ASADES

Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente
Vol. 13, 2009. Impreso en la Argentina. ISSN 0329-5184

ENERGIAS RENOVABLES EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS: UN ANALISIS DE LOS CASOS DE ARGENTINA, CHILE Y COLOMBIA

C. Guzowski[1], M. Recalde[2]
Departamento de Economía – Universidad Nacional del Sur – CONICET
12 de Octubre y San Juan – piso 7 - C.P. 8000 – Bahía Blanca
Tel. 0291-4595138 – Fax 0291-4595139 e-mail: mrecalde@uns.edu.ar o cguzow@criba.edu.ar

RESUMEN:

Desde mediados de los años ochenta, Argentina, Chile y Colombia introdujeron reformas en sus sistemas energéticos, tendientes a incrementar la participación privada, y disminuir el rol del Estado dando como resultado sectores eléctricos altamente concentrados en generación térmica e hidroeléctrica con muy baja participación de nuevas tecnologías de energías renovables.

En la actualidad la tendencia mundial conduce a incrementar la participación de la llamada "electricidad verde" en la generación eléctrica. Los países más exitosos lo han conseguido gracias a un gran esfuerzo de política energética. Este trabajo explora comparativamente la actual situación de las energías renovables en los sistemas eléctricos de los tres países seleccionados, y las políticas de promoción por ellos realizadas. Los resultados del análisis muestran que, Argentina y Chile, debido a los problemas de abastecimiento energético que enfrentan, se encuentran desarrollando políticas más activas en la promoción de las fuentes nuevas de energía.

Palabras clave: electricidad verde, marco regulatorio, política energética.

I. Introducción

En la actualidad, los mercados energéticos se encuentran en un proceso de profundos cambios, resultado de la insuficiencia de los recursos energéticos para abastecer una demanda de energía en constante aumento. Las subas de los precios de los productos energéticos, fundamentalmente del petróleo, así como los factores ambientales y el surgimiento de una nueva conciencia social han comenzado a impulsar un desarrollo, cada vez más intensivo, de las fuentes renovables de energía para cubrir parte de los requerimientos energéticos.

En este contexto internacional, algunos países de la región latinoamericana presentan serios problemas de abastecimiento energético, debido a que el crecimiento de la oferta de fuentes primarias y secundarias de energía no alcanza a equilibrar el crecimiento de la demanda, así como la existencia de importantes problemas en las inversiones en infraestructura que condicionan el desempeño del sector. En este contexto, aparece la opción del desarrollo de estrategias que alienten y promocionen las energías renovables como políticas de Estado, para aminorar la presión sobre las fuentes no renovables de energía.

La investigación que se propone en este documento tiene como eje central un análisis de las condiciones que permitirían introducir políticas para la promoción de las energías renovables en los sistemas eléctricos de los tres países seleccionados. Se pretende discutir, desde un análisis comparativo, las posibilidades reales de construir espacios para la incorporación de las energías renovables en estos mercados,.

En el contexto de Latinoamérica se ha elegido a estos tres países como objeto privilegiado de estudio, debido a que desde el punto de vista de este trabajo, presentan características propias que los congregan tales como: la importante participación hidráulica en su parque de generación eléctrica, el grado de maduración de sus sistemas energéticos y la orientación regulatoria de sus mercados eléctricos. En este sentido, tanto Argentina como Colombia y Chile han puesto en funcionamiento reformas que llevaron a sus sistemas eléctricos a una modalidad de Mercado Abierto, con una gran predominancia de actores privados. En este contexto, las decisiones de inversión se encuentran guiadas por la racionalidad privada y la búsqueda de rentabilidad. Si se analiza dicha rentabilidad en términos relativos, y sin tomar en consideración aspectos relacionados con el derrame de los proyectos sobre las dimensiones sociales y ambientales, los resultados obtenidos por los proyectos que utilizan energías renovables, son menos favorables (menos rentables) que los de las fuentes convencionales.

Del análisis de las potencialidades de las energías renovables en cada uno de los países, los resultados muestran que la transición es desde la ausencia de regulación hacia una regulación tendiente a incrementar la eficiencia energética para finalmente centrarse en la promoción específica de las energías renovables, en concordancia con lo observado en los países desarrollados.

En general la discusión en la legislación, en los casos en que esta exista, se centra en la decisión entre establecer sistemas de cuotas o de precios para promover este tipo de energías. La experiencia internacional ha mostrado que los países más exitosos en el desarrollo de las energías renovables han optado por incentivos que aseguren a los generadores una determinada rentabilidad hasta que sus inversiones y la tecnología en uso, sean lo suficientemente maduras como para poder competir con las tecnologías convencionales.

[1] UNS.
[2] CONICET-UNS.

En conclusión, el objetivo de este trabajo es estudiar la actual situación de las energías renovables en los sistemas eléctricos de estos países, identificando las principales oportunidades y desafíos de estas fuentes para contribuir a la seguridad de abastecimiento. El trabajo se encuentra estructurado de la siguiente forma: en primer lugar se estudian las reformas de los sistemas eléctricos y la estructura actual de los mismos. En segundo lugar, se analiza la participación de las energías renovables en los sistemas, en comparación con la situación del resto del mundo. En tercer lugar, se presenta un análisis de los instrumentos de política aplicados en cada país. Finalmente, se realiza una comparación de las principales oportunidades y desafíos que enfrenta cada uno de estos países.

