Norberto Coppari
Santiago Jensen
Mariela Iglesias
Valeria Cañadas
(editores)

ENERGÍA

SERIE
FUTUROS

AAPC
ASOCIACIÓN ARGENTINA PARA EL PROGRESO DE LAS CIENCIAS

Fundación UNSAM
Innovación y Tecnología
FUNINTEC

FUTUROS

SERIE FUTUROS

Alberto Pochettino
Director

Miguel Blesa
Responsable científico

Sebastián Savino
Coordinador

ENERGÍA

COMITÉ EDITOR

Norberto Coppari
Santiago Jensen
Mariela Iglesia
Valeria Cañadas

COMITÉ REVISOR CIENTÍFICO

Fabián Gaioli
Valeria Cañadas
Pablo RImancus
Humbero Baroni
Leonidas Girardin
Estela Santalla
Victoria Matarazzo
María Fernanda Monserrat
Santiago Jensen

Energía / Ismael Concha Perdomo... [et al.]; prólogo de Valeria Cañadas; Norberto Ruben Coppari.
- 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias; Fundación UNSAM Innovación y Tecnología, 2022.
Libro digital, PDF - (Futuros)
Archivo Digital: descarga y online
ISBN 978-987-48617-1-9
1. Energía. 2. Recursos Energéticos. 3. Política Energética. I. Perdomo, Ismael Concha. II. Coppari, Norberto Ruben, prolog. III. Cañadas, Valeria, prolog.
CDD 333.001

1ª edición digital julio 2022
© 2022 de la edición Norberto Coppari
© 2022 de la edición Santiago Jensen
© 2022 de la edición Mariela Iglesia
© 2022 de la edición Valeria Cañadas
© 2022 Asociación Argentina para el Progreso de la Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología
http://www.aargentinapciencias.org/
https://www.funintec.org.ar

Corrección: María Laura Petz
Diseño de interior y tapa: Ángel Vega
Maquetado: Fundación UNSAM Innovación y Tecnología y Gabriel Gil

Los lectores de este libro tienen, en forma gratuita, la libertad de utilizar,estudiar, aplicar y compartir su información, siempre que se mencione la obra y el autor original. El material de este libro puede ser utilizado citando la procedencia de esta manera: Coppari, Norberto; Jensen, Santiago; Iglesia, Mariela y Cañadas, Valeria (eds.), *Energía*. Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de la Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

El contenido y la originalidad de los artículos de esta publicación son responsabilidad exclusiva de sus autores. Las opiniones y puntos de vista expresados en este libro no necesariamente reflejan los de los editores.

Editado en la Argentina

PRÓLOGO	*7*	**Norberto Ruben Coppari y Valeria Cañadas**
Matriz energética global y regional	*11*	**Ismael Concha Perdomo**
Evolución de la matriz energética argentina	*41*	**Norberto Ruben Coppari**
Vision y principios fundamentales de la actividad de planificación energética	*72*	**Francisco Carlos Rey**
Energía y cambio climático	*92*	**Gabriel Blanco y Daniela Keesler**
Energy and Climate Change - Pathway for the global Energy Transformation and related Innovation needs	*120*	**International Renewable Energy Agency (IRENA)**
Anatomía del consumo residencial argentino. Uso racional y eficiente del acondicionamiento térmico de viviendas	*144*	**Raúl Zavalía Lagos, Leila Mora Iannelli y Salvador Gil**
Hidroelectricidad: energía renovable a gran escala y complemento ideal para el desarrollo de otras fuentes renovables	*173*	**Daniel Perczyk, Alfredo Mascimo, Fabiana Caroff y Sergio Mogliati.**
Energía nuclear, desafíos globales y regionales	*205*	**Ismael Concha Perdomo**

Energía solar fotovoltaica. Generación distribuida en áreas urbanas 228 **Juan Plá, Claudio Bolzi, Mónica Martínez Bogado y Julio C. Durán**

En la tierra y en el cielo. Energía solar fotovoltaica 261 **Mónica Martínez Bogado**

Bioenergía y biorefinerías. Una visión sistémica 276 **Jorge Antonio Hilbert**

La biomasa y la bioenergía distribuida para el agregado de valor en origen 312 **Diego Mathier, José María Méndez, Marcos Bragachini, Nicolás Sosa**

La transformación de la matriz energética en Uruguay 335 **Eliana Melognio**

ENTREVISTA
Evolución reciente y perspectivas futuras del Sector Eléctrico 355 **Sabino Mastrangelo**

SOBRE LOS EDITORES 363

Prólogo

Valeria Cañadas en colaboración con

Norberto Ruben Coppari[1]

"Futuros" fue concebido como un programa de la Fundación Innovación y Tecnología, de la Universidad Nacional de San Martín (FUNINTEC-UNSAM), con el objetivo de fomentar la reflexión interdisciplinaria sobre las soluciones de carácter tecnológico a problemas que aquejan a un mundo en crecimiento. La energía, el ambiente, el manejo de los recursos naturales, los sistemas de producción sustentables, la alimentación, el transporte y las comunicaciones, entre otros temas, forman parte de la agenda del programa.

Así, la intención Futuros es contribuir al desarrollo intelectual y humano de los jóvenes, mirando hacia adelante en la línea temporal, y conscientes de que los problemas a solucionar deberían considerar, aparte de los aspectos tecnológicos propios, los componentes sociales, económicos y políticos asociados.

La propuesta y el plan de actividades incluyen:

- La realización anual de un foro/workshop que comprenda conferencias dictadas por especialistas de alto nivel y mesas de reflexión
- Un espacio de debate para dar lugar a diferentes visiones del futuro y definir el rol de la tecnología en la búsqueda de soluciones a los desafíos del mañana.
- Un vehículo de formación académica destinada a alumnos avanzados de grado y de posgrado de la UNSAM y de otras universidades, instituciones, áreas gubernamentales y empresas, tanto de Argentina como de Latinoamérica.

---

1 Subgerencia de Planificación Estratégica. Gerencia de Planificación, Coordinación y Control. Comisión Nacional de Energía Atómica.

- Un puente de comunicación entre la comunidad científico-tecnológica y la sociedad.
- El libre acceso digital al material de las reuniones.
- Otras acciones de formación, divulgación y transferencia de conocimientos a la comunidad.

Este libro electrónico, de libre acceso, testimonia gran parte de lo ocurrido en el Foro "Energía", desarrollado con singular suceso en el Campus Miguelete (UNSAM) entre el 2 y el 6 de Octubre de 2017, a través de 13 artículos y 1 entrevista que reflejan los conocimientos transmitidos por los conferencistas invitados y, también, una serie de presentaciones donde resumieron sus actuales investigaciones en la temática energética.

El tema Energía se seleccionó como la segunda actividad del Programa "Futuros", por su influencia en el progreso de las sociedades. Desde sus inicios la humanidad ha requerido energía para satisfacer sus necesidades y desarrollarse. Para obtenerla fue indispensable contar con la capacidad de aprender y comprender los mecanismos y leyes que regían el medio circundante; y con las aptitudes para transmitir y mejorar esos conocimientos de generación en generación, cooperando para el beneficio de toda la humanidad.

Históricamente la demanda de energía ha tenido un comportamiento creciente, vinculado directamente al desarrollo económico, el aumento poblacional y a la mejora de la calidad de vida de las personas.

Hasta el siglo XVIII se observa que a medida que las sociedades prosperaban y la población aumentaba, también lo hacían sus requerimientos energéticos, pasando de un suministro intermitente y precario de residuos animales y biomasas de bajo poder calorífico, a la llegada de la era del carbón en el siglo XIX, que trajo consigo el desarrollo de los primeros motores, medios de transporte de tracción mecánica y el inicio de la generación eléctrica.

Posteriormente en el siglo XX, con el ingreso a la era del petróleo, las mejoras tecnológicas permitieron masificar la extracción de las ingentes cantidades de crudo demandados solo es por las sociedades en desarrollo, ávidas de energía. En este contexto, la evolución creciente en la disponibilidad de energéticos de mayor eficiencia y concentración, permitió aumentar sustancialmente la calidad de vida de las sociedades modernas.

Cabe destacar que en cambio, muchas poblaciones aún no lo han logrado, quedando relegadas a eras pasadas de la

evolución energética, por inaccesibilidad o lejanía a redes de distribución, entre otros factores, con un desarrollo desigual por el que globalmente, uno de cada diez personas continúa sin acceso a la electricidad.

De esta forma, las tres eras energéticas mencionadas continuaron evolucionando a mediados de siglo XX pasando de un consumo de sólidos energéticos (biomasas sólidas, madera, carbón), a una hegemonía de combustibles líquidos derivados del petróleo y la masificación de la electricidad, basada principalmente en fuentes fósiles, generación hidroeléctrica y nuclear.

Así, las diferentes formas de generación de energía, con carbón, petróleo y gas como recursos, fue acotándose a medida que el uso se extendía y se hacían más evidentes sus efectos nocivos en la salud de las poblaciones y el impacto en el ambiente, reflejado en el cambio climático y el compromiso de los países en el acuerdo de París, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En cuanto a las denominadas “Energías Renovables Intermitentes”, tales como eólica, solar fotovoltaica, mini hidráulica, biomasa y biogases entre otras, se vienen desarrollando debido a una fuerte baja en los costos de inversión a nivel mundial, desde hace unos años a la fecha. En particular las energías eólica y solar utilizan recursos inagotables pero discontinuos, dado que tanto el viento como las radiaciones solares presentan alta variabilidad y un comportamiento no siempre predecible con antelación. Si bien ambas energía han proliferado en algunos países, la única forma de compensar sus discontinuidades, disminuyendo al mínimo las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), sería mediante centrales hidroeléctricas de bombeo o de embalse, o bien las nuevas configuraciones en estudio de energías renovables y nuclear.

En relación a la esta última, para aprovechar sus economías de escala se siguen desarrollando centrales de gran potencia, como así también reactores de bajas potencias (25 a 300 MW) y medianos (300 a 700 MW), con diseño cada vez más seguros, sistemas inherentes y pasivos de seguridad e incorporando las lecciones aprendidas de los accidentes nucleares. Esto permite que ante el más mínimo evento sus modernos sistemas lleven la instalación a una condición segura por automatismos, sin necesidad de intervención del operador de la instalación por varias horas.

Continuando con el desarrollo energético, algunos expertos proyectan una evolución futura hacia el predominio de los gases, como el gas natural, los biogases, y otras tecnologías innovadoras basadas en el aprovechamiento del hidrógeno y las radiaciones, actualmente en desarrollo. Parecería entonces que la evolución energética se condujera hacia la utilización de energías cada vez más limpias, intangibles y concentradas.

Particularmente la electricidad, con sus mejoras progresivas, constituye hasta la actualidad una de las formas más eficientes de energía, mejorando significativamente la calidad de vida de las sociedades modernas y la sofisticación de los sistemas energéticos.

Pero paralelamente a estos adelantos, la humanidad tomó conciencia de las consecuencias no deseadas sobre el ambiente, conduciendo así a la búsqueda de tecnologías ecológicamente más amigables y menos contaminantes, buscando un ambiente sostenible para las futuras generaciones.

En consecuencia se agregan cuestiones éticas en relación a un acceso asequible de energías modernas para toda la sociedad. Es decir el desafío de brindar energía barata, de calidad y lo más ambientalmente limpia posible.

Cabe aclarar que los sistemas energéticos son dinámicos y están inmersos en la realidad socioeconómica y política de los países, que deben lidiar al mismo tiempo con la exigencia de mejoras de calidad de vida para la población, su capacidad de endeudamiento, limitación de emisiones contaminantes, disponibilidad de energéticos locales e importados y de recursos humanos calificados para llevar adelante sus planes de progreso, debiendo en consecuencia adoptar soluciones de compromiso para diseñar sus canastas energéticas.

En función de todo lo mencionado, este libro presentará un panorama de la situación de varias de las energías actualmente en utilización, tratando de darle al lector un panorama desde el punto de vista de los expertos que han participado del evento, con el fin de aportar soluciones a los requerimientos energéticos de la sociedad.

Se deja constancia de que los artículos de los autores son totalmente libres e independientes entre sí y reflejan sus convicciones personales y no necesariamente las de las instituciones a las que pertenecen o patrocinan esta publicación.

Concha Perdomo, Ismael (2021). Matriz energética global y regional. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.13-41). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

En este trabajo se presenta un análisis de la matriz energética primaria, secundaria y eléctrica a nivel mundial.

Primeramente se realiza una distinción entre las regiones geográficas y económicas que componen el mapa mundial y cómo las características locales de clima, stock de energéticos, demografía y desarrollo, afectan su consumo y producción de energía.

Luego se establecen definiciones energéticas fundamentales y vinculaciones entre energía y demografía, clima y calidad de vida, entre otras.

Finalmente se analizan proyecciones energéticas de alto, medio y menor crecimiento esperados de la demanda de energía, para los años 2020 y 2040, en base a 3 escenarios desarrollados por la Agencia Internacional de Energía. El de mayor crecimiento (CPS, escenario de políticas actuales por sus siglas en inglés), presenta un comportamiento tendencial sin modificaciones del sistema actual. Un escenario intermedio (NPS, de nuevas políticas por sus siglas en inglés), considera las medidas ya adoptadas o contempladas para la descarbonización de las matrices de países comprometidos a nivel internacional. Por último, el escenario de menor crecimiento (450), contempla mayores medidas frente al Cambio Climático así como mayor exigencia de reemplazo tecnológico y minimización de combustibles fósiles y sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas.

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto la rigidez de los sistemas energéticos y las dificultades a enfrentar para su transformación, durante el lento proceso que conllevan estos cambios, con efectos observables en el largo plazo.

Palabras clave: *Matriz energética global, estadísticas energéticas, OECD, AIE, Cambio Climático.*

ABSTRACT

In this work is presented an analysis of the primary, secondary and electrical energy matrix worldwide.

Firstly, a distinction between the geographical and economic regions that compose the world map is made, and how local characteristics of climate, energy stock, demography and development affect their energy consumption and production.

Then, fundamental energy definitions and links between energy and demography, climate and quality of life, among others, are established.

Finally, energy projections of high, medium and lower expected growth of energy demand, for the years 2020 and 2040, based on three scenarios developed by the International Energy Agency, are analyzed. The fastest growing scenario (CPS, Current Policy Scenario), presents a trend without modifications of the current system. An intermediate scenario (NPS, New Policies), considers the measures already taken or contemplated for decarbonization of the matrix of countries committed internationally. Lastly, the scenario of lower growth (450) contemplates greater measures against Climate Change as well as greater requirements for technological replacement and minimization of fossil fuels and their related GHG emissions.

The results obtained show the rigidity of the energy systems and the difficulties to face for their transformation, during the slow process that these changes entail, with observable effects in the long term.

Keywords: *Global energy matrix, energy statistics, OCDE, IEA, Climate Change.*

Matriz energética global y regional

Ismael Concha Perdomo[1]

1. Introducción

El panorama mundial indica que al año 2015, se registraban:

- 1.200 millones de personas aún sin acceso a la electricidad,
- 1.000 millones de personas sin atención médica debido a la pobreza energética,
- 2.700 millones de personas aun dependiendo de la biomasa como única alternativa para calefacción y cocción,
- 2 millones de muertes al año, por enfermedades vinculadas con la inhalación de aire contaminado por la quema de estos combustibles.

Por otra parte, sumado a la falta de acceso universal de las energías más modernas y eficientes que permitan responder al desarrollo deseado de los países, estos encuentran toda clase de restricciones (socioeconómico, ambientales, logísticas, geopolíticas, etc.), que dificultan incorporar las opciones de abastecimiento energético adecuadas y viables para cada región.

Como respuesta a estas problemáticas, los expertos en las diferentes temáticas de la Agencia Internacional de Energía Atómica (IAEA), o por sus siglas en español Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), elaboran periódicamente publicaciones científicas, manuales de entrenamiento y buenas prácticas, diferentes boletines y demás literatura especializada. Como parte de sus capacidades, este organismo cuenta con más de 36 años de experiencia en proyección de escenarios

1 Sección de Planificación y Estudios Económicos. Departamento de Energía Nuclear. Agencia Internacional de Energía Atómica.

energéticos futuros a niveles global y regional, estimando la contribución potencial que podría aportar la energía nuclear para el abastecimiento de estos requerimientos, poniendo a disposición de los solicitantes el asesoramiento particular. En este sentido, se producen ediciones anuales con estimaciones energéticas de largo plazo como la RDS 1-2016 (Series de Datos de Referencia Nº 1 Edición 2016) y desde su página web (PRIS: Power Reactor Information System - https://www.iaea.org/resources/databases/power-reactor-information-system-pris), es posible acceder a las estadísticas del Sistema de Información de Reactores de Potencia. Con esta guía, los países interesados pueden identificar las tecnologías que optimicen su matriz energética y con ello planificar sus metas nacionales en lo social, económico y ambiental, como áreas de especial impacto del desarrollo energético.

Por otra parte existen instituciones tales como la Asociación Nuclear Mundial (WNA, por sus siglas en inglés) y la Agencia Internacional de Energía (AIE, por sus siglas en inglés), agrupación internacional creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), que producen sus propias estadísticas, balances energéticos y análisis energéticos globales. Estas publicaciones, como World Energy Outlook, World Energy Balances, Oil Information, Key World Energy Statistics, entre otras, son herramientas de suma utilidad para las tareas de planificación y desarrollo de escenarios energéticos.

Así, partiendo de la información disponible mencionada en los párrafos anteriores, del análisis del mapa mundial pueden definirse dos tipos de regiones: las geográficas y las económicas. Las primeras sirven para identificar condiciones territoriales y climáticas, zonas de conflicto bélico o situaciones energéticas locales (como disponibilidad de combustibles y recursos regionales para ser explotados), entre otros. Por su parte, dentro de las últimas se identifican las regiones incluidas o no, dentro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), como se muestra en la siguiente Figura 1 en color celeste.

De acuerdo con la definición de la página web de la institución: “Fundada en 1961, la OCDE agrupa a 34 países miembros y su misión es promover políticas que mejoren el bienestar económico y social de las personas alrededor del mundo.” Se trata de una Organización intergubernamental que reúne a países con sistemas políticos democráticos, comprometidos con las

Figura 1. Países incluidos en la OECD al año 2015. Fuente: OECD

economías de mercado que en su conjunto representan el 80% del Producto bruto interno PBI mundial, cooperando para responder a los desafíos económicos, sociales, medioambientales y regulatorios. Así, entre los países miembros de la OCDE al año 2015, figuran: Australia, Bélgica, Chile, Dinamarca, Alemania, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Islandia, Israel, Italia, Japón, Canadá, Corea, Luxemburgo, México, Nueva Zelanda, Países Bajos, Noruega, Austria, Polonia, Portugal, Suecia, Suiza, República Eslovaca, Eslovenia, España, Republica Checa, Turquía, Hungría, Reino Unido y Estados Unidos.

Como se ha mencionado, además de la información disponible de la AIE, la OCDE dispone de anuarios estadísticos completos con más de 100 indicadores sobre temas socioeconómicos y ambientales trascendentales del mundo contemporáneo, como población, migración, energía, transporte, empleo, educación, salud, economía y globalización. Desde el año 2014 se abordan nuevos aspectos, tales como Cambio Climático y el Valor Agregado del Comercio, con datos para los países miembros de la OCDE y de los BRIICS (Brasil, Rusia, India, Indonesia, China y Sudáfrica).

2. Definiciones

Para avanzar con el presente trabajo es conveniente establecer los significados de los siguientes conceptos:

- Energía Primaria: está constituida por la sumatoria de las fuentes de energía en estado propio que se extraen de los recursos naturales de manera directa, (como energías hidráulica,

eólica y solar); mediante un proceso de prospección, exploración y explotación, (como para el petróleo y el gas natural), o bien mediante recolección, (como en el caso de la leña). De esta forma, la energía primaria puede ser consumida directamente, sin mediar ningún proceso de transformación.

- Oferta total de Energía Primaria: incluye la Producción de Energía Primaria más las Importaciones, menos las Exportaciones de cada energético. Esto es, la cantidad disponible para ser utilizada por los centros de transformación o de consumo, del país o región.
- Producción de Energía: se refiere tanto a la Producción Total de Energía Primaria (sin haber sido procesada aún por los centros de transformación para convertirse en Energía Secundaria), como a la Producción de Energía Secundaria (una vez que ha sido transformada la energía primaria para obtener energéticos y no energéticos secundarios).
- Energía Secundaria: contempla las diferentes fuentes de energía producidas a partir de energías primarias o secundarias en los distintos centros de transformación, para ser consumidas por las tecnologías empleadas en los sectores de consumo. Las formas de energía secundaria pueden resumirse en electricidad (producida a raíz de fuentes primarias o secundarias), gas distribuido por redes, gas licuado de petróleo (GLP), gasolinas, gas oil, kerosene y combustible jet, fuel oil y productos no energéticos (por ejemplo asfaltos y lubricantes derivados del petróleo).
- Consumo de Energía Final: constituye los requerimientos energéticos utilizados por los usuarios finales de cada país o región, que suelen venir agrupados por los sectores de consumo como: Residencial, Comercial y Público, Transporte, Agropecuario, Industria (en algunos países los sectores Construcción y Minería pueden encontrarse desagregados de la Industria), No Energético (compuesto por solventes, lubricantes, grasas y asfaltos, utilizados con fines no energéticos).
- Diferencia entre Energía Útil y Final: La energía final es consumida por los usuarios finales para satisfacer sus necesidades, como el gas para calefacción, la electricidad para iluminación o el combustible para los vehículos. Por las leyes de la termodinámica esta energía siempre tiene una perdida asociada, ya que los sistemas con que se transforman (calderas, estufas, etc.), disponen de rendimientos inferiores a la unidad. Esto significa que por cada kW de energía que entra en el sistema pueden obtenerse entre un 80 y un 90% de la energía

suministrada al dispositivo final. Esta energía realmente disponible para satisfacer las necesidades de los usuarios se conoce como **energía útil**. Así, la **energía final** es la suministrada a la última tecnología de consumo final, mientras que la **energía útil** sería la parte realmente aprovechable de la anterior, como ilustra la siguiente Figura 2.

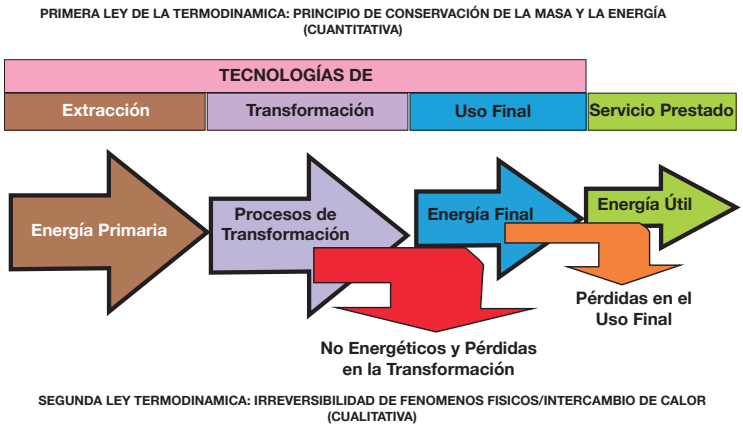


Figura 2. Cadena de energías y energía útil. Fuente: Imágen adaptada y producida del Curso de Termodinámica Técnica de la Universidad Nacional de Colombia. Docente: Alexánder Gómez Mejía. http://168.176.239.58/cursos/ingenieria/2017279/html/unidad_1/u_1_cont_4.html.

3. Evolución de la Matriz Energética Primaria Global

3.1. A nivel mundial

En la Figura 3 se presenta la evolución de la oferta de energía primaria desde 1971 hasta el año 2015, con valores expresados en Mtep (millones de toneladas equivalentes de petróleo), mostrando una participación mayoritaria de combustibles fósiles como el carbón, el petróleo y el gas natural. La misma información se presenta también, en porcentajes, en la siguiente Figura 4 (considerando en ambas los abastecimientos de combustible para el transporte internacional aéreo y marítimo).

La alta dependencia de los combustibles fósiles evidenciada en las Figuras 3 y 4, se justifica en su importante poder

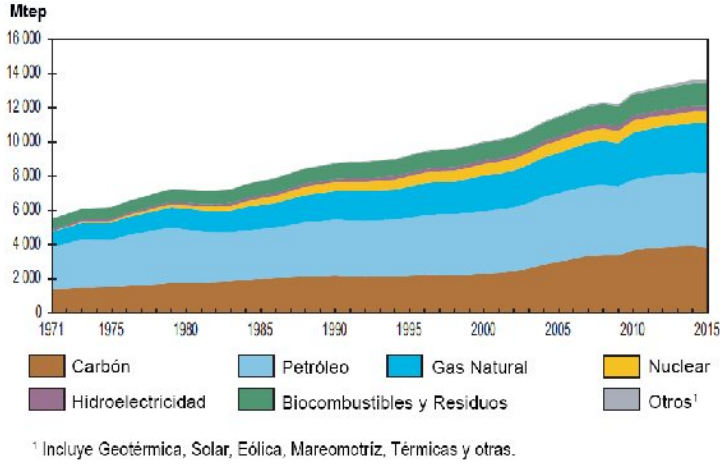


Figura 3. Evolución de la energía primaria mundial en el período 1971-2015. Fuente: Imágen traducida del Key World Energy Statistics 2017, IEA, pp. 6.

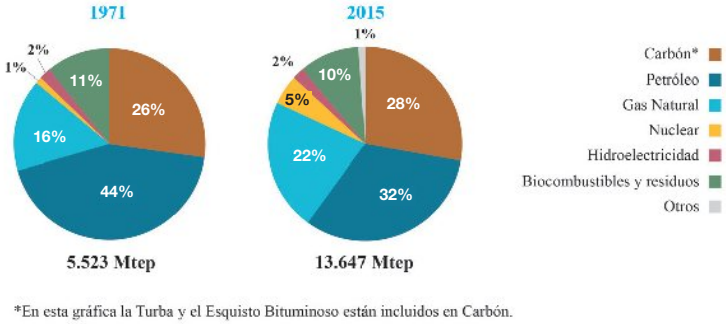


Figura 4. Energía primaria mundial por tipo de combustible entre 1971 y 2015.Fuente: Imágen traducida del World Energy Balances 2017- Overview- IEA, pág. 5.

calorífico en comparación con otras fuentes utilizadas a lo largo de la historia, su abundancia y previsibilidad, la evolución de sus actividades extractivas y de procesamiento, transporte y logística, y finalmente en las crecientes demandas energéticas a nivel mundial que necesitan suministro continuo las 8.760 horas de cada año. Estos requerimientos de los sectores industriales, residenciales, comerciales y de transporte (tanto de pasajeros como de cargas), acompañan el desarrollo de los países a nivel socioeconómico y tecnológico, entre otros; por lo que su falta

de acceso limita las posibilidades de progreso, disminuyendo la calidad de vida de las poblaciones.

Por otra parte, la excesiva utilización de estos combustibles produce impactos medioambientales y económicos de importancia que los países intentan minimizar, mediante el reemplazo en los requerimientos que admitan sustitución, por otras opciones de abastecimiento (como electricidad, energía solar térmica o geotérmica, combustibles fósiles de menor impacto ambiental, etc.). En el caso del sector transporte, por ejemplo, este aún resulta altamente dependiente de los combustibles fósiles, presentando un alto crecimiento histórico y esperado para el futuro, tanto para el consumo como para sus emisiones asociadas de gases de efecto invernadero (GEI) y otros contaminantes. Por otra parte, tecnologías como la hidroeléctrica y otras renovables, requieren de la disponibilidad de cuerpos de agua aptos o recursos naturales suficientes en calidad y cantidad, para permitir su aprovechamiento energético. Por lo tanto, al depender estos recursos de las características climáticas y geográficas de los diferentes países, no todos ellos pueden acceder al desarrollo y producción de estas fuentes energéticas.

En función de todo lo mencionado, si en los años ´70 los combustibles fósiles representaban alrededor del 86 % de la matriz de energía primaria, en el año 2015 se logró disminuir este porcentaje al orden del 82 %, pero de una matriz casi dos veces y media mayor, con lo cual el esfuerzo obtuvo resultados. Por otra parte puede observarse el aumento en esos años de la participación del gas natural en reemplazo del petróleo y otros derivados. Esta situación, si bien mantiene la alta dependencia de estos combustibles, también reduce en parte las emisiones de GEI y otros contaminantes asociados a su consumo, al poseer el gas natural, menores factores de emisión de GEI que el resto de los hidrocarburos. Sin embargo, dados los efectos negativos de la quema de combustibles fósiles demostrados sobre el ambiente y la salud de las personas, aún falta mucho por hacer para minimizar sus impactos y lograr reducirlos o absorber sus aumentos en el futuro.

En este sentido, si se pretende cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, se requiere continuar en el camino de la descarbonización mediante la sustitución y minimización de fuentes más contaminantes o bien a través del desarrollo de tecnologías más eficientes y limpias que incluyan sistemas de captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en

inglés). Así, los Objetivos número 7.1 y 13.2 del Documento elaborado por la Organización de Naciones Unidas (ONU) recomiendan, respectivamente entre otras metas: “para el año 2030 garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos” e “incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.”

3.2. Por continentes

A continuación se presenta un análisis energético regional realizado para cada continente, para identificar similitudes y diferencias con el diagnóstico mundial.

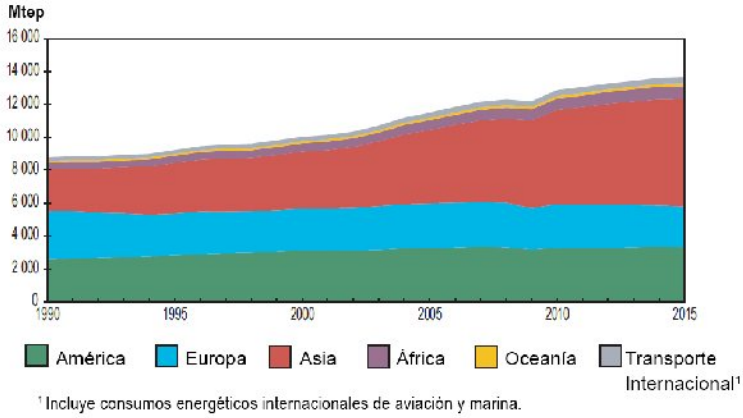


Figura 5. Evolución de energía primaria por regiones en el período 1990-2015. Fuente: Imágen traducida del Key World Energy Statistics 2017, IEA, pp. 10.

Para ello, en la Figura 5 se presenta la oferta total de energía primaria por región geográfica entre los años 1990 y 2015, mostrando un crecimiento muy importante en Asia por sobre el de las otras regiones; en contraposición con el escaso crecimiento ocurrido en África. Considerando que este último continente posee más del 16 % de la población mundial, el también bajo crecimiento de Oceanía con solo el 0,5 % de la población mundial, no resulta tan significativo como en el caso anterior.

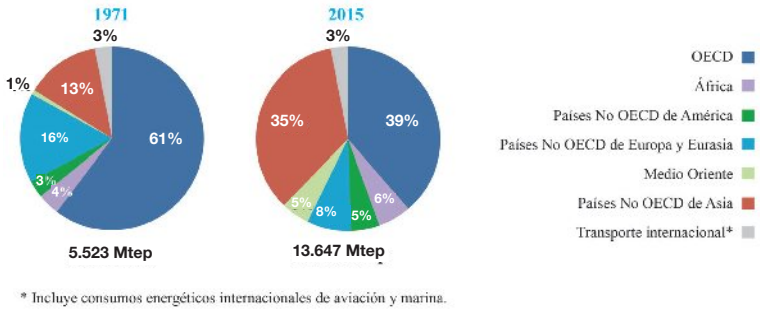


Figura 6. Comparación de energía primaria por regiones en el período 1990-2015. Fuente: Imagen traducida del World Energy Balances 2017 - Overview, IEA, pp. 5.

En la Figura 6, por su parte, se muestra la contribución en la oferta total de energía primaria de las regiones geográficas y económicas entre 1971 y 2015. Aquí puede apreciarse como los países miembros de la OCDE, principalmente desarrollados, han ostentando el mayor consumo energético mundial durante todo el período, si bien de manera decreciente, a pesar de representar al 2015 menos del 15 % de la población mundial. Por su parte los países asiáticos de enorme crecimiento poblacional (superando el 60 % de la demografía total), recién en 2015 escalaron del tercero al segundo puesto del consumo energético global. De igual forma África, pasando del 10 al 16% de la población mundial entre ambos años, apenas presentó un crecimiento del 4 al 6% de la proporción de la energía total. Si bien en términos energéticos este aumento es considerable, se considera insuficiente dada la cantidad de población involucrada.

A continuación se realizará un análisis pormenorizado para cada continente.

3.2.1. África

La población del continente africano representaba al año 2015 más del 16 % de la demografía mundial, con un consumo de energía primaria del orden de 787 Mtep, cuatro veces más que en el año 1971 (cuando solo se consumían 192 Mtep). En la Figura 7 se presenta la producción y consumo energéticos del continente, contando con una importante participación de biomasas frente a los combustibles fósiles tradicionales (carbón, petróleo y gas natural).

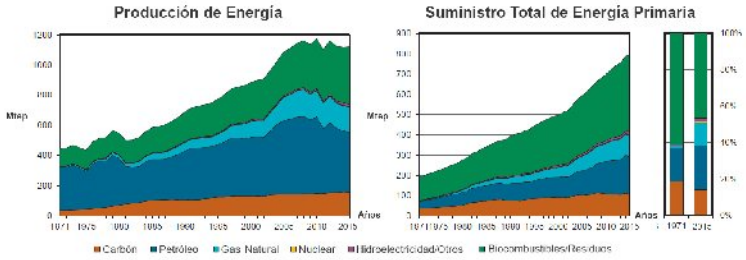


Figura 7. Producción y suministro de energía primaria en África entre 1971 y 2015. Fuente: Imagen traducida del World Energy Balances 2017, IEA, pp X o WEO 2018, pp II.6.

De la imagen anterior surge como la reducción en el consumo de carbón y biomasas fue posible principalmente gracias a la incorporación paulatina de gas natural y al crecimiento del petróleo.

Por otra parte, en la Figura 8 puede apreciarse un análisis de la producción de energía al año 2015, basado en la información de los Balances de Energía mundiales a nivel subregional,

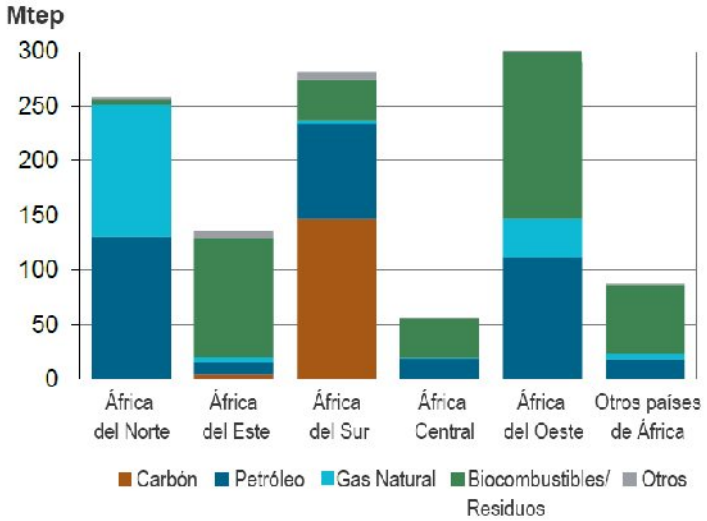


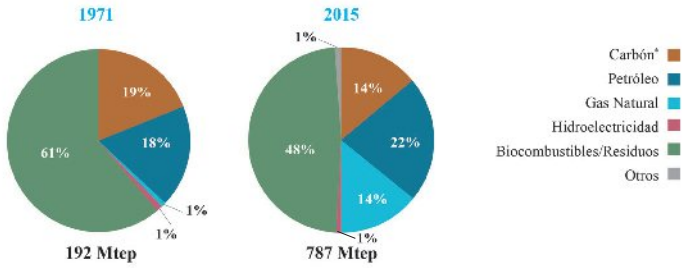
Figura 8. Producción de energía primaria por subregión africana. Fuente: Imagen traducida del *World Energy Balances 2017, IEA.*

considerando las seis siguientes divisiones para el continente africano:

- África del Norte: Argelia, Egipto, Libia, Marruecos y Túnez.
- África del Este: Eritrea, Etiopia, Kenia, Mauricio, Mozambique, Sudan del Sur, Sudan y Tanzania.
- África del Sur: Angola, Botsuana, Namibia, Sudáfrica, Zambia y Zimbabue.
- África Central: Camerún, Congo y República Democrática del Congo.
- África del Oeste: Benín, Costa de Marfil, Gabón, Níger, Nigeria, Senegal y Togo.
- Otros: El resto de los países del continente.

De la Figura 8 se desprende que la mayor producción de combustibles fósiles corresponde a África del Norte (absorbiendo casi el 100%, a medias entre gas natural y petróleo), seguida por África del Sur que acapara casi por completo la producción de carbón, y luego por África del Oeste con un tercio de la producción de petróleo, un sexto de la de gas natural y un 50 % de biomasas. Por su parte tanto África Central como del Oeste y otros países, presentan producciones mayoritariamente de biocombustibles y residuos, con algo de petróleo y un mínimo de gas natural y carbón.

En la siguiente Figura 9 se presentan los consumos de Energía Primaria por combustible entre los años 1971 y 2015. Aquí puede apreciarse como luego de 35 años solo pudo reducirse un 13% del consumo de biomasas (constituyendo aún casi la mitad del consumo energético del continente). Esta leve disminución fue absorbida particularmente por el gas natural, que



* En esta gráfica la Turba y el Esquisto Bituminoso están incluidos en Carbón.

Figura 9. Consumo africano total de energía primaria por tipo de combustible. Fuente: Imagen traducida del World Energy Balances 2017 - Overview - IEA, pp 14.

también acaparó un 4 y 5% del consumo de décadas anteriores del petróleo y el carbón, respectivamente.

Cabe destacar el escaso nivel de electrificación de este continente, que al año 2015 presentaba tan solo una generación de 775,5 TWh, lo que equivale a la suma de las generaciones argentina y brasileña, cuando la población de ambos países solo constituye el 3 % de la población mundial. Si bien parte de esta situación puede explicarse por las mayores temperaturas promedio de este continente, (requiriendo por ello menores consumos energéticos para calefacción, calefacción de agua e iluminación, entre otras demandas); el escaso nivel de electrificación comparado con la media mundial es coincidente con el bajo grado de desarrollo socioeconómico, que dificulta la disponibilidad de infraestructuras necesarias para la generación, transmisión y uso de energéticos más eficientes y menos contaminantes.

3.2.2. América

Al año 2015 el consumo de energía primaria en este continente era del orden de los 3.300 Mtep, un 73% superior al de 1971 (1.900 Mtep). Como es habitual en el resto del mundo, este suministro energético tenía una importante participación de combustibles fósiles tradicionales (carbón, petróleo y gas natural), al representar más del 75% del total, como se aprecia en la siguiente Figura 10, algo debajo de la media mundial (82%). Esta diferencia puede justificarse tanto por la importante incorporación de centrales de generación hidráulica en algunas zonas, como por la disponibilidad de tecnología nuclear en varios países de la región, permitiendo sustituir de esta forma parte de los

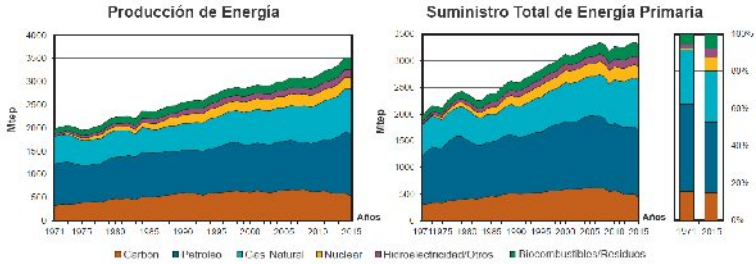


Figura 10. Producción y suministro de energía primaria en América entre 1971 y 2015. Fuente: Imagen traducida del World Energy Balances 2017, IEA.

requerimientos fósiles por electricidad. Por otra parte también puede observarse una mayor oferta de gas natural, que como se ha mencionado en su combustión completa presenta menor factores de emisión de GEI y contaminantes que los demás combustibles fósiles.

3.2.3. Asia

Por su parte, en el continente asiático también se verifica una marcada tendencia al uso e incremento de los combustibles fósiles, del orden del 87% para el año 2015, mientras que 25 años atrás resultaba inferior al 80%, como puede apreciarse en la Figura 11. Dado que en este caso el consumo de biomasas ha permanecido constante, el incremento de los fósiles ha ido absorbiendo los aumentos de la demanda energética. En contraste, la energía nuclear ha disminuido su aporte proporcional en este período, a pesar de haber incorporado 46 centrales nucleares solo para el caso de China, que además posee otras 11 en construcción. Esto da un panorama de la magnitud del crecimiento de la demanda energética en estas regiones.

Se muestra a continuación en la Figura 12 la producción de energía primaria de los países más representativos del continente asiático que no forman parte de la OCDE, donde resalta el crecimiento sostenido de China pasando de los 400 Mtep en el año 1971 a los 2.500 en el año 2015. Esta imagen se sustenta en que China es el país del mundo con mayor crecimiento demográfico, concentrando actualmente cerca del 13% de la población mundial, seguido muy de cerca por India en relación a la población pero no al consumo energético, cuyo crecimiento se encuentra muy por debajo.

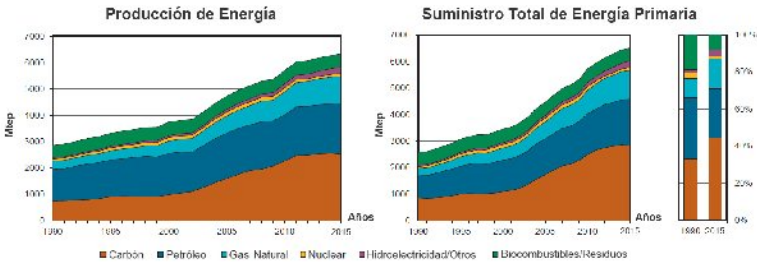


Figura 11. Producción y suministro de energía primaria en Asia entre 1971 y 2015. Fuente: Imagen traducida del World Energy Balances 2017, IEA.

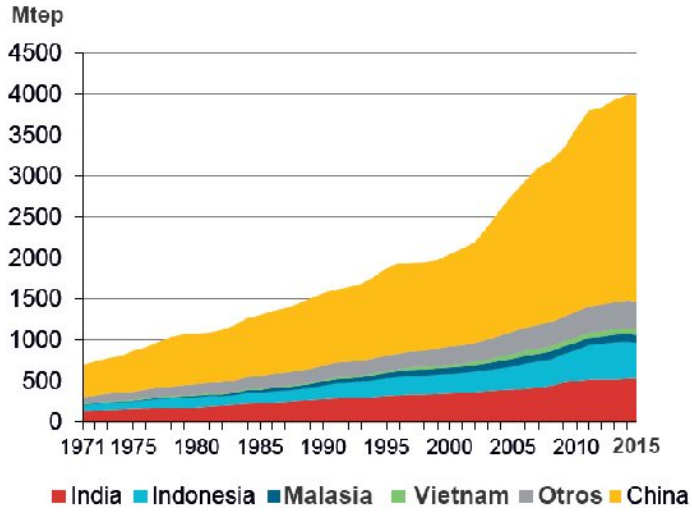


Figura 12. Producción de energía por países fuera de OECD en Asia entre 1971 y 2015. Fuente: Imagen traducida del World Energy Balances 2017, IEA.

