

Análisis de las energías renovables en producción eléctrica: Estudio comparativo entre España y Argentina

Dr. Jorge Silva Colomer
Estación Experimental Agropecuaria de Junín.
Centro Regional MZA-SJ. INTA. Argentina,
silvacolomer.jorge@inta.gob.ar

Dr. Fernando Blanco Silva
Unidad de Energía y Sostenibilidad de la Universidad
de Santiago de Compostela. A Coruña. España,
fernando.blanco.silva@usc.es

Ingeniera Química Carina Maroto
Facultad Regional Mendoza. Universidad Tecnológica Nacional.
carinamaroto@gmail.com

Ingeniero Agrónomo M.Sc. Lidia B. Donato
Instituto de Ingeniería Rural - INTA. Castelar. Buenos Aires.
Argentina donato.lidia@inta.gob.ar

Dr. Alfonso López Díaz
Profesor de la Universidad Católica Santa Teresa de Jesús, Ávila.
España. alfonso.lopez@ucavila.es

1. Introducción: la motivación del desarrollo de las tecnologías renovables en la generación eléctrica

Denominamos fuentes de energía renovables a aquellas que no se agotan con el tiempo y tienen dos tipos de usos, los térmicos (solar térmica, biocarburantes, biomasa, geotérmica...) y eléctricos (producción de electricidad en centrales fotovoltaicas, eólicas, hidráulicas...). Además de tener esa naturaleza renovable como su propio nombre indica, también se caracterizan por un impacto ambiental mucho menor (con una producción de Gases de Efecto

Invernadero muy reducida) y, en general ser mucho menos perjudiciales para el medio ambiente que los combustibles convencionales. La explotación de este tipo de tecnologías se realiza desde tiempo inmemorial (arquitectura solar pasiva, combustibles vegetales...) aunque no es hasta el siglo XX cuando se empiezan a desarrollar tecnologías que aprovechan comercialmente estos recursos para la producción de electricidad. En nuestro caso nos centraremos en la producción de energía eléctrica.

La generación eléctrica de origen renovable se conoce desde finales del siglo XIX empleando la energía mecánica del viento o el agua, aunque hasta los años setenta sólo se explotaba comercialmente la energía hidroeléctrica. El resto de fuentes (la fotovoltaica, eólica, biomasa...) apenas tenían desarrollo por ser el coste de generación superior a las fuentes convencionales (carbón, termonuclear, ciclos combinados de gas natural o derivados petrolíferos).

Las crisis del petróleo de los años setenta (1973 y 1979) suponen la aparición de un problema serio para aquellos países que carecían de recursos energéticos propios (básicamente aquellos países que en esos momentos no disponían de yacimientos petrolíferos). Los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (O.P.E.P.) se pusieron de acuerdo para actuar como cártel y encarecieron de forma premeditada este combustible. Las consecuencias fueron catastróficas para los países oleodependientes que se dieron cuenta que debían desarrollar tecnologías alternativas al hidrocarburo. Con esta crisis se incorpora la energía como un nuevo coste en los procesos productivos, hasta el momento este coste pasaba casi desapercibido (el petróleo era en términos generales barato), y esto distorsionó todos los mercados con graves consecuencias para los países que carecían de este combustible.

España fue uno de los países más afectados a nivel mundial. A la inexistencia de petróleo en la Península Ibérica se le debe añadir un momento de especial inestabilidad política y una total ineficacia por parte de la administración para gestionarla. Las crisis petrolíferas provocaron el encarecimiento del proceso productivo y los sucesivos gobiernos no fueron capaces de aplicar políticas restrictivas hasta los años ochenta por la inestabilidad del país en ese momento (tenían miedo de la respuesta de los ciudadanos). Así se mantuvieron de forma artificial los precios del petróleo (no se internalizó la subida), siendo el resultado final un incremento de la inflación, del paro e inestabilidad económica que no se supera hasta los años ochenta [1], [2].

La situación política social en Argentina en la década de los 70 transcurría en un proceso importante ya que se alejaba de un gobierno de facto para ingresar al tercer gobierno democrático del General Perón. La economía se encontraba bastante estabilizada y con el regreso a la democracia y en especial el apoyo de la comunidad a este cambio político, se mejoró la situación económica con un pacto social para disminuir la inflación. El efecto de la crisis del petróleo tuvo su impacto en la industria local pero no tanto, ya que Argentina tenía un interesante balance energético. Por otro lado, el país había contraído poca deuda a nivel internacional. En la segunda crisis petrolera mundial, la situación fue distinta ya que Argentina era un país endeudado y la situación social y económica no era la apropiada para otro pacto social para evitar la inflación. Esta creció fuertemente cayendo el país en una superinflación [3]. En los últimos años Argentina contaba con una producción de petróleo para unos 10 años, pero en la actualidad con el descubrimiento del yacimiento Vaca Muerta la oferta energética mejora. Se considera que la situación actual permite pensar que Argentina dispone de una reserva para los próximos 50 años. Esto será si se logra combinar la extracción con el cuidado del ambiente, tema que crece adecuadamente en la sociedad.

Una vez descubierta la oleoddependencia de los países con menos recursos petrolíferos las energías renovables se conciben como una alternativa a medio plazo a los combustibles fósiles (petróleo y gas natural) para los países con mayores dependencias, y una alternativa a largo (futuro) para todos por su naturaleza renovable (no se acaban como los fósiles). La generación de energía utilizando fuentes renovables permite la independencia energética y sobre todo que blindaría a los países que carecen de recursos petrolíferos en abundancia de las catastróficas consecuencias de una tercera crisis del petróleo, que se puede producir en cualquier momento.

En la década de los noventa se produce otro hecho importante en cuanto a las políticas energéticas, la posterior firma del Protocolo de Kioto, como consecuencia del cambio climático. El Cambio Climático es el calentamiento de la atmósfera que estaban causando las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (G.E.I.), con consecuencias imprevisibles para el medio ambiente. Existen un total de seis G.E.I. (CO_2 , CH_4 , N_2O hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y SF_6), siendo el más común el dióxido de carbono; el origen más habitual de las emisiones de CO_2 es la combustión de hidrocarburos (gas natural, petróleo...) y carbón para generar calor y/o electricidad, por lo que las principales estrategias de ahorro van a ser:

- i) Reducción de la demanda de energía útil
- ii) Mejora de la eficiencia energética y por lo tanto reducción de la energía primaria
- iii) Desarrollo de fuentes que provocan menos emisiones por cada kWh útil (gas natural, renovables, energía nuclear, cogeneración...) en lugar de otras más contaminantes como petróleo o carbón. Es importante citar que la cogeneración o el uso de gas natural también tienen altas emisiones, aunque menores que el petróleo o carbón [4], [5].

El Protocolo identifica a los países firmantes en dos grupos, los industrializados (incluidos en el Anexo I) y el resto. El Anexo I comprende treinta y cuatro estados (ninguno de ellos latinoamericano), siendo el objetivo global la reducción en el periodo 2008-2012 de un 5,2% sus emisiones de G.E.I. En el caso de los tres primeros se toma como año base 1990 mientras que los tres últimos el año de referencia es 1995, repartiéndose de forma desigual el objetivo en función del grado de desarrollo industrial (existió una cierta permisividad con los menos industrializados). El resto de países firmantes se comprometen a luchar contra el incremento de las emisiones pero no se les marca un objetivo cuantitativo. La Unión Europea es la que debería de hacer un esfuerzo mayor (frenar un 8% las emisiones) seguida por EEUU (7%) y Japón (6%); otros países deberían estabilizar estas emisiones (Nueva Zelanda, Rusia, Ucrania) mientras que a algunos como Noruega o Australia podían aumentar estas emisiones (respectivamente un 1% y un 8%). En el seno de la UE el reparto fue desigual porque mientras que algunos países deberían hacer importantes esfuerzos (a Luxemburgo se le exigía una reducción de un 27% mientras que a Alemania o Dinamarca de un 21%) a los menos industrializados (España, Portugal, Grecia e Irlanda se les permitía superar las emisiones de referencia en más del 10%).