II. Los sectores eléctricos: su actual composición.

Chile fue el primer país en Latinoamérica en iniciar, a comienzos de la década de los ochenta, un profundo proceso de reforma en su sistema eléctrico. Dicha reforma se caracterizó por impulsar la libre competencia en el segmento de generación eliminando, al mismo tiempo, la integración vertical de los tres segmentos del sector: generación, transmisión y distribución. Este proceso de transformación, fue seguido por Argentina más de una década después, orientando también la organización de la industria eléctrica hacia una modalidad de MA (Mercado Abierto). En ambos países la tendencia fue el cambio de la anterior forma de organización de "control central" (CC), caracterizada por una alta integración vertical y horizontal de la industria basada en el predominio Estatal con jerarquía centralizada como mecanismo de coordinación de la actividad, hacia una modalidad MA, con muy alta participación del sector privado, siendo el mercado el mecanismo de asignación predominante. Si bien la trayectoria del proceso de reforma ha sido similar, la estructura actual de ambos sistemas presenta algunas diferencias.

Chile cuenta con cuatro sistemas eléctricos, los cuales de norte a sur son: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), Sistema Aysén y el Sistema Magallanes. El SING y el SIC, son los más grandes y en conjunto tienen el 99% de la potencia instalada del país. El tamaño de mercado dado por la capacidad instalada del sistema, es en el caso chileno de *12.847MW*, siendo el 38% hidráulico y el 61% térmico, de los cuales el 37% proviene de la combustión de gas. Esta particular composición de la matriz eléctrica chilena es especialmente importante si se tiene en cuenta que la economía chilena depende de la provisión importada de sus principales recursos energéticos primarios. Esta dependencia energética implicó que en el año 2005, el país importara el 98% de las necesidades de petróleo, un 75% del gas natural (GN) y un 92% del consumo de carbón, transformándolo en extremadamente dependiente de las oscilaciones de precios y oferta externo, con repercusiones directas sobre los precios internos de la economía.

Desde el año 1997 la estrategia chilena se orientó a abastecerse exclusivamente de gas natural desde su país vecino, Argentina. En ese momento el recurso presentaba bajos precios y una aparente seguridad de abastecimiento a raíz de una abundancia relativa. Estas importaciones dieron lugar a grandes inversiones en gasoductos y en plantas de ciclo combinado. La posibilidad de aprovisionamiento de gas desde Argentina cambia la matriz energética chilena desplazando considerablemente al carbón, permitiendo una mejor complementariedad de los recursos hidráulicos y así, una disminución importante de los costos de la energía eléctrica. Si embargo a partir del año 2004 se producen importantes restricciones a la exportación del recurso por el gobierno argentino. Estas restricciones que continuaron durante el 2005, afectaron de manera grave al suministro requerido en Chile, condicionando la seguridad de su abastecimiento energético futuro.

Argentina, por su parte, cuenta con dos sistemas interconectados de los cuales el más importante, el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), canaliza el 91% de la generación eléctrica total. La capacidad eléctrica instalada en el año 2007 era de *24.407MW* duplicando entonces el tamaño de mercado chileno. La composición de la matriz eléctrica nacional es 42% hidráulico, 4% nuclear, 54% térmico dependiente casi en su totalidad de la quema de gas. Se registran en el caso argentino importantes encadenamientos entre la cadena hidrocarburífera y la cadena eléctrica, transformando al sector eléctrico en altamente dependiente de los hidrocarburos.

Una de las principales características del sistema energético argentino en las últimas décadas ha sido su tendencia a la concentración y dependencia de hidrocarburos, principalmente Gas Natural y petróleo, lo que ha impactado sobre el desarrollo del sistema en su totalidad. En el año 2006, el gas natural y el petróleo representaron en conjunto el 89% de la oferta interna de energía primaria, siendo en la actualidad el gas argentino un recurso muy escaso, a tal punto que en algunos momentos de crisis de abastecimiento no se han podido respetar los contratos de abastecimiento con Chile, y se ha recurrido a la importación de este recurso desde Bolivia, para abastecer la demanda creciente de la centrales eléctricas y la demanda proveniente del sector residencial e industrial. Por lo tanto, comparativamente se infiere la estrecha dependencia del recurso gasífero en la matriz energética de los dos países, transformando al gas en un recurso clave en sus sistemas productivos, y en particular en los sistemas eléctricos de ambos países.

Colombia por su parte a partir del año 1994 modifica sustancialmente la organización del mercado eléctrico, pasando de una esquema de provisión pública a otro donde predomina la inversión privada, distinguiendo entre segmentos potencialmente competitivos (generación y comercialización) y monopólicos (transporte y distribución), y creándose instituciones regulatorias a tal fin. La composición del parque de generación cambia, reduciéndose la relación hidrotérmica desde 78/22 en el año 1994 al 67/36 en el año 2007. Esta situación ha hecho al país menos vulnerable frente a las hidrologías secas asociada con la presencia del Fenómeno de El Niño/Oscilación Sur.(Urbitztondo, 2005). En este sentido la capacidad instalada efectiva a dic del año 2008 ha sido de 13440 MWh. Del total de esta capacidad, las plantas hidráulicas constituyen los 66,92% incluidas las menores hidráulicas; las térmicas a gas el 27,54% y a carbón el 5,21% y las demás tecnologías (cogeneración y eólica) el 0,33%. La capacidad efectiva hidráulica incluidas plantas menores alcanzó los 8994Mwh, de las cuales el 82,39% está concentrado en 4 empresas generadoras. La capacidad efectiva térmica a gas fue de 3702MWh de los cuales el 57,48% se encuentra concentrada en tres empresas generadoras. Este sector termoeléctrico es el que presenta mayores oscilaciones debido a que las plantas térmicas en Colombia tienen su mayor utilización en los periodos de alta demanda y baja hidraulicidad.(UPME, 2009)

En términos generales y según las proyecciones de demanda, el sistema eléctrico colombiano que es eminentemente hidroeléctrico no requiere capacidad adicional en el mediano plazo, pero se observa que si el país quiere incursionar en políticas de mayor participación

de las energías renovables, el momento adecuado para la entrada de estos recursos se estima sería entre los años 2011-2013, ya que será la época en donde se prevén los mayores costos marginales del sistema.(UPME,2009)