3.2.4. Europa

En el caso de Europa ocurre un proceso diferente a los mostrados anteriormente, con una leve tendencia a la baja del uso de combustibles fósiles, que vienen declinando sus valores desde un 89% en el año 1990, a un 77% en el 2015, como se presenta en la Figura 13. Estas disminuciones fueron absorbidas por mayores incorporaciones de energía nuclear, hidroeléctrica

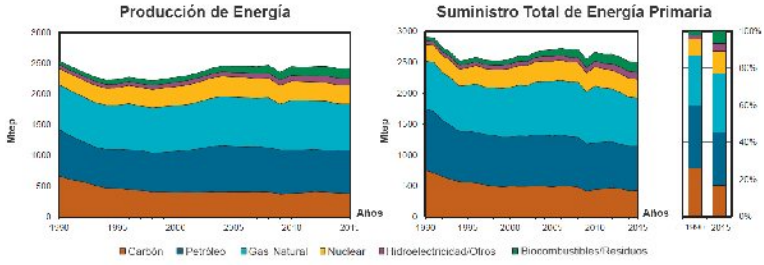


Figura 13. Producción y suministro de energía primaria en Europa entre 1971 y 2015. Fuente: Imagen traducida del World Energy Balances 2017, IEA.

y biomasas (provenientes, por ejemplo, de la incineración de residuos), así como también por campañas de uso eficiente de la energía y mejoras en los rendimientos de las tecnologías energéticas.

3.2.5. Oceanía

Con respecto a este continente, el total de energía primaria desde el año 1971 hasta el año 2015 casi se ha triplicado, alcanzando la suma de generación hidráulica, biomasas y otras renovables el orden del 10% del total. El resto corresponde a combustibles fósiles con una masiva penetración del gas natural, que fue desplazando los aportes de carbón y petróleo, como se aprecia en la Figura 14.

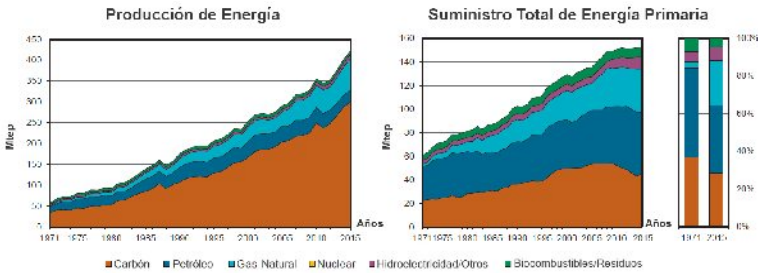


Figura 14. Producción y suministro de energía primaria en Oceanía entre 1971 y 2015. Fuente: Imagen traducida del World Energy Balances 2017, IEA.

4. Evolución de la Electricidad Global

A continuación, en la Figura 15 se presentan los porcentajes regionales de población mundial, disponibilidad de electricidad y generación eléctrica, al año 2014. Aquí puede apreciarse como el 17% de la población global residente en países de la OCDE presenta un acceso a la electricidad del 100%, produciendo casi la mitad de la generación mundial de este energético. En contraste, el 16% de la población mundial perteneciente a África, presenta un acceso a la electricidad de solo el 43 %, produciendo escasamente el 3 % de la generación global. Esto verifica nuevamente la correlación existente entre el grado de desarrollo de los países y la disponibilidad de energéticos, infraestructuras y tecnologías modernas y eficientes.

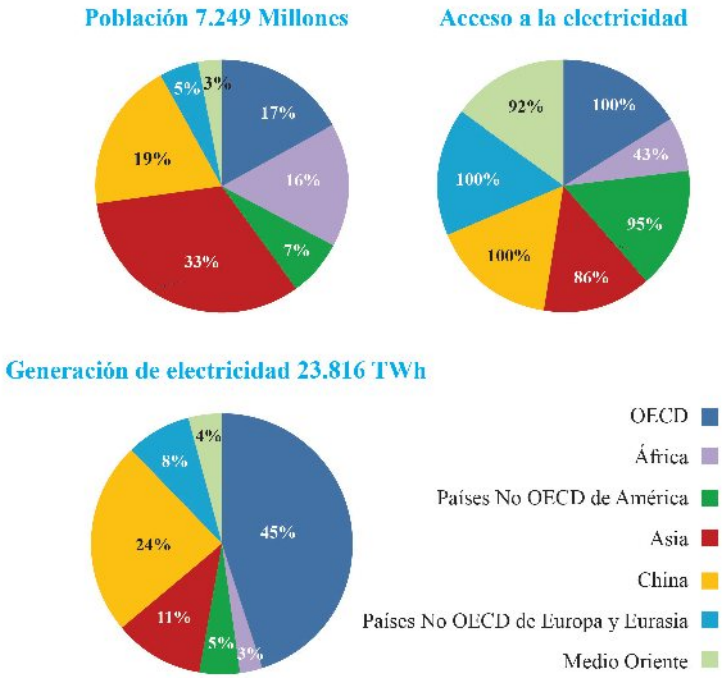


Figura 15. Población, acceso a la electricidad y generación eléctrica globales. Fuente: Imagen traducida de World Energy Statistics 2016, IEA.

De esta forma, la generación de electricidad a nivel mundial se cuadruplicó desde los 6.131 TWh del año 1973, a los 24.255 TWh del año 2015. Como se aprecia en la Figura 16, las fuentes de generación fueron siempre predominantemente fósiles con aportes hidroeléctricos cinco veces menores (sin considerar las centrales de bombeo), pero triplicando ambas sus valores iniciales para el final del periodo. Por su parte la mínima generación nucleoeléctrica inicial tuvo un fuerte y sostenido crecimiento en las primeras décadas, que aumentó su magnitud más de diez veces hacia el final, aunque representando menos del 11% del total; mientras que la generación renovable despreciable al inicio del período, se incrementó casi en 50 veces para alcanzar a una participación final del 7%.

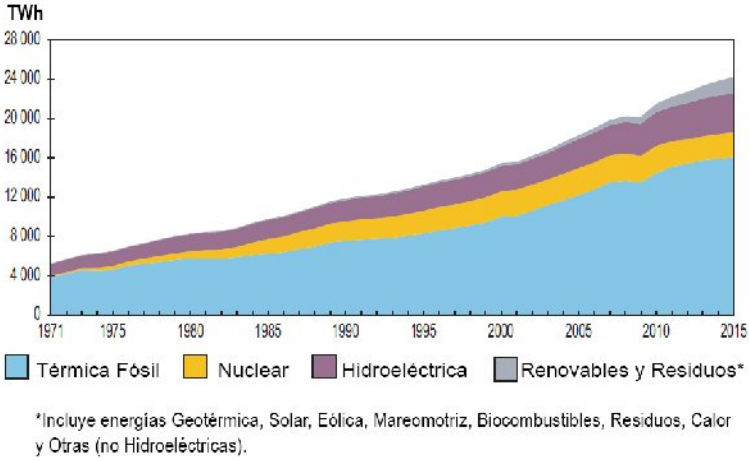


Figura 16. Generación de electricidad mundial en el período 1971 – 2015. Fuente: Imagen traducida del Key World Energy Statistics 2017, pág. 30.

En cuanto al aporte proporcional de cada fuente de generación, la Figura 17 indica como el carbón ha mantenido prácticamente su participación, mientras el gas natural ha desplazado al petróleo. Por su parte las fuentes nuclear y renovable, han crecido a expensas de la disminución de la hidroeléctrica y el petróleo. De esta forma, triplicando la participación nuclear inicial y multiplicando casi por 12 la escasa contribución de otras renovables, se ha logrado reducir la participación fósil de un 75,2% a un 66,3% entre 2015 y 1973.

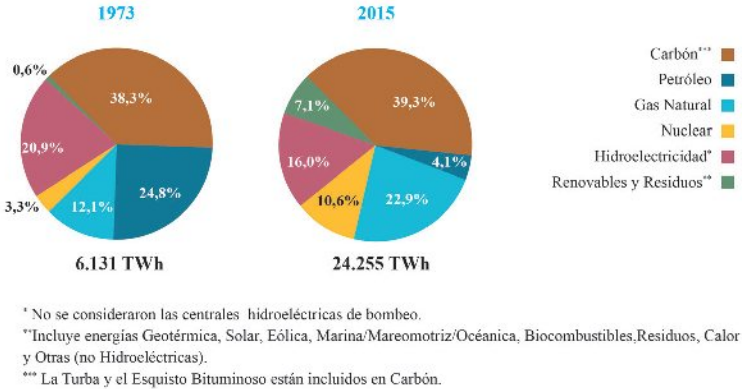


Figura 17. Participación de los combustibles para generación eléctrica. Fuente: Imagen traducida del Key World Energy Statistics 2017, pp. 30.

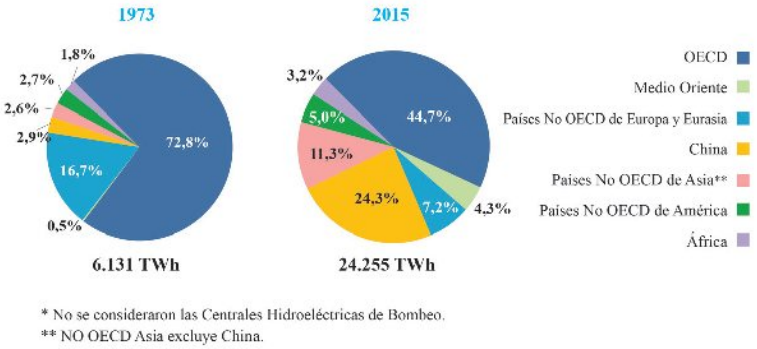


Figura 18. Evolución de la contribución regional a la electricidad global. Fuente: Imagen traducida del Key World Energy Statistics 2017, IEA, pág. 32.

Por otra parte, realizando un análisis por región geográfica y económica, en la Figura 18 se aprecia que la participación en la generación eléctrica de los países de la OCDE al año 2015 disminuyó considerablemente, pasando del 73% inicial al 45% final, reduciéndose también a menos de la mitad el porcentaje de países No OCDE de Europa y Eurasia, debido principalmente al enorme crecimiento de China. Si bien en magnitudes totales la generación eléctrica de países de la OCDE se cuadruplicó y la de países No OCDE de Europa y Eurasia casi se duplicó, la caída en ambos porcentajes se debió a la impresionante expansión de China que octuplicó su contribución inicial, seguida por países No OCDE de Asia cuadruplicando sus aportes, y la duplicación de los de África y No OCDE de América.

5. Evolución de la Energía Final Global

La energía final corresponde a la requerida por los usuarios finales de un país o región para satisfacer la totalidad de sus necesidades energéticas, teniendo en cuenta la eficiencia de las tecnologías disponibles para cada uso final. Así, países con tecnologías más modernas y eficientes presentaran para el mismo uso, un menor consumo final que otras regiones que cuenten con dispositivos menos rendidores (como cocina a gas versus cocina a leña). Por otra parte, la demanda de energía final también depende de factores climáticos, demográficos y de desarrollo de los países o regiones. De esta forma, las poblaciones

ubicadas en zonas muy frías pueden tener requerimientos de calefacción, iluminación, calentamiento de agua, entre otros, mucho mayores que territorios con temperaturas promedio y heliofanía más elevadas. De igual forma, los grandes asentamientos consumirán más que los pequeños y los países con alta calidad de vida tendrán mayor cantidad de dispositivos de entretenimiento y sistemas de transporte masivos para abastecer diariamente, en comparación con regiones de bajo desarrollo y limitado suministro energético.

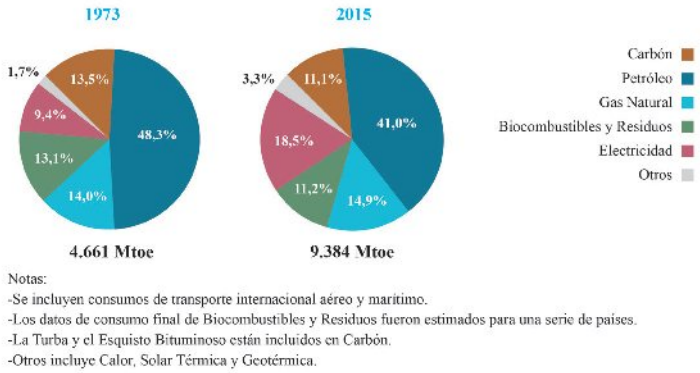


Figura 19. Energía final por tipo de combustible en el período 1973 - 2015. Fuente: Imagen traducida del Key World Energy Statistics 2017, IEA, pp.34.

De acuerdo a lo anterior, la Figura 19 presenta como evolucionó la participación de los diferentes energéticos para consumo final en el período 1973-2015, con un aumento notable de la electricidad, que duplicó su contribución, al igual que las fuentes calor, solar térmica y geotérmica, con un aporte en este caso, cinco veces menor. Por su parte los combustibles fósiles redujeron su porcentaje en casi el mismo 10% que se incrementó la electricidad, mientras que las biomasas disminuyeron levemente.

En cuanto a la evolución del uso de la energía final por región geográfica y económica, vuelve a destacarse el crecimiento asiático y de China en particular, como se aprecia en la siguiente Figura 20 (los datos para consumo final de biocombustibles y residuos han sido estimados para una serie de países).

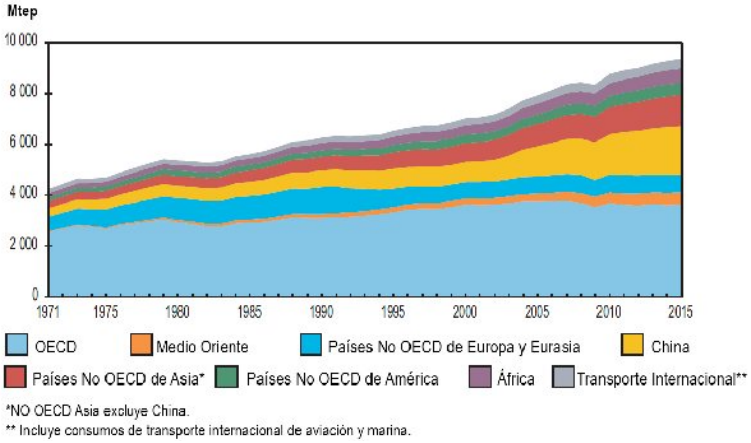


Figura 20. Energía final por región geográfica y económica entre 1971 y 2015. Fuente: Imagen traducida del Key World Energy Statistics 2017, IEA, pp.36.

6. Escenarios Futuros a nivel mundial

Basado en el comportamiento histórico de las variables energéticas presentadas en los capítulos anteriores, en esta sección se analizan algunas proyecciones que podría asumir el panorama futuro, desarrolladas por expertos en la materia para que los países puedan considerar las opciones de abastecimiento disponibles, con tiempo suficiente para adaptarlas a su realidad y realizar las modificaciones necesarias para lograr sus objetivos deseados.

De acuerdo al análisis desarrollado en el *World Energy Outlook 2015* del AIE, se plantearon los siguientes tres escenarios energéticos futuros:

- Políticas actuales (CPS: Current Policies Scenario): considera solo las políticas o medidas que ya se están implementando o las que fueron adoptadas hasta mediados de 2015. Este corresponde a un escenario Business as Usual (o Tendencial, en castellano), que analiza como evolucionaría el sistema si no se intentaran introducir cambios forzadamente. En relación a la energía, estos escenarios suelen ser bastante complicados de abastecer ya que la demanda energética tiene un comportamiento naturalmente creciente y de no aplicarse políticas de eficiencia puede llegar a implicar suministros muy difíciles de cumplir, a costos excesivos y con fuertes impactos sobre el ambiente y la salud de las poblaciones.

- Nuevas Políticas (NPS: New Policies Scenario): considera, además de lo anterior, las intenciones relevantes que se han anunciado aunque no esté definida aún su implementación, como las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional por cada país (INDC: Intended Nationally Determined Contributions), para la reducción de las emisiones de GEI. Estas fueron establecidas en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), celebrada en Varsovia en el año 2013. De esta forma, este escenario ya contempla algún intento de descarbonizacion del sistema energético, con sus costos y estrategias asociadas, ya sea mediante la utilización de sistemas de captura y almacenamiento de carbono (CCS por sus siglas en inglés), o el reemplazo de tecnologías más emisoras de GEI por otras más limpias.
- Escenario 450: contempla lo definido en la COP 21 (Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático celebrada en París en 2015), donde se estableció el Acuerdo de París, con el objetivo internacional de limitar en el largo plazo (para el año 2100), el aumento de la temperatura promedio global a no más de 2ºC. Esto se lograría mediante la restricción de emisiones de GEI para fijar un tope de CO_2 en la atmosfera a concentraciones menores o iguales a 450 ppm (partes por millón). De esta forma, este escenario contempla esfuerzos considerables de los países para descarbonizar sus sistemas actuales mediante de la incorporación de tecnologías no emisoras en reemplazo de las existentes, así como el desarrollo de políticas de eficiencia energética, entre otras estrategias.

En función de lo descripto, el *World Energy Outlook 2015* presenta estimaciones para los años 2020 y 2040, comparando los valores reales del año 2013 con los tres escenarios mencionados (*CPS, NPS y 450*). Considerando el comportamiento habitual de los sistemas energéticos y las limitaciones y dificultades para modificarlos, se espera que los resultados indiquen impactos ambientales y requerimientos energéticos menores para los escenarios en los que se inviertan mayores esfuerzos para lograr los objetivos. De igual forma, se presumen mejores resultados para el año 2040 que para el 2020, al contar con un horizonte temporal mas extenso, que admita mayores posibilidades de mejora, pudiendo décadas antes el sendero de transformaciones necesarias.

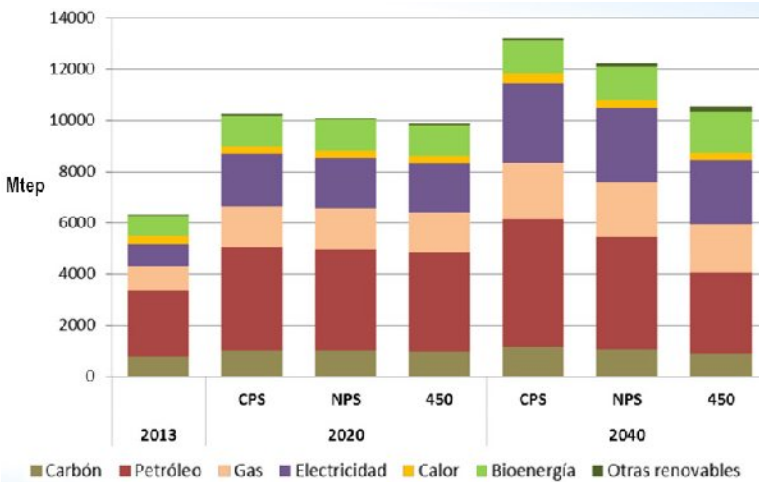


Figura 21. Demanda de energía final mundial para los escenarios CPS, NPS y 450. Fuente: Imágen elaborada del World Energy Outlook 2015, Annex A, IEA, pp. 584/5, TFC (Total Final Consumption).

En este sentido, la Figura 21 presenta la demanda de energía final mundial para los 3 escenarios, donde puede apreciarse que las mayores reducciones cuantitativas y cualitativas (en cuanto a la descarbonización y a la utilización de energéticos y tecnologías más eficientes), considerando una mayor incorporación de bioenergía y otros renovables, resulta siempre el escenario 450, seguido por el NPS. Así se verifica la lógica de comportamiento del sistema, implicando ello esfuerzos crecientes de modificación de la realidad existente en forma inversa a la expectativa de emisiones de GEI y crecimiento de la demanda.

Por su parte en la Figura 22 se presenta la generación de electricidad mundial para los 3 escenarios en los mismos años de corte, donde nuevamente puede apreciarse que el escenario de mayores reducciones cuantitativas y cualitativas (en este caso mayor incorporación de energía nuclear, hidroeléctrica, eólica y de otras renovables), resulta siempre el escenario 450 seguido por el NPS.

De esta forma, las reducciones en la generación eléctrica cercana al 25% para el carbón y del 75% para el petróleo, estimadas en el escenario intermedio de nuevas políticas, se lograrían en base a la cuadruplicación de la participación de la energía solar fotovoltaica, la triplicación de la eólica, la duplicación de

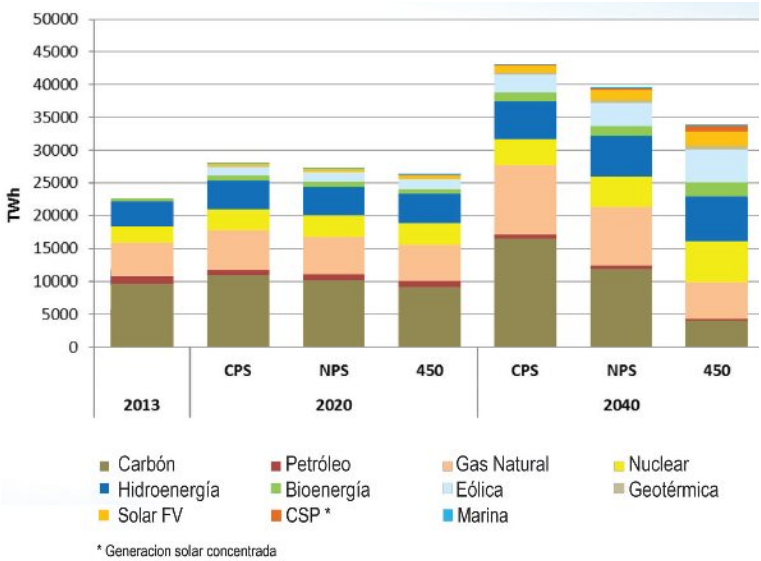


Figura 22. Generación de electricidad mundial para los escenarios CPS, NPS y 450. Fuente: Imágen elaborada del World Energy Outlook 2015, Annex A, IEA, pp. 586/7.

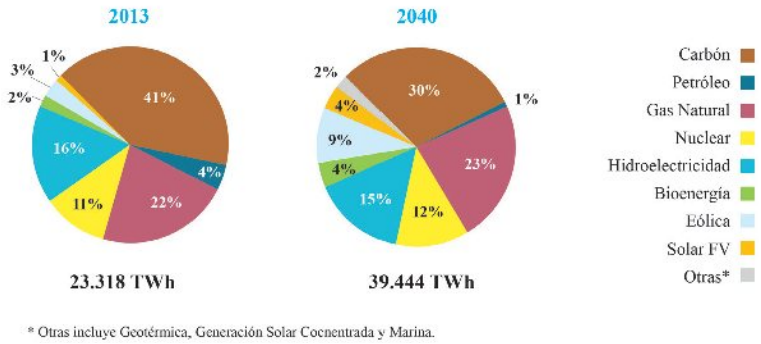


Figura 23. Generación de electricidad por combustible para el escenario NPS. Fuente: Imagen elaborada y traducida del World Energy Outlook 2015, IEA, pp. 85.

las biomasas y la inserción de geotérmica y marina, además de leves aumentos de energía nuclear y gas natural, como puede apreciarse en la Figura 23.

En cambio para el escenario 450, el 75% de reducción de los fósiles sin CCS al año 2014, se lograría en base a los aumentos

de: 64% de energía nuclear, 25% de hidroelectricidad, sextuplicación de la energía eólica, quintuplicación de otras renovables, y la inserción de nueve veces más tecnología solar fotovoltaica, así como de un 8% de tecnologías con CCS. Estas modificaciones en las participaciones de las fuentes energéticas pueden apreciarse en la Figura 24 y muestran una diferencia importante con el escenario NPS, no solo en base a las proporciones de energéticos involucrados, sino también por la reducción de casi un 14% en la demanda de energía total, justificado en medidas de eficiencia energética.

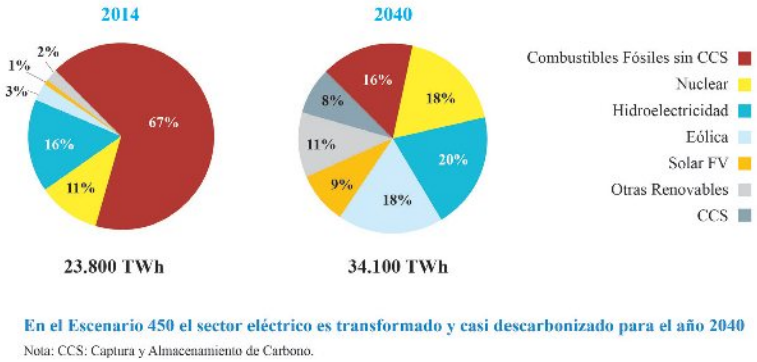


Figura 24. Evolución de la canasta de generación eléctrica en el escenario 450. Fuente: Imagen traducida y elaborada del World Energy Outlook 2016, IEA, pp.70.

En relación a la potencia instalada compatible con los niveles de generación eléctrica descriptos, en la Figura 25 se presentan los resultados para los tres escenarios. Aquí puede apreciarse como en los tres casos los requerimientos de potencia son muy similares, cercanos a los 7.300 GW para el año 2020 y a los 11.000 GW para el año 2040. Sin embargo, si bien para el primer horizonte se mantiene la tendencia decreciente ya mostrada entre los escenarios CPS, NPS y 450, para el año final los resultados de potencia más exigentes corresponden al escenario 450 (que justamente presenta menores necesidades de generación). Esto obedece principalmente a la significativa inserción de Energías Renovables Intermitentes (ERI), como la eólica y solar, contemplándose por ello mayores requerimientos de tecnologías de respaldo para abastecer en los momentos de sol o viento insuficientes, o bien una capacidad instalada

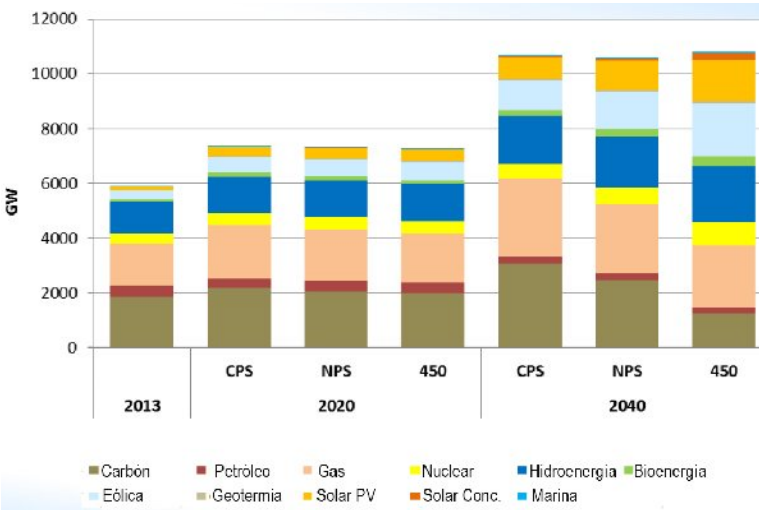


Figura 25. Potencia instalada y a instalar para los escenarios CPS, NPS y 450. Fuente: Imagen traducida y elaborada del World Energy Outlook 2015, Annex A, IEA, pp. 586/7.

sobredimensionada que permita brindar mayores cantidades de energía en los momentos en que el recurso intermitente lo permita.

De esta forma, las reducciones estimadas en el escenario NPS para los porcentajes en la potencia eléctrica serían del orden del 26% para el carbón, 67% para el petróleo, 6% para el gas natural, 13% para la nuclear y 10% para la hidroeléctrica. Estas disminuciones en la participación (no en las magnitudes totales siempre crecientes a excepción del petróleo), se compensarían con el aumento en las contribuciones de las energías renovables (solar fotovoltaica, eólica, biomasa, geotérmica y marina), como puede apreciarse en la Figura 26.

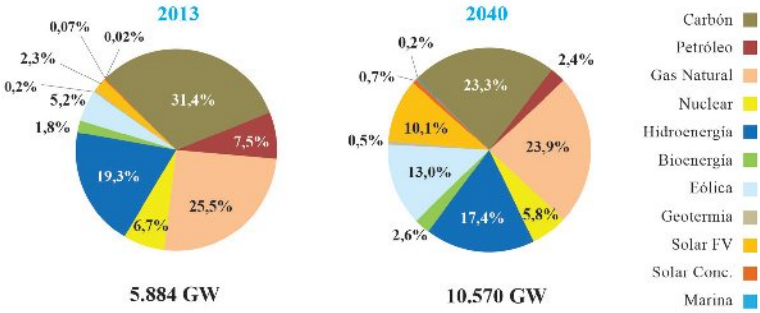


Figura 26. Detalle de potencia instalada y a instalar en el escenario NPS. Fuente: Imagen elaborada con datos del World Energy Outlook 2015, Annex A, IEA, pp. 586.

Por lo tanto, las emisiones resultantes de CO_2 en el presente análisis, presentarían un marcado descenso entre los tres escenarios, resultando mínimas para el escenario 450, tal como se muestra en la Figura 27.

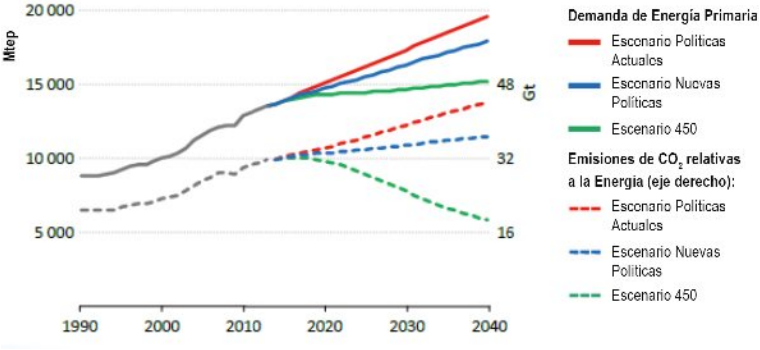


Figura 27. Emisiones de CO_2 para los escenarios CPS, NPS y 450. Fuente: Imagen traducida del World Energy Outlook 2015, IEA, pp. 55.

Finalmente en la Figura 28, se muestra la participación en las inversiones energéticas mundiales por sector esperadas para cada escenario en el período 2015-2040. En ella se observa una disminución en las inversiones en combustibles fósiles (excepto gas natural que permanece constante al ser el fósil de menores factores de emisión de GEI), tanto en el sector de los combustibles como en el de generación eléctrica. Aquí además

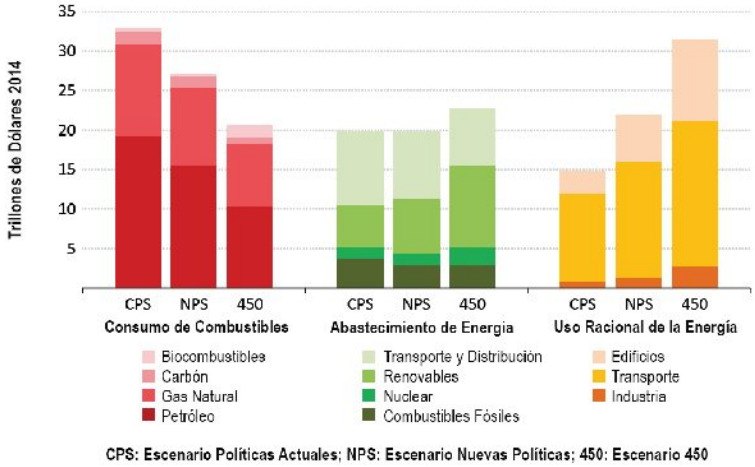


Figura 28. Inversiones mundiales acumuladas en energía por sector y escenario. Fuente: Imagen traducida y elaborada del World Energy Outlook 2015, IEA, pp. 60.

se aprecia un aumento en la inversiones en generaciones nuclear y renovables y una disminución para transporte y distribución (TyD), justificadas en medidas de eficiencia energética, localización de centrales cercanas a la demanda (para disminuir pérdidas de TyD) e incorporación de generación distribuida en los casos en que sea posible, entre otras. De igual forma se aprecian mayores aumentos para los escenarios NPS y 450, en las inversiones para eficiencia de la Industria, Transporte y Edificios, lo que permite disminuir los requerimientos energéticos totales de esos sectores.

7. Comentarios finales

Del análisis desarrollado en el presente documento se concluye que, dada la importancia estratégica de la energía para los países y sus posibilidades de desarrollo, la demanda energética global continuará aumentando como históricamente lo ha hecho; e incluso más, considerando el crecimiento demográfico esperado y el mayor acceso estimado a la energía de las poblaciones actualmente desabastecidas.

Por otra parte, tanto los compromisos internacionales como las consecuencias socioeconómicas del Cambio Climático

sobre las naciones, obligan a realizar esfuerzos conducentes a minimizar la utilización de combustibles fósiles, que desde siempre han dominado las matrices energéticas regionales y mundiales, con impactos también sobre la salud de las poblaciones.

Para lograr ambos objetivos simultáneamente se requiere de un detallado análisis y planificación de los recursos energéticos locales para definir las canastas energéticas óptimas para cada región, que minimicen el uso de tecnologías más emisoras de GEI sin limitar el desarrollo nacional, implementando a su vez políticas de uso eficiente de la energía, y la incorporación de tecnologías de última generación.

El futuro dirá si los esfuerzos llevados a cabo fueron suficientes para controlar los efectos climáticos o si las medidas de adaptación deberán primar sobre las de mitigación, que aún se intentan aplicar.

Bibliografía

¿Qué es la OECD? https://www.oecd.org/centrodemexico/laocde/

Balance Energético Nacional 2015 - Documento Metodológico - Centro de Información Energética- Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos- Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico- Ministerio de Energía y Minería de la Nación Argentina.

Key World Energy Statistics 2017 - IEA.

World Energy Outlook 2015 - IEA - ISSN: 2072-5302 - ISBN: 978-92-64-24366-8.

World Energy Balances 2017- Overview - IEA

Coppari, Norberto Ruben (2019). Evolución de la matriz energética argentina. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.43-74). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

Este trabajo es un análisis de la matriz energética nacional según las series estadísticas y bases de datos históricas entre 1900 y 1960, y la información oficial de los Balances Energéticos Nacionales hasta la actualidad.

Así, se agruparon por períodos los sucesos de impacto en la situación energética del país entre 1900 y 1960, como la primera y segunda guerras mundiales y sus posguerras, y los eventos de las siguientes décadas hasta 2010, con el contexto de los últimos años 2015/16.

Examinando la matriz energética primaria desde fines del siglo XIX hasta 1960, ha predominado el uso de combustibles fósiles como petróleo y carbón, con una participación en todo el período superior al 85%. Desde entonces fue en aumento el uso del gas natural, desplazando al carbón y absorbiendo los usos sustituibles de los derivados del petróleo, llegando a proporcionar en los últimos años más del 50% de la energía primaria total.

En cuanto a la matriz secundaria, incorporando grandes proyectos hidroeléctricos y centrales nucleares para generación eléctrica se han logrado reducir los combustibles fósiles de un 87% en 1960 a un 80% en 2010, aumentando la participación eléctrica del 5,8% en 1960 al 14,1% en 2015.

Este proceso de diversificación tecnológica fue retomado desde 2004, intentando reforzar la generación eléctrica nuclear, hidráulica y de otras renovables.

Dado que las transiciones energéticas no se producen por cambios abruptos, sino por procesos de sustitución técnica gradual, estas transformaciones conllevan amplios periodos de tiempo y esfuerzos de planificación grandes y sostenidos.

Palabras clave: *matriz energética, generación eléctrica, generación hidroeléctrica, generación nuclear, combustibles fósiles.*

ABSTRACT

The following work is an analysis of the national energy matrix according to the statistical series and historical databases between 1900 and 1960, and the official information of the National Energy Balances (BEN, by its Spanish acronym) until today.

Thus, the events of impact on the energy situation of the country between 1900 and 1960, such as the first and second world wars and their post-war periods, and the events of the following decades until 2010, with emphasis in the 2015/2016 context, were grouped by periods.

When analyzing the primary energy matrix from the end of the 19th century until 1960, the use of fossil fuels such as oil and coal has predominated, with a participation in the whole period exceeding 85%. Since then, the use of natural gas has increased, displacing coal and absorbing substitutable uses of petroleum products, in recent years providing more than 50% of the whole primary energy.

As for the secondary energy matrix, by incorporating large hydroelectric projects and nuclear power plants for electricity generation, fossil fuels have been reduced from 87% in 1960 to 80% in 2010, thus increasing the electricity share from 5,8% in 1960 to 14,1% in 2015.

This technological diversification process was resumed since 2004, trying to reinforce the nuclear, hydraulic and other renewable electricity generation. Since energy transitions are not produced by abrupt changes, but by gradual technical substitution processes, these transformations involve large periods of time and large and sustained planning efforts.

Keywords: *energy matrix, electricity generation, hydro generation, nuclear generation, fossil fuels.*

Evolución de la matriz energética argentina

Norberto Ruben Coppari[1]

1. Introducción

Este trabajo se estructuró considerando primeramente diferentes periodos de tiempo hasta el año 1960. En tal sentido se analizaron los sucesos ocurridos entre los años 1900-1913, 1914-1919, 1920-1935, 1936-1945, 1946-1960. Posteriormente a esa fecha, al estar disponible la información de los Balances Energéticos Nacionales (BEN), el análisis se concentró en las sucesivas décadas, poniendo énfasis en lo ocurrido en los últimos años de información estadística disponible.

En todos los casos se contempló el contexto externo e interno del país y su impacto en la matriz energética nacional, dividiendo el análisis en las siguientes categorías:

- Combustibles para todos los usos (incluso para generación eléctrica de origen térmico);
- Producción de Electricidad (considerando aquí todas sus fuentes de generación);
- Evolución de las Matrices Primaria y Secundaria de Energía.

Así, se consignaron los principales sucesos ocurridos dentro de cada período, (como el caso de las dos guerras mundiales, entre otros), y como estos eventos afectaron a las tres categorías mencionadas.

Cabe aclarar que, partiendo de la matriz energética nacional, definida como la representación cuantitativa de la totalidad de energía que consume un país, puede obtenerse la participación relativa de cada tipo de energía y de las fuentes de las

1 Subgerencia de Planificación Estratégica. Gerencia de Planificación, Coordinación y Control. Comisión Nacional de Energía Atómica

que procede, como nuclear, hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica o combustibles fósiles (y dentro de estos: petróleo, gas natural, carbón mineral, naftas, fuel oil, diesel, entre otros). De igual forma pueden agruparse estos consumos según sus distintos usos (para generación eléctrica de las diferentes fuentes, para usos residenciales, comerciales, industriales, de transporte, etc.).

Así, esta herramienta resulta fundamental para realizar análisis y comparaciones sobre los consumos energéticos del país a lo largo del tiempo, identificar comportamientos de consumo de los distintos sectores y alternativas de suministro, permitiendo así la comparación con otros países, así como planificar el abastecimiento de la demanda futura, entre otras posibilidades. Por todo ello se considera a la matriz energética nacional como un instrumento indispensable para la planificación.

De esta forma, se considera energía primaria a la compuesta por aquellos recursos naturales disponibles en forma directa o indirecta, que no sufren ninguna modificación física o química para su uso energético. Estos recursos se obtienen de manera directa de la naturaleza, luego de un proceso de prospección, exploración y explotación. Así, en algunos casos, la energía primaria puede ser consumida directamente, sin mediar ningún proceso de transformación, (como el caso de las energías hidráulica, eólica y solar). En el resto de los casos deben realizarse uno o más procesos de adaptación para poder aprovechar estos energéticos secundarios en los centros de consumo.

Como resultado de estos procesos, la matriz secundaria comprende a los diferentes energéticos producidos en los distintos centros de transformación, a partir de energías primarias o secundarias, para ser consumidos por los sectores de consumo de acuerdo con las tecnologías disponibles. Así, los energéticos secundarios pueden resumirse en: gas distribuido por redes, gas licuado de petróleo (GPL), naftas, gas oil, kerosene, combustible jet, fuel oil y la electricidad (producida tanto por fuentes primarias como secundarias). También se obtienen de dichos procesos de transformación productos no energéticos (por ejemplo asfaltos y lubricantes derivados del petróleo), utilizados como insumos de la industria petroquímica.

Toda esta información se encuentra disponible actualmente en el BEN de cada año, producido por el ex-Ministerio de Energía y Minería (hoy Secretaria de Gobierno de Energía, Ministerio de Hacienda de la Nación). Este instrumento presenta un

conjunto de relaciones de equilibrio que contabilizan los flujos de energía (entradas y salidas), a través de las distintas procedencias y asignaciones desde su ingreso hasta su consumo final. La contabilización anual se lleva a cabo para todo el país, permitiendo visualizar cuanto del total de la energía consumida (y de cada energético en particular), fue producido localmente, importado, exportado, transformado y finalmente consumido, por los distintos sectores económicos. Esto permite además el cálculo de relaciones de eficiencia y diagnósticos de situación para cada energético y sus posibles agrupaciones, (como ser combustibles fósiles, energéticos primarios, secundarios, etc.). Así, se representan cuantitativamente (en la unidad energética miles de tep), los valores asignados a cada componente de la oferta, de los centros de transformación y del consumo, en las columnas; mientras que en las filas se desagregan los distintos ítems que componen la energía primaria y secundaria, así como los totales.

A continuación, se iniciará entonces el análisis e identificación de sucesos significativos para el sistema energético argentino, consignando los eventos de mayor trascendencia en los períodos que correspondan y de acuerdo a la clasificación dada en los párrafos previos.

2. Análisis del contexto del periodo 1900-1960

2.1. Combustibles y Generación Térmica

- 1900-1913: Desde comienzos del siglo, el carbón utilizado para trenes, barcos, industria, iluminación y calefacción en las grandes ciudades era importado desde Gran Bretaña, mientras que el kerosene para usos de iluminación era fabricado por la Compañía Jujeña. Por otra parte, el primer pozo surgente de hidrocarburos de Argentina fue hallado en Comodoro Rivadavia en el año **1907** (durante la búsqueda de agua potable a más de 500 metros de profundidad), y se lo considero como Proyecto Experimental. Allí, en **1913** se puso en funcionamiento la Planta destiladora de 100 m^3 de capacidad, que producía principalmente fuel oil para uso de la Armada Argentina.
- 1914-1919: La primera guerra mundial provocó un impacto negativo en el abastecimiento energético nacional, por la falta de producción local de carbón. El 95% de este insumo importado

provenía de Inglaterra y con el estallido bélico se produjo un aumento de sus precios y crecientes dificultades de abastecimiento, debidos al conflicto. El petróleo se convirtió así en un elemento estratégico para la guerra, cuyos productos derivados eran usados en barcos, trenes y aviones bélicos, generando escasez a nivel nacional. Esa situación aceleró el desarrollo de la explotación petrolera en el país, llevando al descubrimiento en el año **1918** de una nueva zona petrolera en Neuquén, llamada Plaza Huincul. Allí se realizó un pozo a más de 600 metros de profundidad, para extraer un petróleo más liviano que el de Comodoro Rivadavia.

- 1920-1935: A principios de la década, Argentina era el octavo productor mundial de petróleo y el quinto consumidor, con niveles de consumo muy cercanos a economías como la de México y Francia, superando ampliamente a países como Alemania y Japón. En el año **1922** se creó por decreto la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y en octubre del mismo año asumió la presidencia el Coronel Enrique Mosconi, quien dio un fuerte impulso a la actividad. Así, tres años después se inició la construcción de la destilería de La Plata, que comenzó a operar en **1926**. Para el año **1927** Argentina contaba con los primeros surtidores de YPF.
- 1936-1945: Con el comienzo de la Segunda Guerra Mundial el país nuevamente quedó en una situación crítica de desabastecimiento energético, ya que contaba con un parque vehicular que lo ubicaba en el noveno puesto a nivel mundial, pero para abastecerlo seguía requiriendo la importación de carburantes. Así, con el comercio mundial de combustibles restringido, Argentina entró en emergencia energética. El petróleo representaba el 65% del consumo nacional y el resto se repartía entre la leña y el carbón, el cual también se redujo al ser importado desde Inglaterra. En el año **1944** YPF creó la División de Gas y Carbón, pero recién al final de la guerra pudo iniciarse la explotación del yacimiento Río Turbio en Santa Cruz.
- 1946-1960: En **1946** el carbón comenzó a ser reemplazado por el petróleo y el gas, quedando relegado al uso en las industrias como materia prima. En el año **1949**, con la reforma de la Constitución Nacional, se nacionalizaron los recursos minerales hidrocarburíferos, inaugurando además el primer gasoducto con conexión Comodoro Rivadavia - Buenos Aires, permitiendo así incorporar el consumo residencial. Por otra parte, en el año **1950** se creó la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA)

con dos objetivos fundacionales: la generación nucleoeléctrica masiva y las aplicaciones de la tecnología nuclear a la salud y a la industria. Además, en el año **1957** entró en servicio la central térmica de San Nicolás, quemando carbón del yacimiento carbonífero de Río Turbio. Dado el bajo poder calórico de este carbón local usado para generación eléctrica, debía mezclarse con carbón importado para mejorar su productividad. **Un año después** se produjo la ampliación del parque generador térmico, a través de la instalación de nuevas usinas con equipos de mayor potencia, radicándose en distintos puntos de la periferia urbana, para disminuir las pérdidas del transporte eléctrico a los centros de consumo. El combustible más utilizado era el fuel oil y el resto se repartía en porciones equivalentes de carbón y diesel.