Tabla 1: Objetivo 2008-2012 de reducción de emisiones de CO₂ según objetivos marcados en Kioto

País	Emisiones CO ₂ en 1990 (Mton)	Objetivo 2008 (%)
Alemania	1012,4	-21%
Australia	289,0	8%
Austria	59,2	-13%
Bélgica	113,4	-8%
Canadá	457,4	-6%
Dinamarca	52,1	-21%
España	260,7	15%
EEUU	4957,0	-7%
Federación Rusa	2388,7	0%
Finlandia	53,9	0%
Francia	366,6	0%
Grecia	82,1	25%
Holanda	167,6	-6%
Irlanda	30,7	13%
Italia	429,0	-7%
Japón	1173,4	-6%
Luxemburgo	11,3	-28%
Noruega	35,5	1%
Nueva Zelanda	25,5	0%
Portugal	42,1	27%
Reino Unido	584,1	-13%
Suecia	61,3	4%
Ucrania (*)	919,2	0%
UE15	3325,0	-8%
Total	13728,5	

Fuente: Ministerio de Medioambiente del Gobierno de España

El resto de países firmantes del Protocolo (entre ellos todos los latinoamericanos) no están incluidos en el Anexo I, aunque sí deben realizar esfuerzos para la reducción de las emisiones, y además pueden ser beneficiarios de los

Mecanismos de Desarrollo Limpio y de Aplicación Conjunta. Estos son acuerdos internacionales para implantar tecnologías limpias que reduzcan las emisiones de G.E.I. Argentina, por ser una economía en desarrollo y con aproximadamente el 0,6 % del total de las emisiones mundiales, ratificó el Protocolo de Kioto previa aprobación del Congreso Nacional, mediante la Ley Nacional 25.438. En consecuencia, su condición de país adherente la compromete a reducir emisiones o, al menos, no incrementarlas. [6]

La firma del protocolo también tuvo sus externalidades positivas sobre la cultura en la visión ambiental.

Una vez superado el año 2012 queda pendiente la renovación del Protocolo de Kioto con unos objetivos más ambiciosos. En las cumbres de Cancún (2010) y Durban (2011) se preveía un incremento de los compromisos, que debería materializarse en Doha (2012) pero en esta última cumbre simplemente se renovaron los objetivos de 2012 y ni siquiera para todos los países (Rusia, Japón y Canadá denegaron la firma). Actualmente los objetivos de Kioto simplemente se mantienen. El marcarse objetivos más estrictos depende del compromiso de cada país y está pendiente un nuevo pacto mundial en 2015 al que se incorporarían China, India y Rusia aunque. La Unión Europea se ha marcado el objetivo 20-20-20, que consiste en alcanzar una cuota de un 20% para la reducción de las emisiones de G.E.I., porcentaje de mejora en la eficiencia energética y finalmente que un 20% de la energía primaria (tanto térmica como eléctrica) provenga de las fuentes renovables.

2. Las fuentes renovables en España: marco jurídico y evolución

2.1 Introducción: La ley 54/1997 del sector eléctrico como punto de partida

La entrada de España en la Comunidad Económica Europea (C.E.E.) en 1986 obliga al cumplimiento de las directrices básicas de ésta en todos los sectores. En algunos la adaptación a normas supranacionales se hizo de forma rápida, mientras que los sectores más sensibles (electricidad, hidrocarburos, comunicaciones, abastecimiento de agua...) tuvieron una convergencia mucho más lenta. Estos sectores eran considerados estratégicos y estaban fuertemente regulados por la administración pública, por lo que los procesos de liberalización que exigía la C.E.E. se tomaron con mucha lentitud, siendo la electricidad uno de ellos. La exigencia de la C.E.E. comprendía la normalización

de las instalaciones (como resultado de la *Ley* antes citada también se aprobó un nuevo Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión), facilitar la incorporación de las nuevas tecnologías (renovables, cogeneración...) y la libre competencia en el sector.

En 1997 se aprobó la *Ley 54/1997, de 8 de noviembre, del Sector Eléctrico [7]*, que es la norma básica que regula la electricidad en España, fruto de la necesaria adaptación de la normativa nacional a la europea. Hasta su aprobación el suministro eléctrico se concebía como un servicio público sin estar muy claros los límites entre empresas y administración, ya que ambas realizaban conjuntamente la planificación de las redes. Este servicio público deja de ser el objetivo principal de la *Ley* marcándose ahora los siguientes:

- i. Garantizar el suministro eléctrico a la población
- ii. Garantizar que éste tiene la calidad suficiente
- iii. Garantizar que se realice al menor coste posible

Otro punto importante es la descripción de los participantes en el mercado. Hasta 1997 las empresas eléctricas realizaban toda la actividad al completo (desde la generación a la venta al consumidor) mientras que ahora distinguimos entre los productores, transportistas, empresas distribuidoras y comercializadoras.

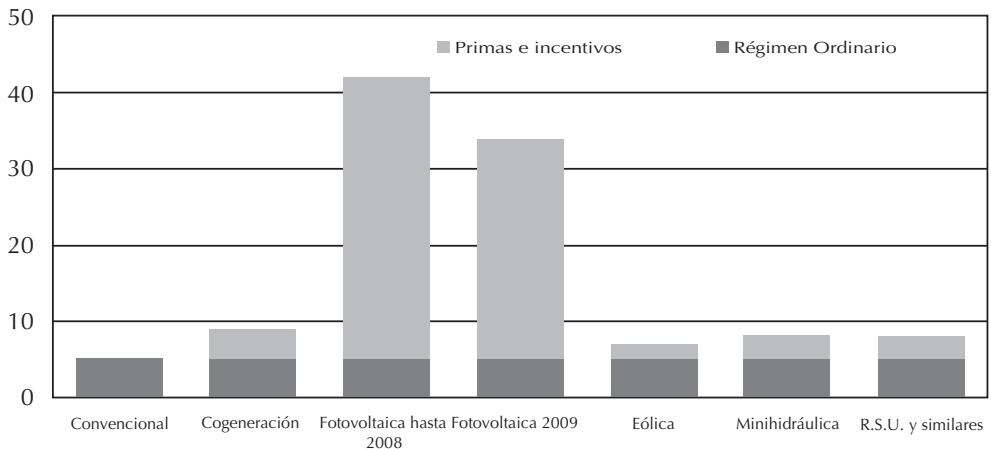
Otra característica de la liberalización es que el precio de la energía deja de ser fijo en líneas generales (hasta el momento era impuesto por el Ministerio de Industria y actualizado anualmente según los costes del mercado). A partir de 1997 el precio se impone mediante un procedimiento de ajuste oferta-demanda, siendo la electricidad más cara a las horas de mayor demanda (por las mañanas) mientras que las horas más baratas serán por la noche y fines de semana, en los que cae la demanda. Este procedimiento se produce para las fuentes convencionales y con ciertas particularidades para el Régimen Especial.

2.2 Régimen especial y régimen ordinario. Primas a la electricidad verde

Esta *Ley 54/1997 de 8 de noviembre del Sector Eléctrico* promueve las fuentes renovables para la producción de energía eléctrica, estableciendo como novedad la discriminación entre el Régimen Ordinario y el Régimen Especial. El Régimen Ordinario incluía las centrales tradicionales (térmicas,

termonucleares, gran hidroeléctrica...) mientras que las del Régimen Especial son las renovables, tratamiento de R.S.U., cogeneración, residuos agrícolas, con potencia instalada menor a 50 MW. La preferencia está localizada en que las fuentes del Régimen Especial no deben someterse a un procedimiento de oferta-demanda sino que pueden acogerse a un precio fijo de venta por cada kWh. Este precio de venta se calculará en función del precio medio de venta de las fuentes del Régimen Ordinario incrementado en una cantidad variable denominada prima. En casos especiales se podrá dar también la prima a otras fuentes renovables no hidráulicas de potencia superior a 50 MW. La prima es una cantidad económica que se abona por cada kWh por encima del precio ordinario y que depende de la fuente. Por ejemplo en el caso de la eólica eran unos 3 céntimos por cada kWh mientras que para la solar fotovoltaica era del orden de los 30 céntimos por cada kWh. El motivo de la existencia de la prima es compensar los sobrecostes que suponen para el promotor la generación de electricidad renovable, y según esta Ley se calculará de forma que estas centrales tengan una viabilidad razonable [8].

