbs in der Erneuerbaren-Energieindustrie bei unterschiedlichen staatlichen Regulierungen", tesis de doctorado; Universidad de Heidelberg, Alemania

**Scheer, Hermann** (2005): "Energieautonomie. Eine neue Politik für erneuerbare Energien", Editorial Antje Kunstmann, Munich, Alemania

**Schweighofer, Martin/ Tretter, Herbert/ Veigl, Andreas** (2006): "Förderung von erneuerbaren Energien mit Schwerpunkt auf kostenbasierter Einspeisevergütung", Informe final, Austrian Energy Agency, Viena, Austria

**Schmid, Stefan** (2003): "Operationalisierung von Kriterien zur nachhaltigen Entwicklung im Clean Development Mechanism des Kyoto-Protokolls", Universidad Zürich, Suiza

**Springmann, Jens-Peter** (2005): "Förderung erneuerbarer Energieträger in der Stromerzeugung. Ein Vergleich ordnungspolitischer Instrumente", Ed. Deutscher Universitätsverlag, Alemania

**Staiß, Frithjof** (2004): "Jahrbuch Erneuerbare Energien 2002/2003", 1. edición, publicado por: Stiftung Energieforschung, Ed. Biebrstein-Fachbuchverlag, Alemania

**Thorpe, Jodie** (2006): "Brazil: Country of Diversities and Inequalities", Brazil Issue Brief, SustainAbility, London, Inglaterra

**Töller, Annette Elisabeth** (2001): "Energiepolitische Steuerung durch kooperatives Staatshandeln. Eine Untersuchung zu den Entstehungsbedingungen der KWK-Vereinbarung zwischen der deutschen Energiewirtschaft und der Bundesregierung vom Juni 2001", en: Saretzki, Thomas (2003): "Energie-, Umwelt- und Technologiepolitik:

Möglichkeiten und Grenzen einer ökologischen Modernisierung“, Berlín, Alemania

**Unión Europea – UE (2001):** “La Directiva 2001/77/CE de promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovable”, en: Diario Oficial L283/33 el 27 de octubre de 2001, p. 33-40, Bruselas, Bélgica

**Voß, Alfred (2000):** “Konzeption eines effizienten und marktkonformen Fördermodells für erneuerbare Energien”, Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Universidad Stuttgart, Alemania

**WFC – World Future Council (2007):** “Feed-In Tariffs – Boosting Energy for our Future”, Hamburgo, Alemania

**Windhoff-Héritier, Adrienne (1993):** “Staatliche Steuerung aus politikwissenschaftlicher, policy-analytischer Sicht – erörtert am Beispiel der amerikanischen Luftreinhaltepolitik, en: König, Klaus/ Dose, Nicolai (editores): Instrumente und Formen staatlichen Handelns, Colonia, Alemania

**Zanoni, José Rafael (2005):** “La integración energética latinoamericana”, Instituto Latinoamericano de Investigaciones Sociales – ILDIS, Quito, Ecuador

**Fuentes virtuales:**

**Bundesverband WindEnergie e.V.,** <http://www.wind-energie.de>, fecha de acceso 23.11.2008

**Comisión Nacional de Energía – CNE,** <http://www.cne.cl>, fecha de acceso 15.10.2008

**EWEA,** <http://www.ewea.org>, fecha de acceso 20.09.2008

**Fundación Heinrich Böll,** <http://www.boell-latinoamerica.org/es/web/779.html>, fecha de acceso 15.10.2008