2.2. Electricidad

- 1900-1913: En cuanto a generación eléctrica, ya desde **1897** se encontraba en funcionamiento la primera central hidráulica del país y de Sudamérica llamada Casa Bamba, en La Calera, Córdoba, con una potencia de 1,2 MW y un salto de 30 metro sobre el Rio Suquía. En el año **1907** se le otorgó a la empresa CATE (Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad), la producción, distribución y venta del servicio eléctrico de iluminación, unificando así las tensiones y frecuencias a los valores utilizados actualmente, según las normas eléctricas europeas. En los años siguientes fueron surgiendo otras compañías de electricidad en distintas provincias del país como Santa Fe, Córdoba, Tucumán y Mendoza. Como respuesta al incremento de la demanda (influenciada por la inserción de motores eléctricos y las luminarias), en **1910** se inauguró la central térmica Dock Sud de 35 MW, requiriendo 200.000 t anuales de carbón. De igual forma, **un año después** la central hidroeléctrica Casa Bamba tuvo una ampliación que elevó su capacidad a 2,3 MW. Por otra parte, en el año **1911** se realizó el primer servicio de tranvías en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con un recorrido de 5 cuadras sobre la Av. Las Heras.
- 1914-1919: A principios de este periodo se inauguró la línea “A” de subterráneos, primera en Latinoamérica, con un recorrido de 14 estaciones y casi 7 km desde la Plaza de Mayo (donde se ubica la Casa Rosada, sede del gobierno nacional), hasta el actual barrio de Caballito, en la Ciudad de Buenos Aires.

Durante este periodo, se fueron incorporando emprendimientos de generación eléctrica en el interior del país, en las provincias de Santa Fe, Córdoba, Tucumán y Mendoza. **Dos años después**, se concluyó la electrificación del sistema ferroviario del Ferrocarril Central Argentino. De esta manera el sistema de tracción eléctrica aumentó su potencia motora de 15,3 MW en el año **1900** a 250 MW a fines del periodo.

- 1920-1935: En el año **1920** empezaron a diseñarse artefactos residenciales que trajeron una mejora en el confort cotidiano: radios, ascensores, planchas, heladeras, lavarropas y ventiladores, entre otros. Sin embargo, la crisis internacional de **1930** ("Gran Depresión"), tuvo fuertes consecuencias en la realidad económica y social del país. La contracción de los mercados externos provocó un gran impacto interno ya que la matriz productiva local estaba fuertemente ligada a las exportaciones de materias primas. Como respuesta a esa realidad y a las necesidades de abastecimiento, hubo un crecimiento de la industria manufacturera que condujo a la creación de nuevos emplazamientos habitacionales para albergar la mano de obra, los que a su vez empezaron a demandar electricidad para alumbrado público y para el servicio residencial. Se alcanzaba así una generación eléctrica anual de 1.400 GWh.
- 1936-1945: En **1938** el consumo eléctrico per cápita a nivel país era de 170 kWh/año. Así, **hasta la década del cuarenta**, las inversiones en generación y distribución se mantuvieron proporcionales al crecimiento de la demanda, logrando una producción suficiente. Pero en el año **1942** se produjo un estancamiento en el suministro de electricidad, sumado al ascenso vertiginoso de la demanda que superó las posibilidades de abastecimiento. Al final del periodo la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y la Provincia de Buenos Aires consumían alrededor del 80% de lo generado a nivel nacional, con un consumo per cápita que creció rápidamente hasta alcanzar los 200 kWh/año.
- 1946-1960: En el año **1947** se creó el organismo Agua y Energía Eléctrica cuyo objetivo era estudiar el recurso hídrico nacional y su aprovechamiento energético. **Un año después**, luego de un lapso de estancamiento y racionamiento que había comenzado cinco años atrás, la demanda residencial e industrial creció en forma permanente, impulsando el aumento de la potencia instalada. Con la reforma de la Constitución Nacional de **1949** se nacionalizan los recursos hídricos y **un año después** se creó la Empresa Nacional de Energía (ENDE), instrumento

de gestión estatal estratégica creado sobre la base de las preexistentes direcciones nacionales. En el año **1951** se pudieron ver las primeras imágenes de TV transmitidas a receptores ubicados en los comercios del centro de Buenos Aires. **Cinco años después** se fabricaban los primeros televisores en el país, abaratando los costos y permitiendo una mayor penetración en los hogares. En **1959** la potencia instalada alcanzaba los 2.400 MW para generación de electricidad. Dentro del periodo, desde **1953** a **1960** el país tuvo un desarrollo hidráulico con instalaciones de baja y mediana potencia (inferiores, por lo general, a los 100 MW), próximos a los centros de consumo, tales como Ing. Cassaffousth, Los Molinos, La Viña y San Roque (en la provincia de Córdoba); Álvarez Condarco, El Nihuil I y II (en la provincia de Mendoza); y Escaba (en la provincia de Tucumán).

2.3. Matriz energética primaria y secundaria

A continuación, se presenta la evolución la demanda energética del periodo **1900-1960** y como se distribuyó su abastecimiento, en función de los datos recopilados por fuentes previas a la producción del BEN.

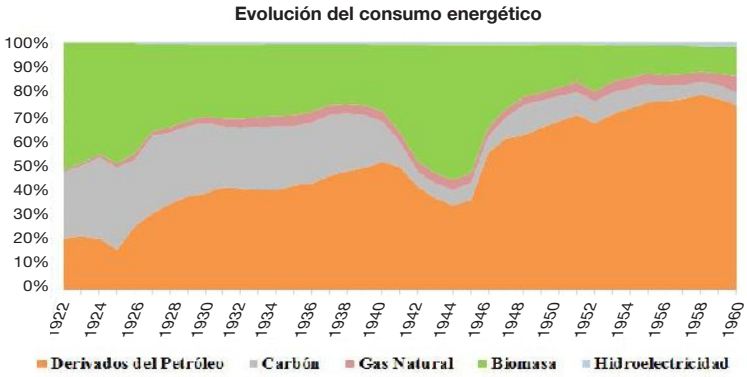


Figura 1. Evolución del consumo eléctrico periodo 1922 – 1960. Nota: Para dicho periodo de estudio no existen datos provenientes del BEN. Fuente: Boletín de la organización Techint, Marzo -Abril 1969, Nª 170, "El petróleo en la Argentina".

Por otra parte, en las siguientes figuras se exponen las matrices primaria y secundaria correspondientes al año **1960,** obtenidas del BEN de ese año.

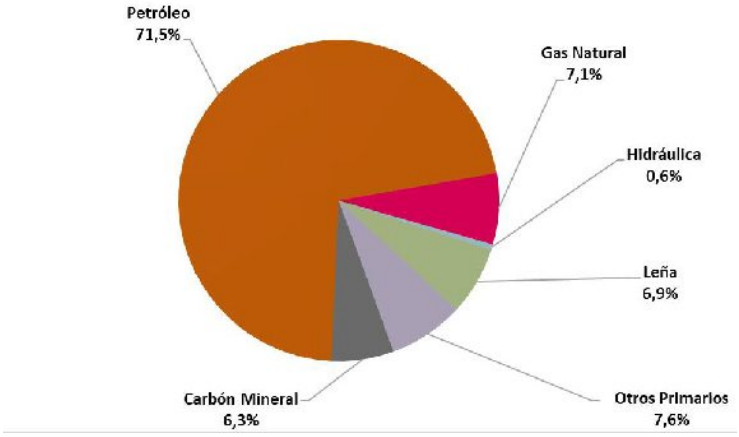


Figura 2. Matriz de energía primaria del año 1960 - Total primario: 16,9 MMtep.

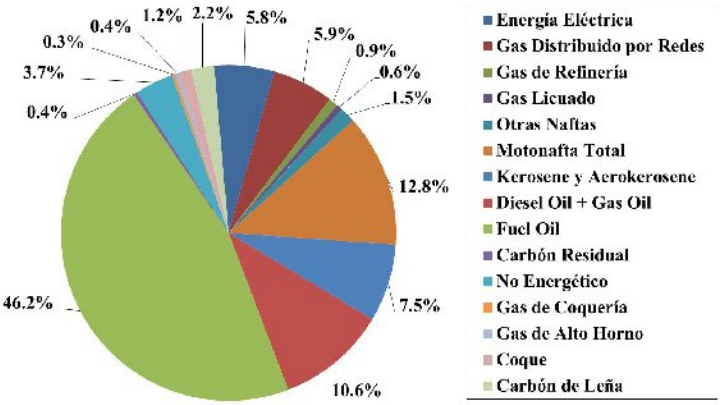


Figura 3. Matriz de energía secundaria del año 1960 - Total secundario: 13,9 MMtep.

3. Análisis del contexto del periodo 1961-1970

3.1. Combustibles y Generación Térmica

En el año **1960** se habilitó el Gasoducto Troncal Norte, entre el yacimiento de Campo Durán (Salta) y General Pacheco (Buenos Aires), habilitando de esta forma el consumo masivo de gas natural por parte de los sectores consumidores de este

combustible, pudiendo además ser utilizado para generación eléctrica. Así, el consumo de gas para producción de electricidad se incrementó a partir de ese mismo año, pasando rápidamente del 1,6 al 12,8% y superando el 20% en **1962**.

- En el año **1965** la turbina de gas ya ocupaba un lugar importante como nueva tecnología de generación eléctrica, en competencia con las turbinas de vapor.
- **Tres años después** se iniciaba la construcción de la Central Nuclear Atucha I, en la localidad de Lima (Buenos Aires).
- Por primera vez, **al final de la década**, la potencia instalada de autoproducción llegaba al 30% del total.

3.2. Electricidad

- A **mediados de la década del sesenta**, en las provincias de Córdoba y de Mendoza se concentraban las tres cuartas partes de la potencia hidroeléctrica total. El cuarto restante correspondía a las centrales ubicadas en las provincias del NOA (Tucumán, y Salta) y del Comahue (Río Negro).
- Dos años después, en **1967** se creaba la empresa Hidroeléctrica Norpatagónica S.A. (Hidronor), con el objeto de desarrollar y manejar el potencial hidráulico de la región del Comahue.
- En **1968** comenzaron las obras de la central El Chocón, ubicada en el Río Limay (Neuquén).
- Cabe destacar que **a finales de la década** la utilización de energía hidroeléctrica estaba limitada a unos pocos sistemas regionales aislados, dependiendo del fomento de empresas públicas provinciales tales como Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC) y Energía Mendoza Sociedad de Estado (EMSE).

3.3. Matriz Energética Primaria y Secundaria

Se presentan a continuación las matrices primaria y secundaria correspondientes al año **1970**, obtenidas del BEN.

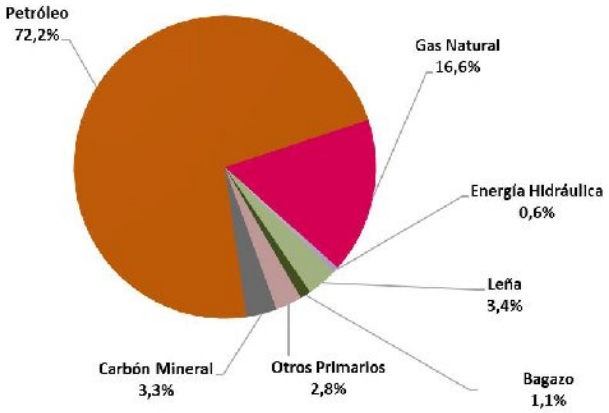


Figura 4. Matriz de energía primaria 1970 - Total primario: 30,3 MMtep.

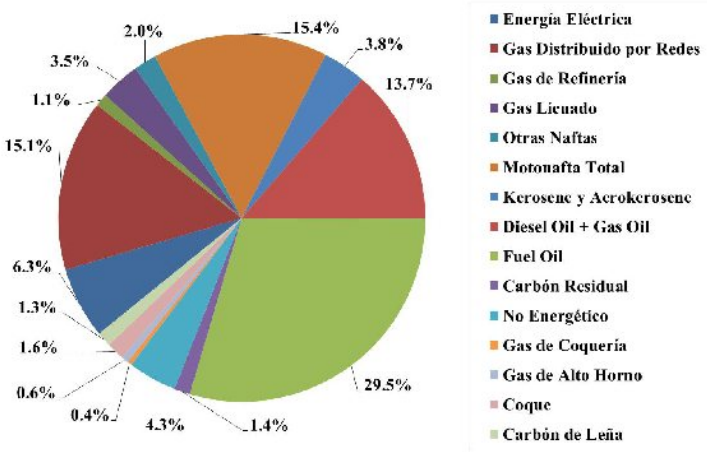


Figura 5. Matriz de energía secundaria 1970 -Total secundario: 26,5 MMtep.

4. Análisis del contexto del periodo 1971-1980

4.1. Combustibles y Generación Térmica

En **1972** el uso de fuel oil creció un 70% respecto de los finales de la **década del ´50**, mientras que la participación del gas natural en ese año estaba en el 20%.

- **Un año después** se produce la crisis internacional del petróleo, producto de la decisión de Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) de incrementar su precio considerablemente, pasando de 2,9 a 11,90 USD por barril.
- En el año **1974** entró en operación la central nuclear Atucha-I, primera central nuclear de Latinoamérica. Se adoptó además la tecnología CANDU (Canadian Deuterium Uranium), para la segunda central nuclear a incorporar.
- A **mediados de la década**, la potencia instalada de autoproducción disminuyó al 20% del total generado.
- En el año **1977** se produjo el hallazgo del mega-yacimiento Loma de La Lata en la cuenca neuquina, llevando a la construcción de los Gasoductos NEUBA I y II.
- Se finalizó **la década** con la firma del contrato para la construcción de la tercera central nuclear Atucha II.

4.2 Electricidad

- La puesta en funcionamiento en **1973** de la central hidroeléctrica El Chocón aumentó considerablemente la producción de energía. Esta central cuenta actualmente con una potencia instalada del orden de los 1.300 MW. **Cuatro años después** ingresó la central Planicie Banderita sobre el río Neuquén, con una potencia de diseño de 450 MW, dentro del programa llevado a cabo por Hidronor.
- En **1978** comenzó a operar la central Futaleufú en la provincia de Chubut, (con una potencia instalada de 472 MW), y en el norte, la central Cabra Corral en la provincia de Salta (102 MW de potencia instalada).
- **A fines de la década** comenzó a generar la represa binacional (Argentina-Uruguay) de Salto Grande, sobre el río Uruguay, en cercanías de la localidad de Concordia (Entre Ríos), con una potencia instalada de 1.890 MW.

4.3. Matriz Energética Primaria y Secundaria

Se presentan a continuación las matrices primaria y secundaria correspondientes al año **1980,** obtenidas del BEN.

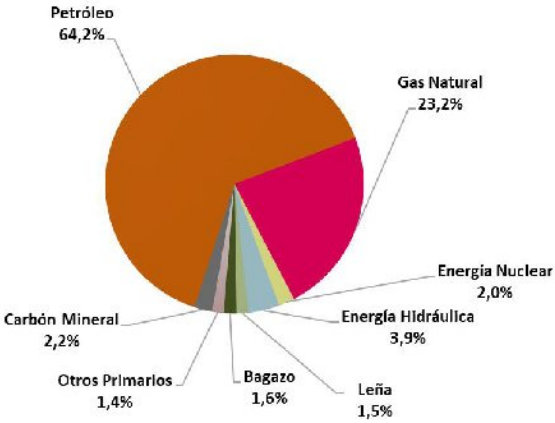


Figura 6. Matriz de energía primaria 1980 - Total primario: 41,9 MMtep.

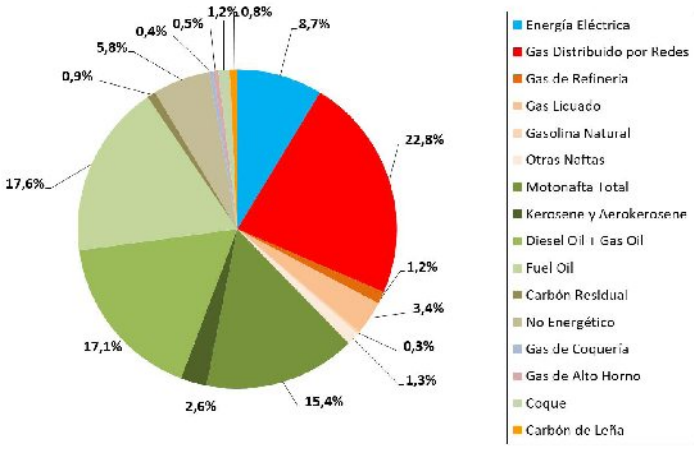


Figura 7. Matriz de energía secundaria 1980 - Total secundario: 34,5 MMtep.

5. Análisis del contexto del periodo 1981-1990

5.1. Combustibles y Generación Térmica

En esta década comenzó una transformación de la demanda energética en el sector transporte de pasajeros y cargas,

al introducirse en **1983** en el parque vehicular el gas natural comprimido (GNC). Esta transformación, basada en los bajos precios relativos de este energético respecto de sus alternativas, impactó principalmente en los automóviles particulares y taxis, ya que con un bajo costo de adaptación de los motores se podían reducir notablemente sus costos de combustible.

- En **1984** comenzó a operar la segunda central nuclear "Embalse" de 648 MW, en Río Tercero, (Provincia de Córdoba). Sin embargo, dada la crisis socioeconómica del país en el transcurso de esta década, la actividad nuclear fue relegada paulatinamente. De esta forma, la tercera central nuclear Atucha II, cuya obra debía terminar en el año **1987**, fue disminuyendo el grado de avance del proyecto hasta su detención a mediados de la **década siguiente**.

5.2. Electricidad

- En **1982** ingresaron al sistema algunas obras de importancia por requerimientos energéticos regionales, tales como Agua del Toro (con una potencia instalada de 150 MW) y un año después Los Reyunos (con una potencia instalada de 224 MW), ambas en la provincia de Mendoza.
- Dentro del programa de desarrollo de Hidronor, en **1983** entró en servicio la central hidráulica Arroyito (con una potencia instalada de 120 MW), y un año después la central Alicurá (con una potencia instalada de 1.000 MW), con el objeto de optimizar el uso del recurso hídrico del río Limay.
- En **1986** se inauguró la central hidroeléctrica de bombeo Río Grande en la provincia de Córdoba (con una potencia instalada de 750 MW). El Complejo cuenta con dos embalses, el superior Cerro Pelado y el inferior, Arroyo Corto, situado a 12 km aguas abajo del primero con un desnivel entre ambos de 185 m.
- Es de destacar que, **hacia fines de la década**, debido a los bajos caudales de los dos principales sistemas hídricos (Comahue y Mesopotamia), se produjo una fuerte caída en la generación hidroeléctrica, ocasionando una crisis energética que debió ser afrontada con racionamiento y cortes programados.

5.3. Matriz Energética Primaria y Secundaria

Se presentan a continuación las matrices primaria y secundaria correspondientes al año **1990** obtenidas del BEN.

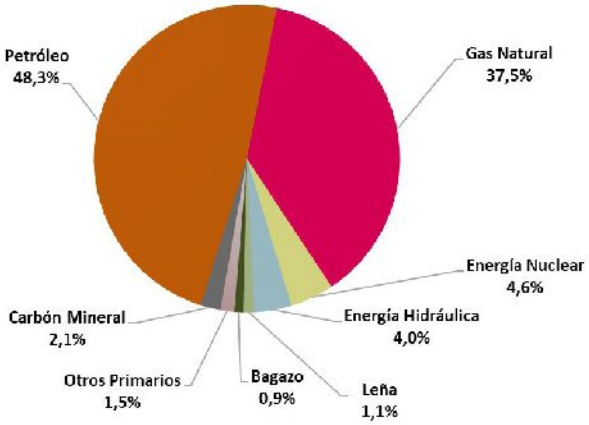


Figura 8: Matriz de energía primaria 1990 - Total primario: 48,9 MMtep.

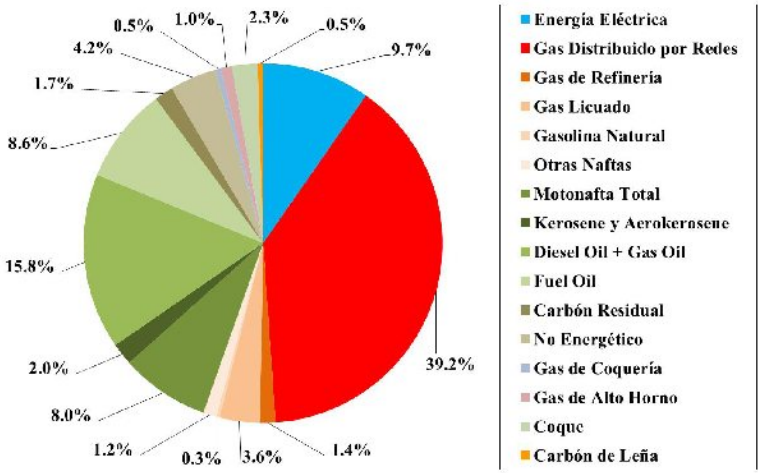


Figura 9. Matriz de energía secundaria 1990 - Total secundario: 37,7 MMtep.

6. Análisis del contexto del periodo 1991-2000

6.1. Combustibles y Generación Térmica

La **década del ´90** estuvo marcada por una política de privatización y desregulación de los mercados energéticos. En ese

sentido en **1992** se aprobó la privatización de las empresas Gas del Estado e YPF (Ley N° 24.145), efectivizándose entre **1993** y **1999**.

- Durante el año **1992** se establecieron los contratos de compra de gas natural a bajo precio, para generación de electricidad en las nuevas usinas térmicas, localizadas en las regiones del Comahue y del NOA.
- En **1994** se produjo un salto tecnológico debido a la instalación de la primera unidad de Ciclo Combinado de gran potencia en la Central Costanera, en la Ciudad de Buenos Aires, (con una potencia instalada del orden de los 1.200 MW). Esta tecnología, al mejorar notablemente el rendimiento de las centrales térmicas de producción eléctrica de origen fósil, comenzó a predominar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con una rápida inserción en la matriz eléctrica en el corto plazo, ante el contexto de disponibilidad de gas natural barato y sin restricciones.
- La reforma del sector eléctrico efectuada en el año **1992** dejó las inversiones del sector de generación eléctrica en manos de empresas privadas, con el supuesto de que estas serían más eficientes que el sector público para su construcción y gestión. Sin embargo, el sector privado priorizó sus inversiones en tecnologías de rápida recuperación del capital, postergando en consecuencia las obras de capital intensivo, como las centrales hidroeléctricas y nucleares. Esto condujo a reposicionar el liderazgo de la generación térmica y a la refosilización de la matriz eléctrica, al revertirse la tendencia creciente de la participación hidroeléctrica de décadas pasadas, propiciando en su lugar un uso intensivo de los hidrocarburos (líquidos y gaseosos).
- Hacia **fines de la década** se consolidó la tecnología de Ciclo Combinado, basado en la explotación intensiva del gas natural a bajo costo y menores plazos de construcción, acentuando así el fuerte proceso de inserción del gas natural en la matriz eléctrica durante este periodo.

6.2. Electricidad

- En **1992** se creó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), acompañando los cambios ocurridos a principios de la década, con el objetivo de administrar el MEM y el Mercado Eléctrico Mayorista Patagónico (MEMSP), que en ese momento aún se encontraba aislado.

- En esta **década** se finalizaron las obras de proyectos hidroeléctricos planificados. Así, en **1993** ingresó en servicio la central hidroeléctrica Piedra del Águila, (sobre el río Limay) con 1.400 MW de potencia instalada; y hacia finales de la década la central Pichi Picún Leufú (sobre sobre el mismo río), aportando 261 MW de potencia instalada (ambas centrales pertenecientes a la región del Comahue).
- En **1994** entró en servicio la central más importante del país: Hidroeléctrica Yacyretá, proyecto binacional entre Argentina y Paraguay, con una cota inicial de 74,5 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y una potencia instalada de 930 MW, llevada a 2.100 MW **4 años después**, aún a cota reducida de 76 m.s.n.m.
- Además, se incorporaron dos centrales hidroeléctricas, una en **1995** llamada Piedras Moras en la provincia de Córdoba (con una potencia instalada de 6 MW), y otra **un año después** denominada Casa de Piedra en el río Colorado (con una potencia instalada de 60 MW), límite natural entre las provincias de Río Negro y de La Pampa.
- Es de destacar que el primer parque eólico del país "Antonio Morán" se instaló en **1995** (con una potencia inicial de 0,5 MW), en Comodoro Rivadavia en la provincia de Chubut.

6.3. Matriz Energética Primaria y Secundaria

Se presentan a continuación las matrices primaria y secundaria correspondientes al año **2000,** obtenidas del BEN.

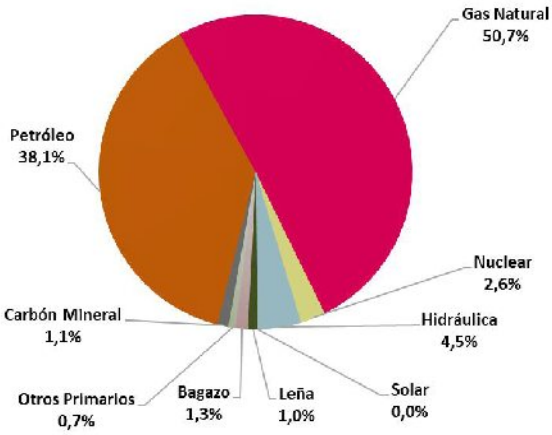


Figura 10. Matriz de energía primaria 2000 - Total primario: 68,8 MMtep.

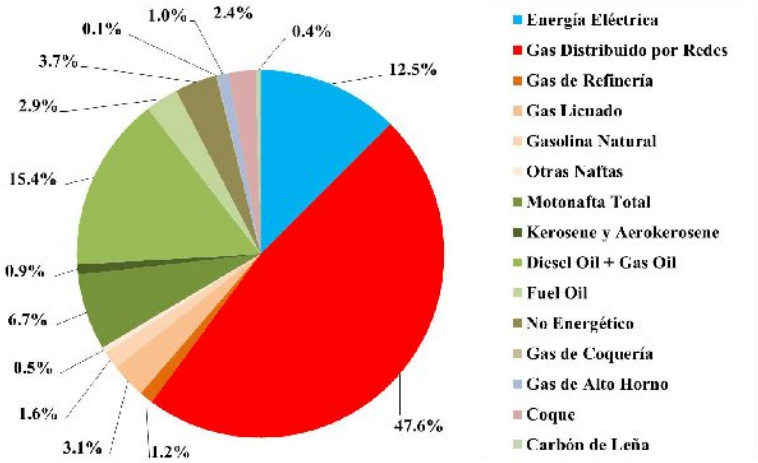


Figura 11. Matriz de energía secundaria 2000 - Total secundario: 53,7 MMtep.

7. Análisis del contexto del periodo 2001-2010

7.1. Combustibles y Generación Térmica

En diciembre del año **2001** Argentina sufrió el pico de una crisis sociopolítica, económica y financiera que venía gestándose desde años anteriores, que implicó abandonar la paridad cambiaria establecida por la Ley de Convertibilidad decretada en el año **1991,** que asignaba al peso argentino el mismo valor de un dólar estadounidense. De esta forma, al inicio de la crisis el precio del gas natural era de orden de 1,6 USD el MMTBU = 1,6 pesos MMBTU. Así, por decisiones políticas tendientes a minimizar los efectos de la crisis en la población, se decidió mantener el mismo valor en pesos, iniciando de esta manera un atraso cada vez mayor en las tarifas de electricidad y de gas, a medida que los precios de ambas monedas se distanciaban.

En el año **2002** se planificó la construcción de grandes centrales térmicas con financiamiento y capitalización de las deudas que CAMMESA mantenía con los agentes generadores, como una solución de compromiso entre la falta de inversión y las deudas mantenidas con el sector privado.

Debido a la escasez de gas natural en el país desde el año **2004,** como consecuencia de la desinversión de los últimos años sumado a restricciones en su transporte y a la falta de incentivos

para aumentar la producción de este combustible, comenzaron a importarse los faltantes de este insumo desde Bolivia para abastecer, tanto a los sectores residenciales, industriales y de transporte (para sus requerimientos de cocción, calefacción, calor de producción y transporte), como para reemplazar los momentos en que no se contaba con suficiente disponibilidad para las usinas, por combustibles líquidos. De esta forma, se inició un proceso de regulación del abastecimiento que daba prioridades consecutivas a los sectores residencial, comercial y de transporte, seguido por el de industrial y terminando con el de usinas. Este último tiene la posibilidad de adaptarse reemplazando este insumo por combustibles líquidos en las máquinas duales. En periodos invernales con el aumento del consumo del gas natural por las bajas temperaturas, se veían afectadas las industrias, restringiéndose su producción.

- Así, para estimular a los inversores privados a construir y ampliar centrales térmicas de media y alta potencia, garantizando la compra de la electricidad a suministrar a un valor por encima del precio spot máximo, se lanzó en el año **2006** el Programa Energía Plus.
- En octubre de **ese mismo año** se anuncia la reactivación de la actividad nuclear lanzando un nuevo Plan Nuclear Argentino, para la finalización de la central nuclear Atucha II, la extensión de vida de la CN Embalse, la construcción del prototipo CAREM-25 y la cuarta central con uno o dos módulos, entre otras actividades.
- Por otra parte, en el año **2006** se sancionó la Ley N° 26.093 “Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles”, asignando proporciones gradualmente mayores de biocombustibles en mezcla con combustibles fósiles, para uso automotor.
- **En esta década** se observó, en el sector transporte para uso particular, un importante crecimiento del consumo de GNC, debido a su bajo costo en relación con las naftas y el diesel.

7.2. Electricidad

- En el año **2002** se planificaron grandes centrales térmicas, a través del “Fondo para Inversiones Necesarias que permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista” (FONINVEMEM).
- En **2004** se lanzó el Plan Energético Nacional dando un fuerte impulso a la generación térmica. **Dos años después** se

sancionó la Ley N° 26.190 y posteriormente se implementa el Programa GENREN enmarcado en dicha legislación, ambos instrumentos de fomento de la generación a partir de la utilización de fuentes renovables.

- En marzo del año **2006**, a través de la línea Choele Choel - Puerto Madryn, se interconectó al Sistema Patagónico (MEM-SP), que hasta el momento funcionaba de forma aislada, con el MEM.
- Hacia **fines de la década** como parte del programa de nuevas centrales se construyó la represa hidroeléctrica Los Caracoles en la provincia de San Juan, en el año 2009, con una potencia instalada de 125 MW.
- Al **final de esta década** se construyeron 2 nuevas centrales de ciclo combinado San Martín y Belgrano, que aportaron 1.660 MW de potencia instalada al sistema.
- Por otra parte, el nivel de las reservas de potencia fue disminuyendo **en esta década**, llegando a un límite mínimo, siendo necesario a futuro promover inversiones que acompañasen el sostenido aumento de la demanda de energía eléctrica.

7.3. Matriz Energética Primaria y Secundaria

Se presentan a continuación las matrices primaria y secundaria correspondientes al año **2010,** obtenidas del BEN.

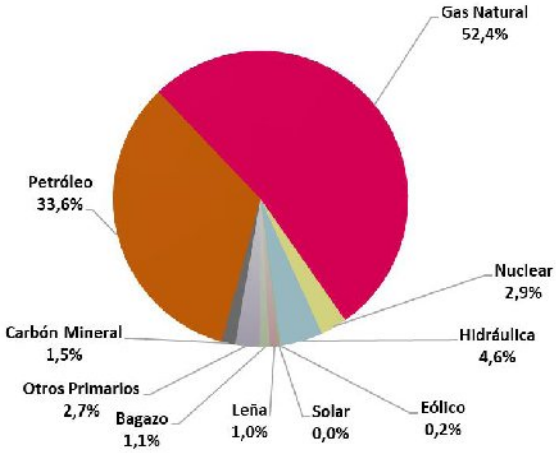


Figura 12. Matriz de energía primaria 2010 - Total primario: 78,7 MMtep.

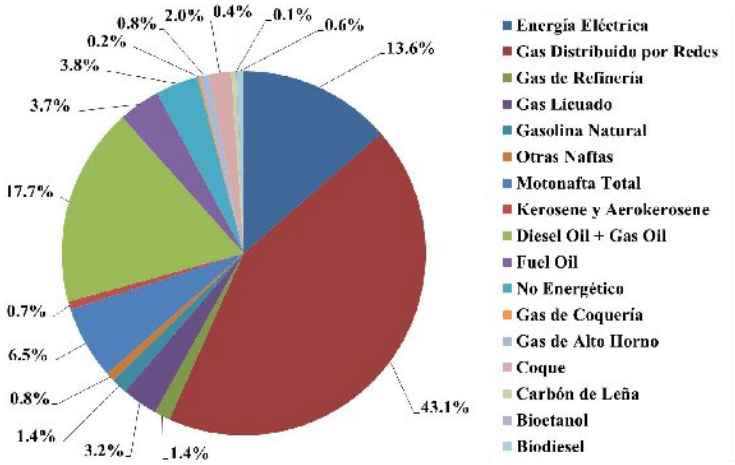


Figura 13. Matriz de energía secundaria 2010 - Total secundario: 72,5 MMtep.

8. Análisis del contexto del periodo 2011-2016

8.1. Combustibles y Generación Térmica

- En el año **2011**, YPF confirmó el hallazgo del yacimiento Vaca Muerta, en las Provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza, al sur del país. Esta formación característica por poseer petróleo y gas no convencionales (shale oil y shale gas respectivamente), representaba para el país el equivalente a 410 años de consumo de gas y 123 años de consumo de petróleo.
- **Un año después**, mediante la Ley N° 26.741, se estatizó el 51% de las acciones de YPF (hasta ese entonces en manos de Repsol), recuperando así el país su principal empresa energética, que había sido privatizada en la década del **'90**.
- A través de una Resolución del año **2013** de la ex-Secretaría de Energía, el porcentaje de biodiesel en su mezcla con diésel se elevó del 5% a un mínimo del 10%, comenzando además a importarse gas natural licuado (GNL). Mediante de un decreto del Poder Ejecutivo Nacional **tres años después**, se elevó el porcentaje de bioetanol en su mezcla con las naftas de uso automotor al 12%.
- En febrero del **2014** comenzó la construcción de la Central Nuclear CAREM-25 en Lima (Bs. As.). En junio de **ese mismo**

año se puso en marcha la tercera central nuclear del país, Atucha II, con ubicación en el mismo predio e ingreso comercial al año siguiente, aportando 745 MW de potencia instalada al sistema.

8.2. Electricidad

- En el año **2011** finalizaron las obras de ampliación de potencia de la central hidroeléctrica Yacyretá, que consistió en la elevación del nivel del embalse a su cota máxima de diseño (de 76 a 83 m.s.n.m.).
- Por otra parte, **ese mismo año** se realizó la interconexión eléctrica NOA - NEA, uniendo el norte del país con una extensión de 1.200 km de líneas de transmisión de 500 kV y 7 estaciones transformadoras.
- **Un año después** es inaugurado el primer parque solar fotovoltaico del país, Cañada Honda en la provincia de San Juan, cuya potencia alcanza los 7 MW.
- Con respecto a los proyectos hidroeléctricos del sur del país, planificados en el año **2013**, se adjudicaron dos grandes represas: Central Jorge Cepernic (de 360 MW de potencia instalada) y Néstor Kirchner (de 950 MW), ambas sobre el río Santa Cruz. Por su parte el proyecto Chihuido en la Provincia de Neuquén, (de 637 MW), fue adjudicado **un año después**. A octubre del **2017** aún no se habían iniciado las obras de construcción de ninguna de las tres centrales.

8.3. Matriz Energética Primaria y Secundaria

Se presentan a continuación las matrices primaria y secundaria correspondientes al año **2015,** obtenidas del BEN.

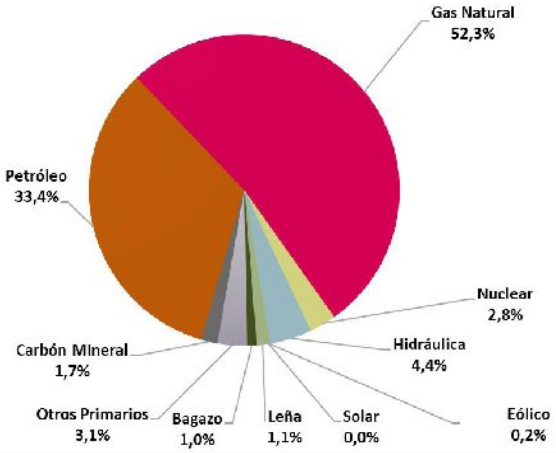


Figura 14. Matriz de energía primaria 2015 - Total primario: 80,2 MMtep.

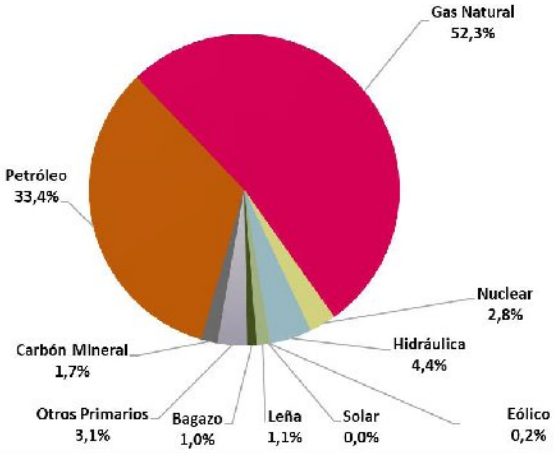


Figura 15. Matriz de energía secundaria 2015 - Total secundario: 81,9 MMtep.

9. Evolución de la Matriz de Generación Eléctrica en el período 1970-2015

Se presenta a continuación una tabla con la participación porcentual de cada una de las tecnologías de generación de electricidad, por lustros entre los años 1970 y 2015.

Tabla 1. Evolución de la matriz de generación eléctrica 1970-2015.

Año	Generación (GWh/año)	Porcentajes de participación en la generación [%]						
		TV	DI	TG	CC	HI	NU	EO +SO
1970	16.807,2	79,3	11,8			8,9		
1975	24.553,6	57,2	5,1	6,6		20,9	10,2	
1980	35.670,7	43,2	2,8	5,2		42,2	6,6	
1985	41.496,4	29,1	1,8	5,7		49,5	13,9	
1990	47.001,4	35,0	1,0	10,0		38,5	15,5	
1995	62.808,9	33,4	0,8	11,7		42,9	11,2	
2000	81.958,4	15,6	0,4	9,6	31,3	35,5	7,6	
2005	96.650,9	14,3	0,2	5,5	37,4	35,4	7,1	
2010	110.662,6	13,8	1,2	6,1	41,8	30,6	6,5	
2015	135.202,5	12,9	1,8	10,5	38,9	30,7	4,8	0,4

Referencias: TV: Turbina de vapor, DI: Motores diesel, TG: Turbinas de gas, CC: Ciclo combinado, HI: Hidráulica, NU: Nuclear, EO: Eólica, SO: Solar

Un análisis de la tabla anterior nos indica que la generación eléctrica tuvo la siguiente evolución, en función de la tecnología:

Tabla 2. Evolución tecnológica de generación eléctrica en el período 1970-2015

Tecnología	Observaciones
Turbina de vapor	Su participación histórica desde **1970** hasta **2016** disminuyó continuamente.
Motores Diesel	Hasta mediados de la década del **2000** su participación fue declinando, hasta que surgió la necesidad de incorporación de estos equipos para satisfacer demandas locales en los últimos años.
Turbina de gas	Su participación aumentó continuamente hasta mediados de la década del ´**90** y luego disminuyó pasando muchas de estas máquinas a formar parte del cierre de los Ciclos Combinados. **Al final del período,** por razones operativas para cubrir el pico de máxima potencia, aumentaron nuevamente su participación.
Ciclo Combinado	Debido al avance tecnológico que conllevó esta tecnología, con altos rendimientos respecto de las demás alternativas, presentó un crecimiento continuo, con una leve baja hacia el **final del periodo** de estudio.
Hidroeléctricas	Su participación fue creciendo gracias a los proyectos de Hidronor en la cuenca del Comahue y a las Centrales Hidroeléctricas Binacionales, con un valor máximo de 49,5% en **1985**, disminuyendo luego hasta llegar al año **2016** con un valor del 27,9%, en contraposición al mayor ingreso de centrales térmicas.
Nuclear	Cada vez que ingresa una central nucleoeléctrica al sistema, la participación en la generación nuclear presenta un salto importante, debido a su alto factor de carga característico. Así, los largos plazos de ingreso entre una central y la siguiente, así como la incorporación de otras tecnologías para satisfacer la demanda, provocan que esta participación decaiga paulatinamente para recuperarse con el ingreso de una nueva. En el caso particular de Atucha II, esto se amortiguó por la salida de servicio simultánea de la Central Nuclear Embalse, para su extensión de vida planificada.
Eólica/Solar	Estas tecnologías presentaban una participación marginal a octubre del **2017**, ya que aún no habían ingresado al sistema las ofertas ganadoras de los planes Renovar 1, 1.5 y 2.

Situación similar a la descripta anteriormente se observa para la evolución de la potencia instalada por tecnologías en el país, como puede observarse en la siguiente figura. Si bien las magnitudes difieren levemente, debido a la diferencia en los factores de carga de cada tecnología (es decir cantidad de horas reales de disponibilidad de operación de cada central).

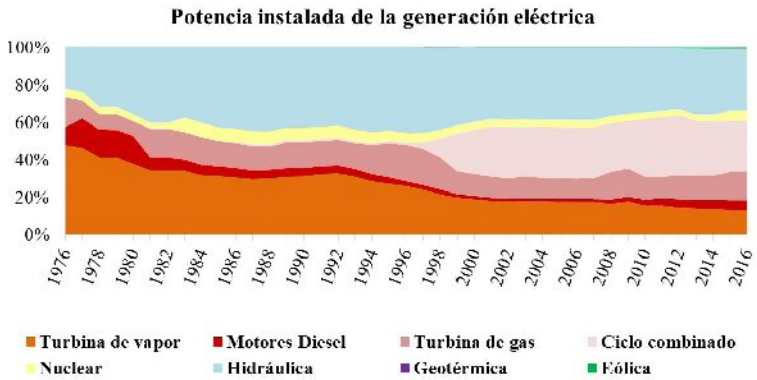


Figura 16. Participación de tecnologías en la potencia eléctrica instalada 1976-2016.

10. Escenarios Energéticos al año 2025

El ex-Ministerio de Energía y Minería, hoy Secretaria de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda de la Nación, tomó en consideración el año **2015** como año base y el año **2025** como horizonte, para el desarrollo de proyecciones de planificación energética y eléctrica en particular. Así, en el escenario eficiente (basado en programas de uso racional y optimizado de la energía eléctrica), se obtuvo una reducción del 15% en estos consumos, en comparación con las proyecciones tendenciales, que suponían un mantenimiento hacia el futuro de las condiciones iniciales. Por otra parte, en ambos escenarios se observa un fuerte crecimiento de otras energías renovables (como eólica, solar, biogás, biomasa y minihidro).

De esta forma se obtuvieron los resultados presentados a continuación en las figuras siguientes, para los Escenarios Tendencial y Eficiente de la Matriz Energética Primaria (contemplando la diversificación de la matriz eléctrica a mediano plazo e incluyendo otras energías renovables).