III. El rol de las nuevas fuentes renovales de energía en los sistemas eléctricos del mundo.

Si bien se trata de conceptos de uso extendido, no existe una única e irrefutable definición de las energías renovables. Desde un sentido amplio, la *energía renovable se define como todo recurso energético naturalmente regenerado en el corto plazo y que se deriva directamente de la energía solar (solar térmica, fotoquímica y fotoeléctrica), o indirectamente (eólica, hidroeléctrica, y energía fotosintética almacenada en la biomasa), o de otras fuentes naturales de energía (geotérmica, mareomotriz)*. (Dictionary of Energy, 2007). La Agencia Internacional de la Energía (IEA) clasifica estas fuentes de energía renovables de acuerdo a su desarrollo tecnológico en tres generaciones[3]. De alguna forma, es posible agrupar a la segunda y tercera tecnología en una categoría de energías renovables tal que se puede llamar ***Fuentes Nuevas y renovables de Energía Renovables (FNRE)***. Dentro de este grupo de energías, la promoción y la aplicación de políticas públicas es fundamental para su desarrollo y penetración en las matrices energéticas, particularmente en los países en desarrollo, como los que son objeto del presente análisis.

A pesar que históricamente no contaron con una gran participación en las matrices energéticas mundiales, exceptuando el caso de la hidroelectricidad, lo cierto es que recientemente, y motivado por un conjunto de factores principalmente asociados a la volatilidad del precio del petróleo y sus derivados, y por un creciente interés medioambiental, las energías renovables han incrementado su participación en la matriz energética mundial. Tal como se observa en la fig. 1, en el año 2007 las energías renovables, en su más amplia definición, representaban el 12.9% de la oferta total de energía primaria, aspecto que a simple vista aparece como un dato alentador.

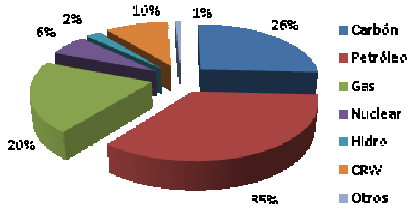

Figura 1: Participación de los Combustibles en la Oferta Total Primaria Mundial 2007 de acuerdo a IEA (2008) [4]

No obstante este dato respecto a la participación de las energías renovables, algunos factores deben ser tratados con especial cuidado, ya que las conclusiones extraídas de este tipo de premisas pueden ser erróneas. En primer lugar, gran parte de la participación de las energías renovables en la oferta interna se debe al uso de las fuentes no comerciales, asociadas a los sectores o países de bajos ingresos, lo que se desprende de la gran participación de los combustibles renovables y residuos (CRW), compuestos por biomasa sólida (materiales no fósiles utilizados principalmente para la producción de calor y electricidad), carbón vegetal, biogas (gases resultantes de la digestión anaeróbica de la biomasa, con destino generación de calor o electricidad), biocombustibles líquidos (combustibles con origen en la biomasa y destino final el sector transporte), y residuos urbanos. En segundo lugar, la baja participación que las FNRE tienen en la matriz energética mundial[5], lo que reclama mecanismos más intensivos de promoción, ya que como se mencionó al inicio del apartado este tipo de fuentes se encuentran en su etapa inicial de desarrollo y son las que reclaman por mayor participación estatal.

De todos modos, es importante mencionar que según las estimaciones de la IEA (2007) estas nuevas tecnologías son las que han experimentado una mayor tasa de crecimiento desde 1970[6]. Mientras que la tasa de crecimiento anual de las fuentes de energías primarias es de 2.2%, las energías renovables crecen a una tasa anual del 2.3%, siendo las nuevas tecnologías las que presentan mayor crecimiento interanual (8.2%). (Recalde, 2007).

En lo que respecta a América Latina (AL), el análisis de la composición de la matriz energética primaria de la región, pone en evidencia el bajo desarrollo de las FNRE en la región. En el año 2006, los hidrocarburos representaban el 71% de la oferta interna de energía primaria (49% petróleo, 18% gas natural y 4% carbón); mientras que el 18% corresponde a combustibles renovables y desechos y el 10% corresponde a energía hidroeléctrica (mayoritariamente grandes emprendimientos). Por otro lado, analizando la participación de las FNRE sobre base de información de la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE), se puede decir que la mayor participación la tienen los productos de caña (biomasa); seguidos por energía geotérmica, y "otros primarios" en el cual se incluyen las restantes FNRE (solar, eólica, etc.). En el primer caso, *los productos de caña* pueden incluirse en la mencionada

[3] La primera generación de energías renovables, se encuentran desarrolladas desde fines del siglo XIX con la revolución industrial y son las energías renovables de mayor peso en los balances energéticos de países en desarrollo: grandes centrales hidráulicas, combustión de la biomasa, y energía geotérmica. La segunda generación, en desarrollo desde la década de los ochenta, se refiere a las energías renovables que han tenido un amplio desarrollo en las matrices energéticas de los países más desarrollados: eólica, biocombustibles, colectores solares, solar fotovoltaica. Finalmente, la tercera generación de energías renovables está constituida por tecnologías que se encuentran aún en desarrollo y no son comerciales, tales como energía oceánica, concentradores solares, sistemas geotérmicos mejorados, sistemas integrados de bioenergía (biomasa integrada a turbinas a gas/gasolina). (IEA, 2007).

[4] En otros se incluye geotérmica, solar, eólica, etc.

[5] Las mismas en el gráfico aparecen bajo la denominación: *otros*

[6] Es necesario reconocer que este aspecto se debe en cierta medida al bajo nivel de desarrollo inicial de las mismas

categoría *biomasa moderna*. En la mayoría de estos países el principal destino final de la oferta interna de "otras primarias" es el consumo final (aproximadamente 70%), particularmente en la industria (entre el 65% y 90%); mientras que el 28% de la misma se destina a centrales de transformación de energía eléctrica, en su mayoría centros autoproductores.