Figura 1: Precios de venta de la energía eléctrica de origen renovable a la red según tecnología



Fuente: Elaboración propia

La Ley del Sector Eléctrico divide en cuatro grandes partes el proceso, que son la producción de electricidad, transporte, distribución y la venta al consumidor final. En este artículo analizaremos la producción; esta actividad se realiza en las centrales eléctricas, que producirán electricidad mediante el proceso de generación. El mercado de la producción eléctrica (es decir

el precio de venta de cada kWh producido) se regula por un procedimiento de compra y venta de la electricidad mediante un proceso denominado casación. Todas las instalaciones del Régimen Ordinario superiores a los 50 MW están obligadas a participar en el procedimiento de casación mientras que las instalaciones renovables y las de potencia menor a 1 MW no están obligadas a participar en este procedimiento aunque tienen la posibilidad de hacerlo. El Régimen Especial incluye tres grupos, a, b y c. El Grupo A son las centrales de cogeneración, el Grupo B son las centrales que usan energías renovables (eólica, solar fotovoltaica y termosolar, geotérmica, hidroeléctrica, biomasa y residuos forestales...) mientras que el Grupo C, residuos sólidos urbanos y valorización energética de residuos [9]. Tal y como citábamos antes el Régimen Especial es que tiene un trato muy favorable en cuanto a la venta de energía eléctrica por lo siguiente:

- La energía eléctrica del Régimen Especial siempre será vendida a la red
- El precio de venta es fijo, indiferente del proceso de compra-venta en el mercado
- Las instalaciones de potencia superior a 1 MW tienen la posibilidad de entrar en el proceso de casación de compra-venta de energía, junto a las instalaciones del Régimen Especial.

2.3 Planificación energética en renovables y crecimiento de la red de transporte

Una característica importante de la *Ley del Sector Eléctrico* es la liberalización; hasta el momento la actividad eléctrica era realizada en régimen de monopolio por la empresa eléctrica implantada en la zona y la posibilidad de elección era inexistente. Con la aprobación de la Ley se introduce la competencia en los procesos de generación y comercialización (venta al cliente); en distribución y transporte sigue habiendo monopolio pero se permite el uso de líneas ajenas pagando un peaje. Fruto de esta liberalización cualquier promotor tiene la libertad de implantar centrales (únicamente deben obtener los permisos y licencias, pero existe libertad para construir nuevas centrales). Al Estado sólo le corresponde realizar la estimación de las líneas de transporte y distribución en función de las previsiones de implantación de generadores y consumidores. Las empresas productoras se pueden ajustar o no a estas estimaciones en función de los beneficios económicos previstos, es decir que tienen libertad de implantar nuevas centrales en aquellas ubicaciones que consideren idóneas. El Estado únicamente realiza la planificación vinculante de las grandes líneas

de transporte, tanto en electricidad como en gas natural, ya que estas son imprescindibles para que se desarrollen las nuevas instalaciones generadoras. Además de esta planificación debe estimar el crecimiento de la generación eléctrica, clasificándolo según las tecnologías. Algunos documentos que recogen la planificación energética son los siguientes:

- *Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) 1999-2010 [10]*, que es la normativa nacional de transposición del *Libro Blanco de la UE*¹. Hasta este momento existían Planes Energéticos Nacionales en los que se incluía una previsión general de crecimiento de la producción y en este caso por primera vez se desarrolla una planificación exclusiva para las fuentes renovables. Este documento se actualiza posteriormente mediante el *Plan de Energías Renovables 2005-2010 [11]* y con el *Plan de Energías Renovables 2011-2020 [12]*. El *Plan de Fomento* de 1999 plantea como objetivo principal alcanzar los objetivos del Protocolo en España, con un aporte de energía de origen renovable del 12% de la energía primaria. Esta reducción se realizaría potenciando los usos térmicos (un 5% del consumo de energía térmica tendría este origen) y sobre todo los eléctricos, que es donde se realiza la mayoría del esfuerzo, ya que se marca como objetivo que un 22% de la energía eléctrica tenga este origen (en 1998 era de un 13,9%). Incluimos a continuación las tablas de ambos objetivos.

Tabla 2: Resumen del Plan de Fomento de Energías Renovables 2000-2010 para usos térmicos

	1998	2010	Variación
	Energía (ktep)	Energía (ktep)	Energía (ktep)
Biomasa	3476	4376	900
Solar Térmica	26	336	310
Geotérmica	3	3	0
Biocarburantes		500	500
Total usos térmicos	3505	5215	1710

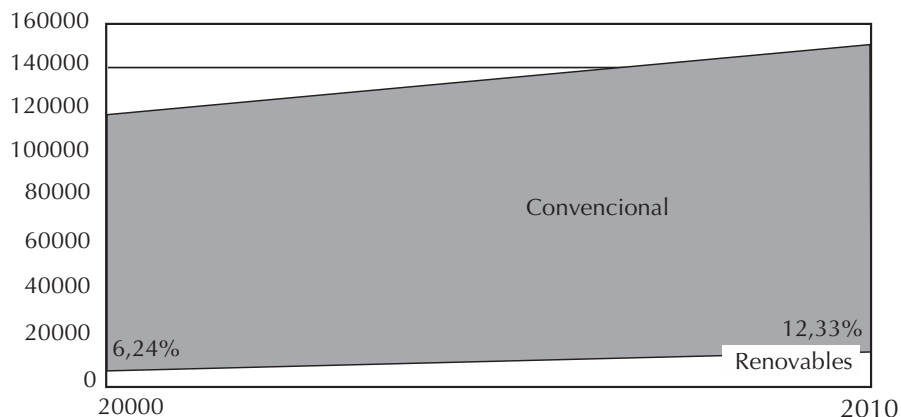
Fuente: Ministerio de Industria e I.D.A.E.

1 El Libro Blanco es un documento general que marca los objetivos estratégicos de la Unión Europea en diversos aspectos; uno de éstos es el Libro Blanco por el que se establece una estrategia y un plan de acción comunitarios en políticas energéticas, con un compromiso que el 12% de la energía consumida en la UE tenga origen renovable, para alcanzar los objetivos firmados en el Protocolo de Kioto. Puede encontrarse abundante información sobre éste en http://europa.eu/legislation_summaries/other/l27023_es.htm

Tabla 3: Resumen del Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 para usos eléctricos.

	1998		2010		Variación 1998-2010	
	Potencia (MW)	Electricidad (GWh)	Potencia (MW)	Electricidad (GWh)	Potencia (MW)	Electricidad (GWh)
Minihidráulica	1510	4680	2230	6912	720	2232
Gran hidráulica	16221	30429	16571	31129	350	700
Eólica	834	2002	8974	21538	8140	19536
Biomasa	189	1139	1897	13949	1708	12810
Biogás			78	546	78	546
Solar Fotovoltaica	8	15	144	218	136	203
Solar termoeléctrica			200	459	200	459
R.S.U.	94	586	262	1846	168	1260
Total Electricidad	18856	38851	30356	76597	11500	37746

Fuente: Ministerio de Industria e I.D.A.E.

Figura 2: Evolución prevista de las renovables según el Plan de Fomento 2000-2010

Fuente: Ministerio de Industria e I.D.A.E.

- En el caso de España, en el 2010 ya se había alcanzado un 12% de cuota renovable en la energía nacional y el porcentaje actual ronda un 15% (existen pequeñas variaciones porque el aporte de hidroeléctrica es muy variable) y será necesario un empujón importante para alcanzar el objetivo del 20 % que se marca la Unión Europea como objetivo en el año 2020 [13].