Como consecuencia se obtuvieron valores estimados para la oferta de energía primaria de 107,9 MMTEP para el escenario tendencial y de 103,4 MMTEP para las proyecciones con aumentos de eficiencia, resultando en ambos casos la participación de los combustibles fósiles superior al 81%.

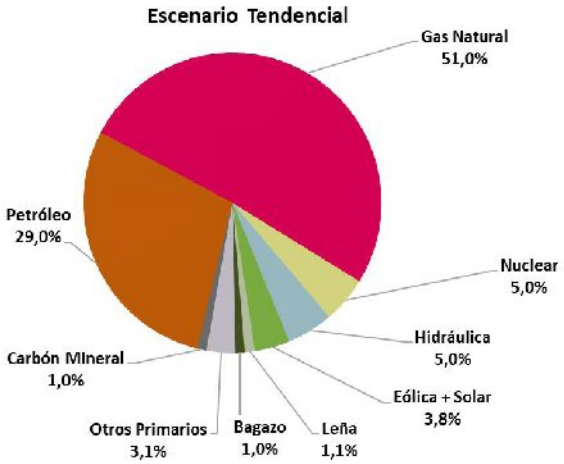


Figura 17. Matriz Primaria 2025, Escenario Tendencial - Total primario: 107,9 MMtep.

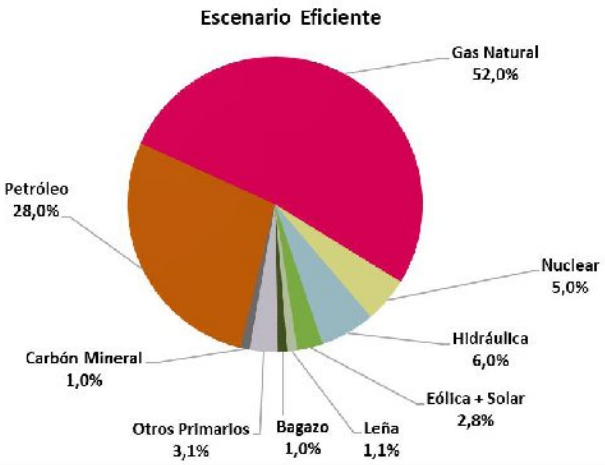


Figura 18. Matriz Primaria 2025, Escenario Eficiente - Total primario: 103,4 MMtep.

Por su parte en la siguiente figura se presenta un esquema comparativo de la evolución esperada para cada fuente de generación eléctrica (hidroeléctrica, renovable, nuclear y térmica fósil) entre el año base y el horizonte de análisis.

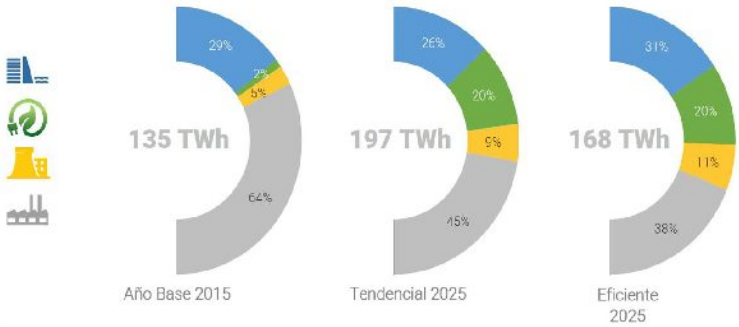


Figura 19. Escenarios de generación de energía eléctrica al año 2025.

11. Comentarios finales

Del análisis realizado en el presente trabajo se desprende que Argentina, al igual que la mayoría de los países del mundo, utiliza un alto porcentaje de hidrocarburos para abastecer sus necesidades energéticas. De esta forma, el petróleo y el gas representan casi el 90% del total de la oferta energética del país.

Por otra parte, se verifica que Argentina no consume cantidades significativas de carbón (solo un 0,9% del total), a diferencia de otros países como China, Estados Unidos o Alemania, donde este constituye una de las fuentes más utilizadas (en China un 69% de la energía proviene de este insumo).

En este sentido, desde el punto de vista ambiental, el uso masivo del gas natural en reemplazo del carbón u otros fósiles como fuel oil o diesel, constituye una gran ventaja al poseer el primero menores factores de emisión de dióxido de carbono y otros contaminantes, respecto de los demás. Cabe aclarar que en este caso se hace referencia al carbón mineral o de origen fósil, de mayor poder calorífico que el carbón vegetal o la leña.

En cuanto al petróleo, este constituye actualmente la fuente de energía predominante en el mundo, proporcionando a la vez materia prima fundamental para elaborar una gran cantidad de

productos químicos de uso cotidiano. Así, sus propiedades lo convierten en un material único por su alto contenido energético en relación con su volumen y peso, así como por la relativa facilidad para extraerlo, transportarlo y almacenarlo utilizando tecnologías cada vez más eficientes. Por estos motivos, el petróleo representa alrededor del 32% de la oferta mundial de energía, resultando indispensable para el transporte, con más de un 95% de dependencia de sus derivados. En el caso de Argentina, actualmente se consume una proporción cercana al promedio mundial (34,5%).

Por su parte el gas natural presenta un importante desarrollo en la Argentina con gran participación en nuestra matriz eléctrica. Como se ha analizado, este desarrollo comenzó a fines de la década del ´40 con la construcción del primer gasoducto entre Comodoro Rivadavia y Buenos Aires. A partir de la década del ´70 se acentuó su uso con el descubrimiento del yacimiento de Loma la Lata, en la provincia de Neuquén. Actualmente, el gas natural supera la mitad de los consumos energéticos del país (53%), utilizándose en forma masiva para calefacción, cocción, calentamiento de agua, transporte, calor de proceso y usinas, entre otros; en los sectores residencial, comercial y público, de transporte, industrial y de generación eléctrica.

En relación a la explotación de los recursos no convencionales de gas y petróleo, shale oil y shale gas en Vaca Muerta, se espera que su explotación permita abastecer la demanda futura.

En referencia a la generación eléctrica, luego de la crisis energética del verano de **1988-1989,** se priorizaron fuentes de generación eléctrica de menor costo y rápida construcción (centrales termoeléctricas), por sobre desarrollos hidráulicos o nucleares.

Por otra parte, la energía hidráulica y nuclear, si bien requieren largos plazos de construcción y una mayor inversión inicial, resultan la mejor opción para operar en la base de la curva de carga de la demanda, con mucha menor emisión de gases de efecto invernadero asociadas a todo su ciclo de vida.

Mientras tanto, las energías eólica, solar y otras renovables, van adquiriendo cada vez mayor relevancia para la generación eléctrica, con el objetivo de aumentar su participación en la matriz energética total en los próximos años.

Del análisis de la evolución de la matriz energética primaria resulta entonces, la existencia de un predominio de los combustibles fósiles desde los inicios del período histórico considerado, primero en base al carbón y luego a los derivados del petróleo.

Si bien se realizó un gran esfuerzo en intentar diversificar la matriz de generación eléctrica durante los años ´**70** y ´**80**, esto no se vio reflejado en la matriz de energía primaria. Por último, si bien a partir de los años ´**60** la penetración del gas natural comenzó a tener una participación creciente en reemplazo del petróleo y el carbón, esta modificación no implicó una disminución del uso de los combustibles fósiles, que siempre superó el 85%; pero al menos desde el punto de vista ambiental constituyó una mejora.

Con respecto a la evolución de la matriz energética secundaria, en esta se mantuvo la participación de combustibles fósiles por encima del 80% durante todo el periodo de análisis, a pesar de la incorporación de GNC y gas oil en los vehículos, en detrimento de las naftas.

De igual forma, la disminución de la participación de los combustibles fósiles en esta matriz a lo largo del tiempo fue posible a partir del aumento del consumo de electricidad, la cual paradójicamente aún depende fuertemente de estos combustibles. Así, desde **1960** la matriz eléctrica experimentó un ciclo de avances y retrocesos para su diversificación tecnológica. Desde **1970** hasta después de **1985** hubo un importante proceso que favoreció la mayor participación de centrales hidráulicas y nucleares, pero a mediados de los ´**90** se reanudó el proceso inverso, de refosilización de la matriz.

Finalmente, desde el año **2004** se ha retomado el proceso de diversificación, con una mayor participación de la generación nuclear, hidráulica, y de otras energías renovables que, en el contexto de emergencia energética al año 2017, aún resultaban insuficientes.

La mayoría de los especialistas del mundo coincide en que todas las fuentes y formas disponibles de la energía son y serán necesarias a futuro sin alterar los niveles de consumo de energía que demandan las sociedades modernas, aun cuando se logren mejoras significativas en términos de ahorro, a través del uso racional de la energía y eficiencia energética.

Considerando que las transiciones energéticas no son cambios abruptos, sino procesos de sustitución técnica gradual que se dan en períodos considerables de tiempo, dependiendo de los contextos socioeconómicos, ambientales y políticos de los países, (entre otros), es necesario realizar una prospectiva de las disponibilidades reales de cada región y una planificación metódica y sostenida para lograr optimizar un suministro energético viable a mediano y largo plazos.

Bibliografía

Ghía, Andrés. Bicentenario de la Argentina Historia de la energía Eléctrica 1810-2010, Cámara Argentina de la Construcción.

Furlán, Arlano. La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial.

Dagna, Carlos A. Matriz energética Argentina ¿Qué se debe hacer?, diciembre 2014

Matriz Energética Nacional y su vinculación con la Región, Consejo Asesor de Estrategia Energética de la Nación.

Cottely, Esteban. El petróleo en la Argentina, Boletín N° 170, Organización Techint, abril 1969.

Cárdenas, Gerónimo J. Matriz energética argentina. Situación Actual y Posibilidades de diversificación, Revista de la Bolsa de Comercio de Rosario.

Verón, Santiago R; Propato, Tamara S. La Matriz energética Argentina y su impacto ambiental, Revista Ciencia Hoy N°144, pág. 31 a 36, julio 2015.

Bravo,Víctor. Panorama de la energía en Argentina 2015, Fundación Bariloche.

http:energíademipaís.educ.ar/la-matriz-energética-argentina-y-su-evolución-en-las-últimas- décadas/

Balance Energético Nacional Periodo 1960-2015. Ministerio de Energía y Minería.

Base de datos de CAMMESA.

Base de datos de ENARGAS.

Base de datos de la Subgerencia de Planificación Estratégica de CNEA.

Reseña histórica de HIDRONOR S.A., www.mepriv.mecon.gov.ar/Hidronor/Res-Histórica.htm dussel, enrique (2014). 16 tesis de economía política. Interpretación filosófica. Buenos Aires: Siglo xxi.

Rey, Francisco Carlos (2021). Visión y principios fundamentales de la actividad de planificación energética. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.77-97). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

En el presente trabajo se destaca la importancia de contar con un sistema de planificación integrado para el sector energético, en lugar de planes aislados, describiendo a su vez los pasos secuenciales que deben realizarse durante el proceso de planificación; y la importancia de cada uno de ellos.

Por otra parte se especifican las características particulares de la planificación eléctrica, y cómo se debe abordar la realización de su proceso, haciendo énfasis en la correcta definición del objetivo de la planificación del suministro de este insumo, indispensable para el desarrollo de los países a nivel mundial.

Palabras clave: *Planificación Energética, Plan Energético, Planificación Sistema Eléctrico, Enfoque Metodológico de la Planificación.*

ABSTRACT

This document highlights the importance to count on an integrated planning system for the energy sector, rather than separated plans, describing in turn the sequential steps that must be followed during the planning process and the importance of each one of them.

On the other hand, the particular characteristics of electrical planning are specified, and how this process should be addressed, emphasizing the correct definition of the supply planning objective of this input, essential for the development of countries at world level.

Keywords: *Energy Planning, Energy Plan, Electrical System Planning, Methodological Approach to Planning.*

Visión y principios fundamentales de la actividad de planificación energética

Francisco Carlos Rey[1]

1. Introducción

Considerando que el principal objetivo de los países es el crecimiento económico, ya que en este proceso se espera obtener una mejora en la calidad de vida de sus habitantes, dicha mejora inevitablemente provocará (como lo ha hecho históricamente a nivel global), una creciente demanda de energía. En el caso de Argentina, de continuar con la tendencia histórica en la transformación de su matriz energética, este aumento se espera aún mayor para el caso de la electricidad, como puede observarse en la siguiente figura.

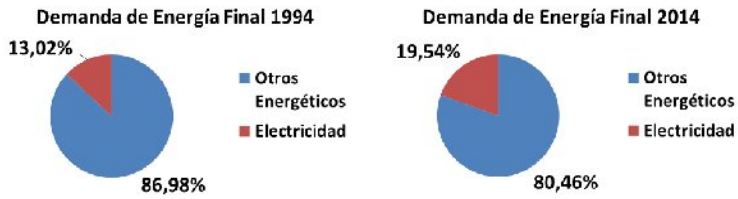


Figura 1. Participación de la electricidad en la demanda de energía final 1994 y 2014. Fuente: Elaboración propia en base a estadísticas oficiales.

Sin embargo, la elección de las posibles fuentes de energía para satisfacer este crecimiento debe realizarse muy cuidadosamente, ya que los errores pueden conducir a sistemas

1 Comisión Nacional de Energía Atómica.

energéticos vulnerables en los que la sociedad termine pagando un costo muy alto por un suministro energético de baja calidad, representando ello un obstáculo para el desarrollo económico y el cumplimiento de las metas de calidad de vida anheladas.

Para evitar cometer estos errores se requiere contar con una correcta planificación en la expansión del uso de todos los energéticos, y especialmente de la energía eléctrica.

2. La planificacion energética

Es conveniente tener presente el siguiente concepto: ***Los planes solos no son nada, el planeamiento en cambio, lo es todo.***

Ello responde a que un Plan Energético solo constituye una declaración de las opciones elegidas como resultado de un Programa de Planificación Energética, con las siguientes tres funciones concretas:

- Describir las políticas energéticas del gobierno;
- Describir el programa de gasto de capital para el sector energético; y
- Transmitir la información al público, los proveedores y las organizaciones crediticias.

Es decir ***un plan solo representa una foto válida para un período de tiempo y un lugar en particular***, no siendo replicable a otras regiones ni a cualquier otro momento del mismo sitio específico.

Por su parte, ***el proceso de planificación es lo que permite transformar la foto en una película***, generar planes específicos que sí sean aplicables a cualquier región o país, sujetos a modificaciones a medida que el contexto varía.

Por todo ello, los esfuerzos deben concentrarse en contar con la actividad de planificación, y en consolidar equipos capacitados para realizarla, siendo el objetivo principal de esta actividad proporcionar información a los tomadores de decisiones, para implementar sus definiciones basadas en la mejor información disponible, a través de leyes, decretos y presupuestos.

Es decir, que los planificadores no toman decisiones sobre la política energética ni sobre la implementación de ninguna política, sino que deben brindar la información correcta para que quienes toman estas decisiones, lo hagan en beneficio del conjunto de la sociedad que representan.

Para poder planificar se requiere entonces, contar con un equipo multidisciplinario compuesto por economistas, planificadores competentes e ingenieros de especialidades varias, que deben estar familiarizados con las herramientas de planificación.

Ello obedece a que la planificación es un proceso continuo y no puntual, como se desarrolla en detalle a continuación, en la descripción de los siete pasos que deben seguirse, mostrados en la siguiente Figura 2.

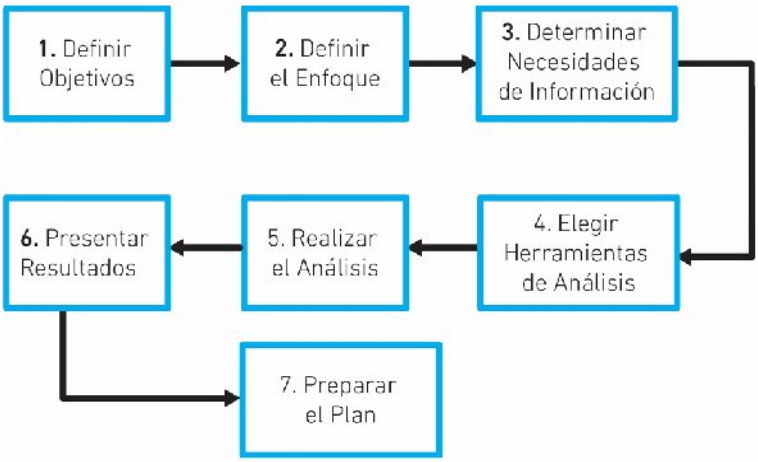


Figura 2. Pasos a seguir en el proceso de Planificación Energética. Fuente: Elaboración propia en base a Technical Report Series No. 241. "Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook. IAEA, 1984.

2.1. Definir objetivos

El primero de estos pasos consiste en definir claramente los objetivos. Esta tarea es muy importante porque ayuda a concentrar la atención en los problemas trascendentes y a organizar los esfuerzos en lo que es realmente indispensable, proporcionando una indicación sobre cuán eficiente y necesario será el plan final.

Por otra parte las características y complejidad del análisis serán diferentes dependiendo de cuáles sean sus objetivos, por ejemplo:

- Cómo le conviene ampliarse a determinado generador y con qué costos asociados;

- Desarrollar un sistema de suministro de energía diversificado con menor dependencia del petróleo; o bien
- Desarrollar un sistema completo de suministro de energía, confiable y al más bajo costo.

Cabe aclarar que durante el proceso de plantear los objetivos estos pueden confundirse con modificaciones a ciertas características del sistema energético, que en verdad solo son herramientas que pueden servir, o no, al cumplimiento del verdadero objetivo.

Así, es común pensar que los objetivos en la matriz eléctrica puedan ser:

- Incrementar el aporte de energía nuclear;
- Incrementar el aporte de energías renovables (o incorporar únicamente estas últimas);
- Eliminar el consumo de combustibles fósiles;
- Minimizar el impacto ambiental o los costos económicos;
- Seguir la tendencia energética mundial.

Sin embargo, el verdadero objetivo de la planificación eléctrica es: ***Satisfacer la demanda de electricidad con la fiabilidad adecuada y a un costo mínimo*** (refiriéndose con ello no solo al ***mínimo costo económico sino también al ambiental y social***).

2.2. Establecer el enfoque

El segundo paso consiste en definir el Enfoque. Este, para un programa de planificación energética, variará según las necesidades particulares, pero deberá tener en cuenta cuatro variables: el alcance, la escala, el horizonte de tiempo y el grado de detalle

- El alcance determina la magnitud del análisis, ya sea uno completo de todo el Sistema Energético, solo considerando al Sector Eléctrico, o bien enfocado en ciertas centrales o tecnologías en particular.
- La escala establece si el estudio va a realizarse en forma global, para el total del país, una región o una determinada localidad.
- El horizonte temporal especifica si se desea realizar con alcance operativo (por hora, diario), para el corto Plazo (1-3 años), para el mediano Plazo (3-10 años), o para el largo Plazo (mayor a 10 años)

- Por último el grado de detalle indica si el análisis se realizar**á** en profundidad o si se requiere un diagnóstico rápido y menos detallado.

2.3. Determinar las necesidades de información.

La información necesaria para un proceso de planificación es de dos tipos:

- Datos técnicos detallados, a ser utilizados por los analistas y planificadores, para evaluar y calificar las alternativas disponibles.
- Presentación de los antecedentes y resultados del análisis para la toma de decisiones, a ser utilizada por funcionarios de alto nivel, para elegir un curso de acción.

De esta forma, al planificar por ejemplo la expansión eléctrica, el analista debe considerar para todas las alternativas de generación, disponibles o a incorporar (hidráulica, térmica, nuclear, eólica y solar), los siguientes parámetros:

- Costos,
- Confiabilidad,
- Factores de disponibilidad.

Además, en el análisis de la demanda eléctrica que se desea abastecer con las tecnologías mencionadas, se debe tener en cuenta el desarrollo y la estructura de crecimiento de la economía, ya que la planificación energética se debe realizar en el contexto de la planificación socioeconómico.

Así, a través de un programa de planificación energética se debe proporcionar a los tomadores de decisión la siguiente información:

- Los requerimientos energéticos (demanda) para el desarrollo económico deseado;
- Los suministros disponibles de energía para satisfacer esa demanda (considerando recursos, tecnologías, costos, externalidades positivas y negativas, visiones estratégicas nacionales, etc.),
- Las alternativas tecnológicas cuya incorporación se desee evaluar, contemplando sus costos, impactos positivos y negativos, conveniencias estratégicas, etc.

De esta forma, los tomadores de decisión deben saber, por ejemplo, que tipo de centrales sería más conveniente construir, de que magnitud y con qué recursos financieros podrían solventarse.

2.4. Elegir las herramientas de análisis

Es importante tener en cuenta varios factores al elegir las herramientas analíticas:

- El primero es determinar si la herramienta de análisis provee la información adecuada: es decir si proporciona la información requerida de manera correcta y en forma compatible con otros análisis.
- El segundo es que la herramienta analítica se ajuste al problema real para no malgastar recursos "matando mosquitos con un rifle". Así, para ciertas operaciones una planilla Excel será suficiente sin requerir utilizar programas más complejos.
- El tercero es el problema que implica la obtención de los datos necesarios, en la cantidad y calidad suficientes, para cuya solución se contemplan las siguientes alternativas: no realizar ningún estudio por falta de información adecuada, invertir en recolección de datos posponiendo el análisis energético, y por último, (la más recomendable), tomar el mejor supuesto con la información disponible actualmente e iterarlo en futuros análisis, a medida que se vaya consiguiendo mejor información. Esto permite a los planificadores ir adentrándose y conociendo el sistema energético que se desea planificar y sus características, obteniendo mucha información idónea informal a través de expertos de cada área.

Existen numerosas herramientas de análisis para elegir: Modelos de Demanda, de Suministro, de Balance Oferta/Demanda, de Evaluación de Impactos y Metodologías Integradoras, los que se detallan a continuación.

- Los Modelos de Demanda varían de muy simples a muy complejos y están diseñados para calcular la demanda de energía, estimando su respuesta a la variación de ciertos factores determinantes. Por ejemplo: extrapolación simple de tendencias históricas, modelos econométricos y modelos de crecimiento sectorial.
- Los Modelos de Suministro también varían de muy simples a muy complejos, enfocándose exclusivamente en el nivel a analizar, ya sea el sector energético completo, el sector eléctrico, o bien la modelación de refinerías o de depósitos petrolíferos, entre otras opciones. Estos modelos están diseñados para determinar la capacidad de suministro de cierta fuente de energía o tecnología en particular, para responder a una demanda específica.

- Los Modelos de Oferta/Demanda combinan las alternativas de suministro para abastecer cada demanda establecida, presentando una amplia gama de complejidades. Así, pueden variar desde un simple conjunto de cálculos manuales, hasta complejos modelos de optimización o simulación, con una cantidad acorde de argumentos teóricos.
- Los Modelos de Evaluación de Impactos se centran en problemas específicos como el costo de las instalaciones, efectos en el empleo, balance de pagos, efectos medioambientales, etc.
- La Metodología Integradora constituye un conjunto de procedimientos más que un modelo, y es aplicada después de construido el Balance de Oferta/Demanda. En esta etapa se requiere una herramienta que permita ensamblar todas las piezas de las modelaciones anteriores, ya que ningún modelo puede contestar todas las preguntas. De esta forma el proceso de integración provee consistencia y retroalimentación a los análisis energéticos.

2.5. Realizar el análisis

La realización de un análisis o evaluación energética es una etapa muy importante. Se debe realizar con un enfoque metodológico en forma secuencial, cumpliendo con los pasos que figuran en el siguiente gráfico, descriptos en detalle a continuación.

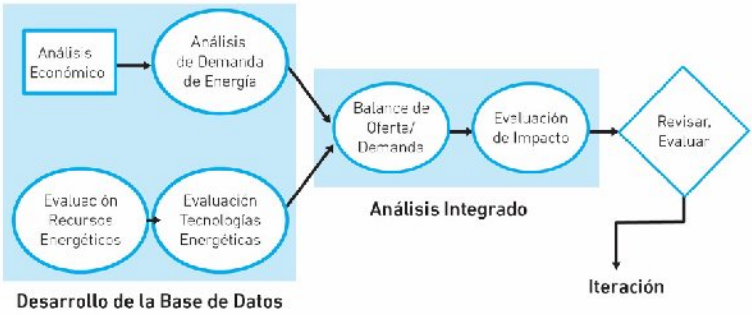


Figura 3: Pasos del enfoque metodológico de la planificación. Fuente: Technical Report Series No. 241. "Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook, PP 21. IAEA, 1984.

2.5.1. Desarrollo de la base de datos necesaria para el análisis

El desarrollo de la base de datos contempla los análisis particulares que se detallan a continuación.

- El *Análisis Económico* es la base del esfuerzo de la planificación, pues determina el nivel y patrón de crecimiento, y se utiliza para estimar las proyecciones de demanda, al constituir uno de sus principales parámetros impulsores. Este análisis se centra en cuestiones generales de desarrollo: Producto Bruto Interno o Geográfico (PBI o PBG), población, metas y objetivos de crecimiento, políticas de desarrollo, mano de obra, estructuras institucionales, y demás cuestiones sociales y culturales que impactan en la demanda energética.
- El *Análisis de Demanda de Energía* se centra en las actividades y consumos energéticos históricos y esperados para el futuro, de los distintos sectores que componen la estructura económico-productiva de un país. De esta forma, se determinan y relacionan los parámetros de mayor incidencia en la demanda energética de los sectores industrial, transporte, agricultura, construcción y minería, comercial, residencial urbano y rural, energía, (y cualquier otro en que se desglose la configuración productiva del país), analizando su comportamiento histórico y esperado. Esto permite obtener un estimado de la demanda energética futura sobre el cuál planificar los requerimientos de recursos, disponibilidades y costos de abastecimiento. Para ello, este análisis debe tener en cuenta: el nivel de actividad y el patrón de consumo energético actual, la distribución de la demanda de energía útil, las oportunidades de conservación de energía, el crecimiento proyectado y los cambios tecnológicos esperados. De esta forma se obtienen proyecciones de la demanda futura vinculadas a los escenarios de crecimiento económico desarrollados, para las formas final y útil de la energía, permitiendo así conocer y planificar las mejoras de eficiencia de las tecnologías energéticas.
- La *Evaluación de Recursos Energéticos* se ocupa de analizar, clasificar, cuantificar y valorizar los recursos nacionales disponibles como ser: combustibles fósiles, materiales nucleares, minerales con potencial energético y fuentes renovables (el sol, el viento y el agua). Para este análisis se utiliza la información geológica disponible para determinar las reservas potenciales, probables, probadas y recuperables, las posibles tasas de producción, y las áreas para exploración futura.

- La *Evaluación de las Tecnologías Energéticas* del sistema de abastecimiento debe tener en cuenta la estructura del sistema actual, el patrón de suministro del año base, las expansiones y retiros planeados y las tecnologías potenciales a incorporar en el futuro. Para ello se deben evaluar los parámetros técnicos, económicos y ambientales clave de todas las tecnologías disponibles o que se espera estén disponibles en el período de análisis, siendo estas: las tecnologías que utilizan combustibles fósiles como petróleo, gas y carbón; las tecnologías basadas en fuentes renovables como solar, eólica, biomasa e hidráulica; las tecnologías que generan energía a partir de la fisión nuclear, como las centrales nucleares

Finalmente, para realizar un análisis integral que permita comparar las ventajas y desventajas de cada tecnología, se deben evaluar todas las etapas de sus ciclos de combustible. Esto permite apreciar como algunas tecnologías pueden resultar menos económicas en su etapa de transformación pero a la vez producir un desarrollo estratégico de los recursos, menores impactos ambientales y un uso final más eficiente, resultando por ello más convenientes.

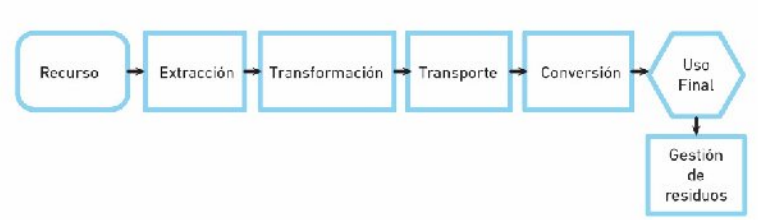


Figura 4. Ciclo de combustible de las tecnologías energéticas. Fuente: Elaboración propia en base a Technical Report Series No. 241. "Expansion Planning for Electrical Generating Systems - A Guidebook. IAEA, 1984.

2.5.2. Análisis Integrado de la información obtenida en la base de datos

El proceso de análisis integrado debe realizarse para más de un escenario, dado que la incertidumbre de las proyecciones aumenta al alejarse temporalmente del año de partida. Por lo tanto siempre es recomendable realizar un escenario tendencial, (que mantenga las trayectorias históricas para todo

el período de análisis), y al menos dos escenarios extremos adicionales, (de alto y bajo niveles de demanda), con sus respectivas opciones de suministro asociadas. De esta forma se logra reducir el error en las proyecciones al permitir acotar la evolución futura del sistema más probable, entre los extremos de los escenarios. Este análisis se desglosa en los siguientes componentes:

- El *Balance de Oferta / Demanda* es el proceso de verificar las posibilidades de abastecimiento concretas para cubrir los requerimientos energéticos arrojados por los Análisis de Demanda; con sus calendarios, costos y fuentes de financiamiento asociados.
- Las *Evaluaciones de Impacto* cuantifican las emisiones de contaminantes y otros impactos ambientales asociados a cada tecnología durante todo su ciclo de combustible, permitiendo obtener las externalidades negativas agregadas de todo el sistema de abastecimiento para cada escenario, y establecer medidas de mitigación o absorción de esos impactos.

2.5.3. Procesos de Iteración

Los procesos de iteración consideran las acciones de ***Revisar y Evaluar*** la compatibilidad de los resultados de los distintos análisis parciales, para descartar los resultados que se encuentren fuera de un alcance potencial de realización. De esta forma, si del Análisis de Demanda Energética surgieran requerimientos superiores a las posibilidades reales de abastecimiento del país o región, o del Balance de Oferta /Demanda se obtuvieran valores inaceptables de impacto ambiental, se procederá acotando el escenario de demanda a lo realmente posible de abastecer, así como a las tecnologías de mayores factores de emisión, debiendo diseñar para ello escenarios de mayor eficiencia energética, incorporación de nuevas alternativas no consideradas, así como la determinación de una posible demanda energética desabastecida. En este último caso, contar con estimaciones del nivel viable de abastecimiento resulta parte del diagnóstico energético y permite realizar los esfuerzos conducentes a un mayor suministro futuro.

2.6. Presentar los resultados

Una parte importante del proceso de planificación corresponde a la presentación de resultados para los tomadores de

decisiones, quienes contemplan un análisis aún mayor, de varias dimensiones, siendo la energética solo una de ellas. Por ello, los resultados de un análisis energético deben presentarse en forma concisa y resumida, asumiendo que las decisiones recomendadas "pueden no ser las definitivas". De otra forma, si los resultados analíticos no se presentan de manera clara, pueden resultar ignorados.

2.7. Preparar el plan energético

Como se ha mencionado en la Introducción, el Plan Energético constituye tanto una declaración de las opciones elegidas, como la enunciación de las acciones conducentes a su logro (proyectos, políticas y estudios futuros).

Cada Plan Energético es diferente, pero todos tienen elementos comunes y una estructura típica que incluye los siguientes contenidos:

- Definición de Metas y Objetivos para el alcanzar el Plan diseñado.
- Diagnóstico de la situación energética actual o de partida.
- Presentación de las alternativas de desarrollo propuestas.
- Cursos de acción posibles para lograr la incorporación de las alternativas, Metas y Objetivos.
- Descripción de las decisiones tomadas (políticas, proyectos y estudios).
- Ejecución del Plan.

3. La planificación particular del sistema eléctrico

Considerando que la electricidad resulta actualmente la base que sostiene la economía y la vida diaria de los ciudadanos de poblaciones modernas y pujantes, y dado que para la mayoría de sus usos no existen sustitutos para este producto básico, se tomará como modelo del presente trabajo, la Planificación del Sistema Eléctrico.

En contraste con la mayoría de los productos de consumo, la electricidad no puede ser almacenada fácilmente, de modo que debe ser producida en forma simultánea a su consumo y en la misma magnitud.

Por lo tanto, el sistema de producción de electricidad debe ser lo suficientemente eficiente y flexible como para lograr adaptarse a las variaciones en la demanda eléctrica, que si bien

presenta ciertos rasgos conocidos y particulares de cada país y región, se encuentra en continua variación.

Además, se debe tener en cuenta que la expansión del sistema eléctrico no puede considerarse aisladamente de otros procesos de planificación, siendo sus principales vínculos: los pronósticos de demanda, los requerimientos financieros, la utilización de recursos, las limitaciones ambientales, etc.

De esta forma, los beneficios del enfoque de planificación unificada son los acuerdos supuestos sobre factores importantes, la minimización de esfuerzos por duplicado y el intercambio de experiencias comunes, entre otros.

Por otra parte, se debe recordar que el objetivo de la planificación de un sistema de generación eléctrica es, siempre, satisfacer la demanda con la fiabilidad adecuada y a un costo mínimo (entendiendo por ello al mínimo costo económico, ambiental y social).

A continuación se listan los aspectos complejos a considerar en el proceso de planificación de la expansión de un sistema de generación eléctrica:

3.1. Horizontes de tiempo

Prácticamente todos los datos necesarios utilizados para los estudios de planificación, desde la determinación de la demanda, las posibles mejoras tecnológicas, la disponibilidad y costo de los combustibles utilizados, las condiciones financieras del país para incorporar nuevas tecnologías, etc.; presentan cada vez mayores rangos de incertidumbre, cuanto mayor sea el plazo temporal del estudio. Esto responde a la incertidumbre intrínseca respecto del futuro, por ejemplo en la influencia de ciertas variables que actualmente no presentan relevancia y en un futuro pueden volverse preponderantes.

Por ello, la metodología elegida para estos estudios a largo plazo debe ser capaz de hacer frente a una enorme cantidad de vías de apertura, (para incorporar la mayor cantidad posible de alternativas posibles), así como a cierto grado de aleatoriedad en la naturaleza de la oferta y la demanda.

3.2. Sensibilidad de los resultados

Es necesario considerar y cuantificar los posibles cambios económicos y tecnológicos que modifiquen las características

y costos de cualquiera de los parámetros básicos del análisis (tanto en la demanda como en la oferta), ya que pequeñas variaciones en este sentido pueden dar lugar a diferentes resultados para recomendar a los tomadores de decisión.

Por ello, para presentar resultados robustos, se recomienda la realización de análisis de sensibilidad de los resultados que permitan establecer los rangos bajo los cuales se mantiene vigentes.

3.3. Preguntas básicas

En la planificación del sistema eléctrico debe ser posible responder las siguientes cuatro preguntas básicas:

- Qué/Cuánto: estipular la magnitud de nueva generación que se requiere instalar para garantizar un nivel apropiado de confiabilidad y cobertura de la demanda.
- Cuál: establecer la mejor combinación entre las diferentes tecnologías actuales disponibles y posibles en el horizonte cercano (disponibilidad de recursos, calendarios de incorporación factibles, costos e impactos aceptables, etc).
- Cuándo: determinar el momento adecuado para la incorporación de nuevas tecnologías al sistema (según posibilidades realistas de preparación, construcción, disponibilidad de insumos y recursos necesarios, etc.).
- Dónde: definir la ubicación del equipamiento a incorporar, teniendo en cuenta las demandas regionales, la conveniencia de la cercanía de la generación a los grandes centros de demanda y la incidencia de las distancias y magnitudes en los sistemas de transmisión, para minimizar pérdidas e ineficiencias, entre otras variables.

3.4. Dimensiones de la demanda eléctrica

En las proyecciones se deben tener en cuenta las dos dimensiones de la demanda de electricidad, que se desarrollarán seguidamente: ***Potencia y Energía.***

Ambas variables se encuentran vinculadas no solo por el tiempo de operación disponible para cada tecnología en particular, sino también por la necesidad de contar con márgenes de reserva que permitan responder a las indisponibilidades del sistema y brindar un suministro confiable.

- *Potencia*: se establece el máximo valor que haya sido demandado históricamente y en función de éste se definen los requerimientos de capacidad instalada, teniendo en cuenta la confiabilidad de las distintas tecnologías que abastecen esa demanda máxima. Así, dependiendo del grado de confiabilidad del sistema, se define una magnitud de margen de reserva necesaria por sobre la potencia máxima demandada, para satisfacer una determinada calidad de suministro. Si la confiabilidad es alta (bajo nivel de indisponibilidades del sistema por contar mayormente con tecnologías térmicas modernas y eficientes), el margen de reserva puede ser bajo. A la inversa, (una confiabilidad baja por un alto porcentaje de tecnologías de generación renovables no gestionables, por ejemplo), dicho margen debe aumentar para compensar los momentos de intermitencia de la fuente renovable. De esta forma, para márgenes de reserva muy altos las inversiones en la potencia instalada deben prorratearse entre menos energía efectiva disponible, encareciendo el sistema completo. Esto obedece a que, al contar con potencia instalada disponible para generar por períodos cortos de tiempo (en los casos más extremos), los costos de esa capacidad disponible no operando se distribuyen en el costo total del sistema. Algo similar ocurre con las tecnologías que operan en la punta de la demanda diaria, que deben prestar disponibilidad de reserva operativa de potencia de rápida inserción al sistema para responder ante cambios abruptos en la demanda, solo que en este caso es la característica de la demanda de energía del país o región la que requiere esa sobreinversión y no la composición propia del sistema de abastecimiento.
- *Energía:* Se obtiene del valor demandado en cierto período de tiempo y para abastecerla se debe tener en cuenta la disponibilidad de cada tecnología, lo que define además los requerimientos de combustibles.

3.5. Curvas de demanda eléctrica

En la planificación del sistema eléctrico, para determinar los requerimientos futuros se deben tener en cuenta ambas dimensiones antes mencionadas, y aunque por simplicidad se les puede asignar la misma tasa de crecimiento, tanto la aplicación de políticas de gestión de la demanda (para disminuir los períodos de horas pico e intentar distribuirlos, achatando la curva de demanda), como la mayor penetración de energías no

gestionables (con menores tiempos de disponibilidad para generación efectiva a igual capacidad instalada), pueden modificar fuertemente esta relación.

Para dimensionar ambos requerimientos, entonces, se suele utilizar la denominada curva monótona de carga anual, que representa, sobre el eje vertical los valores de energía demandados a lo largo de las 8.760 horas de un año normal, (estas últimas graficadas sobre el eje horizontal).

A su vez, de la gráfica anterior se obtiene la llamada curva monótona "normalizada" de carga, en la cual se divide cada valor de potencia horaria despachada durante un año, por el valor máximo obtenido, dividiendo a su vez el eje horizontal por las 8760 horas del año. De esta forma se obtiene una gráfica de proporciones del total de la energía demandada y del total de las horas abastecidas (en ambos casos un valor máximo de 1), como se presenta continuación.

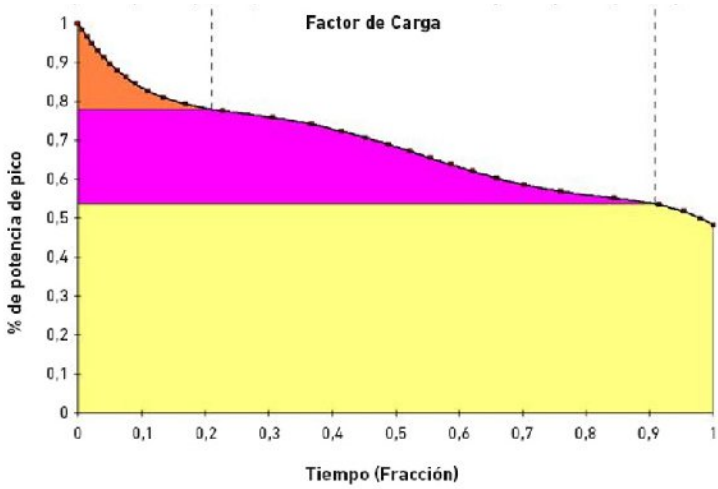


Figura 5. Curva Monótona Normalizada de carga eléctrica. Fuente: Elaboración Propia.

La curva monótona de carga representa, entonces, la demanda horaria a lo largo de un período de tiempo (normalmente un año), ordenada de mayor a menor. El valor máximo corresponde a la máxima demanda anual, el mínimo a la mínima demanda anual y la superficie debajo de la línea, a la energía total suministrada a lo largo del período de tiempo utilizado.

Como se mostrará, del análisis de estas curvas se desprende porqué el despacho de las máquinas que cubren la demanda (esto es el ingreso paulatino de determinadas tecnologías disponibles a la generación eléctrica horaria), se realiza por un orden de mérito elaborado por orden creciente de costos operativos. Así, primero se despachan las máquinas con menores costos variables de generación (hidráulicas, solar y eólicas, que al ser renovables no cuentan con onerosos costos de combustibles), seguidas por la tecnología nuclear (con menor incidencia de sus costos de combustibles en los costos totales de generación), y finalmente, por las máquinas térmicas (que cuentan con los mayores costos de combustible y mayor inestabilidad de sus precios).

Como puede observarse en la figura anterior, del gráfico de la curva monótona de carga pueden diferenciarse tres áreas de demanda eléctrica a satisfacer: la demanda de punta (parte superior de color naranja), la demanda de base (parte inferior de color amarillo), y una demanda intermedia denominada semi-base o semi-punta (parte media de la curva color fucsia), las que cuentan con las siguientes características:

- La demanda de punta (las pocas horas del año donde se registran picos de demanda, concentrados en ciertas horas del día en las que se adicionan los mayores requerimientos energéticos diarios y estacionales), se satisface con equipamiento que funciona pocas horas al año y con rápida capacidad de ingreso al sistema, por lo que es conveniente utilizar equipamiento con bajo costo de capital, aunque en su funcionamiento se utilicen combustibles caros.
- A la inversa, para la demanda base se suele utilizar equipamiento cuyo costo operativo sea bajo (operación y mantenimiento incluyendo combustible), y preferentemente su costo total sea también lo más bajo posible.

Para realizar este análisis se pueden utilizar desde modelos complejos hasta simples planillas de cálculo.

Una metodología de análisis rápido y explicativo es la llamada "**Screening Curve"**, en la cual mediante una planilla de cálculo, se efectúa un gráfico de costos totales para cada tecnología, contabilizando únicamente los costos fijos en el origen de coordenadas (dado que en ese punto no hay generación y por lo tanto tampoco hay costos variables), y los costos fijos más los variables (en los que predominan los de combustible), para el resto de las horas del año, en las proporciones correspondientes (el

costo variable de una central que opere la mitad de las horas totales del año será el costo variable total dividido 2).

Así, al proyectar las intersecciones entre las rectas de mínimo costo total de las tecnologías consideradas, sobre el polinomio inferior de la curva monótona de carga anual, se obtiene la indicación de las tecnologías más convenientes para cubrir las distintas áreas de esta monótona, como se representa en la siguiente figura.

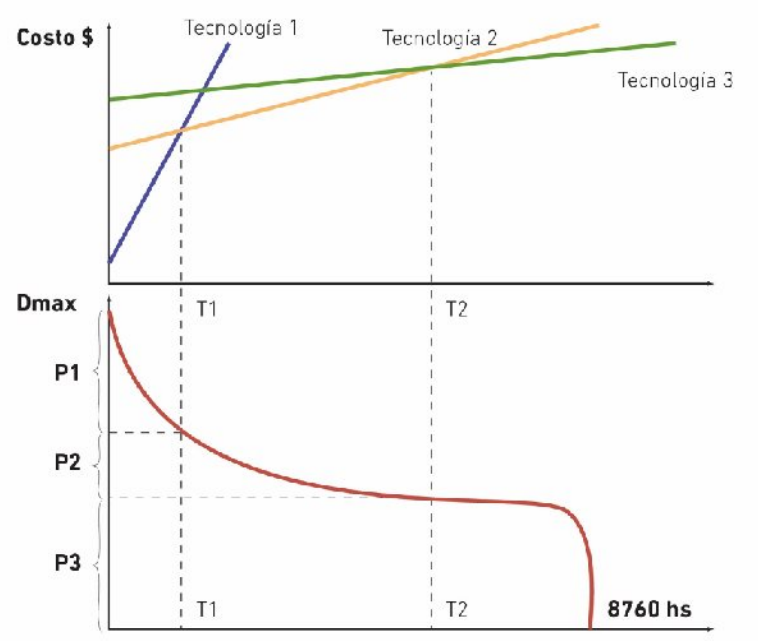


Figura 6. Competitividad tecnológica sobre la curva normalizada de carga. Fuente: Elaboración Propia.