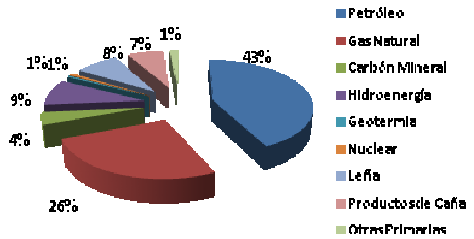

Figura 2: Participación de los Combustibles en la Oferta Total Primaria de A.L. 2007 en base a datos de OLADE-SIEE

Analizando con mayor detalle los sistemas eléctricos, se observa que la participación previamente mencionada de la FNRE es muy baja en la generación eléctrica. La figura 3 muestra que el 67% de la oferta de electricidad proviene de fuentes hidrocarburíferas no renovables. En cuanto a la energía renovable, la hidroelectricidad es, por excelencia, el recurso de mayor relevancia en la generación eléctrica mundial, ocupando el 16% de la oferta de generación. Las fuentes nuevas de energía renovable en conjunto ocupan solo el 2,3% del total. Es importante destacar que en comparación con 1970 la participación de estas fuentes se ha incrementado en más de un 300% lo que ha sido, casi con seguridad, resultado del apoyo estatal y las políticas de promoción activas implementados en los países desarrollados.

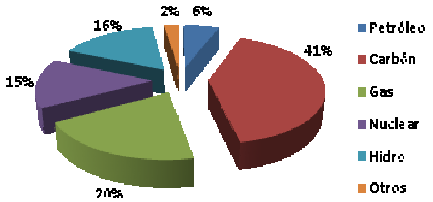

Figura 3: Participación de los Combustibles en la Generación Eléctrica Mundial, extraido de IEA (2008), Key World Energy Statistics 2008

En el caso del sistema eléctrico de la región de América Latina, según OLADE (2006), el 52% de la capacidad instalada corresponde a centrales hidráulicas, el 44% a centrales térmicas, el 1,6% a centrales nucleares y el 0,85% a centrales eólica, geotérmica y solar. En cuanto a la participación de las energías renovables en esta región, de acuerdo a información del IEA Statistics, el 96% de la energía generada con fuentes renovables en el año 2006 correspondió a energía hidroeléctrica, un 3% a biomasa sólida y 0.4% a energía geotérmica. En contraposición con el caso de los países de la OCDE, en los cuales se observa una participación dentro de la oferta total de las renovables que incluye no solo la energía hidroeléctrica, geotérmica y biomasa sólida, sino también residuos municipales e industriales, biogas, biocombustibles líquidos, solar (fotovoltaico y térmico), oceánico y eólico (Guzowski y Recalde, 2009). Como se observa, la región latinoamericana en conjunto, presenta una ventaja relativa en el grado de renovabilidad de su sistema eléctrico respecto a los países desarrollados de la OCDE, dada su dotación natural en recursos hídricos. Sin embargo, en lo que se refiere al desarrollo de fuentes nuevas la región está en desventaja, ya que las mismas no forman parte del sistema.

Tal como se ha mencionado en la sección anterior, los sistemas energéticos de Argentina, Chile y Colombia, y en particular sus sistemas eléctricos presentan similitudes. Por un lado, si se considera la participación de la energía renovable en la capacidad del parque eléctrico en un sentido amplio, es decir incluyendo dentro del análisis las tres generaciones de energía renovable, se observa que la situación es favorable para estos países. Principalmente Colombia, el segundo país de AL con mayor potencial hídrico luego de Brasil, cuyo sistema eléctrico en 2007 tenía un 63.6% de capacidad hidráulica dentro del total de capacidad instalada. Argentina y Chile, en cambio tienen sistemas eléctricos centrados en capacidad térmica, de forma que dichas centrales ocupaban en 2007 aproximadamente el 61%; no obstante, tienen una importante participación de centrales hidráulicas las cuales representaban en dicho año el 34 y el 38.19% respectivamente. Sin embargo, desde un análisis mas restringido, estos países no parecen haber avanzado aún en la renovabilidad de sus sistemas eléctricos, ya que la participación de las dos restantes categorías de energías renovables, o de las FNRE, es prácticamente nula. Llama especialmente la atención, que pese a la dotación natural con que cuentan Argentina, Chile y Colombia, no se haya logrado un desarrollo más intensivo de las nuevas fuentes renovables, con excepción de la fuente hídrica. Desde el punto de vista de este documento, esta situación se relaciona en forma directa con el incipiente desarrollo de los mecanismos institucionales para la promoción de estas fuentes, tema que se discutirá en el siguiente apartado.

IV. Instrumentos de promoción de las energías renovables

i. Instrumentos existentes

Dado el alto costo de las FNRE en la generación eléctrica en relación con las tecnologías convencionales, los mecanismos de asignación de mercado no son suficientes por sí solos para lograr su alta penetración en los sistemas eléctricos. Por estos motivos, los distintos países hacen uso de diferentes estrategias de política energética, atendiendo a sus objetivos y dotación de recursos. En dichas estrategias de política energética coexisten distintos instrumentos[7] utilizados para la promoción, los cuales pueden ser utilizados en forma aislada o conjunta. La elección entre uno u otro elemento dependerá de un conjunto de factores que deben ser evaluados: la diferente dotación de energías renovables, la velocidad con la cual se pretende introducir dichas tecnologías, las características propias del sistema eléctrico, y fundamentalmente las características propias del país. Cada uno de estos factores, implica diferentes limitaciones a la introducción de las energías renovables. Estas limitaciones se relacionan en forma directa con las llamadas barreras a la entrada[8]. A continuación se presenta una posible clasificación de algunos de los principales instrumentos de política de promoción de las FNRE[9]:

- Regulación para el acceso a la red
  - Sistemas de precios.
    - Precios Garantizados: *Feed in Tariff* (FIT).
    - Net Metering (NM)
  - Sistema de cantidad: Cuotas.
- Incentivos financieros
  - Reducciones fiscales
    - A la Inversión
    - A los créditos
    - Esquemas de amortización diferencial del capital
  - Financiamiento
    - Establecimiento de mecanismos claros.
    - Reducción del riesgo implícito de la inversión.
    - Establecimiento de garantías para mejorar el acceso al financiamiento bancario.
    - Prestamos a baja tasa de interés.
- Esquemas convencionales de subsidios
  - A la producción, por kWh producido.
  - A la producción, por kW instalado.
  - A la inversión de capital.
  - A la tasa de interés (impacto sobre el apalancamiento del proyecto).
- Educación y capacitación
- Desarrollo tecnológico. Inversión en I&D.

Usualmente la decisión fundamental gira en torno al mecanismo utilizados para incentivar el acceso a la red. Mientras que en el sistema de cuotas se fija la cantidad mínima de participación de las FNRE y se deja librada a las fuerzas del mercado la asignación de cada FNRE dentro de la "cuota" exigida, así como la remuneración al generador; en el sistema de precios, en cambio, se fija el precio que el generador recibirá, y deja en función del mercado la determinación de la cantidad de cada FNRE. Esto es particularmente cierto para el esquema FIT, el cual establece un precio fijo a ser pagado por la distribuidora al generador renovable, por sobre el precio de mercado[10]. Mientras el sistema de precios, es ventajoso para el inversor ya que le otorga confiabilidad a su inversión, el sistema de cuotas parece ser más ventajoso para aquellos Estados con problemas de financiamiento.

En cuanto a los resultados, los sistemas FIT han demostrado ser más efectivos que los sistemas de cuotas. No obstante, la aplicación de cualquiera de las dos metodologías de regulación del acceso a la red en forma aislada, sin incentivos financieros, educación e incentivación al desarrollo tecnológico, no parecen arrojar resultados significativamente positivos, como lo evidencian los casos de Italia, Grecia y Portugal (Recalde, 2009)

ii. La situación en Argentina, Chile y Colombia.

Tal como se ha mencionado en la primera sección de este trabajo, los distintos países de la región latinoamericana, y entre ellos, Argentina como Chile y Colombia, han reformado sus sistemas energéticos, cambiando la configuración institucional de los mismos, y llevando a una situación actual en la cual en los mismos predominan los actores privados. En un contexto como este, las decisiones de inversión en a ser realizadas en los sistemas se encuentran gobernadas por la racionalidad privada y la búsqueda de rentabilidad.

En el caso de la generación con FNRE, la rentabilidad de mercado es significativamente inferior a la que se obtiene, en iguales situaciones, con las tecnologías de generación convencionales, las cuales son tecnológica y económicamente más maduras. Esto implica, que el costo de oportunidad de la inversión en FNRE es alto. Así, en sistemas eléctricos institucionalmente organizados en

[7] Según OLADE/CEPAL/GTZ (2003) los *instrumentos de política energética* constituyen el "*con que*" se llevan adelante las estrategias (mayor penetración de las FNRE en el presente análisis). Estos instrumentos pueden tener carácter de *directos o indirectos* dependiendo del grado de control sobre el sistema que detente el organismo de política energética. En aquellos casos en que la modalidad de mercado abierto es la predominante, el organismo solo tiene la posibilidad de utilizar *instrumentos indirectos*, incentivando a los agentes a realizar las acciones consistentes con sus objetivos de política, mediante resoluciones, decretos, normas, leyes, acciones, etc. Por este motivo es necesario desarrollar legislaciones claras, que otorguen los incentivos económicos necesarios para hacer atractivas las inversiones privadas acorde a las estrategias planificadas.

[8] Para un desarrollo de la temática de las barreras a la entrada ver: Lutz (2001), Yong Chen (2004) y Altomonte (2007).

[9] Esta clasificación corresponde a la presentada en Recalde (2009).

[10] El NM, en cambio, es un sistema que genera incentivos a la inversión en FNRE a los consumidores, sean estos grandes consumidores o pequeñas distribuidoras. Es un sistema muy útil para promover el uso a pequeña escala de FNRE. En éste, se obliga a la distribuidora a establecer una doble contabilización para aquellos clientes que tengan instaladas generadoras con FNRE. Esto permite establecer un sistema de créditos y débitos, pagando consumidor por la energía neta consumida. Para un mayor desarrollo ver Recalde (2009).

función del mercado, como los aquí analizados, en los cuales la rentabilidad privada de corto o mediano plazo sea el criterio de elección, las inversiones se alejaran de este tipo de tecnologías. En el caso particular de los países aquí presentados, la disponibilidad de recursos hidráulicos y de gas natural (propio o importado) potencia este efecto, haciendo que las decisiones de inversión se alejen de las nuevas tecnologías concentrándose en las tecnologías maduras.

Sobre la base del reconocimiento de esta desventaja inicial en lo que respecta a la rentabilidad privada y de los mayores beneficios sociales (asociados a las externalidades positivas sobre el medio ambiente) se ha impulsado en los principales países desarrollados el uso de instrumentos de política económica mencionados en el apartado anterior. En este sentido, y si bien con un retraso relativo respecto a los países líderes, tango Argentina, como Chile y Colombia han iniciado, o se encuentran iniciando su proceso de desarrollo de política energética tendiente a la promoción de las FNRE.