Tabla 4: Evolución prevista del porcentaje de renovables en la producción de energía primaria entre 2005-2020 (ktep)

Ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	21.183	8.271	10.548	10.058
Petróleo	71.765	62.358	56.606	51.980
Gas natural	29.116	31.003	36.660	39.237
Nuclear	14.995	16.102	14.490	14.490
Energías renovables	8.371	14.910	20.593	27.878
Saldo eléctrico (Imp-Expor)	-116	-717	-966	-1.032
Total energía primaria	145.314	131.927	137.930	142.611

Fuente: Plan de Fomento de las Energías Renovables 2011-2020

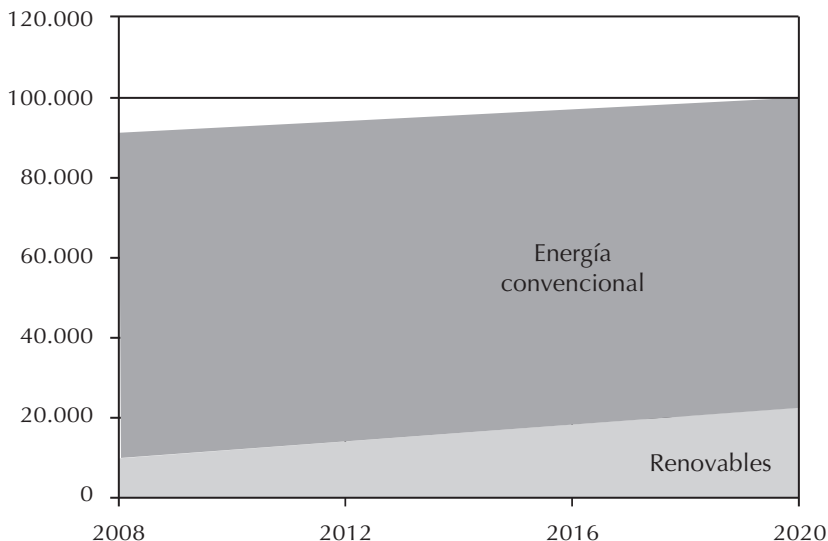
Por usos destacamos que este Plan de Fomento se marca como objetivo que un 38% de la generación eléctrica bruta tenga origen renovable, cuando en la actualidad ronda un 32%. Podemos ver a continuación la evolución esperada de la generación eléctrica nacional entre 2005 y 2020.

Tabla 5: Evolución prevista de las distintas fuentes en la generación de energía eléctrica entre 2005-2020 (GWh)

	2005	2010	2015	2020
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600
Gas natural	82.819	96.216	120.647	133.293
Petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624
Renovables	42.441	97.121	112.797	146.080
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457
Producción bruta	292.970	300.241	338.016	383.634
Porcentaje de renovables en generación (%)	14,5%	32,3%	33,4%	38,1%

Fuente: Plan de Fomento de las Energías Renovables 2011-2020

Figura 3: Evolución prevista de recursos renovables y energía convencional en el consumo energético nacional 2008-2020



Fuente: Plan de Fomento de las Energías Renovables 2011-2020

2.4 El régimen económico de las fuentes del régimen especial

Desde la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico se han desarrollado múltiples normas en forma de reales decretos y normativa de rango menor, que sería imposible desarrollar al completo. A continuación haremos un pequeño resumen de la evolución de esta normativa a lo largo de los últimos años.

Hasta 2004 la evolución de las fuentes renovables en generación eléctrica era inferior a las previsiones del *Plan de Fomento*, de forma que el *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, incorpora varias medidas para consolidar su crecimiento. Por un lado implanta una medida de consolidación de primas, consistente en asegurar que las empresas cobrarán un precio de la prima en /kWh durante la vida útil de ésta (hasta ese momento las primas se aprobaban anualmente pero no se aseguraba su existencia durante un plazo de años). Además impone que durante los primeros veinticinco años se cobre el total de la prima y una vez que la instalación ha cumplido el cuarto de siglo en funcionamiento cobrará un 80% de ésta. En otros casos se aprobó normativa particular, como es en la fotovoltaica, este Real Decreto elevó la

potencia nominal con derecho a percibir la prima máxima desde los 5 kW a 100 kW, lo que supuso una rebaja en el precio de implantación y que las instalaciones fotovoltaicas empiezan a ser rentables para los promotores. En el periodo 2004-2008 esta tecnología ha aumentado espectacularmente porque mientras que los precios de implantación se rebajaban ampliamente las primas se mantenían; en 2004 el precio de cada kW instalado eran de unos 7.000 / kW (para instalaciones del orden de 5 kW) y las instalaciones empezaban a ser rentables, desde este año a 2007 el precio se rebajó hasta los 4.500 /kW (instalaciones hasta 100 kW), pero las primas seguían siendo prácticamente iguales, de forma que la potencia aumentó exponencialmente y supuso un sobrecoste muy importante.

La evolución de la potencia instalada muy por encima de las estimaciones del Plan de Fomento estaba causando una cierta inseguridad en el sector, que resuelve el *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica del Régimen Especial*. Este Real Decreto soluciona una situación de incertidumbre en el mercado, existían múltiples rumores de cierre del Registro del Régimen Especial porque algunas tecnologías estaban superando de largo los objetivos del Plan de Fomento 2000-2010 (en particular la fotovoltaica) y no estaba regulado qué pasaría en el caso de superarse los objetivos de este Plan. Ahora se asegura que seguirán existiendo las primas aunque son variables en función de la tecnología empleada. Estos precios se mantendrían para las instalaciones en funcionamiento hasta llegar al 85% de la potencia objetivo para el año 2010 y que es variable en función de cada fuente; una vez superado el 85% se aplicaría un sistema de cupos por el que las nuevas instalaciones cobrarían una prima decreciente en función de la potencia instalada en ese momento. Otra novedad que introduce el *Real Decreto 661/2007* es la metodología para la actualización de la prima a las renovables, conforme hasta el 31 de diciembre de 2012 el precio del kWh del que partíamos se actualizará con el índice de precios al consumo menos el 0,25% mientras que a partir de enero de 2013 la actualización de estos precios se realizará con el I.P.C. menos el 0,5%. La tercera novedad importante es la necesidad de un aval bancario para la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones del Régimen Especial. Unos meses más tarde se aprueba la *Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2008*; esta Orden calcula el precio de venta de cada kWh (recordemos que las instalaciones del Régimen Especial no están obligadas a calcular el precio en función de la relación oferta-demanda).

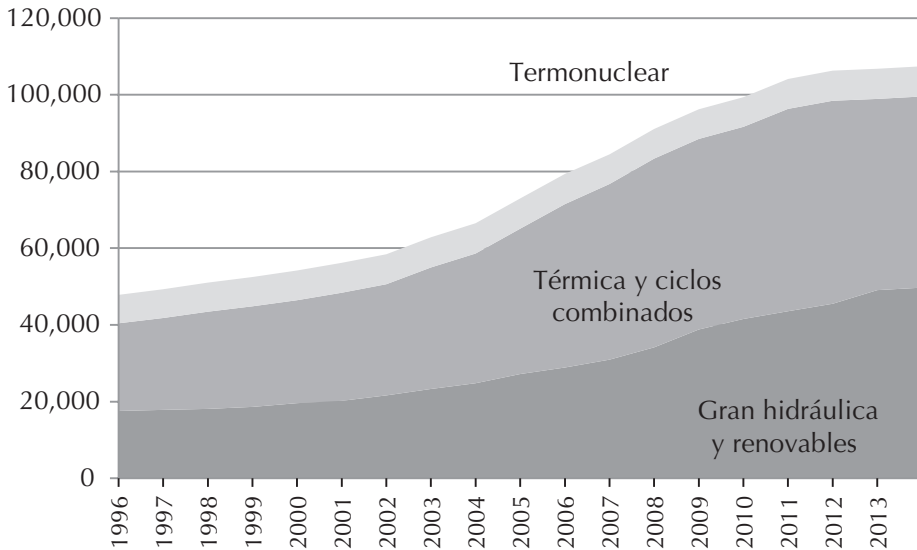
Las primas a las renovables eran necesarias para incentivar al inversor (sin ellas estas instalaciones no eran rentables) pero debido a que estas se mantenían mientras que el precio de la implantación era cada vez menor las nuevas centrales superaron de largo las previsiones, de forma que incluso aquellas situadas en lugares no idóneos (sin mucha radiación solar, sin excesivo viento...) podían ser rentables, especialmente en el caso de la fotovoltaica.

En la línea de moderar las primas debemos citar el *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*. Este Real Decreto rebaja sustancialmente el precio de las primas a la tecnología fotovoltaica por haberse superado los objetivos previstos para 2010; las primas en vez de ser fijas pasarán a ser decrecientes, es decir que al aumentar la potencia eléctrica de origen fotovoltaica disminuirá; a partir de 2008 el precio es de unos 32 céntimos por cada kWh pero en los próximos años este valor fue en decrecimiento.