Cabe aclarar que si bien este análisis es estrictamente económico, resulta altamente representativo de la distribución habitual del abastecimiento eléctrico por las tecnologías de generación.

Si se incluye además la valorización de las externalidades y el impacto ambiental de todas las tecnologías disponibles, se puede obtener una visión aún más amplia de la conveniencia de una u otra, para satisfacer los distintos aspectos de la demanda de energía eléctrica.

4. Conclusiones

De todo lo anterior surge la importancia de remarcar la diferencia entre un plan y la planificación energética, no solo en cuanto al espacio temporal, (acotado y específico para el primero y extendido en el tiempo para la segunda); sino también a la localización geográfica y política del plan en cuestión, que no es resulta convenientemente trasladable a cualquier otra región o país.

De esta forma, por más exitoso que haya sido un Plan Energético en una dada localización y bajo ciertas condiciones socioeconómico, geográficas y políticas, su intento de replicación en otra región o país con características distintas, sin dudas conducirá a considerables errores.

Lo que sí resulta válido de incorporar, en cambio, son las herramientas y el proceso de planificación en sí, para ser utilizado en cualquier región o país, inclusive en momentos posteriores al original, siempre que se tomen las adaptaciones y consideraciones de cada caso en particular.

De allí radica la importancia de construir y mantener una capacidad autóctona de planificación, cuyas competencias se deben preservar a lo largo del tiempo, dado que la planificación energética constituye una actividad continua.

En el caso de Argentina, es importante destacar que el país cuenta con importantes recursos hidroeléctricos no aprovechados hasta la fecha, vientos de muy buena calidad en casi todo el litoral marítimo, buena intensidad solar en la región noroeste, así como una capacidad tecnológica y una cultura de seguridad asimiladas en el sector nuclear, capaces de impulsar y sostener un crecimiento en cualquiera de estas áreas.

Será posible entonces, a través de un adecuado proceso de planificación, encontrar la relación óptima entre todas estas fuentes de generación disponibles, para concretar el objetivo de tener un sistema de generación eléctrica sustentable, desde el punto de vista técnico, económico, social y ambiental.

Bibliografía

"Expansion Planning for Electrical Generation Systems", Tecnical Report Series N° 241, IAEA.

Blanco, Gabriel y Keesler, Daniela (2021). Energía y cambio climático. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.99-125). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

Este capítulo intenta mostrar que las discusiones que se plantean en los foros internacionales e internamente dentro de los países sobre las opciones disponibles para mitigar las causas del cambio climático, en particular aquellas vinculadas a la producción y uso de la energía, no abordan las causas más profundas de la problemática. En la mayoría de los casos estas discusiones quedan limitadas a opciones de mitigación de tipo tecnológicas, necesarias, pero insuficientes. Los mismos informes elaborados por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) reconocen como las causas más profundas y principales del problema a una cantidad de aspectos relacionados estrechamente a los modelos de desarrollo seguidos por la mayoría de los países a partir de la Revolución Industrial, aunque con inicios en distintos momentos según el país o la región. Es en este contexto que el capítulo discute la toma de decisiones en el sector energético y el rol de las energías renovables.

Palabras clave: *cambio climático, producción de energía, consumo de energía, IPCC, modelo de desarrollo, sector energético, energías renovables.*

ABSTRACT

This chapter attempts to show that the discussions and negotiations being held at international forums as well as domestically in many countries on available options to mitigate the causes of climate change, in particular those related to the production and consumption of energy, do not address the deeper causes of the problem. Most of the time, these discussions are limited to mitigation options in the technological domain, which are necessary but not sufficient. Even the reports elaborated by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) acknowledge as the deeper causes of the problem several aspects closely related to the development pathways followed by most countries since the Industrial Revolution, although at different starting points in time according to the country or region. In this context the chapter discuss the decision making process in the energy sector and the role of renewable energy.

Keywords: *climate change, energy production, energy consumption, IPCC, development model, energy sector, renewable energy.*

Energía y cambio climático

Gabriel Blanco • Daniela Keesler[1]

Introducción

Las discusiones que se plantean en los foros internacionales e internamente dentro de los países sobre las opciones disponibles para mitigar las causas del cambio climático, en particular aquellas vinculadas a la producción y uso de la energía, quedan limitadas, en la mayoría de los casos a opciones de mitigación de tipo tecnológicas, necesarias, pero insuficientes. Estos debates y las negociaciones posteriores no abordan las causas más profundas de la problemática. Cuando se desagregan las causas de las emisiones que provocan el cambio climático y profundiza en cada una de ellas, se observa que las soluciones de tipo tecnológicas por sí mismas no alcanzarán a dar solución a la problemática sino se integran a otras medidas que van al centro del problema, más cercano a las formas en que las sociedades modernas han elegido para crecer y desarrollarse.

Este capítulo revisa los datos duros del cambio climático y la producción y consumo de energía como la principal causa directa, las discusiones y negociaciones que se dan a nivel internacional en torno a esta problemática, y el espacio de soluciones alrededor del cual giran esas discusiones así como el rol de las energías renovables en ese espacio. Luego se revisa la situación de la Argentina en lo que respecta a su matriz energética y su contribución al cambio climático y al desarrollo sustentable. Finalmente, el capítulo ingresa en el análisis de las causas más profundas del cambio climático, su relación con los recursos

1 Centro de Tecnologías Ambientales y Energía. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires

energéticos y las variables que determinan los modelos de desarrollo que siguen las sociedades.

Los datos duros del cambio climático

El Quinto Informe de Evaluación (AR5, por sus siglas en inglés) sobre Cambio Climático, elaborado por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) y hecho público en el año 2014, tiene varios hallazgos relevantes sobre los cambios en el sistema climático, tanto en los observados en las últimas décadas como en las proyecciones a futuro. El informe también analiza los impactos adversos que estos cambios están causando y en los posibles senderos a seguir para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero que impulsan el cambio climático. Estos hallazgos refuerzan lo señalado en los informes anteriores, pero con un nivel de evidencia y acuerdo en la comunidad científica nunca antes visto.

Una de las conclusiones principales del AR5 sostiene que "la influencia humana en el sistema climático es clara, y las emisiones antropogénicas recientes de gases de efecto invernadero son las más altas en la historia" (IPCCa, 2014). De hecho, las emisiones totales de CO_2 antropogénico han seguido aumentando constantemente desde 1950, como se muestra en la Figura 1.

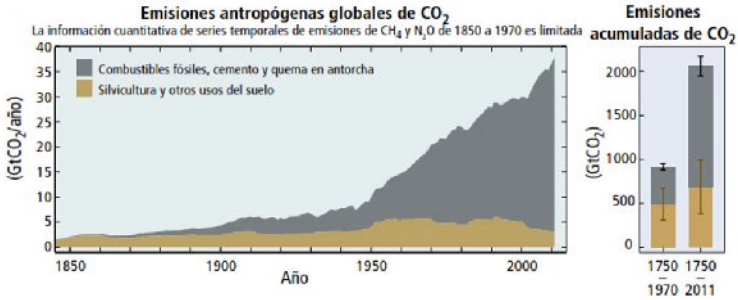


Figura 1. Panel izquierdo: emisiones globales de CO_2 antropogénico por la quema de combustibles fósiles, la producción de cemento y la quema en antorchas, así como de la silvicultura y otros usos de la tierra. Panel derecho: emisiones acumuladas de CO_2 de las mismas fuentes; las incertidumbres en ambas fuentes se muestran con barras de error. Fuente: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático.

Otra definición relevante del AR5 sostiene que “las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero han aumentado desde la era preindustrial, impulsadas en gran medida por el crecimiento económico y demográfico, y ahora son más altas que nunca” (IPCCa, 2014). Estas emisiones, a su vez, han conducido a concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso que no tienen precedentes en, al menos, los últimos 800.000 años”. La Figura 2 muestra las concentraciones atmosféricas de los tres principales gases de efecto invernadero desde 1850.

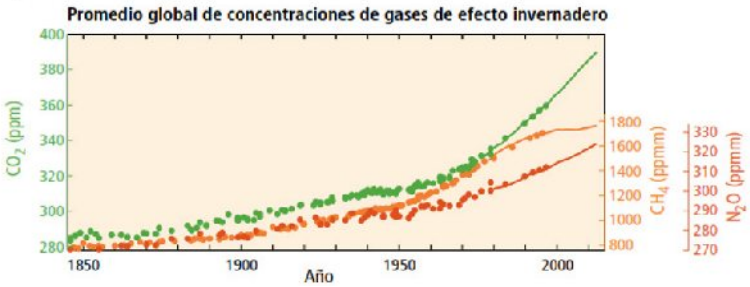


Figura 2. Concentraciones promediadas globalmente de dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O) determinadas a partir de los datos del núcleo de hielo (puntos) y de las mediciones atmosféricas directas (líneas). Fuente: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático.

Los efectos de esta concentración de GEI, junto con los de otros impulsores antropogénicos, se han detectado en todo el sistema climático y, de acuerdo con el AR5, es muy probable que hayan sido la causa dominante del calentamiento observado desde mediados del siglo XX. Esto, a su vez, condujo a otra definición relevante en el AR5: “El calentamiento del sistema climático es inequívoco, y desde la década de 1950, muchos de los cambios observados no tienen precedentes durante décadas o milenios” (IPCCa, 2014). Estos cambios climáticos han tenido un impacto generalizado en los sistemas humanos y naturales, como la temperatura de la superficie terrestre y oceánica, y el nivel del mar. La Figura 3 muestra el cambio en estos dos parámetros desde 1850 hasta el presente.

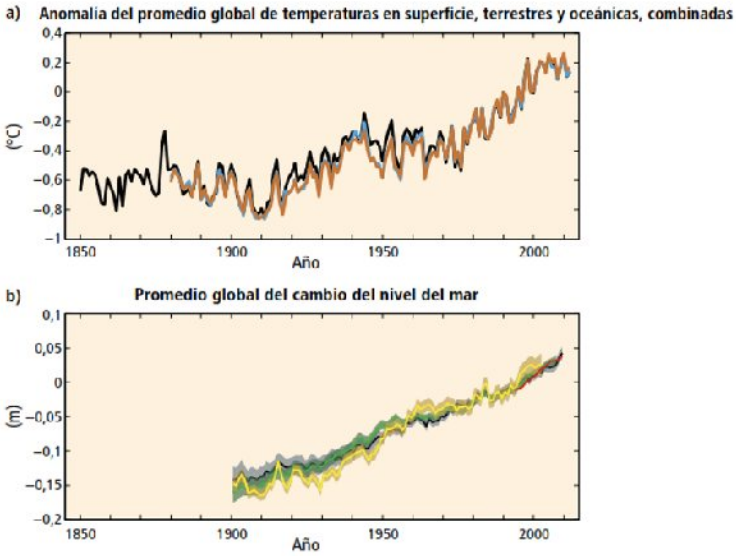


Figura 3. Observaciones de un sistema climático global cambiante. (a) Anomalías combinadas de la temperatura de la superficie de la tierra y del océano promediadas a nivel mundial en relación con el promedio durante el período de 1986 a 2005. Los colores indican diferentes bases de datos. (b) Cambio en el nivel del mar promediado a nivel mundial en relación con el promedio durante el período de 1986 a 2005 en el conjunto de datos de mayor antigüedad. Las sombras indican diferentes conjuntos de datos. Todas las bases de datos están alineados para tener el mismo valor en 1993. Fuente: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático.

Múltiples perspectivas sobre las tendencias de emisiones de GEI

Para analizar las tendencias de las emisiones de GEI, el AR5 adoptó múltiples perspectivas ya que cada una de ellas cuanta una historia diferente. Esto no sólo es importante para la forma de abordar las acciones de mitigación o qué sectores económicos o qué tipo de GEI se deben priorizar, sino también para establecer cómo los esfuerzos de mitigación podrían ser compartidos entre los países. La Figura 4 muestra dos perspectivas diferentes de las tendencias de emisiones de GEI: por región y per cápita desde 1970 hasta 2010. Las emisiones que se muestran son territoriales, esto es basadas en la producción dentro de las fronteras de cada país, e incluyen todos los sectores, fuentes y gases, y se agregan utilizando valores de Potencial de Calentamiento Global (PCG) a 100 años (IPCCb, 2014).

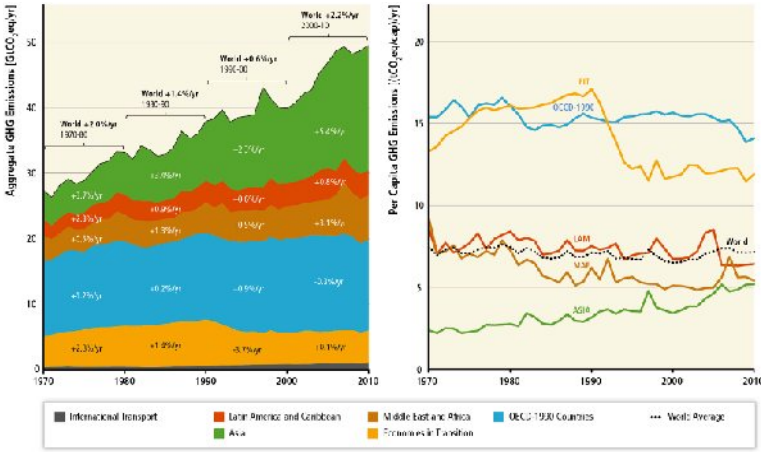


Figura 4. Panel izquierdo: emisiones de GEI por región de 1970 a 2010. Las emisiones son territoriales, incluyen todos los sectores, fuentes y gases, y se agregan utilizando valores de PCG a 100 años. Panel derecho: los mismos datos presentados como emisiones de GEI per cápita. Fuente: AR5, GTIII, Capítulo 5: Impulsores, tendencias y mitigación. Cambio climático 2014: mitigación del cambio climático. Contribución del Grupo de Trabajo III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

Estas dos perspectivas sobre las tendencias de emisiones de GEI que se muestran en la Figura 4 indican la importancia que tiene la forma en que se presentan los datos. Por ejemplo, cuando se consideran las emisiones territoriales totales, entonces Asia y los países de la OCDE parecen tener una relevancia similar; sin embargo, cuando se ponderan las emisiones de GEI per cápita, los mismos dos grupos de países se ven muy diferentes; en efecto, los países de la OCDE tienen, en promedio, casi tres veces más emisiones de GEI per cápita que la media en los países asiáticos. Esta última perspectiva es fundamental para el debate sobre cuestiones de equidad y distribución de los esfuerzos en términos de acciones de mitigación (CBD, 2017).

Con respecto a las tendencias de emisiones de GEI por sector, el AR5 señala que las emisiones de CO_2 de la combustión de combustibles fósiles y los procesos industriales contribuyeron en alrededor del 78% del aumento total de emisiones de GEI de 1970 a 2010. La agricultura, la deforestación y otros cambios en el uso de la tierra representan la segunda fuente de emisiones de GEI en importancia, alcanzando las 12 GtCO2eq/año en 2010, aproximadamente el 24% de las emisiones mundiales de GEI en ese año.

Cuando se analizan las tendencias por tipo de GEI, el metano de la fermentación entérica en la producción de ganado bovino, de los arrozales y de los sitios de disposición final de residuos orgánicos es el segundo gas en importancia después del CO2 (Figura 5). El metano tiene una vida útil más corta en la atmósfera, pero es un GEI más poderoso que el CO2 en términos de potencial de calentamiento global; por lo tanto, la reducción de las emisiones de metano puede tener beneficios más inmediatos. Esto aplica también al óxido nitroso y otros gases de vida corta.

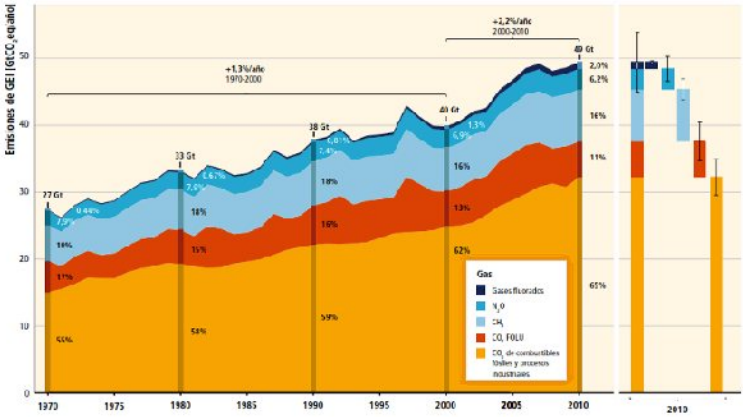


Figura 5. Emisiones antropógenas anuales de GEI totales (GtCO2 eq/año) por grupos de gases, 1970-2010: CO_2 procedente de la quema de combustibles fósiles y procesos industriales; CO2 procedente de la silvicultura y otros usos del suelo (FOLU); metano (CH_4); óxido nitroso (N_2O); gases fluorados abarcados en el Protocolo de Kyoto. En la parte derecha de la figura se muestran las emisiones de GEI en 2010 de nuevo desglosadas por componentes con las incertidumbres asociadas (intervalo de confianza del 90%) indicadas por barras de error. Las incertidumbre en las emisiones antropógenas de GEI totales se deben a las estimaciones para los gases individuales. Fuente: AR5, GTIII, Capítulo 5: Impulsores, tendencias y mitigación. Cambio climático 2014: mitigación del cambio climático. Contribución del Grupo de Trabajo III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

Escenarios de emisiones

El AR5 elaboró y analizó una gran cantidad de futuros escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero y sus respectivos senderos de emisiones, que incluyen tanto la reducción en el nivel de emisiones como el secuestro de los gases ya emitidos a la atmósfera. Estos escenarios incluyen una gama

de opciones tecnológicas y de comportamientos macroeconómicos con diferentes características e implicancias para el desarrollo sostenible. Los escenarios de mitigación en los que resulta probable que el cambio de temperatura media global causado por las emisiones antropogénicas de GEI se mantenga en menos de 2°C en relación con los niveles preindustriales, se caracterizan por concentraciones de CO_2eq en la atmósfera de aproximadamente 450 ppm hacia 2100 (IPCCc, 2014). Además, la modelización de estos senderos de emisiones mostró que retrasar los esfuerzos de mitigación hasta el año 2030 aumenta sustancialmente la dificultad de la transición a bajos niveles de emisiones a más largo plazo y reduce el rango de opciones consistentes con mantener ese incremento de temperatura por debajo de 2°C. La Figura 6 muestra la relación entre las emisiones de GEI, las emisiones acumuladas, las concentraciones de GEI en la atmósfera y el cambio de temperatura global.

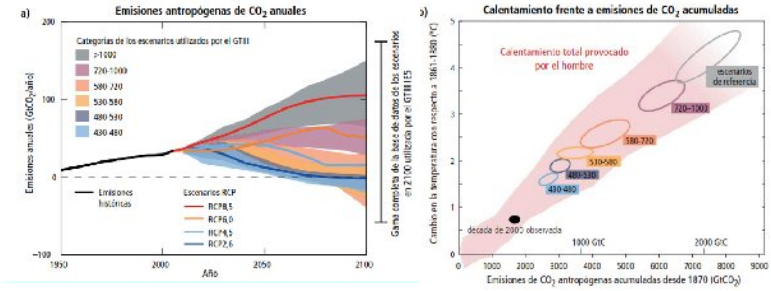


Figura 6. (a) Emisiones de CO_2 antropogénicas anuales en las Senderos de Concentración Representativos (RCP, por sus siglas en inglés) (líneas) y las categorías de escenarios asociadas utilizadas en WGIII (las áreas sombreadas muestran un rango de 5 a 95%). Las categorías de escenarios resumen la amplia gama de escenarios de emisiones publicados en la literatura científica y se definen sobre la base de los niveles de concentración de CO_2-eq (en ppm) en 2100. (b) Calentamiento vs. emisiones de CO_2 acumuladas: aumento de la temperatura superficial media global en el momento en que las emisiones globales de CO_2 alcanzan un total acumulado neto determinado. Fuente: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de Trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático.

En la Figura 6 se observa que sólo un escenario de emisiones (el sendero de concentración representativo llamado RCP2.6) alcanzaría el objetivo de mantener el aumento de la temperatura media global por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, pero con una probabilidad cercana al 60%.

El espacio de soluciones de base tecnológico

Existen múltiples senderos de emisiones para la mitigación de GEI que pueden limitar el calentamiento a menos de 2°C en relación con los niveles preindustriales. Todos estos senderos requieren reducciones sustanciales de emisiones en las próximas décadas, y emisiones casi nulas de CO_2 y otros gases de efecto invernadero de larga duración para fines de siglo (IPCCa, 2014).

Desde una perspectiva tecnológica, a nivel mundial, los escenarios que alcanzan 450 ppm de CO_2eq se caracterizan por mejoras más rápidas de eficiencia energética e incrementos de entre 3 y 4 veces la fracción del suministro de energía a partir de tecnologías sin o bajas en carbono para 2050, incluyendo entre estas tecnologías a las fuentes renovables, la energía nuclear, la energía fósil con captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC) y la bioenergía con CAC como muestra la Figura 7 (IPCCa, 2014).

La Figura 7 muestra el esfuerzo necesario para transformar la

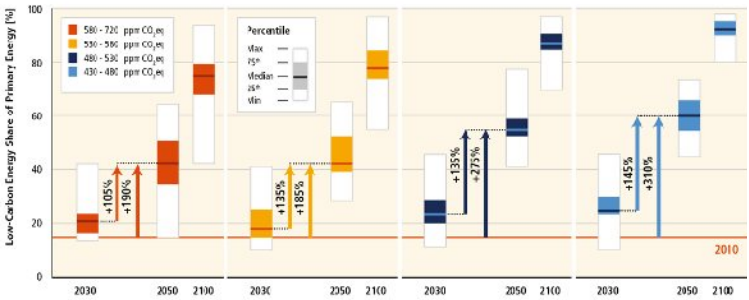


Figura 7. Requisitos de participación de energía baja en carbono (como porcentaje de energía primaria) para 2030, 2050 y 2100 en comparación con los niveles de 2010 en escenarios de mitigación. Fuente: Resumen para creadores de políticas. Contribución de los Grupos de Trabajo III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

matriz energética primaria mundial actual para diferentes escenarios de emisión durante este siglo.

En el único escenario con posibilidades de alcanzar el objetivo de los 2°C, el porcentaje de energía baja en carbono en la matriz de energía primaria mundial requerida para 2050 está en el rango de 45% y 75%, un aumento de 310% con respecto a las contribuciones de la energía baja en carbono en 2010.

Costos del escenario 450 ppm

Cuando se observan los posibles espacios de soluciones tecnológicos, propuestos por el Informe AR5 del IPCC, así como en otros informes de organismos internacionales (UNEP 2017), para alcanzar valores deseables de emisiones de GEI y de su concentración en la atmósfera, surge la pregunta sobre el costo de esos escenarios de mitigación. El costo estimado por el IPCC a nivel global se realizó considerando que todos los países participan y que las tecnologías clave para mitigar emisiones de GEI estarán disponibles para su implementación. Con estas suposiciones, los escenarios de mitigación que llegan a concentraciones atmosféricas de alrededor de 450 ppm de CO_2eq en 2100 implican pérdidas en el consumo global de entre el 1% y el 4%, sin tener en cuenta los cobeneficios de la mitigación (IPCCc, 2014).

Si bien estos porcentajes pueden parecer de baja significancia, la cuestión aquí es establecer cómo se distribuye esa carga entre los países, tema central y de la más alta controversia en las negociaciones internacionales sobre cambio climático.

Más allá de este análisis de costos monetarizados, es necesario realizar un análisis sobre la problemática del cambio climático que integre otras dimensiones y variables que no siempre son plausibles de traducir en términos monetarios (BWE, 2012). Como sostuvo el economista Nicholas Stern en 2006, en su informe sobre la economía del cambio climático (Stern, 2006), de no hacer un análisis integral estaríamos cometiendo el mismo error que nos trajo hasta el problema que queremos resolver, esto es no incorporar a la atmósfera y otros recursos naturales (así como aspectos sociales) al análisis, y por lo tanto dejarlos fuera del proceso de toma de decisiones. En efecto, nunca la atmósfera fue considerada como recurso y por lo tanto como valor (ni monetario ni de ningún otro tipo), y en cambio sí como una externalidad al proceso económico, y de cuyo deterioro se haría cargo en algún momento la sociedad en su conjunto (Common and Stagl, 2005). Ese momento parece ser hoy.

Los temas centrales de las negociaciones en cambio climático

Las discusiones que se dan en distintos foros internacionales y en particular las negociaciones en la Convención Marco de

Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) son, básicamente, para resolver quiénes, cómo y cuándo se hacen cargo del costo de mitigar los impactos y prevenir mayores desastres en el futuro de ese deterioro de la atmósfera y su consecuencia más visible: los cambios en el sistema climático global; la externalidad de un proceso de crecimiento económico y material que lleva más de dos siglos.

Si bien el proceso de negociación en la CMNUCC es sumamente complejo por los múltiples y dinámicos intereses en juego así como por las cuestiones procedimentales propias de los organismos multilaterales, las discusiones giran en torno a tres ejes centrales: cómo se distribuyen los esfuerzos entre los países miembros de la CMNUCC para evitar o reducir las emisiones de GEI a la atmósfera, cómo se ponderan los impactos que el cambio climático ya está causando y la necesaria adaptación a esos cambios, y finalmente cómo se crea un sistema justo para brindar apoyo financiero y tecnológico a los países que lo necesitan para mitigar y adaptarse al cambio climático.

Estos ejes centrales no han cambiado esencialmente desde que se lanzara la CMNUCC en 1992, aunque las negociaciones hayan pasado por distintas etapas que recibieron distintos nombres. Hoy es el Acuerdo del Paris el que está en vigor, donde los tres ejes, mitigación, adaptación y apoyo financiero y tecnológico siguen presentes. La única y muy relevante diferencia con respecto a otras etapas de la negociación es que bajo el Acuerdo de París todos los países, a excepción de los países menos desarrollados, deben asumir responsabilidades y compromisos, desdibujando la barrera que la misma Convención había establecido en su documento fundacional entre países desarrollados y países en desarrollo (UNFCCC, 2015).

El Acuerdo de París establece una nueva plataforma para continuar la negociación sobre los tres ejes mencionados a partir de esta nueva base de discusión y a través de mecanismos diferentes a los utilizados hasta el presente en la CMNUCC, como por ejemplo las llamadas Contribuciones Determinadas Nacionalmente (CDN), a través de las cuales cada país establece su compromiso en materia de mitigación, adaptación y financiamiento. Hasta la fecha, cuando se combinan los compromisos asumidos por los países en sus contribuciones en materia de reducción de emisiones, éstas no son suficientes para alcanzar un sendero de emisiones compatible con un incremento de temperatura media global menor a los 2ºC respecto del nivel

preindustrial. Por este motivo se espera que en 2020 los países revisen sus compromisos de mitigación aumentando la ambición en materia de reducción de emisiones.

En términos generales, en las CDN los países no dan demasiado detalles sobre cómo van a alcanzar los compromisos asumidos, aunque en muchos casos se mencionan en qué sectores económicos y productivos se producirán, como el caso de la Argentina, que estableció en su contribución que el sector energético es uno de los sectores que reducirá sus emisiones de GEI (MAYDS, 2017). En el transcurso del año 2017, la Argentina trabajó en la elaboración de los llamados Planes Sectoriales. En particular el Plan Sectorial de Energía detalla las acciones a implementar para lograr una reducción de emisiones generadas en el sector de aproximadamente 70% del total de reducciones comprometidas en las contribuciones del país (MINEM, 2017).

Presupuesto de carbono

Para entender de qué se trata el esfuerzo de mitigación que se negocia en los foros internacionales, resulta interesante visualizarlo a partir del concepto de presupuesto de carbono.

El presupuesto de carbono se define como la cantidad de CO_2 que puede concentrarse en la atmósfera antes de que dicha concentración tenga como consecuencia un aumento de temperatura determinado. En este caso, en relación al límite de 2°C, ese presupuesto de carbono se estima en 2.900 GtCO2, como muestra la Figura 8. Las observaciones muestran que desde mediados del siglo XIX ya se concentraron en la atmósfera aproximadamente 1.900 GtCO2, lo que indica que queda un presupuesto disponible de 1.000 $GtCO_2$ antes de que la temperatura media global supere el incremento de 2°C.

Figura 8. Presupuesto de carbono. Elaboración propia en base a IPCCa, 2014.

Las negociaciones internacionales en el marco de la CMNUCC y otros foros, giran en torno a este problema central: cómo se distribuye el presupuesto de carbono entre los países. La discusión es sumamente compleja, tanto que no ha sido posible poder incorporar todos los parámetros que afectan ese presupuesto así como las particularidades de cada país en un algoritmo que permita distribuir ese presupuesto de forma justa y equitativa entre todos los países.

Esas variables incluyen, entre otras, las emisiones históricas de los países desagregadas por tipo de gas de efecto invernadero, lo que a su vez afectan las emisiones acumuladas en la atmósfera; las emisiones futuras de acuerdo a la trayectoria de emisiones que cada país tiene en el presente; las emisiones per cápita; circunstancias nacionales tales como el clima de cada país y sus necesidades de calefacción o refrigeración de viviendas y mercaderías; las distancias que deben recorrer las personas y mercaderías dentro de cada país; las capacidades técnicas y económicas actuales de cada país en relación a su desarrollo histórico basado justamente en el uso de combustibles fósiles, el uso del suelo y la deforestación; el PBI per cápita y la distribución interna de ese PBI; las vulnerabilidades de cada país frente a los impactos del cambio climático; y finalmente, aspectos culturales, en particular aquellos ancestrales que determinan el comportamiento de sociedades y países. Todos ellos aspectos vinculados al modelo de desarrollo elegido y que superan largamente la discusión tecnológica.

Esta complejidad explica de algún modo el resultado de las negociaciones plasmado en el Acuerdo de París, donde, como se dijo, cada país se compromete, según su propia evaluación de sus posibilidades, a reducir sus emisiones de GEI, a adaptarse a los impactos del cambio climático, y a ser parte de los mecanismos financieros y tecnológicos de la CMNUCC como donante o receptor de apoyo económico, financiero y tecnológico.

La situación en Argentina

Cuando se observa la evolución de la matriz energética primaria de la Argentina en el último medio siglo (Figura 9), esto es los recursos energéticos utilizados para proveer de energía al país para todas sus actividades económicas y productivas, se puede ver que los recursos de origen fósil: petróleo y sus derivados,

gas natural y carbón, combinados con los recursos hidráulico y nuclear, pasaron de representar un 83% del total de esa matriz primaria en 1960 a un 95% en 2016.

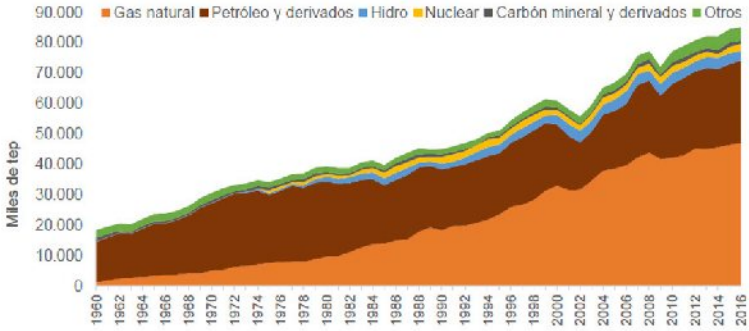


Figura 9. Plan sectorial de energía y cambio climático. Fuente: MINEM, 2017.

En cuanto a la matriz de energía eléctrica, o sea los recursos utilizados sólo para generar electricidad, la Figura 10 muestra la evolución de la de esta matriz entre 1992 y 2016 a partir de las distintas tecnologías de generación que utilizan diferentes recursos energéticos. De la Figura 11 se oberva que cuando se consideran en forma combinada, la generación térmica en base a combustibles fósiles, hidroeléctrica y nuclear, éstas pasaron del 96% al 99% del total (CAMMESA, 2018).

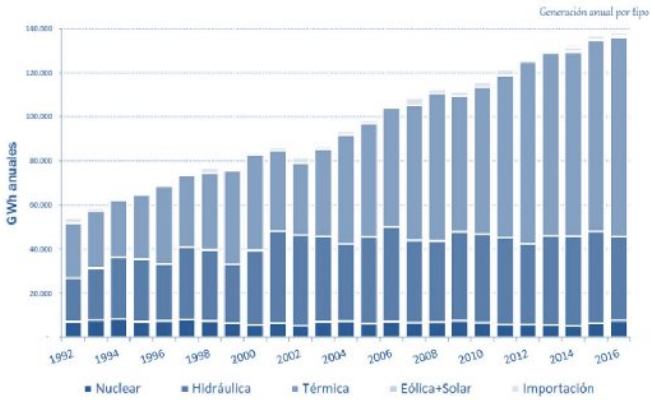


Figura 10. Energía eléctrica generada a partir de diferentes tecnologías que utilizan diferentes recursos energéticos. Fuente: CAMMESA, 2018.

En los últimos años, el incremento en la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles se ha hecho incluso a expensas de importar varios de los combustibles utilizados y de la instalación de tecnologías de bajo rendimiento como es el caso de los motores alternativos de combustión interna que utilizan gas-oil. (CAMMESA, 2018; MINEM 2017).

Emisiones de GEIs en Argentina en 2014

Esta matriz energética tiene su correlato directo con las emisiones de GEI de la Argentina, y en particular del sector energético. El último inventario oficial de GEI de la Argentina corresponde a las emisiones del año 2014 y fue realizado en el marco del Informe Bienal de Actualización que cada país debe presentar a la CMNUCC, y coordinado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable (MAYDS, 2018). Ese inventario muestra que las emisiones del sector de la energía, el cual incluye la energía utilizada en el transporte, representan el 53% de las emisiones totales de GEI del país (Figura 11).

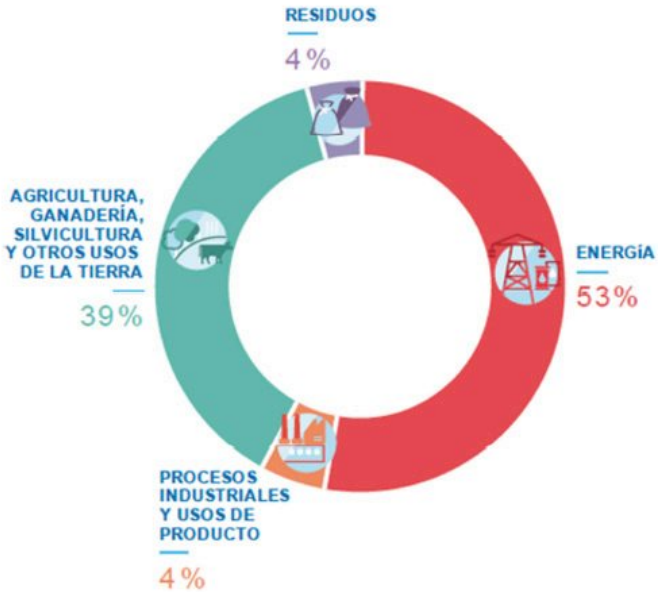


Figura 11: Emisiones de GEI por categorías principales de fuentes. Fuente: Informe de Actualización Bienal. MAYDS, 2017.

A su vez, dentro del sector energía, las emisiones de GEI por el uso de combustibles fósiles representan el 94% de las emisiones totales del sector.

Las causas de las emisiones

Más allá de las múltiples perspectivas con las que se describen las tendencias observadas de las emisiones de GEI, el AR5 analiza las causas de estas tendencias; las causas directas, pero también las subyacentes. Para analizar las causas directas, se pueden descomponer las emisiones de GEI en los factores inmediatos que causan esas emisiones.

Como ejemplo de esta desagregación se pueden considerar las emisiones de CO_2 provenientes del sector de la energía en relación a los combustibles fósiles, las cuales se pueden descomponer en cuatro factores: población, PBI per cápita (en $/cap), intensidad energética (en ktep/$) e intensidad de carbono (en tCO2/ktep). La Figura 12 muestra las tendencias de estos cuatro factores desde 1970 hasta 2010.

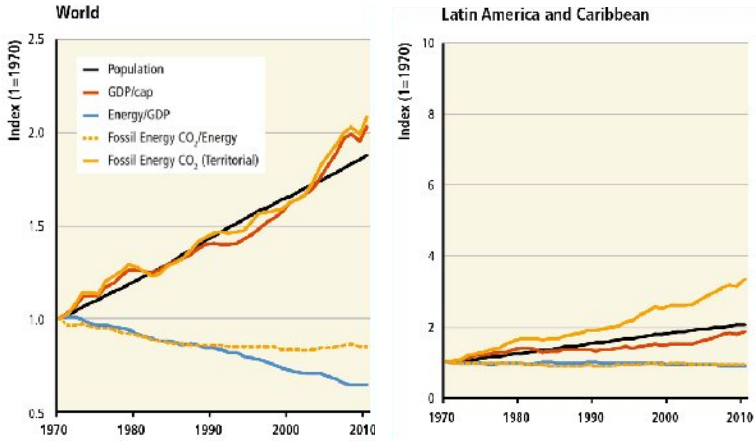


Figura 12. Tendencias en la población, PBI per cápita, intensidad energética e intensidad de carbono a nivel global (panel izquierdo) y para América Latina y el Caribe (panel derecho) de 1970 a 2010. Fuente: AR5, GTIII, Capítulo 5: Impulsores, tendencias y mitigación. Cambio climático 2014: mitigación del cambio climático. Contribución del Grupo de Trabajo III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático.

Varias lecturas se pueden hacer a partir de esta figura, pero hay una en particular que permite abrir la discusión sobre el espacio de soluciones que suele proponerse desde la ciencia, y también desde la política, y que domina las negociaciones internacionales. La Figura 12 muestra que las mejoras en la intensidad energética durante este período no han sido suficientes para compensar el efecto en las emisiones del aumento del PIB per cápita y el crecimiento de la población durante el mismo período. Como resultado, a nivel mundial, las emisiones de CO_2 de los combustibles fósiles aumentaron en un factor de 2 entre 1970 y 2010, y en un factor mayor a 3 en América Latina y el Caribe durante el mismo período (IPCCb, 2014).

Esta observación que surge de manera simple tras ordenar datos reales de acuerdo a esta descomposición de las emisiones, tiene sin embargo una fuerza disruptiva de gran alcance. Cuando se considera que entre las variables que afectan la intensidad energética se encuentran las mejoras tecnológicas y en la eficiencia para producir bienes y servicios, y que detrás del PBI per cápita se encuentra el nivel de producción y consumo de esos mismos bienes y servicios, lo que puede verse entonces es que el desarrollo tecnológico no fue suficiente para contrarrestar el incremento en la producción y consumo de bienes y servicios, por lo menos en el último medio siglo en términos de las emisiones de gases de efecto invernadero. Como sostienen otros autores, las mejoras tecnológicas tampoco han logrado compensar la sobreexplotación de otros recursos naturales y servicios ecosistémicos (IPCCb, 2014). Esta situación es aún más compleja cuando se tiene en cuenta que los cuatro factores de este análisis no son independientes entre sí. Hay evidencias claras que señalan que parte del incremento en el PBI per cápita está impulsado justamente por las mejoras tecnológicas y en la eficiencia en la producción de bienes y servicios (IPCCb, 2014). Esto plantea una pregunta sobre los cambios tecnológicos que se han dado en el pasado y cómo estos cambios deberían pensarse e implementarse en el futuro.

Esto lleva a un segundo nivel en el análisis de las causas de las emisiones de GEI, el de las causas subyacentes. Las causas subyacentes se definen como “los procesos, mecanismos y características de la sociedad que influyen en las emisiones a través de los causas directas o factores inmediatos” (IPCCb, 2014). El efecto de los factores inmediatos sobre las emisiones de GEI se puede cuantificar mediante un análisis de descomposición

directo. Sin embargo, el efecto de los factores subyacentes no es sencillo y, por lo tanto, es difícil de cuantificar en términos de sus efectos finales sobre las emisiones de GEI.

En el caso de las emisiones de GEI del sector de la energía, las principales causas subyacentes están relacionadas con la dotación y disponibilidad de combustibles fósiles y otros recursos energéticos, los cambios estructurales y tecnológicos, los patrones de consumo y producción, el comportamiento a nivel individual y social. Es interesante observar que si bien para algunas sociedades el margen de decisión sobre estos factores es reducido, en todos los casos hay elecciones posibles que pueden modificar estas causas subyacentes, y así torcer el rumbo no sólo de las emisiones de GEI del sector de la energía, sino también la relación de esas sociedades con sus recursos naturales (Rifkin, 1980; Harris, 1977).

En efecto, las causas subyacentes están sujetas a políticas y medidas que pueden aplicarse y actuar sobre ellos, aunque al hacerlo se debe observar una perspectiva integral ya que las interconexiones entre ellas no se comprenden completamente y las acciones sobre una de ellas pueden modificar otras en una dirección no deseable (IPCCb, 2014).

Sin esta mirada integradora, incluso las políticas que eventualmente y de manera efectiva reduzcan las emisiones de GEI pueden crear nuevas cargas en otros sistemas ambientales, sociales o económicos. Esto enfatiza la necesidad de un enfoque holístico en el proceso de toma de decisiones y en el diseño e implementación de políticas y medidas, donde los objetivos de desarrollo sostenible deben estar en el centro de ese proceso.

Modelo de desarrollo

La discusión sobre las causas subyacentes de las emisiones de GEI sirve como puerta de entrada a una discusión más amplia aún, la de los modelos de desarrollo. Si bien no es la intención de este capítulo sumergirse en esta discusión, si podemos establecer vínculos entre modelos de desarrollo y la problemática energética.

En efecto, el análisis de las causas profundas del cambio climático confirma que el modelo de desarrollo adoptado desde comienzos de la Revolución Industrial, basado en la extracción de recursos naturales, producción y consumo de bienes

y servicios, acumulación de riqueza y posterior redistribución, es el responsable de la situación actual, y no sólo en relación al cambio climático, sino también a otra cantidad de impactos ambientales. Este ciclo define nuestra relación con los recursos naturales como sociedad. Y lo que llevó a designar a este período del planeta como Antropoceno; hemos sido capaces a través de nuestras acciones de alterar los distintos ecosistemas tal como lo han hecho las fuerzas geológicas a lo largo de la historia del planeta.

Este modelo de desarrollo de pretendido crecimiento material perpetuo tiene sus pilares en la cosmovisión que construyeron filósofos y pensadores a partir del siglo XIV, entre los que se destacan: Francis Bacon, Rene Descartes, Isaac Newton, John Locke, y Adam Smith. Cada uno con su aporte a las distintas áreas en las que la ciencia y el progreso económico y material se fueron particionando (Rifkin, 1980).

Esta cosmovisión, donde la naturaleza se pone a disposición del crecimiento económico y material, sólo pudo darse, y sostenerse hasta la actualidad, gracias al uso de los combustibles fósiles como fuente de energía para todas las actividades productivas de la sociedad (Figura 13).