En el caso de **Argentina**, la legislación data desde fines de la década de los noventa. En el caso particular del sector eléctrico la primera regulación del país (*Ley 25.019, 1998*) estableció la implementación de un sistema de sobreprecios, o un subsidio a la producción por kWh producido, en lugar de la reconocida *feed in tariff* que ha resultado exitoso en los países líderes europeos[11]. En principio, en el marco de la mencionada ley, solamente la energía solar y eólica fueron declaradas de interés nacional y quedaban bajo el amparo de los incentivos incluidos en la regulación. Sin embargo, más recientemente, en el año 2006, se sanciona la Ley 26.190 o *Régimen de Fomento Nacional Para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica*, regulada por el Dto. reglamentario 562/2009. En esta ley, modificatoria de la anteriormente mencionada, el Estado nacional parece optar por un sistema de cuotas, en lo que respecta a la regulación para el acceso a la red, ya que se establece que para el año 2016 un 8% del total de electricidad consumida deberá provenir de FNRE. LAS tecnologías que se incluyen en esta nueva ley son más amplias que las de su predecesora, ya que se incluyen las que utilizan energía eólica, mareomotriz, hidráulica hasta 30MW, gases de vertedero, y gases de plantas de depuración y biogás. Se mantiene además el subsidio a la producción por kWh producido, incrementándose el mismo desde 0,010 $/KWh a 0,015 $/KWh efectivamente generados con cualquiera de las tecnologías mencionadas, con excepción de los generadores fotovoltáicos solares para los cuales dicha remuneración es de 0,9 $/KWh, por un período de 15 años. Entre los otros instrumentos utilizados se incluyen también la posibilidad de diferir el pago del IVA de las inversiones en capital y la exención del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta, cuyos beneficios son por de 15 años a partir de la sanción de la ley.

Independientemente de este marco regulatorio específico para las FNRE, han surgido recientemente, ciertos decretos regulatorios de la Secretaría de Energía que le otorgan posibilidades económicas a los generadores que realicen nuevas inversiones con energías renovables. La *Reg. S.E. 1281/06*, por ejemplo, establece que toda demanda de energía eléctrica de un gran usuario, mayor a la del año 2005, deberá ser provista por un nuevo generador y al precio que el mismo fije, lo mismo es válido para todo nuevo gran usuario de energía eléctrica, otorgando la posibilidad que un generador pueda pactar un precio superior al actualmente vigente en el MEM. Por otro lado, la *Res. S.E. Nº 269/2008*, establece la figura de Autogenerador Distribuido, consistente en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad que los puntos de consumo y generación se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en diferentes nodos de conexión. El Autogenerador Distribuido tiene la característica de ser un consumidor que además de consumir energía eléctrica la genera, pero con la peculiaridad de que el punto de consumo/s y de generación se vincula por distintos puntos (nodos) al SADI. Puede ser de utilidad para aquellos usuarios que tengan distintos puntos de consumo y decidan invertir en generación dentro o fuera de su planta industrial. La demanda a cubrir podría ser la totalidad o los excedentes sobre su Demanda Base. Así mismo, la res. *S.E. Nº 280/2008*, habilita a los Prestadores del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica de jurisdicción provincial y/o municipal a ofrecer al Organismo Encargado del Despacho (OED) la operación de unidades de generación hidroeléctrica con potencia instalada inferior a Dos Mil Kilovatios (2000 kW) que no se encuentren actualmente habilitadas para la operación comercial, de acuerdo a condiciones particulares para su habilitación, programación, despacho y transacciones económicas. Esta resolución se encuentra especialmente dirigida a estimular el suministro de electricidad, principalmente en zonas aisladas del tipo que atiende el PERMER. Finalmente, en el año 2009, la Secretaría de la Energía de la Nación y la Empresa Nacional de Energía S.A. (ENARSA) han llamado a una licitación de generación eléctrica por 1000 MW de energías renovables, el Programa GENREN. Este nuevo plan parece implicar, en cierta forma, un cambio en los instrumentos de política utilizados en Argentina. Los proyectos que se enmarquen en dicho proyecto lograran el establecimiento de una tarifa fija (esquema que se asemeja a FITs) durante el período de 15 durante el cual ENARSA operará como intermediario entre los generadores y CAMMESA.

Por su parte **Chile**, presenta legislación en la materia recién desde 2004, lo que se constituye en una barrera y/o debilidad para el desarrollo de las FNRE (Comisión Nacional de Energía, 2008), exceptuando para el caso de la geotermia, donde existe legislación previa. En el caso de la geotermia, la regulación se centra principalmente en incentivar la exploración de las áreas, ya que esta se constituye en una actividad de alto riesgo, comparable con el riesgo petrolero, y costos hundidos. La *Ley 19.657, Ley Sobre Concesiones de Exploración y Explotación Energía Geotérmica*[12], es la que establece la regulación de la energía geotérmica; considerando las concesiones para la exploración o explotación; así como las servidumbres que fueran necesarias para la exploración o explotación; las condiciones de seguridad en la ejecución de actividades geotérmicas y las relaciones entre el Estado, los contratistas o concesionarios, entes reguladores y los particulares. Esta ley se encuentra acompañada de decretos regulatorios tales como el *Dto. 142*[13] el cual identifica las probables fuentes de energía geotérmica en todo el territorio chileno; y el *Dto. 32*[14], que aprueba el Reglamento para la Aplicación de la Ley 19.657, y cuyo objetivo es regular la tramitación y otorgamiento de las solicitudes de concesión de exploración y explotación de energía geotérmica y el control y cumplimiento de las obligaciones que emanen de la concesión, sea de exploración o explotación. En cuanto al desarrollo de las FNRE en general, las cuales en la legislación chilena se