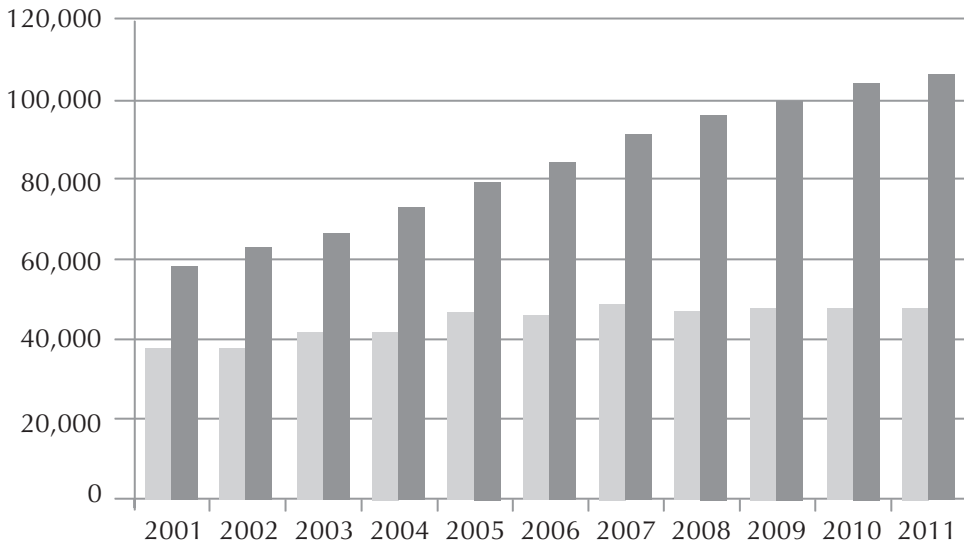
Posteriormente se han aprobado algunas modificaciones sectoriales, que incentivan que las grandes centrales renovables (entre 10 y 50 MW) participen en el proceso de casación de oferta y demanda, por el que se introduce la posibilidad de participar en el mercado. Como esta participación supone a priori la pérdida de ingresos, se les premia con un incentivo sobre aquellas instalaciones que producen en las condiciones convencionales (precio fijo más prima) de forma que tenemos dos modalidades de venta a la red:

- Mediante un precio fijo más prima
- Mediante precio variable más prima más incentivo. De esta manera aproximadamente el precio final a lo largo del año sale el mismo, pero en los periodos de mayor demanda el kWh se paga a más precio y en menor demanda a menos precio. A esta modalidad sólo se podían acoger las centrales mayores a 10 MW.

Como resultado de la aplicación de la política de apoyo a las renovables mediante las primas el incremento de la potencia disponible en los últimos veinte años en España ha sido muy importante, aunque por muy por encima de la demanda eléctrica (que apenas se movía). Entre 1998 y 2012 la potencia disponible se multiplicaba por dos mientras que la demanda eléctrica sólo aumenta un 20%.

Figura 4: Evolución de la potencia instalada (MW)

Fuente: Foro Nuclear (anuario Energía 2013)

Figura 5: Comparación de potencia eléctrica instalada y demanda máxima de potencia (MW)

Fuente: Foro Nuclear – Anuario Energía 2013 y elaboración propia

2.5 El déficit tarifario y evolución de las primas

Decíamos antes que la evolución de las renovables supuso un incremento de las primas, que ha desatado una crisis importante en el sector. El precio de producir electricidad a partir de las tecnologías del Régimen Especial es superior que utilizando las del Régimen Ordinario, de forma que la Ley del Sector Eléctrico incentivaba estas tecnologías con diferentes herramientas, donde las primas es la más importante. El valor de las primas depende de cada tecnología, tal y como vimos en la Figura 1, pero supone un coste global muy importante que ha crecido a medida que lo hicieron las tecnologías renovables. En 2012 estas primas ascendían a unos 7.000 millones de euros.

En España la normativa recoge que los costes de las primas deben ser imputados a los consumidores finales, pero el precio del kWh no se ha encarecido de forma acorde con estas primas por lo que existe un desfase entre ambos muy importante, que forma parte de un término más amplio denominado el Déficit Tarifario. Este Déficit es la diferencia entre los costes que las empresas eléctricas afirman tener (esto es discutible porque se trata de un sector sin competencia en el que las empresas no son totalmente eficientes) y los costes que los usuarios pagan, ascendiendo a casi 30.000 millones de euros y el Ministerio de Industria ha decidido apostar por atajarlo lo antes posible. En el Déficit Tarifario se incluyen además de las primas otros capítulos como los derechos de interrumpibilidad de las grandes fábricas (en caso de demandas imprevistas se les podría cortar el suministro a los grandes consumidores aunque esta medida no ha sido adoptada prácticamente nunca), garantía de potencia (en particular la disponibilidad que cobran las centrales de Ciclo Combinado aunque no entren en funcionamiento), sobrecostes extrapeninsulares (el precio de la electricidad fuera de la Península es idéntico, aunque el coste de generación es muy superior) o incluso la Moratoria Nuclear (indemnizaciones por centrales nucleares que se empezaron a construir y que posteriormente se paralizaron por iniciativa del Gobierno). Temporalmente estos costes han sido soportados por las empresas eléctricas aunque la normativa recoge explícitamente que serán trasladados a los consumidores finales; en el caso de las tarifas intervenidas (Tarifas de Último Recurso) el Ministerio de Industria mantiene unos valores estables de forma que las comercializadoras no pueden trasladar el incremento de las primas a los consumidores; de esta forma un desfase que inicialmente era coyuntural (se debería liquidar al año siguiente) se convierte en estructural.

Con el fin de frenar este Déficit (en el que los precios de las primas son uno de los participantes) el Ministerio de Industria ha aprobado el *Real Decreto Ley 1/2012 por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución en las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica del Régimen Especial*. Este Real Decreto Ley impide temporalmente que las nuevas centrales sean beneficiarias de las primas a la producción, que eran imprescindibles para ser viables. La suspensión temporal de las primas supuso un freno drástico a la implantación de estas centrales, ya que sin primas desaparece el interés de los promotores y se paraliza el mercado.

El *Real Decreto 436/2004* consolidaba el valor de las primas para las instalaciones que ya estaban en funcionamiento e impedía que las primas se recortasen. El Ministerio de Industria deseaba disminuirlas pero no podía hacerlo tan fácilmente. Así ideó el cobro de un “impuesto sobre el valor de la producción eléctrica”, recogido en la *Ley 15/2012 de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética*. Este nuevo impuesto grava un 7% el importe total recibido por la energía vertida a la red eléctrica, con independencia de la fuente utilizada. Esto es especialmente perjudicial para las centrales renovables por tratar a todas las tecnologías por igual. Este impuesto ha sido recurrido por todo el sector porque supone un cambio de la normativa que explícitamente estaba consolidada (en la práctica es recortar las primas un 7%) estando pendiente de ser resuelto el recurso de inconstitucionalidad.

Finalmente debemos citar la nueva Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Esta Ley sustituye a la Ley 54/1997 y supone la paralización definitiva de las primas a las renovables, ante el encarecimiento de las mismas y sobre todo motivadas por el Déficit Tarifario.

2.6 Las posibilidades de futuro sin primas: autoconsumo y balance neto

Ante la desaparición de las primas la principal esperanza de los participantes en el sector es la implantación de centrales para autoconsumo, es decir que una empresa consumiera la energía que ella misma produzca con una pequeña central (fotovoltaica, minieólica...)². El problema es que la regulación

2 El autoconsumo es posible para cualquier consumidor aunque en la práctica sólo es económicamente viable para fábricas, grandes edificios y centros de consumo entorno a los 100 kW. No es previsible que los consumidores domésticos (con potencias consumidas en torno a los 10 kW) puedan aprovecharse de esta modalidad con los precios de implantación existentes en la actualidad.

del autoconsumo no está actualizada, ya que entre otras limita la potencia máxima a conectar a 100 kW (sólo se permitiría elevar esta potencia a 1.000 kW en biomasa) y faltan por concretar muchos detalles. Además el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión obliga a contar con la autorización de la empresa distribuidora de la zona, que no lo va a facilitar por ser contrario a sus intereses. Está pendiente del desarrollo de un Real Decreto que regule completamente el autoconsumo. Existe un borrador publicado por el Ministerio de Industria en el que exige unos “peajes de respaldo” que harían inviable la inversión económica (se debe de pagar un sobrecoste por los derechos de potencia disponible, por encima de un consumidor ordinario) aunque está pendiente de desarrollar.