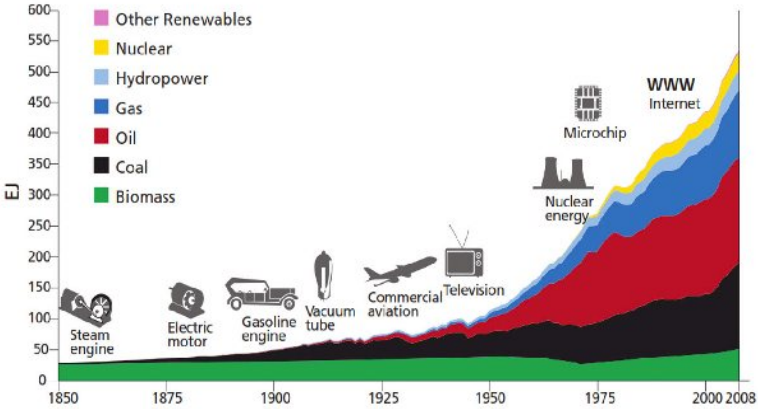


Figura 13. Evolución de los recursos energéticos primarios desde 1850. Fuente: GEA, 2012.

Qué sendero de desarrollo queremos

Volviendo al caso de la Argentina, agregar en la estadística a los combustibles fósiles con la energía hidroeléctrica de gran escala y con la energía nuclear no es casual. Estos tres recursos energéticos, que han impulsado a la Argentina desde principios del siglo XX y a la humanidad desde comienzos de la Revolución Industrial, tienen características comunes que explican en gran medida su utilización sostenida e incrementada en el tiempo.

Una de las características fundamentales de estos tres recursos energéticos es su disponibilidad y la posibilidad de su almacenamiento para cuando la energía hace falta, sin necesidad de "esperar" los tiempos de los ciclos naturales, las cuatro estaciones del año o el día y la noche para que nos provean de recursos y energía. Esa característica, como se sabe, ha permitido el desarrollo económico y material tal como lo conocemos en nuestros días (Jackson, 2009; Rifkin, 1980).

Ahora bien, las consecuencias sociales, económicas y ambientales del uso de los combustibles fósiles, la energía hidroeléctrica y la energía nuclear son motivo de otra discusión que viene de la mano de las ciencias sociales. En efecto, la historia y la antropología social nos pueden ayudar a entender mejor las relaciones entre sociedad y naturaleza; la relación que una sociedad establece con sus recursos naturales determina, en gran medida, las características de su desarrollo económico, social y cultural en un sentido amplio. Desde este punto de vista, los combustibles fósiles, la energía hidroeléctrica, la energía nuclear y las tecnologías para su extracción, transformación y aprovechamiento presentan características que los asemejan fuertemente (Harris, 1977).

En primer lugar son recursos con un alto grado de concentración física y geográfica; grandes cantidades de energía concentradas en relativamente poco espacio, y sólo existentes en algunas regiones y países. En segundo lugar requieren de una gran concentración económica y financiera para poder extraer, convertir y dar a uso a esos recursos; sólo algunas grandes corporaciones y algunos estados nacionales cuentan con los recursos económicos y financieros para la explotación de estos recursos energéticos. Y finalmente, esa concentración física, geográfica y de capital para su explotación se traduce en concentración de poder político; el control de esos recursos en forma directa, o mediante acuerdos con esos actores poderosos, brinda a quien

lo ejerce una capacidad de dominio en las relaciones sociales que se logra percibir cuando se analizan aquellas civilizaciones del pasado cuyos gobernantes todopoderosos controlaban el manejo del agua de los grandes ríos que las atravesaban, única fuente de vida para sus pueblos. Tanto en la antigüedad como ahora, esa concentración de recursos, dinero y poder ofrece el marco propicio para el abuso y la actuación por fuera de la ley, o lisa y llanamente para la corrupción en desmedro de las arcas públicas y de la sociedad en su conjunto (Harris, 1977).

Se señala muchas veces que es necesario continuar con la explotación de los recursos hidrocarburíferos, hidroeléctrico y nuclear para sostener una etapa de transición hacia una matriz energética más diversificada y con mayor participación de recursos energéticos renovables. Sin embargo se sabe, y así lo demuestra el último informe de evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCCa, 2014), que las inversiones en proyectos que requieren grandes obras de infraestructura y grandes capitales, como son la explotación de hidrocarburos, la construcción de centrales nucleares y las grandes represas hidroeléctricas, son necesariamente de largo aliento, y por lo tanto son decisiones que dejan al país receptor de estas obras "atrapado" por décadas en esa infraestructura, en el uso de esos recursos y sus tecnologías de transformación y, por supuesto, en ese esquema de negocios donde son pocos los que participan.

El rol de los recursos energéticos renovables

Los recursos energéticos renovables como la energía solar directa, la energía eólica, la energía de los océanos y las diferentes formas de bioenergía, podrían ser la contracara de esta matriz energética concentrada y contaminante si se desarrollaran aprovechando sus características intrínsecas: alta distribución geográfica, no generan gases de efecto invernadero y brindan la posibilidad de acceso a ellos con tecnologías de pequeña o mediana escala. En efecto, los recursos renovables están distribuidos en el territorio y su aprovechamiento se podría lograr con recursos humanos y tecnologías locales, y con múltiples actores participando de su producción y distribución, facilitando así el acceso a esos recursos y a la energía que puedan generar.

Son recursos que no requieren necesariamente de grandes capitales para su explotación y, por lo tanto, más actores pueden ser parte del juego. De hecho, algunos de esos recursos se podrían utilizar a escala individual, familiar o comunitaria, mejorando el acceso a la energía que esos recursos produzcan. En definitiva, son recursos que, de brindarse el marco adecuado para su explotación, contribuyen a relaciones más saludables entre la sociedad y su entorno y de mayor equidad en el acceso a la energía.

Las energías renovables son imprescindibles para la mitigación del cambio climático, pero no suficientes. Lo que no pueden hacer las energías renovables es acompañar el modelo de desarrollo imperante de crecimiento permanente de la producción y el consumo de bienes y servicios suntuarios, la causa más profunda del cambio climático y otros desastres ambientales (IPCCb, 2014). En contraposición con los combustibles fósiles, los recursos renovables sí dependen de los ciclos naturales y por lo tanto no se los puede extraer y utilizar a una velocidad mayor a la que la misma naturaleza los puede regenerar, como exige el modelo de desarrollo actual. Y aun cuando se logren mejorar los sistemas de almacenamiento de energía, estos serán necesariamente temporarios.

Esto nos plantea, entonces, un desafío aún mayor: reducir las emisiones de gases que causan el cambio climático significa dejar atrás los combustibles fósiles y, por lo tanto, cambiar las formas de producir y consumir que sólo estos combustibles son capaces de sostener. Esto implica, como consecuencia, abandonar nuestro paradigma de crecimiento material infinito que nos acompaña desde hace dos siglos y al mismo tiempo distribuir lo producido con equidad (Rifkin, 1980).

El potencial de las energías renovables a nivel global permite pensar que el cambio en la matriz energética es posible. La Figura 14 muestra el potencial de las diferentes energías renovables por región.

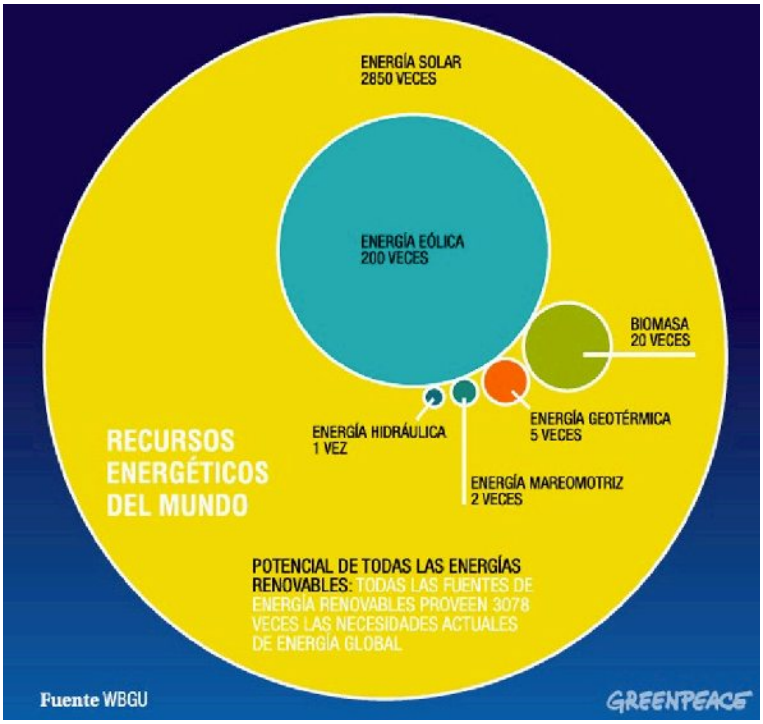


Figura 14. Potencial de generación de energía eléctrica de las energías renovables a partir de tecnologías disponibles actualmente en relación al consumo de energía eléctrica global. Fuente: WBGU Greenpeace.

Reflexiones finales

Como resultado de esta discusión, hay algunas preguntas que serían interesantes comenzar a plantearse ¿Es posible para los países en desarrollo, y para la Argentina en particular, seguir el mismo sendero de desarrollo concentrador de riqueza y depredador de recursos naturales que siguieron los países hoy ya industrializados? Y en todo caso: ¿es ese sendero el que queremos seguir, cuando existen otras alternativas?

La Figura 15 muestra la evolución de las emisiones de GEI per cápita en función del PBI per cápita desde 1970 hasta 2010 para distintos grupos de países según el agrupamiento que hace la CMNUCC. Allí puede verse el alto nivel de emisiones de los países pertenecientes a la OCDE sostenido durante esas cuatro décadas. También se puede ver cómo los países asiáticos,

incluidos China, India, Indonesia, y Tailandia, han venido incrementando sus emisiones de GEI per capita a medida que su PBI per capita aumenta, en una trayectoria que los lleva hacia los niveles de los países de la OCDE. Otras regiones, incluida América Latina y el Caribe, muestran alteraciones en sus trayectorias que se corresponden con sus procesos erráticos de crecimiento económico (IPCCb, 2014).

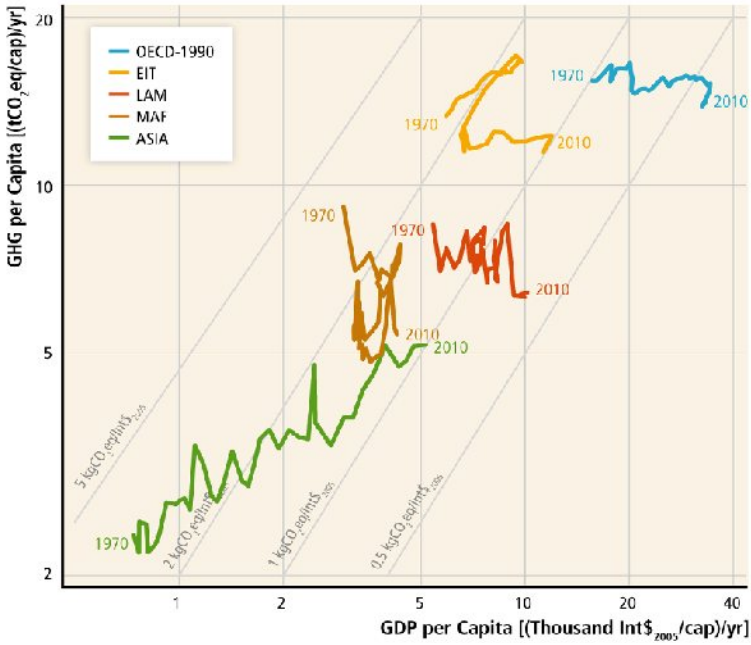


Figura 15. Emisiones de gas de efecto invernadero per capita (Greenhouse gas GHG) vs. Producto interno bruto per capita (Gross domestic product GDP) para los grupos de países definidos por la CMNUCC. Fuente: IPCCb, 2014.

Las trayectorias se hacen más claras cuando se analiza la evolución del consumo de energía per cápita en función del PBI per capita durante el período 1970 – 2010 (Figura 16). Aquí puede verse que todas las regiones, a excepción de las llamadas economías en transición, siguen trayectorias que los llevan a los niveles de consumo de energía per capita de los países desarrollados de la OCDE.

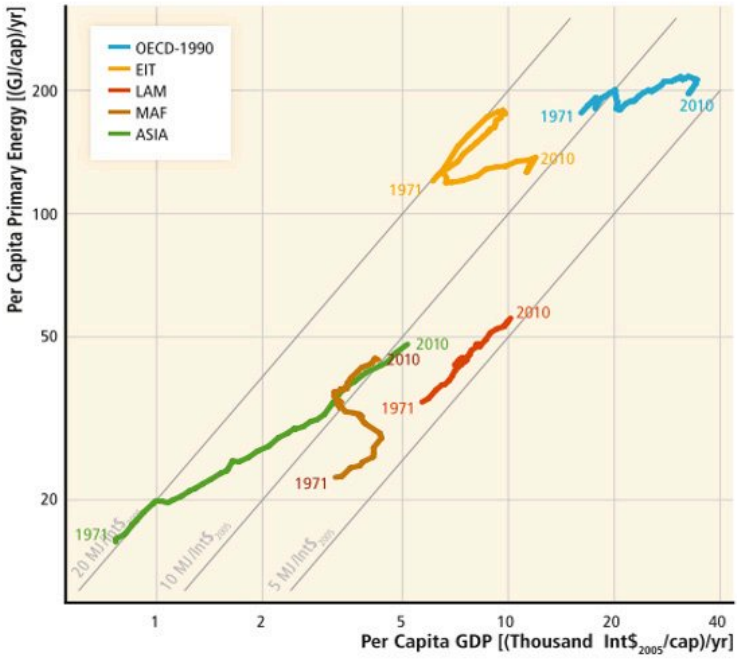


Figura 16. Consumo de energía primaria per capita vs. PBI per capita para los grupos de países definidos por la CMNUCC. Fuente: IPCCb, 2014.

Del análisis de la evolución de estos indicadores se puede inferir que los senderos de desarrollo elegido por los países en desarrollo en las diversas regiones se asemejan a los senderos de desarrollo seguido por los países ya desarrollados, o por lo menos llevan a los mismos niveles de consumo de energía y de emisiones de GEI.

Bajo esta mirada, la del desarrollo sustentable en el sentido cabal del término, es que se debieran discutir las políticas energéticas, ambientales, científicas y de cada sector económico y productivo del país. Es necesaria la reestructuración de las dinámicas internas de desarrollo de sectores clave en relación al cambio climático y a los recursos naturales en general, como el energético y el agroindustrial, con el fin de promover y potenciar la gran cantidad de beneficios económicos, sociales y ambientales que una reestructuración con la mira puesta en la sustentabilidad puede traer. Beneficios que, por otro lado, no siempre son mensurables en términos monetarios y que por lo

tanto requieren de nuevos indicadores e instrumentos para su ponderación e inclusión en el proceso de toma de decisiones (Jackson, 2009).

De este modo, una reducción ambiciosa de las emisiones de gases de efecto invernadero y el fortalecimiento de la resiliencia frente a los cambios ya existentes en el clima y sus impactos, será la consecuencia de políticas y medidas que hagan converger hacia senderos de desarrollo sustentables a cada uno de los sectores económicos y productivos de la Argentina.

El cambio climático no es otra cosa que una consecuencia, entre muchas, de este modelo de desarrollo que se fue profundizando en el mundo occidental desde los inicios de la Revolución Industrial, y en la Argentina desde principios del siglo pasado, y cuya viabilidad es hoy puesta en duda por el propio cambio climático y otras externalidades ambientales y sociales.

El equilibrio en el desarrollo de una sociedad sólo puede ocurrir cuando se integran de manera armoniosa y simultánea los aspectos sociales, económicos y ambientales, y cuando existe equidad en el acceso a los recursos naturales, lo que asegura a su vez una distribución más equitativa de la riqueza que esos recursos generan. Tal vez recién entonces podamos hablar de desarrollo sustentable y prosperidad en el sentido más profundo de la palabra.

No habrá que esperar que los cambios vengan sólo desde la cúspide del poder; las decisiones individuales que se propagan a través de la sociedad generan cambios más lentos, pero también más profundos y perdurables.

Referencias

BWE, 2012. The full cost of power generation. German Wind Energy Association www.wind-energie.de.

CAMMESA. 2018. Datos oficiales de CAMMESA: http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx

CBD, 2017. The Lima Declaration on Biodiversity and Climate Change: Contributions from Science to Policy for Sustainable Development. Technical Series No.89. (Eds L. Rodríguez & I. Anderson) Secretariat of the Convention on Biological Diversity, Montreal, 156 pages.

Common M. and Stagl, S. 2005. Ecological Economy: An Introduction. ISBN 978 0 521 81645 8. Cambridge University Press.

Harris, Marvin. 1977. Caníbales y Reyes: Orígenes de las Culturas. ISBN 84-345-8246-5. Salvat Editores, S.A., Barcelona.

IPCCa, 2014. Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp.

IPCCb, 2014. Drivers, Trends and Mitigation. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Autores: Blanco G., R. Gerlagh, S. Suh, J. Barrett, H. C. de Coninck, C. F. Diaz Morejon, R. Mathur, N. Nakicenovic, A. Ofosu Ahenkora, J. Pan, H. Pathak, J. Rice, R. Richels, S. J. Smith, D. I. Stern, F. L. Toth, and P. Zhou. Editores: Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

IPCCc, 2014. Summary for Policymakers. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Edenhofer, O., R.Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J.Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T.

Zwickel and J.C. Minx (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Jackson, Tim, 2009. Prosperity Without Growth. Tim Jackson. ISBN: 978-1-84407-894-3. Earthscan in the UK and USA. 2009.

MAYDS, 2017. Contribución Nacional sobre cambio climático en el marco del Acuerdo de París. http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Argentina/1/INDC%20Argentina.pdf

MAYDS, 2018. Informe Bienal de Actualización sobre cambio climático. https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/cambioclimatico/comunicacionnacional/tercera/reportebienal

MINEM, 2017. Plan Sectorial de Energía y Cambio Climático para el Gabinete Nacional de Cambio Climático. www.ambiente.gob.ar

MINEM, 2018. Datos oficiales del Balance Energético Nacional. Ministerio de Energía y Minería de la Nación. http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3366

Rifkin, Jeremy, 1980. Entropy: A New World View. Jeremy Rifkin and Ted Howard. ISBN 0-670-29717-8. The Viking Press, New York in 1980.

Stern, Nicholas. 2006. Stern Review on the Economics of Climate Change. ISBN 978 0 521 70080 1. Cambridge University Press.

UNEP, 2017. The Emissions Gap Report 2017. United Nations Environment Programme (UNEP), Nairobi.

GEA, 2012: Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future, Cambridge University Press, Cambridge UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

UNFCCC, 2015. Acuerdo de París de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/spanish_paris_agreement.pdf

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2021). Energy and Climate Change - Pathway for the global Energy Transformation and related Innovation needs. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.127-150). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

El artículo describe el potencial de las energías renovables (ER) y la eficiencia energética (EE) como impulsores clave de la acción climática. Evalúa la conversión del sector energético (SE) necesaria para cumplir con el Acuerdo de París (AP) y sus implicancias en indicadores económicos, sociales y ambientales, señalando cómo la innovación puede traer mejoras en el uso de energía. En base al análisis de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), surgen los siguientes temas clave:

- Cerca de dos tercios de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero provienen de la producción y uso de energía, colocando al SE en el centro de los esfuerzos para combatir el cambio climático.
- Para alcanzar los objetivos del AP sobre Cambio Climático se necesita descarbonizar el SE.
- El análisis de escenarios de IRENA muestra que más del 90% de esta descarbonización puede cumplirse mediante el despliegue acelerado de ER y EE, con una electrificación intensiva de los sectores de uso final. Esto requeriría aumentar la participación de ER en la energía primaria (excluyendo usos no energéticos), del 15% en 2015 a cerca de dos tercios en 2050.
- Para lograr esta transformación se requiere una agenda integral de innovación e inversiones relacionadas, particularmente en el uso de ER en sectores de uso final.
- El análisis de IRENA muestra que todas estas medidas pueden impulsar el PBI mundial y generar ganancias socioeconómicas y de bienestar humano acumuladas.

Palabras clave: *transformación energética, descarbonización, energías renovables, cambio climático, innovación.*

ABSTRACT

This article outlines the opportunities for renewable energy and energy efficiency to serve as key drivers of climate action. It assesses the energy sector transformation required to get the 'well below 2°C' temperature rise target of the Paris Agreement and its implications for economic, social and environmental indicators, identifying how innovation can facilitate the transition in different energy use sectors. The article builds on analysis by the International Renewable Energy Agency (IRENA), with the following key messages:

- Around two-thirds of global greenhouse gas emissions stem from energy production and use, which puts the energy sector at the core of efforts to combat climate change.
- In order to reach the objectives of the Paris Agreement on Climate Change a comprehensive decarbonization of the energy sector is needed.
- The IRENA scenario analysis shows that over 90% of the decarbonization needed in the energy system can be met accelerating deployments of renewable energy and energy efficiency, with deep electrification of end-use sectors. This would require increasing the share of renewables in primary energy (excl. non-energy uses) from 15% in 2015 to around two-thirds by 2050.
- To enable this transformation a comprehensive innovation agenda and related investments is required, particularly in renewables use in end-use sectors.
- IRENA analysis shows that the all this measures can boost global GDP, and result in cumulative socio-economic and human welfare gains.

Keywords: *Energy transformation, decarbonization, renewable energy, climate change, innovation.*

Energy and Climate Change

Pathway for the global Energy Transformation and related Innovation needs

International Renewable Energy Agency

(IRENA)

Introducción

The year 2017 was the hottest year on record of all years without an El Niño present in the Pacific Ocean (NOAA, 2017). 2016 was the overall world's hottest year on record, surpassing 2015 and, at the time, marking the third consecutive year of record average temperatures. In fact, of the 18 hottest years on record (since 1850), 17 have occurred in the 21st century (NOAA, 2016). The world has already witnessed nearly 1°C of global average temperature rise since the pre-industrial era (WMO, 2016). To stay within the agreed boundaries of the Paris Agreement on Climate Change[1], the world can only afford 0.6°C to 1.1°C of additional average warming (NOAA, 2016). However, while current country pledges, so-called *nationally determined contributions* (NDCs), could lead to a decline in emissions over coming years, the ambition of the NDCs is far from sufficient for reaching the target of 'well below 2°C' temperature rise by 2100. To reach the climate targets, a comprehensive decarbonization of the energy sector to renewable energy and efficient energy use is needed.

Under the Renewable Energy Roadmap ("REmap") initiative, the International Renewable Energy Agency (IRENA), in collaboration with the International Energy Agency (IEA), launched the study *Perspectives for the Energy*

1 The text of the Paris Agreement was adopted by consensus on 12 December 2015. The Agreement aims to limit the global average temperature rise by the year 2100 to well below 2°C above pre-industrial levels; and to endeavour to limit the increase to 1.5°C (UNFCCC, 2015).

***Transition* to provide a view on the degree of transformation[2] required in the energy sector to reach the "well below 2°C" target of the Paris Agreement**. For this purpose, IRENA developed a pathway for accelerated uptake of renewables by 2050, in line with the aims of the Paris Agreement (*REmap Case*), and compared it to a trajectory of current and planned policies to 2050 (*Reference Case*)[3] (IRENA, 2017a). The first edition of the analysis was undertaken by IRENA and IEA at request of the German G-20 Presidency, and the report was launched in March 2017. The analysis was updated in 2018, and published in the IRENA report *Global Energy Transformation: A roadmap to 2050* (IRENA, 2018a). The following sections outline latest key findings from the analysis on the required global energy sector transformation, and related innovation needs.

Pathway for the global energy transformation

Today, the transition to a sustainable energy future is well underway, with renewables at its core. In 2016, global investment in renewable energy reached nearly USD 265 billion. Investments in renewables have overtaken those in non-renewables – despite low oil prices (IRENA, 2018b). The share of renewables in Total Final Energy Consumption (TFEC) is around 18% (note Text Box 1 in following page regarding the role of traditional biomass in TFEC). The energy transition is most pronounced in the power sector, where renewables represented 60% of the total new capacity additions in recent years, as illustrated in Figure 1. In 2016, renewable power generation capacity increased by a record 161 GW (including 71 GW solar PV, 51 GW wind). This meant a 25% increase in capacity addition compared to 2015. 2017 brought another record year

2 In this article, the term "transformation" is used to describe the broader change in energy production and use patterns, whereas the term "transition" is used to describe sector or gradual changes as well as the process toward comprehensive transformation.

3 The Reference Case provides a baseline, i.e. the most likely trajectory based on current and planned policies and expected market developments. The Reference Case reflects Nationally Determined Contributions (NDCs) under the Paris Agreement, if they are already an integral part of a country's energy plan. This is the case for around 60% of total global primary energy supply. The REmap Case for 2050 analyses the deployment of low-carbon technologies, largely based on renewable energy and energy efficiency, to generate a transformation of the global energy system. The REmap Case provides a trajectory that is compatible with limiting the rise in global mean temperature to 2°C by 2100 with a probability of 66%, as a way of contributing to the "well below 2°C" target of the Paris Agreement on Climate Change. For more information about the REmap approach and methodology, please visit: http://www.irena.org/remap/methodology.

in renewable energy capacity additions, with a net increase of 167 GW compared to 2016 (including 94 GW solar PV, 47 GW wind). Renewable energy accounts for a share of around 25% in electricity generation, and this share is increasing on average 0.7% points each year.

The rapid spread of renewables is driven by declining costs, technological innovation and enabling policy

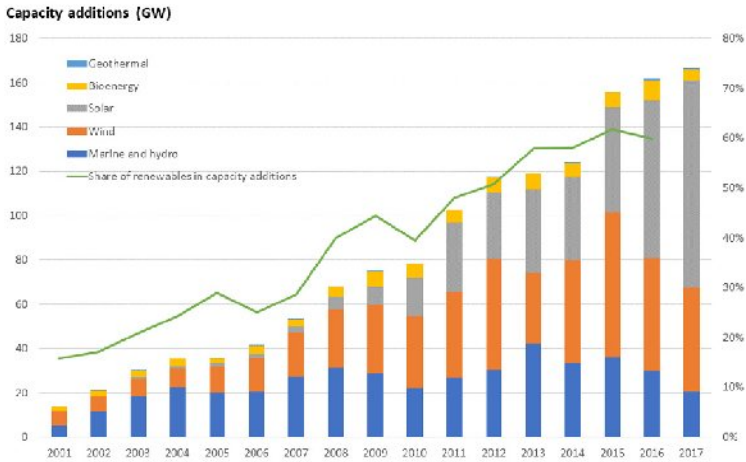


Figure 1. Global renewable energy capacity additions (in GW), 2001 – 2017. Source: based on IRENA Statistics data. Note: See https://www.irena.org/Statistics.

Text Box 1: The role of traditional biomass in Total Final Energy Consumption

It is important to note that “renewable” is not always synonymous with “clean”. As of 2017, the share of renewables in TFEC is around 18%. Traditional forms of bioenergy account for almost half of this renewables share (around 9% of TFEC). Around 2.7 billion people worldwide still depend on traditional biomass (wood, charcoal) for cooking, with adverse effects on human health, local and regional air quality, and the global climate. This article refers explicitly to “modern” renewable energy, when assessing the role of renewables in emission reductions and climate action.

frameworks. Figure 2 shows the levelized costs of electricity (LCOE) for renewable power in 2017, in comparison to the fossil fuel cost range. Solar and wind projects now produce power for 3 US cents per kWh (USc/kWh) and even less. Cost reductions have been particularly remarkable for solar PV, with nearly 80% cost reduction in module prices since 2009 (IRENA, 2018c). Solar PV auctions in Saudi Arabia already achieved prices of less than 2 USc/kWh. There have also been important cost reductions for Concentrating Solar Power (CSP) and wind power (onshore and offshore). In April 2017, Germany held its first subsidy-free offshore wind auction with record-low weighted average prices of below 0.5 USc/kWh[4], less than a tenth of previous offshore wind deals. Rapid cost reductions for renewables are expected to continue. According to IRENA analysis, over the next decade, the costs for solar PV could drop by a further 60%, offshore wind by 35%, and CSP by almost 45%, thereby becoming cheaper than fossil fuels in many cases (IRENA, 2016a). Of course, the LCOE depends on some location specific factors, like resource quality and cost of capital.

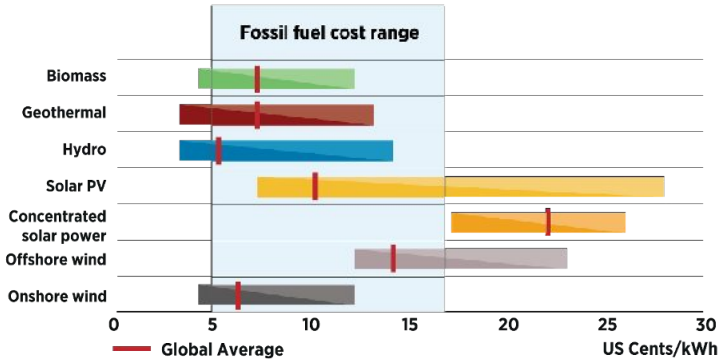


Figure 2. Levelized cost of electricity for renewable power (in USc / kWh), in 2017. Source: based on IRENA costing data. Note: See http://www.irena.org/costs for the latest IRENA costs data and reports.

4 The first auction for off-shore wind in Germany in April 2017 landed average prices of 0.44 Euro Ct/kWh. Awarded was an overall capacity of 1490 MW, spread over 4 parks. Some producers made submissions for zero Ct/kWh; the highest bid was 6 Ct/kWh. Producers were awarded a grid connection guarantee for 25 years. There was another round held on 1 April 2018, for an overall capacity of 1610 MW. (Handelsblatt, 2017)

Despite the increased deployment of renewable energy in recent years, around two-thirds of global greenhouse gas (GHG) emissions stem from energy production and use. This puts the energy sector at the core of efforts to combat climate change. As indicated, reaching the Paris climate targets requires a comprehensive decarbonization of the energy sector. Indeed, the IRENA analysis estimates an available "carbon budget" of 790 Gigatons (Gt) in energy related emissions until end of this century, to stand a 66% probability of meeting the 'well below 2°C' target. Today, the largest CO_2-emitting sectors are electricity generation and industry, together responsible for about 65% of all energy-related CO_2 emissions. The remaining 35% stem from transport, buildings and district heating (IRENA, 2017a).

Energy-related CO_2 emissions from all sectors totaled 32.5 Gt in 2017. Under the Reference Case, the annual energy-related CO_2 emissions are estimated to increase to 34.8 Gt by 2050; under the current and planned policies, the world would exhaust its energy-related carbon budget by the year 2037. IRENA's REmap Case finds that energy-related CO_2 emissions per year need to fall to 9.7 Gt in 2050 to be in line with the Paris climate targets. This means a reduction of over 70% compared to the Reference Case or, put differently, cumulative emission reductions of 470 Gt until 2050. A trajectory for the required emissions reductions is provided in Figure 3, which also includes an estimated cumulative energy-related carbon emission trajectory for the Reference Case and for reaching a 1.5°C target with 50% probability.

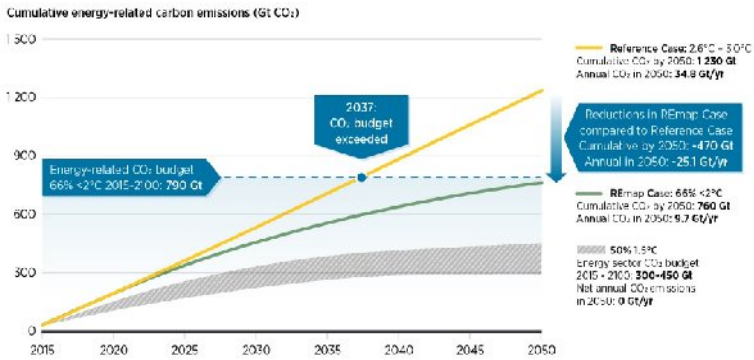


Figure 3. Cumulative energy-related carbon emissions under current plans and policies *(Reference Case)* vs. accelerated uptake of renewables in 2050 *(REmap Case)*. Source: IRENA (2018a).

IRENA estimates that around 94% of the energy sector decarbonization needed to stay within the Paris target boundaries could be met through accelerated deployment of renewables and energy efficiency measures, coupled with deep electrification of end-use sectors[5], with the remaining 6% met by other low-carbon solutions like fossil fuel switching and Carbon Capture & Storage (CCS) (IRENA, 2018a). Renewable energy accounts for 54% of these emission reductions, including 13% from electrification of end-use sectors with renewable energy. These projections are shown in Figure 4.

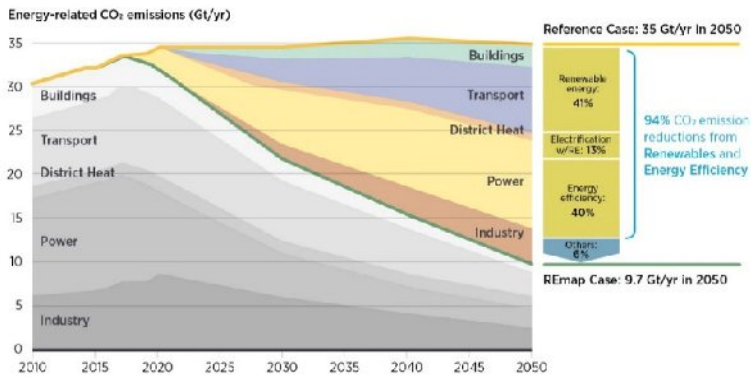


Figure 4. CO_2 emissions reduction potential by sector, *Reference Case vs. REmap Case*. Source: IRENA (2018a).

For meeting the REmap Case trajectory, the level of carbon emissions ("carbon intensity") of the power sector would need to decline by 85% in the REmap Case, in the buildings and transport sectors by about 70%, while industry would become the largest emitter of CO_2.

To reach these levels of emission reductions per sector, the share of renewable energy in primary energy supply (excl. non-energy uses) would need to rise to around 66% in 2050.

5 The term "end-use sectors" denotes the industry, transport and buildings (household, commercial) sectors. (IRENA, 2018a)

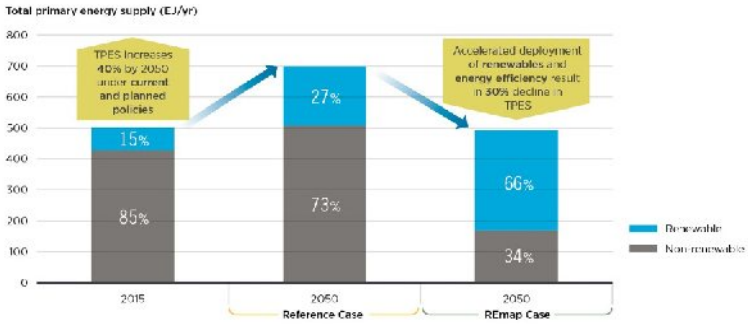


Figure 5. Breakdown of global primary energy supply to 2050, *REmap vs. Reference Case*. Source: IRENA (2018a). Note: Data include energy supply in electricity generation, district heating/cooling, industry, buildings and transport sectors. These sectors accounted for 85% of global total primary energy supply in 2015. Non-energy use of fuels for the production of chemicals and polymers is excluded from the values in the Figure.

In the power sector, electricity generation is expected to double from 24 608 TWh in 2015 to over 46 740 TWh by 2050 under the REmap Case (IRENA, 2018a), partly due to increased electrification of end-use sectors. Figure 6 provides a detailed overview of projected power generation capacity and total generation by technology in 2050. 85% of all electricity would be generated from renewable energy, with the remaining 15% generated from natural gas and nuclear. Coal-based generation would cease altogether. This is illustrated in Figure 7. Solar (22%) and wind (36%) technology will be the key technologies contributing to electricity generation, rising from 800 GW today to 13 000 GW by 2050 (IRENA, 2018a).

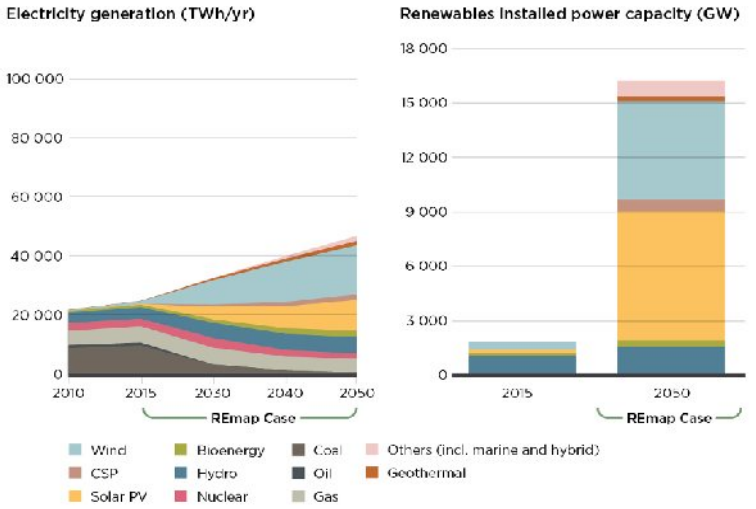


Figure 6. Electricity generation and installed generation capacity in 2050, *REmap Case*. Source: IRENA (2018a).

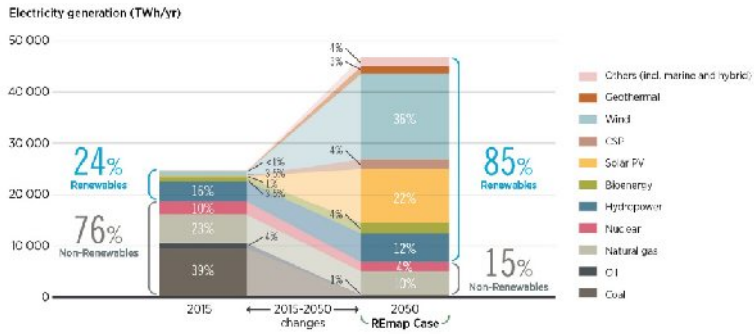


Figure 7. Detailed overview of electricity generation by technology in 2050, *REmap Case*. Source: IRENA (2018a).

While there is large potential for use of renewables in the power sector and for electrification of end-use sectors, electricity accounts for only around 20% of final energy use today[6]. In consequence, **IRENA analysis points to an essential role for renewable energy technology deployment in end-use**

6 Note: this share is expected to increase to 40% under the REmap Case (IRENA, 2018a).

sectors. In the end-use sectors, the REmap Case estimates that the renewable energy share can grow to 77% in buildings, 63% in industry and 58% in transport by 2050 (IRENA, 2018a). In transport, the number of electric vehicles needs to grow (see Text Box 2 below) and new solutions will need to be developed for freight and aviation (see the section on Innovation for the Global Energy Transformation below).

Besides increasing renewables deployment, reaching global climate targets will also require a more efficient use of energy. Measures need to reduce electricity use for heating and cooling in industry and buildings. New buildings need to meet highest efficiency standards, while existing buildings need to be retrofitted accordingly. Buildings and city designs should help to facilitate integration of higher shares of renewable energy. Efforts must also focus on replacing the use of traditional biomass with modern forms of renewable energy, to mitigate adverse impacts (see Text Box 1 in page 4).

The energy intensity[7] of the global economy will need to fall by about two-thirds by 2050 and the share of renewable energy must rise. In recent years, the average energy intensity has been falling at around 1.8% per year; this rate would need to increase one-and-a-half times, to 2.8% per year. As illustrated in Figure 8, the share of renewable energy in Total Final Energy Consumption, defined as the total energy consumed by end users, will need to increase from 18% in 2015 to 65% in 2050 in the REmap Case (IRENA, 2018a).

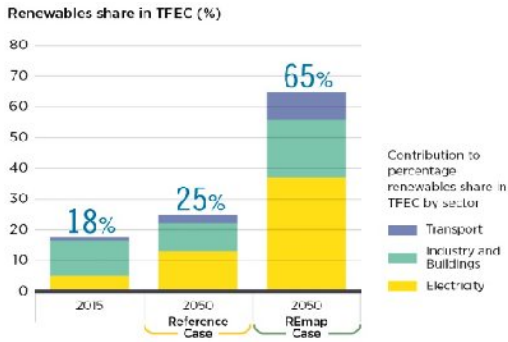


Figure 8. Renewable energy share in TFEC (%), 2015-2050, *Reference Case vs. REmap Case*. Source: IRENA (2018a).

7 Energy intensity is defined as the units of energy per unit of economic output (GDP).

Innovation for the global energy transformation

Realizing the energy transformation requires increased innovation in enabling technologies and infrastructure, along with new business models and market designs. Innovations must be shared, continuously improved and widely replicated. International collaboration can accelerate innovation through increased research and development (R&D) and investment in clean energy. Particularly in the end-use sectors, technology deployment rates are currently too slow to achieve the emissions reduction rates needed to decarbonize the energy sector in line with the Paris Agreement. Particular attention needs to therefore be paid to end-use sectors, where important opportunities exist. (IRENA, 2017b)

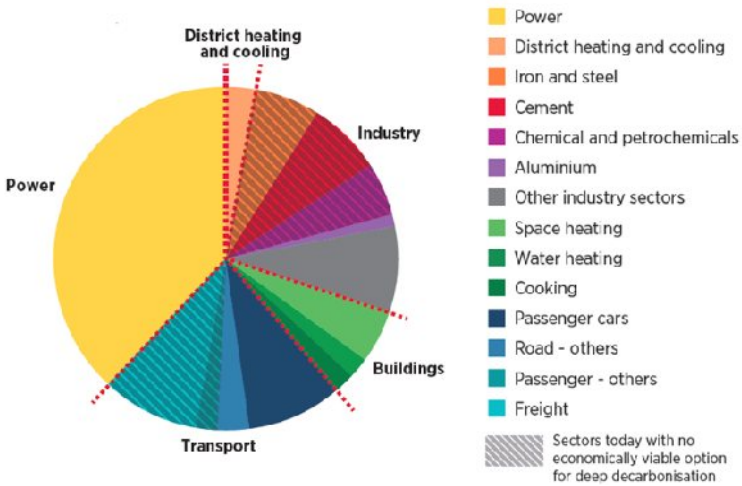


Figure 9. Breakdown of global energy related CO_2 emissions by sector, 2015. Based on: IRENA (2017b).

Figure 9 shows the by-sector breakdown of global CO_2 emissions in 2015, from the point of view of innovation. Certainly, it is most cost effective to focus decarbonization efforts in those sectors that have economically viable technology options. Figure 9 illustrates that for around two-thirds of energy related CO_2 emissions, economically and scalable technology solutions for deep decarbonization are available. Those areas

include particularly the power sector and renewable energy options for buildings. However, the Figure also shows that for one-third of the energy related CO_2 emissions no economically and scalable technology solutions for decarbonization are available yet. Those areas include, foremost, energy intensive industry with strong heat requirements, and freight and non-land passenger transport. These areas require increased investment in research and development for breakthrough technologies.

In the power sector, innovation should focus on systems integration. The current electricity system evolved over many decades, with fossil fuels at the center. New power generation technologies require a new electricity system that is flexible and allows the integration of sources of variable renewable energy (VRE), including solar and wind energy. Electricity generation from these variable sources fluctuates according to resource availability. This can cause difficulties in matching supply and demand, requiring flexibility to deal with variability.

Indeed, in the REmap Case for 2050, the share of wind and solar in power generation would increase to 58% by 2050 (IRENA, 2018a). A range of flexibility options exist and will be needed as the share of VRE grows to ensure grid stability, including new ways to operate the system with the added value of storage and other technologies, adaptation of market designs, such as time-of-use electricity pricing, and new business models. Additional interconnectors, flexible fossil fuel generation and demand-side response can also increase flexibility, thus enabling higher shares of VRE. An often-discussed flexibility option is storage, which comes in many forms. Today, around 4 700 gigawatt hours (GWh) of electricity storage exist, 96% of which comes from pumped hydro (IRENA, 2017c). In the REmap Case, 11,900 – 15,300 GWh of electricity storage is expected by 2030, only 51% of which from pumped hydro. This is compared to 6,600 – 7,800 GWh of storage by 2030 under the Reference Case.