[11] De acuerdo a la Asociación Argentina de Energía Eólica (AAEO), los países que están en la vanguardia en lo que se refiere a la instalación de potencia de centrales eólicas (Alemania, Dinamarca, España, Estados Unidos) son los que han utilizado como mecanismo de promoción el establecimiento de un precio garantizado "*feed in tariff*", mientras que los que han utilizado el mecanismo alternativo de exigir un porcentaje de energía proveniente de estos recursos (Reino Unido, Irlanda, Francia) han tenido un éxito menor.
[12] 07/01/2000
[13] 28/06/2000
[14] 22/03/2004

denominan Energías Renovables de Fuentes no Convencionales (ERNC)[15], un punto fundamental lo constituyen las dos leyes modificatorias de la Ley General de Servicios Eléctricos, las cuales constituyen una combinación de regulación para dar incentivo a estas fuentes. En principio, la ***Ley 19940***, también llamada *Ley Corta I*[16] incorpora mejoras para las pequeñas centrales de generación y cogeneración. Asegurando el derecho a vender la energía generada en el mercado sport al costo marginal instantáneo, y el excedente de potencia al precio de nudo de potencia. Al mismo tiempo, constituye el primer antecedente de establecimiento de un beneficio subsidiario, para las FNRE al exceptuarlas del pago total o parcial de los peajes por uso del sistema de transmisión troncal (dependiendo del tamaño de la central)[17]. Además, las centrales menores a 9 MW que vendan sus productos al mercado *spot* tienen derecho a un mecanismo de estabilización de los precios y los operadores de las redes de distribución deben permitir la conexión de las centrales de hasta 9 MW a sus redes.

Por su parte, la *Ley 20018, o ley Corta II*, permite la licitación de las energías renovables no convencionales en las licitaciones reguladas de suministro. Es decir que se otorga estabilidad a la rentabilidad de estos generadores al permitirles establecer contratos de largo plazo. Más recientemente, en abril del 2008, se dictó la *Ley para el desarrollo de las ERNC, ley 20257,* la cual es considerada por la Comisión Nacional de Energía (CNE) como la principal modificación al marco regulatorio. En la misma se establece una obligación a las empresas eléctricas que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (SIC y SING), a partir del año 2010. Dichas empresas deberán acreditar anualmente que un porcentaje del total de la energía que comercializan ha sido inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, sean estos propios o contratados. Entre los años 2010 y 2014 la obligación contemplada es de 5%. A partir del 2015 la obligación se incrementa gradualmente, en 0,5% anual, hasta llegar al 10% en el año 2024. En caso de incumplimiento, la empresa eléctrica deberá pagar un cargo de monto proporcional a la magnitud de la energía renovable que no se acreditó. (CNE, 2008). Por otro lado, se ha avanzado en el establecimiento de programas de Uso Racional de la Energía, tales como el *Programa País de Eficiencia Energética (PPEE)* en el año 2005, cuyo objetivo principal es consolidar el uso eficiente de la energía como una fuente adicional de energía eléctrica; o el programa de *Pre Inversión en Eficiencia Energética (PIEE)* que establece mecanismos para incrementar la eficiencia en las nuevas inversiones.

En el caso de **Colombia**, tal como lo destaca Ruiz y Rodríguez Padilla (2006) hasta el año 2006 no existía en el país regulación exclusiva para promover las FNRE, sino que todos los esfuerzos habían sido orientados al uso eficiente y racional de la energía, en los cuales estas fuentes de energía entraban solo como un anexo. Entre las principales regulaciones del país se encuentran la *Ley 697 (2001) del Uso Racional y Eficiente de la Energía*, que es una ley que fomenta el uso racional y eficiente de la energía y promueve la utilización de energías alternativas. En el año 2003 se dicta el *Dto 3683 Reglamento de la Ley 697 de 2001 y crea una Comisión Intersectorial,* el cual reglamenta el uso racional y eficiente de la energía, de tal manera que se tenga la mayor eficiencia energética para asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad del mercado energético colombiano, la protección al consumidor y la promoción de fuentes no convencionales de energía y crea una Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía. Más recientemente, en el año 2007, se sancionó el Real Decreto 661/2007. El objetivo de este decreto es aportar seguridad jurídica a los potenciales inversores, otorgando estabilidad al sistema de precios. El decreto persigue como fin que el 12% de la producción de energía en el año 2012 provenga de estas fuentes de energía. El mecanismo para otorgar estabilidad es garantizando la rentabilidad a las centrales eólicas, hidroeléctricas fotovoltaicas, de biomasa, biogas y solar térmica. Para las tres últimas centrales la rentabilidad asegurada es mayor que para el resto, ya que se les quiere otorgar un impulso particular. Dicha rentabilidad asegurada se da tanto en el caso en que se ceda la producción a las distribuidoras, como en el que se participe en el mercado de producción de electricidad.

iii. Análisis comparativo de las políticas implementadas en los países seleccionados.

Del análisis de las políticas implementadas en los países seleccionados se desprende que Argentina y Chile han liderado la puesta en funcionamiento de distintos mecanismos de incentivos para fomentar y desarrollar las fuentes renovables de energía y su inserción en los respectivos mercados eléctricos.

La inclusión de estas fuentes de energía en el segmento de generación de la cadena productiva eléctrica, requiere de una profunda revisión y adecuación de los esquemas regulatorios, debido a que los tres países (Argentina, Chile y Colombia) han introducido con distinto grado de intensidad, reformas profundas en sus sistemas eléctricos, dejando la producción de electricidad en manos del mercado. Esta condición le ha dado a cada sistema de una cierta inestabilidad propia de la racionalidad del mercado.

El desafío que enfrentan estos países es desarrollar instrumentos de política que les permitan a las fuentes renovables competir en un mercado liberalizado, con fuerte participación de los actores privados que son guiados exclusivamente por el objetivo de la rentabilidad y la eficiencia.