Actualmente el mercado de las renovables para la generación eléctrica está detenido a la espera que se apruebe el Real Decreto de Autoconsumo, y que se definan las condiciones de esta modalidad. Es especialmente importante que el autoconsumo sea una modalidad comercialmente interesante porque es donde están centradas todas las esperanzas de conseguir incrementar un 6% la participación de las renovables en la generación eléctrica, imprescindible para alcanzar los objetivos del *Plan de Fomento de las Energías Renovables 2011-2020*.

3. Las fuentes renovables en Argentina: marco jurídico y evolución

3.1 La liberalización eléctrica en Argentina: la ley 24065/91 de régimen de la energía eléctrica

En Argentina la provisión de electricidad comienza a fines del siglo XIX, centrándose en Buenos Aires para luego extenderse progresivamente al resto del país. A mediados del siglo XX se consolidan las empresas estatales de Agua y Energía y son las principales generadoras y distribuidoras de electricidad.

A fines de los años 60 la generación térmica aportaba alrededor del 70% de la demanda, situación que cambió en las décadas siguientes debido a la inclusión de tecnología apropiada para la instalación de centrales hidroeléctricas. Hacia fines de los '80 la hidroelectricidad alcanzaba cerca del 50% de la oferta del mercado.

A mediados de los 80, el sistema entró en crisis con dificultades de financiamiento que llevó a problemas técnicos de mantenimiento. Además

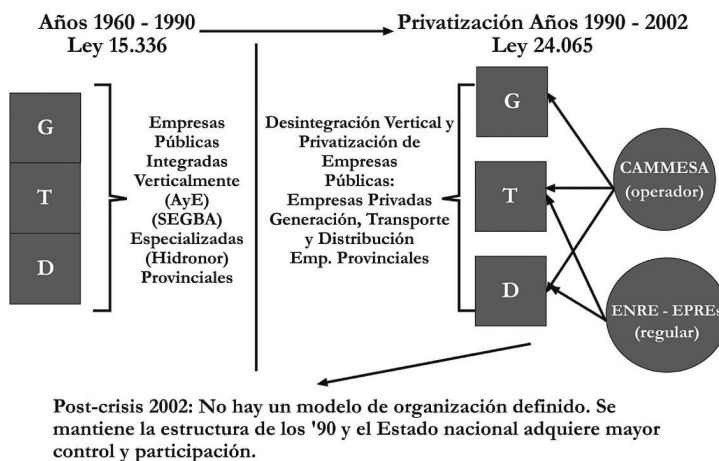
dos de los principales sistemas hídricos mostraron fuertes bajas en sus caudales, provocando escasez y obligando a consecuentes racionamientos y cortes programados. Como resultado, se reforma el sistema realizando una desintegración vertical de las empresas estatales, separando las mismas en segmentos independientes de generación, transporte y distribución, privatizándose todas las empresas estatales.

El nuevo régimen permite que la generación funcione bajo condiciones de libre competencia, no así el transporte y la distribución que se manejan como servicios públicos conformando condiciones de monopolio natural.

Esto obliga a que el Estado cumpla sus funciones de control y regulación del sistema. En relación a la distribución, la función de controlador la tiene el Ente Nacional Regulador Eléctrico para las distribuidoras de la provincia de Buenos Aires, donde se centra más del 50% de la demanda nacional, mientras que en el interior del país existen organismos provinciales. [14]

En 1992 es creada la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad Sociedad Anónima (CAMMESA), el cual es el organismo encargado de la coordinación de operaciones de despacho, responsabilidad por el establecimiento de precios mayoristas y administración de transacciones que se realizan en el sistema interconectado nacional. Es una empresa de gestión privada con propósito público. [15]

Figura 6: Evolución del modelo de organización del mercado eléctrico argentino

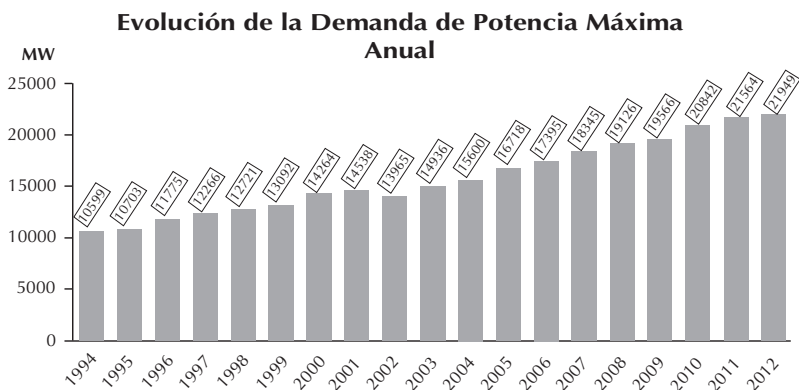


En el 2002 la Argentina atraviesa una fuerte crisis socio – económica, en donde se decretan leyes de Emergencia Económica y se realiza una renegociación de contratos de servicios públicos de electricidad y gas natural. En los años siguientes Argentina entra en un proceso de restricciones generalizadas y la situación se mantiene, aunque se incorpora nueva infraestructura para la generación y distribución de energía. Las tarifas de energía y combustible suben exponencialmente, como así también los subsidios a las empresas para controlar los precios a los consumidores. Las nuevas inversiones destinadas a la generación provienen de financiación pública o contratos con garantía soberana.

3.2 El incremento de la demanda de potencia

La demanda de potencia ha crecido con un ritmo sostenido durante los últimos 20 años, situación que responde no sólo al crecimiento demográfico sino también a un crecimiento económico – industrial.

Figura 7 – Evolución de la demanda de potencia máxima anual argentina



Fuente: CAMMESA

La tendencia creciente nos llevó desde 9.515 MW en 1992, hasta 21949 MW en el 2012; aunque se aprecian en la gráfica algunos años de disminución de demanda, coincidentes con crisis socio-económicas en el país.

La demanda del mercado eléctrico está dividida en varios sectores, el 38% corresponde al consumo residencial, el 32% a grandes y medianos usuarios industriales, el 26% responde a la demanda comercial, mientras que el 4% restante se utiliza en alumbrado público. [16]

3.3 La capacidad instalada

En la actualidad, la capacidad instalada del Parque de Producción de Electricidad alcanza los 30.937 MW.

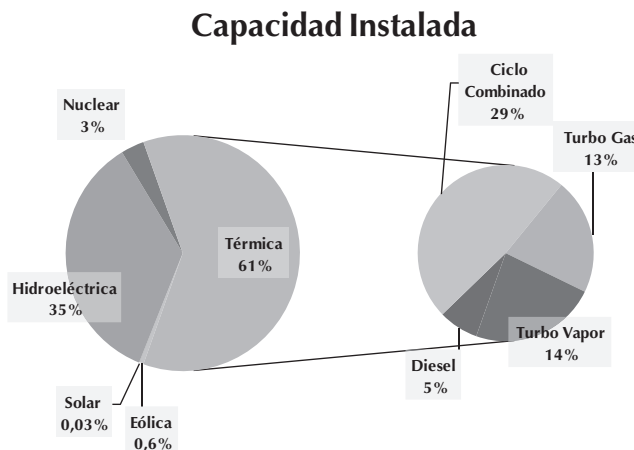
La producción se basa principalmente en el uso de combustibles fósiles, representando el 60,7% de la capacidad total, mientras que las hidroeléctricas cubren el 35%, el resto se completa con energía nuclear, mientras que las renovables (solar y eólica) no alcanzan al 1%. [17]

Tabla 6: Producción de energía eléctrica en Argentina en 2013

Tipo de Central	Tecnología	Porcentaje
Hidroeléctrica		35,30%
Nuclear		3,21%
Eólica		0,60%
Solar		0,03%
Térmica	Ciclo Combinado	29,29%
	Turbo Vapor	14,13%
	Turbo Gas	12,96%
	Diesel	4,47%

Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista CNEA – Marzo 2014

Figura 8 – Capacidad instalada en 2013



Fuente: Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista CNEA – Marzo 2014

El aumento de la población en las capitales así como las industrias en los alrededores de la misma, llevan a que en Argentina el 80% de la demanda se concentra en esas zonas. Esto motiva, que aunque exista el SIN (Sistema Interconectado Nacional), las mayorías de las centrales térmicas se encuentren en la zona urbanas, dejando solamente para otras regiones generaciones de tipo hidroeléctrica, siguiendo la geografía natural. Las centrales eléctricas de mayor capacidad se aprecian en la tabla 7 siguiente.