The total amount of over-equipment required to maintain the grid stability will depend specifically on the amount and type of VRE´s installed capacity. Thus, if the capacity of VREs is greater, there will be compensations in the variability of their generation, so less support generation will be needed. **Under the assumptions of an average battery pack of 50 kilowatt hours (kWh) per vehicle and 160 million electric vehicles worldwide (IRENA, 2017d), electric vehicles alone could provide about**

8 000 GWh of battery storage by 2030. Battery storage from electric vehicles could help to accommodate higher shares of wind and solar through smart charging, when there is surplus generation and electricity prices are low. Smart charging and demand-side management can improve the cost-effectiveness of charging patterns of EVs and their integration in the grid. Text Box 2 further outlines innovation needs for electric vehicles.

Text Box 2: Innovation for the Energy Transition - Focus on Electric Vehicles

Two main types of electric vehicles (EV) have achieved substantial sales to date: **battery electric vehicles** (BEV) that use only batteries for energy storage, and **plug-in hybrid electric vehicles** (PHEV) that have both batteries and fuel systems. The global stock of EVs reached 1 million during 2015 and passed the 2 million mark in 2016. Yet, faster growth is needed for EVs to fulfil their role in the global energy transition, both through lowering vehicle emissions and boosting renewable energy use.

Factors for increased deployment of EVs are technological progress, cost reductions (especially in batteries), and policy support (including purchase incentives, driving and parking access advantages, availability of charging infrastructure). The main obstacles for a higher market penetration of EVs are the relatively limited reach (km/recharge), the cost (of high-performance batteries), the low recharging convenience (in terms of availability of charging stations), and the market scale. One additional issue today are the high upstream CO_2 emissions from power generation for EV use, since the electricity is often not sourced from renewable sources. This obscures the benefit that EVs offer from zero tailpipe emissions. All these obstacles create a need for innovation.

A significant scaling up in EVs deployment represents an opportunity for the electricity industry as well. They can act as flexible loads and decentralized storage resources capable of providing additional flexibility to support power system operation. With smart charging, EVs could alternate their charging patterns to flatten peak demand, fill load valleys and support real-time balancing of the grids by adjusting their charging levels. Smartly charged EVs can help reduce curtailment of power from variable renewable sources and

thereby improve local consumption of variable renewable energy (VRE) production. IRENA estimates that 160 million battery EVs by 2030 would provide sufficient battery capacity in major markets to support VRE at large scale (IRENA, 2017c).

Source: IRENA (2017d).

Innovation for decarbonization of end-use sectors requires a combination of electrification, technology breakthroughs and sector-specific global agreements. The electrification of end-use sectors offers win-win opportunities, as it reduces emissions while also supporting the integration of higher shares of variable renewables in power systems (as it is the case of Electric Vehicles, explained in Text Box 2). Beyond electrification, there are currently no economically viable emission reduction solutions available for many carbon-intensive sectors such as iron and steel making, cement production, chemicals and petrochemicals production, maritime transport, aviation, freight, or for replacement of traditional biomass. Industry is the most challenging end-use sector, followed by the transport sector. These sectors require new technology solutions to be developed and commercialized quickly; in this regard, increased R&D in energy efficiency and renewable energy technologies is urgent.

While there is an urgent need to increase R&D spending on renewable energy, R&D investment in renewable energy technologies has not grown in the last seven years. Furthermore, most R&D investment in renewables continues to focus on power sector technologies (such as solar and wind) rather than on technologies for end-use sectors (such as biofuels and biomass), where they are most needed. To enable the energy transformation, higher R&D investment is needed to identify technology solutions across all sectors. The global number of annual patents filed in renewables peaked in 2011, reaching 1803 filed patents in that year, and since then has seen a declining trend (Text Box 3 further discusses patents in renewable energy); increased investments in R&D are needed to reverse this trend. Investments need to be complemented by cooperative mechanisms, such as public-private partnerships, knowledge hubs, inter-governmental networks and public procurement (IRENA, 2015).

Text Box 3: Patents in renewable energy technologies in the LAC region

In the last decade, the number of filed patents in renewable energy technologies has tripled in the region of Latin America and the Caribbean (LAC), as depicted in Figure 10 below. The region is endowed with abundant biomass resources and historical expertise in this field, and there has been fast patent growth in biofuels. However, other technologies have also experienced similar growth rates in the last decade, such as wind energy, solar PV and solar thermal. This shows the diversification in technology innovation in the region. Despite the large increase in patent activity, at a global scale, the LAC region accounts for only 2.5% of the total filed patents in renewable energy, with 14 638 out of the almost 600 000 patents in renewable energy worldwide.

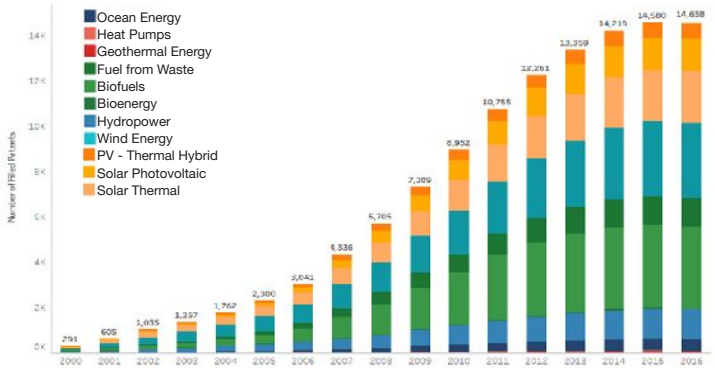


Figure 10. Patent activity in renewable energy technologies in the LAC region, 2000 - 2016. Source: IRENA (2018d).

In line with the need for increased R&D investments, there is a need for new and innovative policies to support innovation. For example, energy-intensive industries have been largely exempt from emission restriction policies due to potential carbon leakage and fears over inter-national market competitiveness. Also, improved city designs and buildings can facilitate renewable energy integration; regulations should

ensure that new buildings are of the highest efficiency, while the retrofitting and refurbishment of existing buildings is accelerated. In transport, cross-border regulations of bunker fuels[8] for aviation and maritime transport have yet to be addressed. In these cases, the priority should be on creating the appropriate global sector-specific innovation incentives to address the challenges and develop sustainable alternatives. It is also crucial that international climate negotiations result in decisions on concrete market signals, foremost carbon pricing schemes. IRENA's analysis indicates that a global carbon price[9] higher than USD 60 per tonne of CO_2 would make most renewables technology options cost effective by 2050 at latest, including in end-use areas that have currently no viable options for deep decarbonization (see Figure 9) (IRENA, 2017d).

When discussing innovation needs for the global energy transformation, it should be noted that innovation is broader than just technology R&D. It covers the complete technology lifecycle and requires a systemic approach, from R&D and deployment of renewable energy technologies to enabling infrastructure, system operation and business models in order to scale up deployment. Figure 11 illustrates the parts of the innovation cycle that need to complement one another for an energy transformation. Particular aspects to be addressed are technology breakthroughs that provide renewable solutions to sectors where at present no cost-effective alternatives to conventional energy technologies exist; improvements to the existing renewable energy technologies, which reduce cost and stimulate deployment; new business models and engagement of new actors across energy systems, allowing for a profitable scale-up of renewables technologies; new types of financing that reduce costs and enhance access to funds; and enabling policy and regulatory innovations that provide incentives for market access and growth.

8 "Bunker fuels" are any type of fuel used for the maritime and aviation sectors. They are generally categorized into "international marine bunkers" (for maritime sector) and "international aviation bunkers" (for aviation sector).

9 To consult carbonization tax prices go to: https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data

Figure 11. Innovation cycle for the power sector transformation. Source: based on IRENA analysis.

Costs and benefits of the global energy transformation

The net additional investment needs for the global energy transformation in line with the REmap Case compared to the Reference Case are estimated at around USD 27 trillion between 2015 and 2050, thus on average about USD 771 billion per year (IRENA, 2018a). Investment will need to shift to renewable energy and energy efficiency; under the REmap Case, investments in renewable energy and energy efficiency would compose the bulk (around USD 75 trillion) of total energy sector investments. Additionally, USD 18 trillion would need to be invested in the power grids and in energy flexibility[10]. This is shown in Figure 12.

10 This includes investments needed for transmission and distribution grid expansion, increased generation flexibility and electricity storage. (IRENA, 2018a)

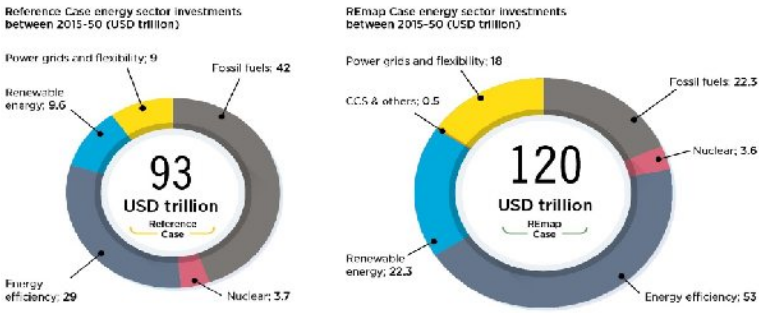


Figure 12. Cumulative investment needs (USD trillion), *REmap Case vs. Reference Case*. Source: IRENA (2018a).

However, expected cost savings significantly outweigh the increased investment needs. Cost savings would arise, in particular, from reduced air pollution, lowered health costs, and lessened environmental damage from CO_2. Less mining of coal and less drilling for oil and gas would mean less pressure on ecosystems. Lower exposure to air and water pollutants stemming from fossil fuel use, meanwhile, would reduce health risks[11]. In monetary terms, gains in human health (a fundamental driver of energy policy in many countries) and lower CO_2 emissions from fossil fuels would generate estimated annual savings of around USD 6 trillion (on average) by 2050. This is illustrated in Figure 13. This estimate of cost savings from reduced externalities does not account for further additional benefits of renewable energy deployment and energy efficiency, like lower water consumption, job creation, and higher GDP. These aspects are assessed in further detail below. Overall, it is apparent that the recent and further expected performance improvements and cost reductions in renewable energy technologies have opened the door to an energy transformation that can make economic sense.

11 Besides reducing CO_2 emissions, efforts must be undertaken to reduce emissions of other greenhouse gases such as methane (CH_4) and nitrous oxide (N_2O). The REmap Case for reaching the below 2°C target with 66% probability includes a dramatic reduction in all major sources of non-CO_2 gases, both within and outside the energy sector; in the energy sector, on a CO_2 equivalent basis, global GHG emissions would fall by 35% between 2014 and 2030 (compared with CO_2 emissions that fall by just over 30% in the same period), with early action targeting CH_4 emissions released during fossil fuel production. Without determined action on reducing energy sector non-CO_2 emissions, the overall emission budget available to the energy sector would be reduced markedly, amplifying even further the required pace of reduction in CO2 emissions. (IRENA, 2017a)

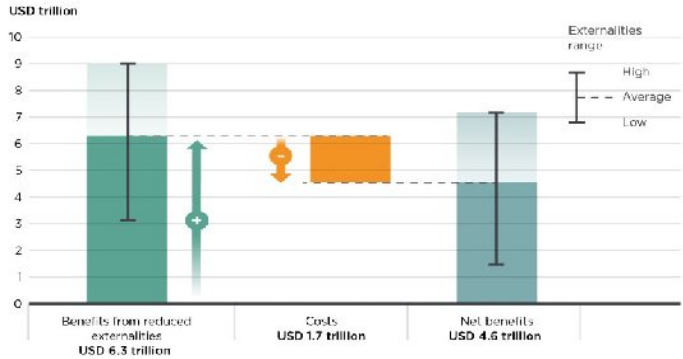


Figure 13. Annual costs of the energy transformation set against reduced externalities (in terms of air pollution and CO_2 damage) (in USD trillion), *REmap Case vs. Reference Case.* Source: IRENA (2018a).

In regard to macroeconomic benefits from the energy transformation, the IRENA analysis finds that reducing global CO_2 emissions in line with the Paris Agreement would lead to an overall increase in global GDP of USD 52 trillion between 2018 and 2050 (IRENA, 2018a). The projected increase in economic activity is stimulated by investment in renewables and energy efficiency as well as by important enabling policies, including carbon pricing and the recycling of revenues from reduced income taxes (IRENA, 2016b). The effect of the energy transformation on global GDP is presented in Figure 14. The Figure shows that the REmap energy transformation has a consistently positive effect on global GDP between 2018 and 2050, compared to the Reference Case; it also quantifies the individual contributions of four major drivers (investment stimulus, trade effects, tax shifts and indirect/induced effects) to GDP.

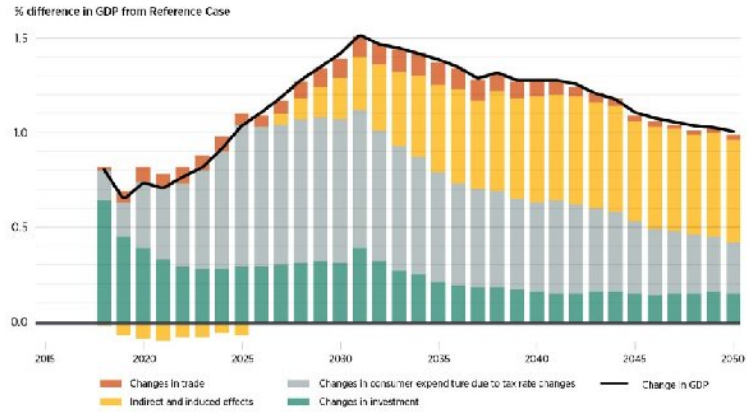
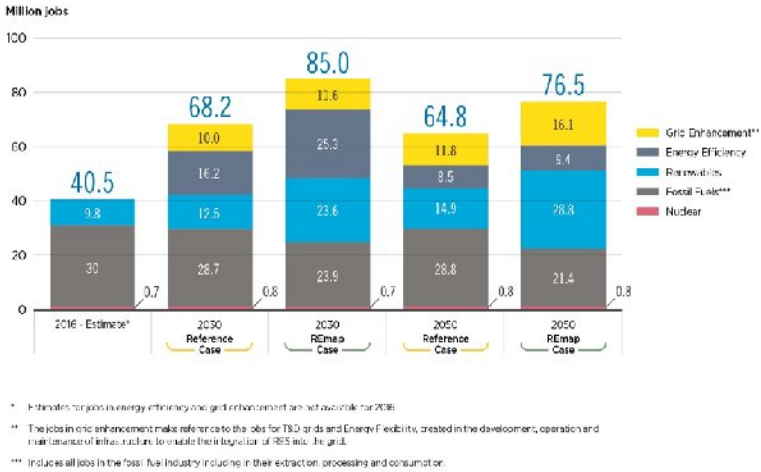


Figure 14. Projected increase in global GDP 2018 – 2050, *REmap Case vs. Reference Case*. Source: IRENA (2018a).

IRENA analysis also shows that the energy transformation towards renewables and energy efficiency can create new employment opportunities. The analysis finds that, compared to the Reference Case, by 2050 the energy transformation would lead to a loss of 7.4 million direct and indirect jobs in fossil fuels, but a simultaneous gain of 19.0 million jobs in renewable energy, energy efficiency, and grid enhancement. Implementing the REmap Case would therefore result in a net gain of 11.6 million jobs. This is illustrated in Figure 15. Recent evidence from China, India and North America already shows that the conventional energy sector has struggled to retain jobs in past years, while the renewables sector has created additional jobs.



* Estimates for jobs in energy efficiency and grid enhancement are not available for 2016.

** The jobs in grid enhancement make reference to the jobs for T&D grids and Energy Flexibility, created in the development, operation and maintenance of infrastructure to enable the integration of RES into the grid.

*** Includes all jobs in the fossil fuel industry including in their extraction, processing and consumption.

Figure 15. Employment in the overall energy sector, 2016, 2030 and 2050 (million jobs), *REmap Case vs. Reference Case*. Source: IRENA (2018a).

Time is of essence regarding the required energy sector actions and investments, to avoid continued lock-in of infrastructure for a carbon intensive energy system and stranded assets. This is especially true for long-lived investments, such as in buildings, industrial production facilities, power plants, transport infrastructure and others. The energy transformation will inevitably lead to a certain level of stranded assets. In the REmap Case, cumulative stranded assets from 2015 to 2050 are estimated at a total of USD 11 trillion, coming largely from buildings that need to be replaced because of low energy efficiency, and upstream energy infrastructure and assets (i.e. gas, oil and coal that must stay in the ground). In the case of delaying action by another 15 years, however, the value of stranded assets would almost double, to around USD 22 trillion until 2050. Low-cost and long-duration financing is required to realize the required investments and retrofits, and to avoid stranded assets to the degree possible. (IRENA, 2018a)

Conclusion & key action areas

The IRENA analysis shows that a comprehensive global energy transformation can be technically feasible and economically beneficial. Furthermore, it is utterly needed to achieve a sustainable future and reach the Paris climate targets. Drastic cost reductions and technology improvements in recent years have been instrumental in the unprecedented scale-up of renewable energy that is already underway. Among the most transformative developments of the current decade has been the dramatic and sustained improvement in the cost-competitiveness of renewable electricity generation technologies. Technology learning and the opening-up of new markets in countries with high resource potential continue to make renewables increasingly attractive. However, this article showed that many more actions are needed, especially in end-use sectors.

The IRENA analysis points to six key areas to focus for approaching the global energy transformation. First, in order to meet global climate targets, the accelerated uptake of renewables must go hand-in-hand with energy efficiency improvements. Measures need to therefore tap the strong synergies between energy efficiency and renewable energy, for example through dual-benefit technologies like combined heat and power (CHP) systems fueled by renewable energy. Second, it is crucial to adequately plan a power sector with higher shares of renewables, including plans for enabling infrastructure to integrate VRE and smart technologies, and innovative market models. Third, an increase in the use of electricity in industry, transport and buildings is required; a large range of options already exists in this regard. Fourth, a global energy transformation requires system-wide innovation, as per a comprehensive innovation agenda outlined in this article. Fifth, it is necessary to align investment flows and socio-economic structures with the energy transformation, for example through market signals like a carbon tax or targeted public investment. Sixth, it needs to be ensured that the costs and benefits of the transformation are fairly distributed. These elements need to be considered for planning and implementing the global energy transformation

References

Handelsblatt (2017), " Kosten für Offshore-Windparks sinken deutlich", *Handelsblatt online*, 13 April, http://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/ausschreibung-kosten-fuer-offshore-windparks-sinken-deutlich/19670188.html

IRENA (International Renewable Energy Agency) (2018a), *Global Energy Transformation: A roadmap to 2050,* IRENA, Abu Dhabi, http://www.irena.org/publications/2018/Apr/Global-Energy-Transition-A-Roadmap-to-2050

IRENA (2018b)*, Global Landscape of Renewable Energy Finance,* IRENA, Abu Dhabi, http://irena.org/publications/2018/Jan/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance

IRENA (2018c), *Renewable Power Generation Costs in 2017*, IRENA, Abu Dhabi, http://www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017

IRENA (2018d), International Standards and Patents in Renewable Energy (INSPIRE), IRENA, Abu Dhabi, http://inspire.irena.org

IRENA (2017a), [Executive Summary/Chapter [3/4]] of *Perspectives for the Energy Transition: Investment Needs for a Low-Carbon Energy System*, IRENA and International Energy Agency (IEA), Abu Dhabi, www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/Perspectives_for_the_Energy_Transition_2017.pdf

IRENA (2017b), *Accelerating the Energy Transition through Innovation*, IRENA, Abu Dhabi, http://www.irena.org/publications/2017/Jun/Accelerating-the-Energy-Transition-through-Innovation

IRENA (2017c), *Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030*, IRENA, Abu Dhabi, www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_ Electricity_Storage_Costs_2017.pdf

IRENA (2017d), *Electric Vehicles: Technology Brief*, IRENA, Abu Dhabi, www.irena.org/DocumentDownloads/ Publications/IRENA_Electric_Vehicles_2017.pdf

IRENA (2017e), *Stranded Assets and Renewables: How the Energy Transition Affects the Value of Energy Reserves, Buildings and Capital Stock*, IRENA, Abu Dhabi, www.irena.

org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REmap_Stranded_assets_and_renewables_2017.pdf

IRENA (2017f), *Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2017*, IRENA, Abu Dhabi, www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_RE_Jobs_Annual_Review_2017.pdf

IRENA (2016a), *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, IRENA, Abu Dhabi, www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/ IRENA_Power_to_Change_2016.pdf

IRENA (2016b), *Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics*, IRENA, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2016/Jan/Renewable-Energy-Benefits-Measuring-the-Economics

IRENA (2015), *RD&D for Renewable Energy Technologies: Cooperation in Latin America and the Caribbean*, IRENA, Abu Dhabi, http://www.irena.org/publications/2015/Jul/RDD-for-Renewable-Energy-Technologies-Cooperation-in-Latin-America-and-the-Caribbean

NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration) (2017), *Global Climate Report - Annual 2017*, NOAA, Asheville, NC, https://www.ncdc.noaa.gov/sotc/global/201713

NOAA (2016), *Reporting on the State of the Climate in 2016*, NOAA, Asheville, NC, www.ncei.noaa.gov/news/ reporting-state-climate-2016

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) (2015), *Paris Agreement*, UNFCCC, https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf.

WMO (World Meteorological Organization) (2016), *WMO Provisional Statement on the Status of the Global Climate in 2016*, WMO, Geneva.

Zavalía Lagos, Raúl; Mora Iannelli, Leila y Gil, Salvador (2021). Anatomía del consumo residencial argentino. Uso racional y eficiente del acondicionamiento térmico de viviendas. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.153-179). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

Este trabajo se propone estudiar cómo se compone o distribuye el consumo energético de los hogares en Argentina. Para ello se adopta una metodología que combina un análisis de los consumos globales obtenido de los informes de entes oficiales y distribuidoras, con el análisis detallado del consumo de un conjunto de 200 viviendas individuales de la región de GBA y CABA, incluyendo familias de sectores sociales medios y de bajos recursos. El análisis realizado indica que en el sector residencial existen un conjunto de 6 a 7 consumos más importantes que constituyen el 85% de los consumos domésticos, que en este estudio se denominan consumos claves. La relevancia de esta observación radica en que para logra reducir y hacer más eficientes los consumos en este sector, es posible concentrarse en este conjunto relativamente pequeño de servicios, y es posible reducirlos con medidas simples y de bajo o mediano costo. Además, abre la posibilidad de generar programas de promoción del uso eficiente y racional de la energía para reducir los costos de las facturas de energía, como un modo de mitigar la pobreza, mejorar la calidad de vida y empoderar las familias a administrar sus consumos de manera sostenible. Al mismo tiempo, se contribuye a reducir los gastos del Estado en subsidios en energía y mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Al final de este artículo se discuten varias medidas de bajo costo, para lograr un uso más racional y eficiente de acondicionamiento térmico de interiores.

Palabras clave: *consumo energético, consumo energético doméstico, eficiencia energética, calidad de vida, consumo energético sostenible, gases de efecto invernadero, acondicionamiento térmico.*

ABSTRACT

This work aims to study how energy consumption is composed or distributed in Argentina's homes. It uses a methodology that combines an analysis of global consumption, obtained from the reports of official entities and distributors, with the detailed analysis of the consumption of a group of 200 domestic residences in the region of GBA and CABA, including low and middle social groups families. The analysis results indicate that in the residential sector there are from 6 to 7 most important consumptions that constitute 85% of household consumptions, which in this study are called consumptions keys. The relevance of this observation is that in order to reduce and make consumption more efficient in this sector, it is possible to concentrate on this relatively small group of services, and it is possible to reduce them with simple measures of low or medium cost. In addition, it opens the possibility to generate programs to promote the efficient and rational use of energy to reduce the energy bills amount, as a way to alleviate poverty, improve quality of life and empower families to manage their consumption in a sustainable way. At the same time, it contributes to reducing State spending on energy subsidies and mitigating greenhouse gas emissions. At the end of this article, discuss various low-cost measures, to achieve a more rational use and efficient indoor thermal conditioning.

Keywords: *energy consumption, domestic energy consumption, energy efficiency, quality of life, sustainable energy consumption, greenhouse gases, thermal conditioning..*

Anatomía del consumo residencial argentino.
Uso racional y eficiente del acondicionamiento térmico de viviendas

Raúl Zavalía Lagos[1] • Leila Mora Iannelli[2,3] • Salvador Gil[2]

Introducción

Los servicios energéticos tienen un impacto importante en el presupuesto de las familias, en particular en aquellas de recursos económicos medios y bajos. Por ello, resulta útil conocer cómo las familias usan la energía, para poder administrar y hacer un uso racional y eficiente de ella. Gestionar adecuadamente el uso de la energía evita sobresaltos a la hora de recibir las facturas de electricidad y de gas. Para poder administrar el uso de la energía, es necesario conocer cómo se la utiliza en nuestros hogares.

En este informe se realiza un análisis de los consumos domésticos en Argentina, y más especialmente de la región del Gran Buenos Aires (GBA) que incluye la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y conurbano bonaerense. Para estudiar y caracterizar los consumos se utilizó una metodología mixta:

- Análisis *TopDown,* es decir basado en datos estadísticos globales de consumos residenciales, disponibles a partir de bases de datos de la Secretaría de Energía de la Nación, (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020) ENARGAS, (ENARGAS, 2022) distribuidoras, (Sensini

1 Fundación Provienda Social (FPVS) – Buenos Aires Argentina.

2 Escuela de Ciencia y Tecnología de la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), Buenos Aires, Argentina.

3 Gerencia de Distribución del Ente Nacional Regular del Gas (ENARGAS). Buenos Aires Argentina.

& et, 2018), etc. (Estadísticas económicas Ciudad de Buenos Aires, 2014).

- Análisis *BottomUp*, aquí se estudian los consumos detallados de muestras representativas de viviendas individuales, donde se realizaron auditorías detalladas de los consumos de los distintos artefactos que se encuentran en ellas. Ver Apéndice.

Combinando ambos análisis se pudo lograr una "*radiografía*" de los consumos domésticos en esta región de Argentina. (Gastiarena & Otros, 2017) Cabe destacar que en el análisis *Bottom Up*, se analizaron muestras de familias de extracción social media, familias con hijos universitarios y un grupo de familias de barrios de bajos ingresos (Cuartel V-Moreno y Villa la Lata de Pilar, Prov. De Buenos Aires). (FPVS-EDENOR, 2019)

Por último, se analizan también los consumos en un conjunto de unas 250 viviendas, donde se instalaron medidores de consumo de gas que registraban dichos consumos en forma horaria. Con esta información, se logró obtener una "radiografía" muy detallada de las características del consumo residencial del GBA.

Análisis Top-Down

A partir de los Balances Energéticos Nacionales (BEN) (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020) es posible conocer cómo se usa la energía secundaria en Argentina. En el año 2018, el sector residencial fue responsable del 25% de la energía consumida en el país. El gas natural distribuido por red (GN-red) aportaba a este sector el 62,8% de esa energía, la electricidad el 27,3% y el Gas Licuado de Petróleo o GLP 8,6%. El GLP se comercializa como gas envasado en garrafas, tubos o a granel en tanques Zeppelin. La proporción de consumo de los diversos insumos energéticos en los hogares no es proporcional al número de usuarios que los usan.

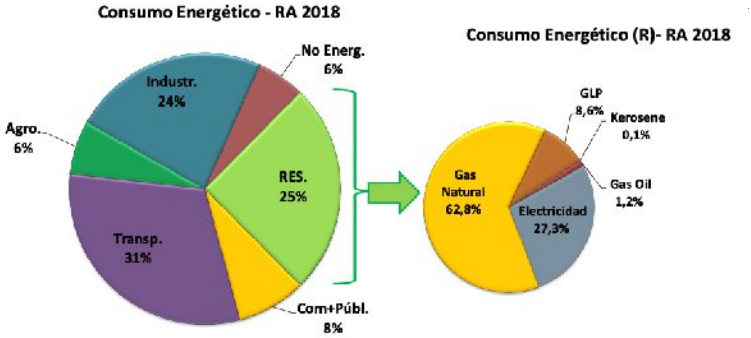


Figura 1. A la izquierda, distribución del consumo energético final en Argentina. "Transp." se refiere al consumo de transporte, "RES." es el consumo residencial, "Com+ Públ." es el consumo comercial y de edificios públicos, "Industr." es el consumo industrial, "Agro." es correspondiente al uso agropecuario y "No Energ." es el uso de combustibles como materia prima de manufacturas. A la derecha, composición del consumo energético residencial en 2018, en Argentina. Fuente: Elaboración propia con datos de Balance Energético Nacional (BEN). (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020)

	Millones de Habitantes
GN_red	27
GLP	15,8
Electr.	0,32
Leña	1,05
Otro	0,05
Total	**44,22**

Figura 2. Combustibles usados en Argentina para la cocción en el año 2018 (gráfico de torta). La tabla de la izquierda indica el número de habitantes que depende de los distintos combustibles para cocinar deducido de los datos del INDEC. (INDEC, 2010)

En la Figura 2 se muestran los combustibles que, según el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC), (INDEC, 2010) usan las familias para cocinar en Argentina. Según este relevamiento el número de usuarios de GLP es el 59% de aquellos de Gas Natural (GN) por redes. Sin embargo, el consumo de GN 7,3 veces mayor que el consumo de GLP en este mismo sector. Esto se debe a que los usuarios de GLP y sobre todo de leña, provienen de sectores socioeconómicos más bajos que

los usuarios de GN y su consumo por hogar es mucho menor que el consumo de GN.

Por su parte, el 98% de los hogares argentinos dispone de acceso a los servicios eléctricos y cerca del 61% de los hogares están conectados a las redes de GN. Sin embargo, el consumo de electricidad en este sector es solo el 38% del consumo de gas (GLP y GN combinado). Este hecho, está asociado, como veremos, a que los hogares argentinos son más gas-intensivos que electro-intensivos.

Anatomía del Consumo Residencial de GN por redes.

El Gas Natural (GN) constituye el principal componente de la matriz energética nacional, aportando más del 50% de la energía primaria del país (Ministerio de Energía y Minería, n.d.). Alrededor del 27% del gas se distribuye a través de redes a los usuarios residenciales. La Figura 3 muestra datos típicos obtenidos de un análisis *Top-Down*, a partir de los datos de consumos publicados por ENARGAS. (ENARGAS, 2022) En esta figura se observa la variación del *consumo específico* (es decir el consumo por usuario[4]) residencial medio de Argentina a lo largo de un año. Los datos mostrados en esta figura son el promedio de los consumos residenciales específicos de los años 2010 al 2018. En los meses de verano (enero, febrero y diciembre) el consumo se reduce, en gran parte de Argentina, a lo que se conoce como el *consumo base*, es decir el consumo de gas usado en cocción y calentamiento de agua, área verde en la Figura 1. Como se ve, esta separación puede realizarse de manera simple, ya que la variación del consumo base es relativamente suave con la temperatura. La abultada joroba amarilla de los meses de invierno corresponde al consumo de calefacción y en promedio es del orden del 56% (±4%) del consumo residencial de gas. Claramente esta proporción puede cambiar según la rigurosidad de los inviernos.

4 Aquí “usuario”, se refiere a una vivienda con medidor. En Argentina, en promedio, hay unas 3,2 personas por vivienda.

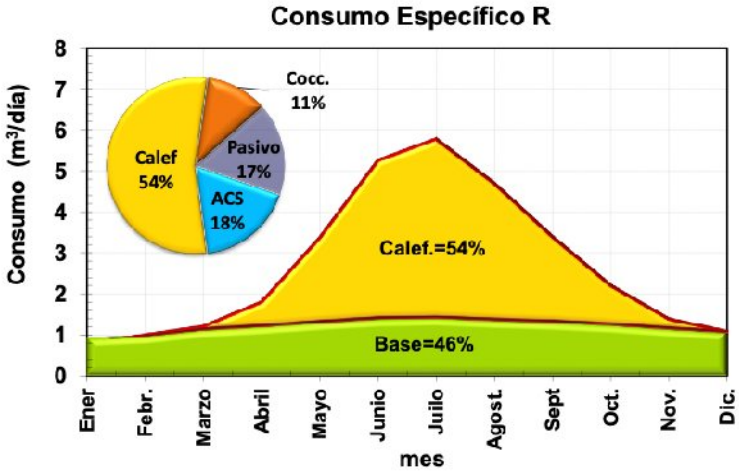


Figura 3. Variación de los consumos específicos residenciales de gas como función de los meses del año. Los datos ilustrados aquí son el promedio de los años 2010 al 2018 para la región centro-norte de Argentina. El diagrama de torta inserto en la parte superior izquierda muestra cómo se distribuye el consumo de gas residencial entre sus distintos usos. Los consumos pasivos, se refieren a los consumos de mantenimiento de termotanque y pilotos de calefones asociados a los sistemas de calentamiento de agua. El consumo de gas para agua caliente sanitaria (ACS) es la suma del calentamiento de agua propiamente dicho y de los consumos pasivos, es decir es del 34%. Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS. (ENARGAS, 2022)

Por su parte, el consumo en cocción puede obtenerse del análisis de los datos de consumo de edificios que tienen servicios de calefacción y calentamiento de agua centrales. En este caso, el consumo de las unidades o departamentos individuales está asociado a los consumos de cocción principalmente. Dado que en el país hay muchos edificios y cada uno de ellos con decenas de unidades habitacionales, con estas características, este estudio puede realizase en forma muy confiable, ya que las distribuidoras disponen por lo general del registro de estos consumos por más de una década.

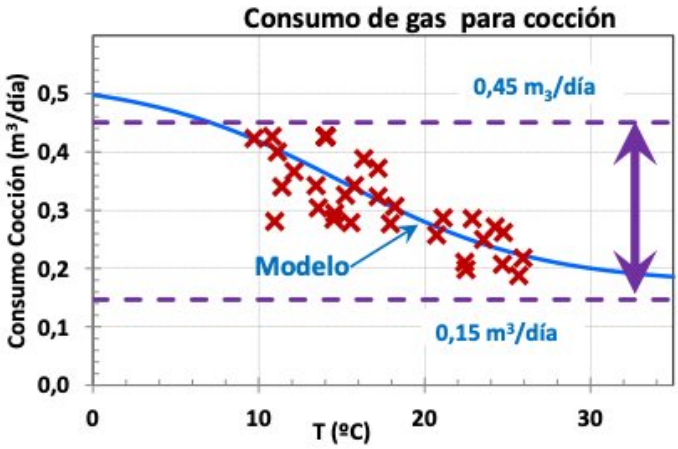


Figura 4. Consumo de gas para cocción. Datos obtenidos de edificios de CABA con servicios centrales. El consumo promedio de gas para cocción es de 0,3 ±0,15 m3/día. Este consumo es consistente con un uso diario de hornallas medianas de 80 min y de 15 min de horno. Fuente: elaboración propia en base a datos suministrados por METROGAS.

En la Figura 4 se muestran los consumos en función de la temperatura. Como puede observarse, el consumo para la cocción es también dependiente de la temperatura, aumentando en los días fríos. Este comportamiento refleja la característica que las personas tendemos a comer comidas más livianas y con menor grado de cocción en los días calurosos que en los días fríos. Los consumos asociados a la cocción son aproximadamente similares para todos los sectores sociales. El consumo en cocción es 0,30±0,12 m³/día, equivalente a unos 3,2 kWh/día y puede considerarse representativo de toda la región centro-norte de Argentina con una variación con la temperatura, como se muestra en la Figura 4. Dado que el promedio de personas por vivienda es del orden de 3,2, el consumo medio para la cocción por persona es del orden de 0,10±0,01 m³/día~1,1±0,1 kWh/día por persona si usan gas para cocinar. Si tenemos en cuenta que las cocinas a gas, sobre las que se obtuvieron estos datos, tienen una eficiencia media del 50%, (Sensini & et, 2018) podemos decir que la energía neta per cápita usada en la cocción en la zona central de Argentina es de ~0,55 ±0,07 kWh/día por persona.

Otro consumo muy prevalente en el país son los consumos pasivos de los equipos de calentamiento de agua de los hogares. Casi todos los equipos de este tipo que se usan en Argentina tienen una llama piloto encendida en forma permanente. Además, los equipos de acumulación de agua caliente o termotanques tienen un consumo de gas aún superior al de los pilotos. Esto se debe a que aun sin consumo de agua caliente, el quemador se enciende periódicamente para mantener la temperatura del agua en su interior. Estos consumos pasivos ocurren las 24 horas, se use o no agua caliente. Los consumos pasivos de los pilotos de los calefones son del orden del 0,5 m^3/día y el de los termotanques varía entre 0,5 a 0,75 m^3/día. (Bezzo & y Otros, 2013), (Iannelli & et, Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos., 2016) Dado que hay además, algunos usuarios que no tienen equipo de agua caliente o lo tienen centralizado, desde un punto de vista global (Análisis *Top-Down*) el consumo pasivo se puede estimar en 0,45 m^3/día, promedio por usuario. Sustrayendo al consumo base, obtenido de la Figura 3, el consumo de cocción y el pasivo, como se indica en la Figura 5, se puede estimar el consumo de gas destinado a calentar el agua propiamente. Sin embargo, dado que el consumo pasivo está asociado al del equipo de Agua Caliente Sanitaria (ACS), al computar este consumo lo sumamos, como se ve en la Figura 5. Es así, como el consumo destinado a ACS resulta ~35% ±5%. Esto se hace tomando el consumo de edificios que solo tienen provisión de agua caliente central para todo el consorcio y se prorratea por las distintas unidades. Pero en forma más simple y directa, se pueden tomar los consumos específicos de los meses de verano como representativos de los consumos de cocción y ACS. Sustrayendo los consumos de cocción, obtenemos los consumos de ACS. Esto se ilustra en la Figura 5. En el caso de los sistemas de calentamiento de agua, es importante destacar el rol de los consumos pasivos. Obsérvese que estos consumos son en general mayores que la energía que se precisaría para calentar todo el volumen de agua caliente sanitaria que una familia típica usa en Argentina, unos 150±10 litros por día, equivalente a *50±6 litros/día x persona*. Para llevar esta masa de agua desde la temperatura ambiente (17°C) a la temperatura de confort de unos 42°C se requiere de 0,5 m^3/día.

Consumo		m^3/día	m^3/año	kWh/año
Base	Cocción	0,30	110	1.183
	Cal. Agua	0,47	171	1.851
	Pasivo	0,45	164	1.774
Calefacción		1,45	529	5.718
Total		2,67	975	10.525

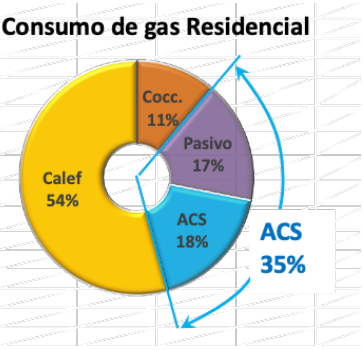


Figura 5.Izquierda, distribución de los consumos específicos residenciales de gas para usuarios de la región Centro-Norte de Argentina, obtenida de un análisis *Top-Down* a partir de datos de ENARGAS. (ENARGAS, 2022) (ENARGAS, 2022) Derecha, distribución del consumo de gas en el sector residencial. El consumo medio de gas total en esta región (base más calefacción) es de 975 m3/año y equivale a 10.525 kWh/año. Fuente: Elaboración propia con datos de ENARGAS. (ENARGAS, 2022).

Un segundo análisis complementario del descripto previamente se puede obtener de un análisis *Bottom-Up*, es decir, a partir de un estudio minucioso de los consumos individuales en un conjunto de viviendas que fueron estudiadas con la metodología descripta de la Ref. (Iannelli & Gil, ¿Cómo hacer un diagnóstico de los consumos a partir de la factura y reducir los gastos de gas?, 2019) y sintetizada en el Apéndice. Es interesante destacar que ambas aproximaciones, el *Top-Down* y *Bottom-Up,* brindan resultados coincidentes, lo cual refuerza nuestra confianza en lo que se muestra en la Figura 5.

El calentamiento de agua sanitaria es el segundo consumo en importancia en el sector residencial, y muy posiblemente en el comercial también. Representa aproximadamente el 35% ±5%. del total del consumo de gas en las viviendas. Es decir, para el calentamiento de agua sanitaria se emplea casi el 10% de la energía consumida en Argentina.

Un hecho importante de señalar es que actualmente existen en el mercado local calefones Clase A, que tienen encendido electrónico y, por lo tanto, eliminan el consumo pasivo de los pilotos. Los calefones y termotanques a gas clase A actuales podrían generar ahorros cercanos al 50% en el calentamiento de agua, o sea entre un 15% y 18% en el consumo residencial de gas. (S.Gil, 2014)

Anatomía del Consumo Eléctrico

El siguiente análisis se basa en una combinación de datos estadísticos globales del consumo eléctrico de Argentina (Top-Down) y mediciones individuales más exhaustivas realizadas en una muestra de cerca de 200 viviendas de CABA y GBA (Bottom-Up). A partir de estos análisis (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020) (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020), (Estadísticas económicas Ciudad de Buenos Aires, 2014) se pudieron obtener los resultados mostrados en las Figuras 6 y 7, tomando como base los valores de los consumos a nivel nacional proporcionados por los Balances Energéticos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020) (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020) y las estadísticas económicas del Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires. (Estadísticas económicas Ciudad de Buenos Aires, 2014) Como se ve en la Figura 6, el consumo específico de electricidad del GBA es unos 4,5±0,5 MWh/año y el de Argentina 3,4±0,2 MWh/año. Como se indicó en la Figura 5, el consumo especifico de gas es de 10,5 MWh/año. Vemos que en promedio el consumo de gas es un factor 3 mayor que el consumo eléctrico residencial a nivel nacional, pero 2,3 veces en el GBA, para el año 2018.

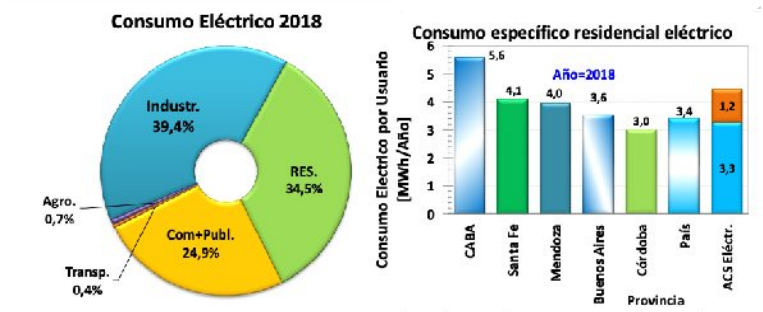


Figura 6. A la izquierda, se ilustra la distribución del consumo eléctrico entre los distintos sectores de consumo para el año 2018. (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020) (BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación, 2020) A la derecha se muestran los consumos eléctricos residenciales promedio para las principales ciudades de Argentina para el mismo año. Elaboración propia con datos de (Estadísticas económicas Ciudad de Buenos Aires, 2014)

Sector social medio

Para analizar la distribución de consumos eléctricos, se realizó un estudio exhaustivo de unas 96 viviendas, pertenecientes a estudiantes de la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) que participaron voluntariamente en este estudio. La metodología usada se discute en el Apéndice A (OWL, s.f.). La característica básica de esta muestra es que todas las viviendas estudiadas, tienen acceso a gas natural por redes. Por los que hay un reparto entre la prestación de algunos servicios domésticos, usando ambos insumos energéticos. Además, todas estas familias tienen la característica de tener hijos o parientes estudiando en la UNSAM.

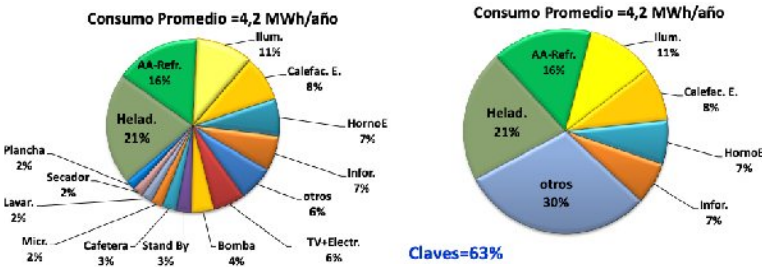


Figura 7. Consumo eléctrico residencial medido en una muestra de 96 viviendas de voluntarios de la UNSAM de nivel socioeconómico medio en la región de CABA y GBA. AA-Ref. corresponde a refrigeración con aire Acondicionado. Calefac. E. significa calefacción eléctrica. La figura de la derecha es similar a la de la izquierda, sólo que en esta se destacan los principales consumos eléctricos que constituyen el 70% del total, los cinco mayores consumos, contabilizan el 63% del total. El consumo específico de electricidad en esta muestra del GBA es de 4,2 MWh/año, coincidente con el promedio del consumo de CABA y Buenos Aires de la Figura 6. Elaboración propia con datos de (Gastiarena & Otros, 2017).