Argentina y Chile, en un contexto de problemas respecto a la seguridad de abastecimiento energético por la insuficiencia de gas, se encuentran desarrollando múltiples estrategias para enfrentar posibles desequilibrios entre la oferta y la demanda de energía. Colombia, pareciera presentar una situación energética menos comprometida respecto a la provisión de energía. Por tanto, las políticas relativas a incentivar las FNRE se encuentran rezagadas respecto a los otros dos países.

Chile, aún cuando ha iniciado este proceso en forma más tardía que Argentina, ha elegido como mecanismo de promoción el sistema feed in tariff que ha resultado como el más exitoso en países como Alemania y España, líderes en energías renovables. Argentina, ha optado por el sistema de cuotas, es decir no se le garantiza al generador un precio por las energías renovables que pone en el mercado, sino que se le paga un sobreprecio por encima del precio que surge de la interacción de la oferta y la demanda en el mercado mayorista (MEM). Sin embargo, en el corriente año se encuentran desarrollando proyectos desde la Secretaría de Energía de la Nación en los cuales se remunera a la energía proveniente de las fuentes renovables con un precio garantizado que le asegura al

[15] De acuerdo a la CNE las energías renovables "no convencionales" (ERNC) corresponden a aquellas fuentes, o combinaciones de fuentes de energía y de tecnología, no extendidas en el país. Incluyen las energías eólica, geotérmica, solar (térmica y fotovoltaica), de la biomasa (sólida, líquida y biogás), de los mares (corrientes marinas, mareas, olas y gradientes térmicos) e hidráulica (restringida a pequeñas centrales, definidos, en Chile como aquellos menores a 20 MW de capacidad instalada). (CNE, 2008).

[16] Sancionada en marzo de 2004.

[17] Se trata de una exención total para las centrales de menos de 9 MW y parcial para centrales de entre 9 y 20 MW.

generador una rentabilidad (Proyecto GENREN). El inconveniente que se observa es que solamente serán afectados por este mecanismo de remuneración aquellos proyectos que se inscriban en el denominado GENREN.

V. Consideraciones finales

De este trabajo se desprende que comparativamente, Chile tiene un desarrollo más incipiente (dado su reciente inicio en la legislación), pero más favorable a la promoción de las energías renovables. Se cree, desde el punto de vista de este documento, que los incentivos implementados recientemente en la legislación chilena son más efectivos que los implementados hasta el momento en Argentina y en Colombia. En particular, la elección de Argentina ha sido otorgar sobreprecios mientras que por ejemplo Chile ha optado por un mecanismo tipo "feed in tariff" (precio garantizado), al asegurar a los generadores una rentabilidad. La experiencia internacional ha mostrado que los países más exitosos en el desarrollo de las FNRE han optado por incentivos que aseguren a los generadores una determinada rentabilidad hasta que sus inversiones y la tecnología en uso, sean lo suficientemente maduras como para poder competir con las tecnologías convencionales.

VI. Bibliografía

Cleveland, C., Morris, C.(2006) *Dictionary of Energy*, Elsevier, UK.

Comisión Nacional de Energía (2008). *Política Energética: nuevos lineamientos. Transformando la crisis energética en una oportunidad*. Santiago de Chile, 2008.

Guzowski C, Recalde M. *Renewable energy in Argentina: Energy policy analysis and perspectives*. IJHE 2008, 33: 3592-3595

Guzowski C, Recalde M. (2009) *Sistemas eléctricos y energías renovables en América Latina: Los casos de Argentina y Chile*. HYFUSEN 2009.

Haas, R., Eichhammer, W., Huber, W. Langniss, O, Lorenzoni, A., Madlener, R., Menanteau, P., Mortharst,P. Martins, A., Oniszki, A., Schleich, J., Smith, A., Vass, Z. (2004) *How to promote renewable energy systems successfully and effectively*. Energy Policy 32, 833-839.

IEA (2007). *Renewable in global energy supply: An IEA Fact Sheet*. Energy Statistics Division and Renewable Energy Unit.

OLADE (2007). *Informe de Estadísticas Energéticas*.

Recalde, M. (2007) *Fuentes nuevas de energía en la región: análisis actual y perspectivas de política energética*. Memorias del III Congreso CIER de la Energía-CONCIER 2007.

Recalde, M. (2009) *Generación eolo-eléctrica en Argentina: Situación actual, instrumentos de promoción y factibilidad*. HYFUSEN 2009.

UPME (2009). Plan de Expansión de Referncia 2009-2023, Ministerio de Minas y Energía

Urbitztondo, S (2005).La Reforma del Sector Eléctrico e Colombia: Breve Análisis y Crítica Constructiva, Bs As, FIEL.

Urbschat, C. (2002). *Las energías renovables y la liberalización de los mercados de energía, en Las Fuentes Renovables de Energía y el Uso Eficiente: Opciones de Política Energética Sustentable*. Programa Chile Sustentable.

WEC (2004). *Renewable Energy Projects Handbook*. World Energy Council.

ABSTRACT

During the mid eighties most of Latin American countries introduced deep reforms in their electricity markets. These reforms tended to increase private competition, through a vertical disintegration the industry, and a decline of the role of the State in the Energy Sector. In the majority of these countries, cost-effective analysis resulted in electricity sectors highly concentrated in thermal and big hydroelectric technologies, with a small share of new renewable energy resources. This is the case of Argentina, Colombia and Chile.
Recently, there has been a clear world trend to increase the share of renewable electricity. In the most successful countries in promoting renewable energy, there has been a huge effort of energy policy. In this framework, this paper explores the current situation of renewable electricity in these three countries, and its promoting policies. To this purpose, we firstly compare their electricity markets current. Secondly, we analyze the share of renewable electricity in electricity sectors in the world. Thirdly, we present a summary of the legislation to promote renewable sources. Finally, on the basis of the previous analysis we present the final considerations.

Keywords: renewable electricity, regulatory framework, energy policies.