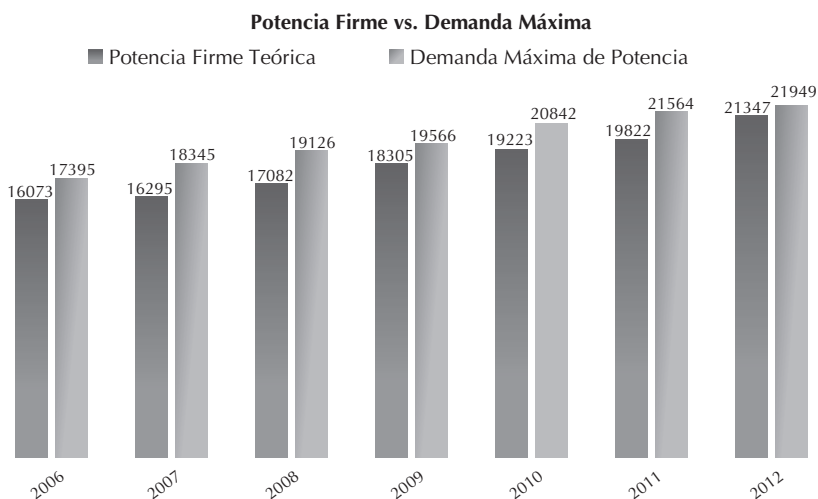
Tabla 7: Centrales hidroeléctricas de mayor capacidad instalada

Nombre	Potencia [MW]	Tipo	Origen de capitales
Yaciretá	3100	Hidroeléctrica	Argentino - Paraguayo
Costanera Central	2318	Central Térmica	Chileno
Salto Grande	1890	Hidroeléctrica	Argentino – Uruguayo
Piedra del Águila	1424	Hidroeléctrica	Chileno

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de Secretaría de Energía

Tomando en cuenta que la potencia firme teórica difiere de la capacidad instalada, podemos apreciar en la siguiente figura que existe un déficit, que se repite año a año, para atender la demanda energética. Esta situación obliga a la importación de combustibles para generación eléctrica.

Figura 9: Comparativa de evolución de potencia firme teórica y demanda máxima de potencia en Argentina



Fuente: CAMMESA

Frente a esta situación se han planteado políticas para el aumento de la capacidad instalada a fin de abastecer la demanda creciente. Estas han llevado a un incremento aproximado de 2000 MW en los últimos 3 años, siendo los mismos en su mayoría generación a base de combustibles fósiles. También debemos sumar 745MW que se aportarán en los próximos meses por el ingreso de Atucha II (Central Nuclear).

3.4 La presencia de las renovables en argentina

El desarrollo de un modelo energético sustentable que integre las fuentes renovables con las no renovables necesita de un mejor uso de la energía. Queda mucho margen en los distintos usos de la energía para eficientizar el aprovechamiento de la misma.

En la variedad de escenarios eléctricos conocidos se puede comprobar que todos ellos mejoran su performance general (técnica, económica y ambiental) cuando asisten a una demanda con un fuerte componente en uso eficiente de la energía.

Un complemento esencial para las políticas de uso racional de la energía es aprovechar el potencial de las renovables a baja escala utilizadas por los usuarios en sistemas integrados a la red. En la generación distribuida los sistemas de solar térmicos son interesantes por el ahorro de gas o de electricidad. La generación renovable distribuida permite tener un sistema más eficiente tanto por la reducción de la demanda de la red como por las menores pérdidas en la transmisión de energía.

Es muy grande el potencial que posee nuestro país para aprovechar diversas fuentes renovables, como es el caso de eólica, solar o biomasa. El potencial eólico existente y la competitividad de los modernos aerogeneradores despertaron el interés inicial en las primeras normas de promoción. Se estima que el 70% del territorio es apto para generar energía eléctrica en base a este recurso.

En la región latinoamericana Argentina está en el 5 lugar con baja potencia respecto a Brasil o México pero en porcentaje en el 2011 aumentó más que los otros países.

En el año 2003 teníamos un potencial de 26,3MW posteriormente con la incorporación del parque de la provincia de La Rioja (2011) y Chubut (2012)

pasamos a 141,8 MW. De esta potencia solo se comercializaba a la red SADI nacional (Sistema Argentino de Interconexión) un 78,8 %, quedando el resto localmente. [18]

La energía solar también tiene buenas posibilidades especialmente en la región centro-oeste del país. Para que el uso de la energía solar sea una alternativa energética viable es preciso garantizar el suministro necesario mediante una mejora de los sistemas de captación, acumulación y distribución. El nivel técnico actual de dichos sistemas es muy elevado habiéndose desarrollado grandes avances en todos los campos. Se puede afirmar que las posibilidades técnicas de la energía solar están en un orden muy superior al aprovechamiento actual que se está haciendo de este tipo de energía. Además, la energía solar puede perfectamente ser complementada con otras energías renovables o convencionales lo que haría que se redujesen las necesidades de acumulación en períodos de escasa radiación solar.

La energía solar térmica presenta un potencial tal que podría sustituir, a corto plazo, a la electricidad y al gas en la calefacción y el calentamiento de agua, sobre todo a nivel domiciliario y comercial, con costos accesibles. [19]

Para la generación de energía eléctrica a nivel rural, muchos productores han recurrido a paneles fotovoltaicos. La demanda de estos paneles ha crecido entre un 20% y un 50% anual en los últimos diez años.

Aunque los costos del equipamiento son elevados, en muchos casos la distancia a la red nacional los vuelve factibles, generando pequeñas redes autónomas. El Programa PERMER (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales) tiene como objetivo proveer de electricidad a 1,8 millones de personas nucleadas en 314 mil hogares, y a 6.000 servicios básicos (escuelas, emergencias médicas, destacamentos policiales, etc.), el que se ejecuta a través de varias tecnologías, como paneles solares, cocinas y hornos solares, aerogeneradores, etc.

Asimismo, por iniciativa de los Ministerios de Agricultura y de Planificación a través de las Secretarías de Agricultura, Ganadería y Pesca y la Secretaría de Energía se crea el Proyecto para la promoción de la energía derivada de la biomasa llamado PROBIOMASA, también cuenta con el apoyo de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO). [20]

El objetivo principal del proyecto es incrementar la producción de energía térmica y eléctrica derivada de biomasa a nivel local, provincial y nacional para

asegurar un creciente suministro de energía limpia, confiable y competitiva, y a la vez, abrir nuevas oportunidades agroforestales, estimular el desarrollo regional y contribuir a mitigar el cambio climático.

Para cumplir sus objetivos se plantean tres líneas de acción:

- Fortalecimiento institucional: reforzar el marco institucional y crear infraestructura para impulsar el uso sustentable de la energía obtenida de biomasa.
- Incubadora de proyectos energéticos: promover el establecimiento de emprendimientos bioenergéticos.
- Difusión y sensibilización: informar y capacitar a los actores políticos, empresarios, investigadores y al público en general acerca de las oportunidades y ventajas que ofrece la bioenergía.

Mediante estos lineamientos se obtendrán beneficios entre los cuales los más destacados son: convertir residuos en subproductos útiles para la generación de energía, evitar el gasto generado debido a la importación de combustibles fósiles, generar nuevos puestos de trabajo y favorecer inversiones en diversos sectores agroindustriales e industriales.

El proyecto a su vez ofrece asesoramiento en proyectos bioenergéticos públicos y/o privados, obras municipales o provinciales de disposición de residuos y posterior aprovechamiento, ofrece información actualizada sobre financiamiento y marco regulatorio vigente, entre los servicios más destacados.

El primer régimen de promoción para energías renovables, puesto en vigencia en 1999, estuvo básicamente centrado en el pago de una remuneración adicional de un centavo por kWh para la generación eólica y solar. Rápidamente ese régimen quedo desactualizado producto de la crisis económica y posterior devaluación de 2001/2002. En el año 2004, la Secretaría de Energía adoptó la meta del 8% de participación de fuentes renovables en la matriz de generación eléctrica nacional. Esa meta fue luego adoptada por la Ley 26.190 (2006) y en la misma se actualiza el régimen de promoción original para un abanico más amplio de fuentes renovables. [21]

En el año 2009 se reglamentó la ley aunque varias de las medidas vinculadas a los mecanismos de promoción no se han puesto en marcha.

El Programa Federal para el Desarrollo de las Energías renovables, de gran importancia, no fue puesto en ejecución.

De todos modos, si bien es necesario que la ley este plenamente en vigencia, la actual estructura de precios dentro del sistema eléctrico hace que las remuneraciones adicionales no resulten suficientes para impulsar el desarrollo de las renovables dada la brecha entre los costos de generación y los precios del mercado.

En el 2009 fue de interés nacional la presentación del programa del Gobierno Nacional llamado GENREN ya que se trató de una licitación de proyectos de energías renovables para realizar contratos a precios acordados por 15 años.

El GENREN recibió ofertas por un total de 1.437 MW, superándose en más del 40% lo esperado por el programa. Quedó claro el interés de las empresas en desarrollar proyectos sobre la base de energías renovables. Se espera que haya más promoción y especialmente apoyo financiero para el sector.

A pesar de tratarse de un programa y una modalidad de contratos adecuados para el actual contexto del mercado eléctrico, al día de hoy se ha instalado menos del 10% de los proyectos acordados en el marco del GENREN. Han sido pocos los avances y una de las principales barreras identificadas es la dificultad en la obtención de financiamiento para proyectos que basan su rentabilidad en los pagos comprometidos por el Estado Nacional por los próximos 15 años. La desconfianza en lo público trae este tipo de consecuencias. [22]

La situación macroeconómica y otras externalidades al sector energético hacen que no se aprovechen las grandes posibilidades que tiene la Argentina para el crecimiento de energías renovables. El costo de instalación por MW es superior a países vecinos con menos potencial.

Esta situación es perfectamente superable en la medida que se mejoren, tanto el acceso al crédito como las condiciones contractuales y regulatorias.

También debe señalarse que aún en las condiciones actuales, las energías renovables en Argentina son competitivas frente a los altos costos de generar energía con combustibles importados o la importación de energía eléctrica desde Brasil o Paraguay.

4. Conclusiones

Hemos visto a lo largo del presente artículo dos modelos de infraestructura eléctrica en dos países separados por más de 10.000 km de distancia aunque en la práctica se trata de sistemas con rasgos comunes. En ambos países tanto la producción como la comercialización están razonablemente liberalizados mientras que el transporte y distribución se realizan en régimen de monopolio. Esto permite que en el caso de disponer de ubicaciones privilegiadas (con gran cantidad de sol, viento o agua) un promotor puede implantar una central eléctrica asumiendo un cierto riesgo económico, aunque en el caso de realizar un buen estudio éste se minimizaría. Las primeras centrales renovables que se instalan en ambos países son las hidroeléctricas y al día de hoy son las únicas que alcanzan rentabilidad económica por sí mismas y son capaces de competir en igualdad de condiciones con las que usan combustibles fósiles. En el caso de las nuevas renovables (solar fotovoltaica, biomasa, eólica e incluso minihidráulica) es necesario que sean complementadas con la prima a la producción de electricidad “verde”.

En España han existido las ayudas a la generación de origen renovable en forma de primas; estas sirvieron para dar un empuje muy importante entre los años 2004 y 2010. No obstante al mismo tiempo provocaron un encarecimiento del sistema eléctrico y que la potencia instalada es muy superior a la demanda real. A partir de 2012 el Estado impide que las nuevas instalaciones que utilizan energías renovables cobren las primas, y después de 2013 reduce el importe de éstas a la mitad. Actualmente las nuevas instalaciones que se pongan en funcionamiento deben competir en igualdad de condiciones con las fuentes convencionales. Aunque los avances en el sector han sido importantes el rendimiento económico de las centrales renovables sigue siendo menor que el de las convencionales (por eso son imprescindibles las primas). La maduración tecnológica es insuficiente y el marco jurídico tampoco ayuda, así a partir de 2013 hay un freno importantísimo al crecimiento experimentado durante la primera década del Siglo XXI, ya que no pueden luchar en igualdad de condiciones con las tecnologías tradicionales.

En Argentina el proceso normativo para la implantación de las energías renovables ha sido formalmente similar aunque más lento, Existe una retribución adicional a la producción de electricidad verde aunque estas ayudas son más reducidas. Por lo tanto la implantación de estas tecnologías (minihidráulica, eólica y solar fotovoltaica) son mucho más reducidas y se limitan a zonas con

condiciones climáticas (lluvia, sol o viento) muy adecuadas, sin llegar a ser masivas. Esto supone que aún queda un margen importante de crecimiento, mediante una subida de las primas o una generación de tecnológica, por lo que es de esperar que siga creciendo la implantación de instalaciones renovables.

En los dos países destacamos que pese a la liberalización en la implantación de centrales eléctricas y el interés de las empresas privadas, las renovables no alcanzan el nivel de rentabilidad de las convencionales, con la excepción de la gran hidroeléctrica.

En ambos países es imprescindible la ayuda del Estado, pero a diferencia de España, que ya ha alcanzado su límite en el mercado, Argentina posee un mercado más promisorio.

Bibliografía

- [1] Gallardo Olmedo, Fernando. *Crisis financieras y energéticas en el ámbito internacional: un análisis de las crisis del petróleo*. Madrid : Thomson-Paraninfo, 2005. ISBN 84-9732-306-8
- [2] Centeno, Roberto. *Petróleo y crisis en la economía española*. *Papeles de Economía Española*, Nº 14, 1983, págs. 373-389
- [3] Rapoport, Mario. *Historia económica, política y social de la Argentina*. Editorial Emecé Colihue. 2008 Págs. 690-702.
- [4] Fernández López, María Ángeles. *El Protocolo de Kioto, un reto para el sistema eléctrico español*. *Cuadernos de economía: Spanish Journal of Economics and Finance*, Vol. 29, Nº. 80, 2006, págs. 141-163
- [5] Nieto Saniz, Joaquín. *Cambio climático y Protocolo de Kioto: efectos sobre el empleo, la salud y el medio ambiente*. Información Comercial Española, ICE: Revista de economía, Nº 822, 2005, págs. 25-38
- [6] Ley 25.438. República Argentina. Protocolo de Kioto sobre cambio climático. 2001
- [7] López de Castro García-Morato, Lucía. *La nueva Ley 54/1997, del Sector Eléctrico*. Anuario de la Facultad de Derecho de la Universidad Autónoma de Madrid, Nº. 3, 1999, págs. 241-254

- [8] Pérez del Blanco, Gilberto. Fomento jurídico de la energía renovable. Era solar: Energías renovables, N^o. 120, 2004, págs. 48-66
- [9] Blanco Silva, Fernando; Bao Cruz, Sergio; López Díaz, Alfonso. La reforma eléctrica pendiente: propuesta para una solución de compromiso entre electricidad verde y amortización del déficit. Boletín de estudios económicos, Vol. 68, N^o 209, 2013, págs. 317-342
- [10] Ministerio de Ciencia y Tecnología; Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), 1999. Disponible en http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_4044_PFER2000-10_1999_1cd4b316.pdf
- [11] Ministerio de Industria; Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), 2005. Disponible en <http://www.idae.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/id.14/re/menu.12>
- [12] Ministerio de Industria; Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDAE), 2010. Disponible en <http://www.minetur.gob.es/energia/es-es/novedades/paginas/per2011-2020voli.aspx>
- [13] Bachiller Araque, Juan. Energía y sostenibilidad: el reto europeo del logro de los objetivos de 2020. Economía industrial, N^o 377, 2010, págs. 127-139
- [14] Ciclo de Conferencias "Argentina Energética". Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi". Sector eléctrico argentino- situación actual y proyecciones Ing. Gerardo Rabinovich 2013
- [15] Ley 24065/91. República Argentina. "Régimen de la energía eléctrica". 1991
- [16] El Mercado eléctrico Argentino. Secretaria de política económica. Ministerio de Economía. Nota técnica N 22. 2009. Pág. 2
- [17] Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista. Comisión Nacional de Energía Atómica. Abril 2014, págs. 1-5
- [18] Energía Eólica. 2008. Secretaría de Energía. República Argentina.
- [19] Energía Solar. 2008. Secretaría de Energía. República Argentina.
- [20] www.probiomasa.gob.ar

[21] Ley 26.190. República Argentina. Régimen de fomento nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. 2007

[22] ENARSA (Energía Argentina. S.A.). www.enarsa.com.ar