El consumo medio de la muestra fue de 4,2MWh/año, que es comparable con los consumos medio de CABA y Buenos Aires, de 4,5 MWh/año. Esto sugiere que la muestra utilizada es consistente con el comportamiento promedio de esta región del país. Como se desprende de la Figura 7, el consumo eléctrico más importante en las viviendas de esta zona es el de las heladeras, representando un 21±4% del consumo total eléctrico. En segundo lugar, aparece el aire acondicionado para refrigeración (AA Refrigeración) con 16% y en tercer lugar la iluminación con 11% del total. Este consumo de iluminación residencial resulta

considerablemente inferior a los registrados por otros autores en el pasado, (Tanides, 2006) lo cual es comprensible, dado que el estudio realizado por los autores de referencia se realizó en 2006, cuando las lámparas dominantes eran las incandescentes, previo a su prohibición ocurrida en 2010.

Consumos Energéticos Claves

En los hogares argentinos y de muchos países, excluyendo la energía usada en el transporte, los principales consumos en las viviendas son los asociados al acondicionamiento térmico (calefacción y aire acondicionado), ACS+Piloto, cocción, heladera e iluminación. En la Figura 8, se ilustran los principales consumos energéticos de una vivienda media del GBA y posiblemente de la región central y norte de Argentina, en el año 2020. A este modelo de consumo lo designamos como vivienda típica o vivienda BAU (sigla para designar *Business As Usual*). En la Tabla 1, se indican los consumos medios obtenidos de la muestra de 96 viviendas estudiadas.

Los servicios de calefacción y calentamiento de agua (incluyendo los pasivos) constituyen más del 67% de los consumos energéticos de una vivienda típica del GBA; si se agregan los servicios cocción, heladera, iluminación y refrigeración (aire acondicionado), representan el 88%. A estos 7 servicios energéticos, los designamos consumos claves. En la Tabla 1, son los destacados con el sombreado celeste.

Un hecho notable, es que si en este conjunto de 7 consumos claves, se toman medidas de Uso Racional y Eficiente de la Energía (UREE), es decir se busca obtener los mismos beneficios y servicios energéticos, usando racionalmente estos servicios, con equipos más eficientes, se obtienen los consumos indicados en la cuarta columna de la Tabla 1. Como se ve, se logra una reducción del consumo en un factor próximo a 2 (55% de ahorro).

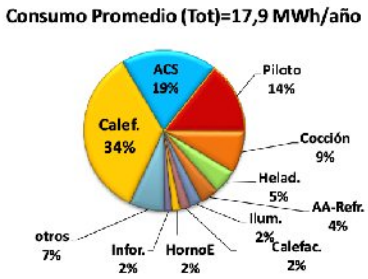


Figura 8. Consumo energético (electricidad y gas) en el sector residencial medido en una muestra de 96 viviendas en los años 2018-2020. A este modelo de consumo lo designamos como consumo BAU. Los valores de estos consumos se indican en la Tabla 1. Para una vivienda promedio, conectada a la red de gas natural, en promedio el 23% del consumo energético es eléctrico y el 77% es de gas. Elaboración propia con datos de (Gastiarena & Otros, 2017).

Tabla 1. Consumos eléctricos residenciales típicos de distintos artefactos en el GBA. La tercera columna indica los consumos medios (BAU) registrados en el estudio de 86 viviendas. En la columna 4, se indican los consumos que se podrían lograr haciendo un uso racional y eficiente de la energía. Nótese que en las viviendas hay un conjunto de 6 ó 7 *consumos claves*, indicados por el fondo celeste, que contabilizan el 88% del consumo doméstico.

Servicio Energético	Promedio	Promedio	Eficiente	Claves Ef.	
	KWh/año	%	KWh/año	%	Claves
Calefacción	6.184	34%	3.412	42%	Consumos Claves
ACS	3.462	19%	2.218	27%	
Pasivo	2.572	14%	0	0%	
Cocción	1.524	8%	1.066	13%	
Heladera	875	5%	320	4%	
AA-Refrigeración	670	4%	194	2%	
Iluminación	445	2%	100	1%	
Calefacción Eléctrica	359	2%	103	1%	
Horno Eléctrico	293	2%	138	2%	
Informática	277	2%	132	2%	
Otros	1.271	7%	510	6%	
Electricidad (MWh/año)	4,2	23%	1,5	18%	
Gas (MWh/año)	13,7	77%	6,7	82%	
Total (MWh/año)	17,9	100%	8,2	100%	
Gas (m3/año)	1.272		620		

Sector social de bajos recursos

Una segunda evaluación de consumo se realizó en una muestra de 102 familias de dos barrios de bajos recursos de las localidades de: a) Pilar, Villa Rosa y b) Cuartel V de Moreno, ambos barrios pertenecen al GBA. Para este estudio, contamos con la colaboración de la Fundación Pro Vivienda Social (FPVS). (Wikipedia, 2020) Este es un programa de cooperación de la UNSAM con referentes barriales de la FPVS que comenzó a fines de 2018. A través de este programa, la UNSAM brinda capacitación a los miembros de la FPVS para que puedan realizar auditorías en el barrio de viviendas de bajos recursos. El objetivo de este programa es contribuir a que estas familias puedan hacer un uso más eficiente y racional de la energía para reducir sus consumos, y así reducir el impacto de estas facturas en sus presupuestos. Asimismo, contribuir a mitigar la pobreza y mejorar la calidad de vida de estas familias, y empoderarlas para que puedan administrar sus consumos de energía de manera sostenible. En la Figura 9 se observan los resultados de las auditorías eléctricas en esta muestra.

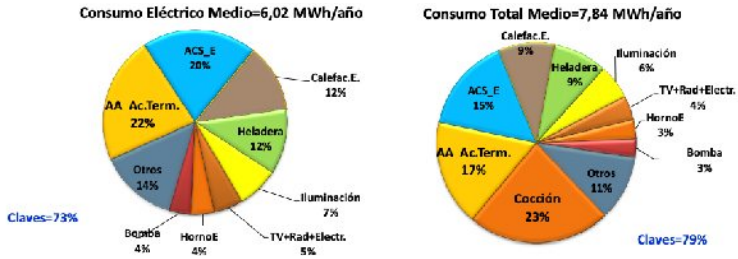


Figura 9. Consumo eléctrico residencial promedio de una muestra de 102 viviendas de hogares de ingresos medios y bajos, sin acceso al servicio de gas por red. El calentamiento de agua se hace principalmente con electricidad. La notación TV+Rad+Electr. indica artefactos de televisión, radio y electrónica. A la derecha se muestran todos los consumos, incluyendo la cocción usando garrafas y electricidad. Los consumos claves constituyen el 79% del total. A la izquierda, se muestran exclusivamente los consumos eléctricos, donde los consumos claves son el 73% del total eléctrico. Elaboración propia con datos de (Zavalia Lagos & Otros, 2020).

En este grupo social se observa que hay un conjunto relativamente pequeño de consumos hogareños, los consumos claves que contabilizan el 73% del consumo residencial. Estos consumos son: cocción, acondicionamiento térmico de interiores

(calefacción y refrigeración), ACS, calefactores eléctricos, heladeras e iluminación. En toda la muestra estudiada en este sector social la cocción se realizaba con gas envasado (Gas Licuado de Petróleo - GLP), con lo que los consumos claves eléctricos son los antes mencionados, excepto por la cocción.

Se observa que el consumo medio de los hogares de bajos recursos es del orden de 8±3 MWh/año, en comparación con 18±5 MWh/año de los sectores medios y altos, Figura 8. Sin embargo, el consumo eléctrico del sector de bajos recursos, es de 6 MWh/año, en lugar de 4,2 MWh/año del sector de ingreso medio alto, Figura 6. Este incremento en el consumo eléctrico es compresible, ya que es el único insumo energético del que disponen. Además, es claro que muchos servicios energéticos de los que disponen son en general insuficientes e ineficientes, como sugiere su consumo total, menos de la mitad del aquel de las familias de ingresos medios y altos.

Este análisis muestra que el principal consumo eléctrico en las familias de bajos recursos, sin acceso al gas natural por redes, es el acondicionamiento térmico (AA) y el Agua Caliente Sanitaria (ACS), seguido de la calefacción eléctrica, heladera e iluminación.

Si se separan en cuatro cuartiles los consumos eléctricos de los hogares de extracción socioeconómico bajo, se ve que el consumo medio de cada cuartil es bien diferente (Figura 10).

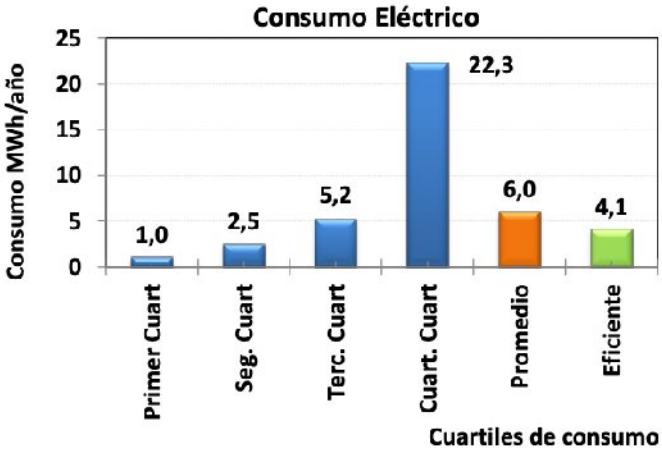


Figura 10 Distribución del consumo específico eléctrico residencial calculado a partir de una muestra de 99 viviendas, separado en cuatro cuartiles según su consumo total eléctrico. Las primeras 4 barras corresponden a los cuatro cuartiles de consumo. La quinta barra (naranja) es el consumo promedio de la muestra coincidente con los valores ilustrados en la Figura 9, derecha. La última representa el consumo estimado para un usuario que hace un uso eficiente de los recursos; como se ve estas medidas reducirían el consumo en un 30%. Elaboración propia con datos de (Zavalia Lagos & Otros, 2020).

Un hecho notable del análisis de la Figura 10 es la gran dispersión de los consumos. El consumo medio del cuarto cuartil es 22 veces mayor que el del primero, aun cuando el número medio de habitantes por vivienda es similar.

Tomando en cuenta los valores de referencia de consumos para cada tipo de vivienda, y los consumos de una vivienda eficiente, los referentes energéticos barriales pueden saber dónde aplicar medidas de eficiencia energética y asesorar a los vecinos para que bajen sus consumos, sin perder calidad de vida. De este modo además de beneficiar al vecino, reduciendo sus consumos y gastos, el Estado disminuye su presupuesto en subsidios energéticos, y cuida el ambiente, al reducirse las emisiones de gases de efecto de invernadero. De esta manera se contribuye a la sostenibilidad energética.

Un análisis de los datos recogidos muestra que aplicando medidas de uso racional y eficiencia energética es posible reducir los consumos de muchas familias de estos barrios en valores cercanos al 45%, optimizando los consumos claves. Con reducciones de consumos de este orden los costos de sus facturas pueden reducirse un factor cercano a 3, ya que, al reducir

el consumo de un hogar, el usuario pasa a otra categoría, que tiene un costo fijo y costo de la energía menor.

Consumo de calefacción y refrigeración

Para describir la necesidad de calefacción en una dada localidad, resulta útil introducir el concepto de *Déficit Grado Día.* En general la demanda de energía para el acondicionamiento térmico de un recinto cerrado (casa, habitación, etc.) depende de la diferencia de temperatura del interior y el exterior. Hay gran consenso en que la temperatura de confort humano se encuentra en el rango de 18ºC a 25ºC. Por tal razón es usual definir la temperatura de referencia invernal T_{ref} =18ºC. A la diferencia ($DGD_{(día)} = (T_{ref} - T_{ef})$) la llamamos *Deficiencia Grado Día o Déficit Grado Día*. También es útil definir *Deficiencia Grado Día Anual* ($DGD_{(año)}$) como:

$$DGD_{año} = \sum_{i}^{año} \left[T_{ref} - T_{ex}(i)\right]_{(T_{ref} > T_{ex}(i))}$$

Varios estudios indican que el consumo de energía para calefacción depende del *DGD* y es válida para todas las ciudades y regiones de Argentina. En forma análoga, el consumo de refrigeración depende del parámetro análogo, el Exceso Grado Día (EGD),

$$EGD_{año} = \sum_{i}^{año} \left[T_{ex}(i) - T_{ref}\right]_{(T_{ref} < T_{ex}(i))}$$

Para la refrigeración se toma como temperatura de referencia estival T_{ref} =25ºC. Gráficamente, el valor del EGD viene representado por el área verde de la Figura 11.

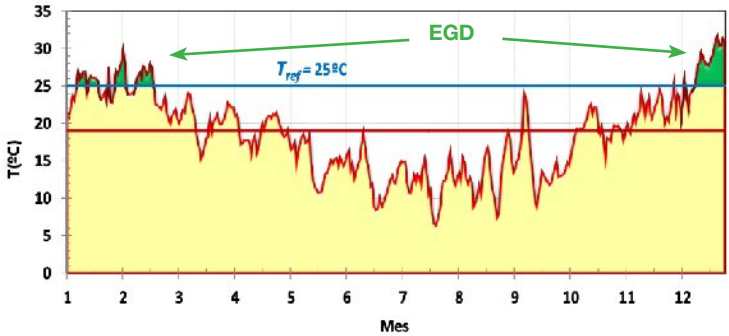


Figura 11. Representación de la temperatura media diaria a la largo de un año, la línea horizontal, representa la temperatura de referencia, $T_{ref} \approx 25$ ºC, el EGD (año) viene dada por el área sombreada en verde de este gráfico. Estos datos corresponden a la región del GBA. Elaboración propia con datos de (Zavalia Lagos & Otros, 2020) Elaboración propia.

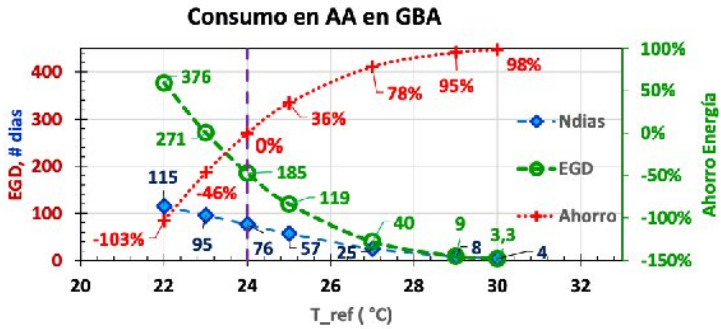


Figura 12. Variación del EGD como funcion de la temperatura de referencia (Tref), símbolos circulares y líneas de trazos verdes. Los rombos azules, referidos al eje vertical izquierdo, indican el número de días al año en que la temperatura media diaria supera la temperatura de referencia. Las cruces rojas, referidas al eje vertical derecho, indican los niveles de ahorro en energía, variando la temperatura de referecia a la cual se encienden los acondicionadores de aire. Se toma como referencia para estimar los ahorros el valor de $T_{ref} \approx 24$ ºC. Fuente: Elaboración propia.

Como muestra la Figura 12, el valor del EGD varía fuertemente con el valor de la T_{ref}. Que correspondería la temperatura a la cual se comienza a encender la refrigeración. En esta figura se indican también los días al año en los que se necesita refrigeración y los potenciales ahorros de energía que pueden lograrse aumentando el umbral al cual se comienza a encender la refrigeración. Asimismo, la temperatura del termostato a la cual se

ajusta la temperatura interior tiene mucha importancia, por lo que es aconsejable usar la temperatura de regulación interior: $T_{int} \approx 25$ºC (o mejor 26ºC) en verano y $T_{int} \approx 19$ºC en invierno.

Los resultados mostrados en la Figura 12 justifican la estrategia de usar en verano un ventilador, cuando la temperatura sea es inferior a 30ºC y el aire acondicionado cuando la temperatura supera 30ºC. Dado que un ventilador en general tiene un consumo del orden de 1/10 de un Aire Acondicionado, con los cual podrían alcanzarse valores de ahorro en refrigeración cercanos al 80 % o 90 % en la zona central de Argentina, sin perder condiciones de confort. Otra alternativa muy buena, para días en que las temperaturas no son extremadamente calurosas ($T_{ext} < 30$ºC), es utilizar un climatizador evaporativo, que en esencia son ventiladores con una rejilla por la que circula agua, que con el flujo de aire, se evapora y por lo tanto enfría el aire que es forzado al exterior por el ventilador. Sus consumos energéticos son similares a un simple ventilador, (Department of Energy USA, 202), (Dutt & Thamme Gowda, 2015) es decir un décimo de un aire acondicionado típico. Estos equipos son particularmente adecuados para climas secos, como gran parte del centro y noroeste de Argentina, pero aún en Buenos Aires o Santa Fe funcionan muy bien. Además, pueden funcionar en el exterior como en el interior de una vivienda, el salto térmico que producen oscila entre unos 2ºC a 6ºC, (Department of Energy USA, 202) pero para la zona de temperatura entre 25ºC y 30ºC, es muy adecuado. Para viviendas de bajos recursos, esta característica hace que sean particularmente adecuados, ya que muchas veces esas viviendas no tienen buena aislación térmica, con lo que los aires acondicionados, además de consumir mucho, no tienen su mejor comportamiento y rendimiento.

Figura 13. Climatizador evaporativo para refrigeración. A la izquierda se ilustra su funcionamiento, por una rejilla húmeda, se fuerza con el ventilador una corriente de aire caliente de medio. El agua de la rejilla se evapora absorbiendo calor, por lo que el aire se enfría y es impulsado al exterior. Así se genera un flujo de aire algunos grados más fríos que el entrante. Muy adecuado para climas de humedad relativa baja (secos). Fuente: Elaboración propia.

A nivel individual, es decir a un nivel de familia, es clara la ventaja de usar estas pautas de uso racional de la energía en refrigeración; o sea usar ventiladores o climatizadores evaporativos para temperaturas inferiores a 30ºC, por su impacto en las facturas de energía.

A nivel nacional y global estos ahorros son importantes y significativos como se ve en la Figura 14. El incremento de demanda por el incremento de 1ºC, es de 340 MW/*ºC.* Esto es equivalente a encender una central eléctrica como Atucha I por cada grado de incremento de temperatura por encima de los 23*ºC*.

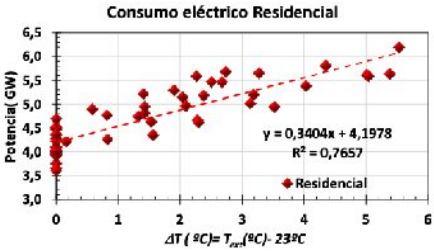


Figura 14. Variación del consumo eléctrico (potencia demandada) residencial nacional con la variación de temperatura. Aquí el exceso de temperatura se tomó respecto de T_{ext}=23ºC, es decir ΔT=Text-23ºC. Como se ve, el incremento de demanda por el incremento de 1ºC, pendiente de la recta de ajuste, es de 340 MW/ ºC. O sea equivalente a la potencia de una central eléctrica como Atucha I por cada grado de incremento de temperatura. Fuente de datos: CAMMESA (CAMMESA, 2022).

Claramente, medidas de eficiencia en el uso de la refrigeración, como las mencionadas anteriormente, tendrían una ventaja muy significativa para asegurar el suministro eléctrico en los días más calurosos cuando la demanda es mayor. Asimismo, como una fracción importante de la demanda residencial es subsidiada por el estado, una reducción en el consumo de las familias sería de mucho interés para el erario. Desde luego, las reducciones en las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) también serían muy significativas.

Cómo racionalizar y eficientizar los consumos energéticos

Para logar ahorros en energía, se requiere en primer lugar racionalizar el uso de la calefacción, el ACS, la heladera, la iluminación y el uso de AA.

Desde luego, con un diseño apropiado y mejoras en la envolvente, es decir en las características de la aislación térmica de la pared, techos y aberturas, es posible reducir notablemente los consumos de acondicionamiento térmico. (Carrizo & Otros, 2019)

Sin embargo, con medidas mucho menos ambiciosas y de menor costo, es posible reducir los consumos de la vivienda seleccionando adecuadamente *los consumos claves, y racionalizando los consumos.* Comenzando por los más simples y de menor costo:

- Reemplace las lámparas de mayor uso, por lámparas LED. En general en toda vivienda hay un conjunto de 4 o 5 lámparas que usualmente se mantienen encendidas varias horas al día. Esas son las lámparas que se deben reemplazar en primer lugar, estén funcionando o no, en particular si son incandescentes. Estas lámparas son fáciles de identificar, pues se calientan cuando se encienden. Si se nota que una luminaria genera calor, es una buena indicación que se debe reemplazar por otra LED.
- Si tiene persianas de madera o plástico en las ventanas, es importante cerrarlas en las noches de invierno. Lo mismo si se dispone de cortinas. Esto evita que las habitaciones se enfríen. Igualmente es importante usar burletes en ventanas y puertas para evitar filtraciones de aire. No dejar encendida la calefacción toda la noche. Si aísla bien la habitación, el calor generado en unas 2 o 3 horas antes de acostase, debería ser suficiente para dormir confortablemente con una buena frazada. De esta

manera, puede reducir las horas de calefacción. De igual manera, es importante no sobre-calefaccionar los ambientes, una buena costumbre consiste en usar termómetro y regular la intensidad de la estufa de modo que la temperatura del ambiente no supere 20°C en invierno.

- En el caso de la cocción, el horno consume como tres hornallas. Ser moderado en su uso. Considerar el uso de ollas térmicas u ollas brujas, (Lorenzo & Gil, 2018) pueden ahorrar más de 50% en cocción, además de preservar mejor los nutrientes de los alimentos.
- Las mejoras en la aislación de la vivienda y aberturas también reducirían los consumos de aire acondicionado (AA) en verano. En esta estación, evitar que el sol entre de día en forma directa a las habitaciones por las ventanas. Para ello es conveniente usar cortinas o aleros. La idea de los aleros, sobre todo en las ventanas que están orientadas al norte, es evitar que el sol entre en forma directa en los meses de verano y cerca del mediodía. Asimismo, es importante mantener la temperatura de refrigeración interior en verano a 25°C. Si la temperatura es inferior a 30°C, usar un ventilador o un climatizador evaporativo, ambos equipos pueden proveer confort, usando un décimo de la energía de un AA. Usar los AA sólo cuando no tenga otra alternativa y por tiempos cortos. Como vimos esta estrategia podría aportar ahorros del orden del 80% en refrigeración.
- Si debe cambiar su sistema de ACS, adquirir siempre un equipo con etiqueta A en eficiencia, que minimice o elimine los consumos pasivos (pilotos). En particular, si tiene buena presión de agua en su vivienda y puede utilizar un calefón automático sin piloto, puede reducir su consumo en ACS en cerca del 50%.
- Si puede cambiar la heladera, adquirir una clase A (o mejor A+ o A++ con Inverter) en eficiencia a energética. Observe el consumo anual de la heladera que se indica en la etiqueta. Adquiera aquella cuyo consumo anual sea inferior a 300 kWh/año. No conserve heladeras antiguas funcionando. Una heladera de 15 años consume entre 5 a 10 veces más que una moderna con etiqueta A. (Bermejo & Otros, 2018)
- Si tiene que calefaccionarse eléctricamente, evite las estufas eléctricas. Consumen muchísima energía. Es preferible usar un acondicionador frío calor. Pero sea moderado en su uso y siempre primero aísle lo mejor que pueda sus recintos.
- Con las medidas indicadas, es muy simple pasar a consumir significativamente menos energía en una vivienda, como

se indica en la cuarta columna de la Tabla 1. Si los consumos se redujeran en un factor 2, el gasto monetario en energía se reduciría en un factor mucho mayor, ya que como se indicó más arriba, al bajar los consumos se pasa a categoría de usuarios con menor cargo fijo y costo variable en la factura de electricidad y/o de gas. En la región del GBA y en CABA, una reducción de un factor 2 en el consumo de energía, puede implicar una reducción de 3,5 en los gastos de energía de las familias.

Conclusión

Una característica importante de los consumos residenciales en Argentina es que existe un número relativamente pequeño de consumos, los llamados *consumos claves*, que explican más del 80% del consumo total residencial, tanto en los sectores medios y altos como en los de bajos recursos. En los sectores socioeconómicos medios y altos, con acceso a consumo de Gas Natural (GN) por redes, los principales consumos son: la calefacción, el Agua Caliente Sanitaria (ACS) y la cocción. Luego siguen los consumos eléctricos de: heladera, aire acondicionado y la iluminación. En los sectores de bajos recursos, sin acceso al GN por redes, el principal consumo es el de cocción, que se hace en general con gas envasado (Gas Licuado de Petróleo - GLP) y luego los consumos eléctricos de: ACS, aire acondicionado, calefacción eléctrica, heladera y la iluminación. En todos los casos se observa que es posible satisfacer los servicios básicos, usando entre el 30% al 50% menos de energía con medidas simples de uso racional y el cambio de algunos artefactos claves, tal como equipos de calentamiento de agua, reemplazo de heladeras e iluminación LED.

Promover desde el estado estos cambios en el uso de la energía, sería conveniente como una forma de reducir las facturas de las familias en este rubro, de modo de aumentar sus ingresos efectivos, muy importantes para las familias de bajos recursos, y también un modo para que el estado reduzca sus gastos en subsidios de energía en el sector residencial.

Por otra parte, la promoción de cambio de equipos antiguos por nuevos más eficientes, sería un modo muy adecuado de promover un desarrollo industrial muy importante, sobre todo en tiempos como el presente en el que la industria nacional necesita reactivarse, tanto para estimular la economía en su conjunto

como para promover el empleo. Por último, una política así, además de contribuir a mitigar la pobreza, y estimular la economía, sería un modo ideal de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y alcanzar algunos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) que el país se comprometió a lograr. En esta línea, el séptimo ODS establece lo siguiente: "Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos".

Queremos agradecer a muchas personas que colaboraron en este trabajo, en particular a los estudiantes y colegas de la UNSAM que participaron como voluntarios en este estudio. A los miembros de la Fundación Pro Vivienda Social (FPVS) que realizaron las auditorías en sus barrios y a los vecinos que participaron en este estudio. Asimismo, agradecemos al ENARGAS, y a EDENOR por el apoyo brindado en diversos aspectos de este estudio.

APÉNDICE - Metodología de Auditoria Energética en una Vivienda

En esta sección se describe la metodología usada para analizar los consumos de *gas y electricidad* en una vivienda familiar. Para ello se propone combinar las mediciones de consumo de los distintos equipos que usa la familia con los datos de consumo registrados en las facturas de gas y electricidad reportados para esa vivienda por las respectivas destruidoras de estos servicios.

Consumos de Electricidad

- Instrumento de medición: para este análisis se utiliza un monitor de consumo o "Energy Monitor" para medir tanto la potencia como el consumo energético de cada uno de los artefactos eléctricos que se encuentra en estudio. Algunos modelos de monitores de consumo se muestran en la Figura 15.
- Medición general: Para algunos artefactos es suficiente medir la potencia (W), por ejemplo, lámparas, TV, Radio, Aire Acondicionado (AA), calefactor eléctrico, etc. Se registra este consumo (Potencia en Watt), el tiempo promedio en horas por día de uso del equipo en cuestión y se registra asimismo el número de días al año que en promedio se usa el artefacto. Con estos datos se obtiene una estimación de su consumo anual.

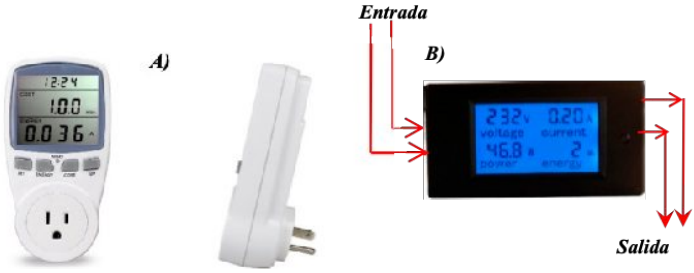


Figura 15. Monitores de consumo, A) modelo con toma incluido en el equipo y B) modelo de monitor con entrada (conectada a la red de 220 V) y salida conectada al equipo a medir. Ambos modelos permiten medir simultáneamente la tensión de línea, el consumo en W o kW, corriente y energía después de un cierto tiempo en Wh o kWh. Este tipo de equipo se consigue en Mercado libre, en Amazon, como en muchos otros proveedores.

- Medición aparatos específicos: para otros equipos es necesario medir el consumo de energía (en Wh) durante un ciclo de funcionamiento, por ejemplo, heladera, lavarropa o secarropa, termotanque eléctrico, etc. Esto se debe a que estos equipos no tienen una potencia constante de funcionamiento. Por ejemplo, una heladera, funciona de modo intermitente, se enciende o se apaga periódicamente como ilustra la Figura 16. Por lo tanto, para conocer su consumo, es necesario medir el equipo por todo un día al menos, de modo de registrar su consumo promedio diario. A la noche registra en general un consumo menor, porque en general las noches son más frescas que los días y además la puerta de la heladera no se abre ni se introducen alimentos a temperatura ambiente. Así, al medir por un día completo, se tiene un consumo más repetitivo del equipo. Luego, se multiplica el consumo diario por el número de días que el equipo está encendido al año (en general 365 días) y se obtiene una estimación de su consumo anual.

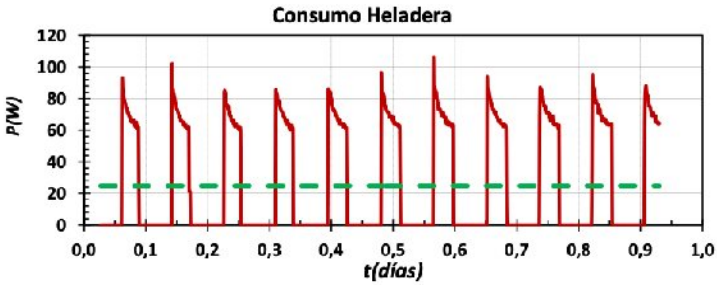


Figura 16. Variación en el tiempo del consumo de una heladera convencional, línea roja. La línea de trazos verde es el valor medio del consumo de esta heladera. Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de un termotanque eléctrico, se usa la misma metodología. En otros equipos como un lavarropa, se mide el consumo de un ciclo completo de lavado, tal como en general lo usa la familia. Luego se pregunta cuántas veces a la semana usa el lavarropa la familia, con lo cual de nuevo puede calcularse su consumo anual.

- Consumo anual estimado: con esta información, se suman los consumos anuales de cada artefacto, y se obtiene el consumo anual estimado a partir de las mediciones de consumo que denominaremos Q_medida_anual, expresado en kWh/anual.
- Consumo anual facturado: usando los datos de consumo de su factura de electricidad provista por su distribuidor eléctrico, se suman los consumos de todos los bimestres del año y se calcula el consumo anual. Algunas distribuidoras proveen el consumo bimestral promedio. En este caso multiplicando este número por 6, se tiene el consumo anual, que denominaremos Q_factura_anual, expresado en kWh/anual.
- Consistencia de los valores: por último, para lograr una consistencia entre los valores: Q_medida_anual y Q_factura_anual. Se efectúa un ajuste o varía los tiempos de usos aplicados para obtener Q_medida_anual, de modo que estos valores (Q_medida_anual y Q_factura_anual) no difieran más del 10%. Al ajustar los tiempos de usos, estos tiempos deben seguir siendo consistentes con los usos y costumbre de la familia. Por ejemplo, cuando uno indica el uso de un televisor en 2 horas al día, este valor por lo general no se conoce con tanta precisión y bien podría ser 1 o 3 horas por día.
- Distribución del consumo: una vez lograda esta consistencia entre ambos valores, (*Q_medida_anual y Q_factura_anual*), podemos decir que tenemos un conjunto de datos consistente con la vivienda analizada. Llegado a este punto, podemos realizar un gráfico de torta, indicando la distribución de los consumos de energía, como se ve en la Figuras 7 y 9. Ver también Ref. (Gastiarena & Otros, 2017).

Consumo de Gas. Análisis de las Facturas

En este caso, el análisis se basa en los datos de facturación provistos por la distribuidora para esa vivienda y un conjunto de preguntas realizadas a el o los interlocutores de la vivienda, siguiendo la metodología discutida en la Ref. (Iannelli & Gil,

¿Cómo hacer un diagnóstico de los consumos a partir de la factura y reducir los gastos de gas?, 2019)

BIBLIOGRAFÍA:

Bezzo, E., & y Otros. (2013). Eficiencia de calefones-importancia de los consumos pasivos. *Encuentro Latinoamericano de Uso Racional y Eficiente de la Energía – ELUREE 2013.* Buenos Aires.

BALANCES ENERGÉTICOS - Secretaría de Energía de la Nación. (2020). *BALANCES ENERGÉTICOS*.

Bermejo, A., & Otros. (2018). Por qué renovar la heladera, Eficiencia Energética de refrigeradores. . *Petrotecnia, LIX*(6/2018), 58-67.

CAMMESA. (2022). *CAMMESA - DEMANDA TOTAL PASO MENSUAL*. Obtenido de https://portalweb.cammesa.com/

Carrizo, S., & Otros. (2019). *Vivienda Social Sostenible* (http://biblioteca.camarco.org.ar/ ed.). Buenos Aires: Cámara Argentina de la Construcción.

Department of Energy USA. (202). *Evaporative Coolers*. (DOE) Obtenido de https://www.energy.gov/energysaver/home-cooling-systems/evaporative-coolers

Dutt, P., & Thamme Gowda, T. (May de 2015). An Investigative Review on Recent Developments in Refrigeration by Evaporative Cooling. *International Journal of Engineering Trends and Technology (IJETT), 23*(6), págs. 289-292.

ENARGAS. (2022). (Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina) Obtenido de Ente Nacional Regulador del Gas: https://www.enargas.gob.ar/

ENARGAS. (2022). *ENARGAS Transporte y Distribución- Datos Operativos*. (Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina) Obtenido de https://www.enargas.gob.ar

Estadísticas económicas Ciudad de Buenos Aires. (Marzo de 2014). Consumo de energía en la Ciudad de Buenos Aires en 2013. (https://www.google.com.ar/ url?sa= t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=r ja&uact=8&ved= 0ahUKEwj6rPap_9vQAhWMHpAKHZDnCR cQFggZMAA&url =https%3A%2F%2F www. estadisticaciudad.gob.ar%2Feyc%2Fwp-content%2 Fuploads%2F2015%2F04%2Fir_2014_663. pdf&usg=AFQjCNFUdDyHD7gl_m, Ed.)

FPVS-EDENOR. (2019). *Informe de Consumos Energeticos en el Municipio de Pilar.* Buenos Aires: Informe EDENOR.

Gastiarena, M., & Otros. (Abril de 2017). Gas versus Electricidad: Uso de la energía en el sector residencial. (IAPG, Ed.) *Revista PETROTECNIA, LVI*, 50-60.

Iannelli, L., & et, a. (2016). Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbridos. (IAPG, Ed.) *PETROTECNIA, LV, N03, P.586-95, Agosto, 2016, LV*(3), 586-595.

Iannelli, L., & Gil, S. (2019). ¿Cómo hacer un diagnóstico de los consumos a partir de la factura y reducir los gastos de gas? *Petrotecnia, LX*(1), 144-146.

INDEC. (2010). *Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010*. (INDEEC Argentina) Recuperado el 2018, de https://www.indec.gob.ar/indec/web/Nivel4-Tema-2-41-135

Lorenzo, P., & Gil, S. (Agosto de 2018). Ahorro de Energía en cocción. Ollas térmicas un modo de reducir los consumos en los sectores de bajos recursos. (IAPG, Ed.) *PETROTECNIA, LIX*(4), 26-30.

Ministerio de Energía y Minería. (s.f.). Recuperado el Julio de 2016, de https://www.minem.gob.ar/

OWL, W. E. (s.f.). Obtenido de https://www.tlc-direct.co.uk/Technical/DataSheets/Owl/CM119_User.pdf

S.Gil. (2014). ¿Es posible disminuir nuestras importaciones de gas? Petrotécnia (Revista del IAPG). (IAPG, Ed.) *Petrotécnia (Revista del IAPG), LV*, 82-91.

Sensini, P., & et, a. (Octubre de 2018). Eficiencia Energética en la cocción ¿Cuáles son artefactos de cocción más eficientes en Argentina? *Energías Renovables y Medio Ambiente, 41*, 57-67.

Tanides, C. (2006). *Manual de Iluminación Eficiente, Efficient Lighting Initiative (ELI).* Buenos Aires: www.edutecne.utn.edu.ar/eli-iluminacion/.

Wikipedia. (2020). *Fundación Pro Vivienda Social (FPVS)*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Fundaci%C3%B3n_Pro_Vivienda_Social

Zavalia Lagos, R., & Otros. (2020). Eficiencia energética, una herramienta para mitigar la pobreza y las emisiones, Raúl Zavalía Lagos, Guillermina Jacinto y Silvina Carrizo y Salvador Gil. ISSN 0031-6598. *Petrotecnia, LX*(4), 95-98.

Perczyk, D.; Mascimo, A.; Caroff, F. y Mogliati, S. (2021). **Hidroelectricidad: energía renovable a gran escala y complemento ideal para el desarrollo de otras fuentes renovables. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, pp.181-211. Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.**

RESUMEN
Un análisis del año 2017 sobre la composición de las fuentes de generación de energía en nuestro país permite ver que la mayor parte de nuestra generación eléctrica corresponde actualmente a energía térmica y, en menor proporción, a la hidroeléctrica. En 1992, la hidroelectricidad representaba un 42% de la matriz eléctrica; a partir de 2002, con incorporaciones menores, entró en una etapa de amesetamiento, lo que llevó a que su aporte se redujera al 28% en la actualidad. La hidroelectricidad constituye un complemento para las fuentes de energía renovables intermitentes por su flexibilidad y respuesta inmediata. Por otro lado, las reducciones netas de Gases de Efecto Invernadero que pueden resultar de los proyectos hidroeléctricos aportan al cumplimiento de los compromisos internacionales de Argentina frente al Cambio Climático. No obstante estos beneficios, las obras hidroeléctricas presentan complejidades en los aspectos ambientales, políticos y sociales.
Palabras clave: *generación de energía, energía hidroeléctrica, hidroelectricidad, energías renovables, gases de efecto invernadero, cambio climático.*

ABSTRACT
An analysis of the 2017 composition of the energy sources in our country shows us that most of our electricity generation currently corresponds to thermal energy and, in smaller proportion, to hydroelectric. In 1992, hydropower represented 42% of the electrical matrix; from 2002, it entered a plateau stage, and its contribution dropped to a 28% in the present day. Hydropower constitutes a supplement to intermittent renewable energy sources by its flexibility and immediate response. On the other hand, the Greenhouse Gases reductions that may result from hydroelectric projects contribute to the fulfillment of Argentina's international commitments against Climate Change. Despite these benefits, hydroelectric endeavors present complex political and social aspects.
Keywords: *power generation, hydroelectric power, hydroelectricity, renewable energy, greenhouse gases, climate change.*

Hidroelectricidad: energía renovable a gran escala y complemento ideal para el desarrollo de otras fuentes renovables

Daniel Perczyk[1] • Alfredo Mascimo[1] • Fabiana Caroff[1],

• Sergio Mogliati[1]

Introducción

El agua es una fuente primaria de energía renovable. Este artículo se enfoca en la generación de energía eléctrica a partir de la transformación de la energía potencial de los ríos. Existen otros casos en que se usa el recurso hídrico pero no son el objeto de este artículo (energía de los mares, energía cinética de los ríos, etc.).

Actualmente[2], esta tecnología (transformación de la energía potencial) representa el 76% de la generación de electricidad de fuente renovable en todo el mundo.

Para generar electricidad de esta manera, se construye una presa (Figura 1) –estructura transversal a un río o arroyo– que almacena el agua en un lago artificial o embalse. De esta manera, se eleva el nivel del agua de un lado de la presa, aumentando la diferencia de alturas (salto bruto) entre el nivel del agua del embalse y el nivel del río aguas abajo de la presa. La energía potencial del agua está determinada por el caudal y el salto, y por lo tanto a mayor caudal de agua y mayor desnivel, el potencial de energía disponible aumenta.

1 Los autores actúan en distintas áreas relacionadas con la hidroenergí

2 Este artículo fue redactado en 2018. Dado el gran desarrollo de tecnologías renovables de generación en los últimos años, y que la hidroelectricidad ha tenido un nivel de crecimiento menor, ya que parte de un alto desarrollo previo, los porcentajes indicados en este artículo pueden haber cambiado considerablemente en la actualidad. De todas maneras, el enfoque conceptual sigue siendo válido.

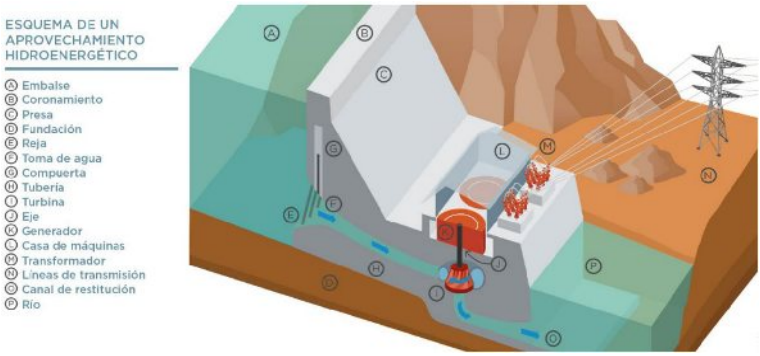


Figura 1. Esquema de un Aprovechamiento Hidroeléctrico. Fuente: Elaboración propia.

La generación de energía se produce cuando se abren las compuertas o válvulas que permiten el paso del agua a través de una tubería de gran tamaño hasta las turbinas hidráulicas, máquinas capaces de transformar la energía del agua en energía mecánica de rotación. El paso del agua por la turbina produce su giro y, a su vez, el del generador eléctrico. El generador es el responsable de la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica lista para ser transportada y distribuida, a través de las líneas de transmisión, a todos los puntos de consumo del país.

Tipos de centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse en tres grandes grupos según su forma de operación: sin regulación de caudales o centrales de pasada; con regulación de caudales o presas de embalse; y centrales de bombeo.

Casos del primer tipo desvían una determinada porción del caudal de un curso de agua para hacer funcionar las turbinas de su central, generando energía y devolviendo el agua al río en un punto agua abajo. Son aprovechamientos con poca o ninguna capacidad de regulación y, a los efectos de la programación y el despacho de energía, se considera que generan en cada instante en forma proporcional al caudal afluente al aprovechamiento.

En los casos del segundo tipo se requiere la existencia de embalses de gran magnitud. Gracias al almacenamiento de agua es posible regular el escurrimiento de un río durante un

determinado periodo, que puede medirse en semanas, meses e, incluso, estaciones. Este periodo de regulación estará limitado por algunos factores, como la hidrología y el caudal del río, el tamaño de la cuenca y la capacidad de almacenamiento del embalse, entre otros.

Por ejemplo, las presas construidas en zonas de llanura, como Yacyretá, sobre el río Paraná, o Salto Grande, sobre el Uruguay, si bien cuentan con un extenso espejo de agua, son consideradas centrales de pasada, ya que su capacidad de regulación es mucho menor que la de presas ubicadas en la zona cordillerana. Un dato comparativo es que, mientras los embalses de Yacyretá y El Chocón tienen una capacidad de almacenamiento similar, el río Paraná tiene un caudal medio 20 veces mayor que el Limay.

Un ejemplo de presas de regulación son las de la región del Comahue o Cuyo. A modo ilustrativo en la Figura 2 puede observarse la comparación entre la operación típica de Yacyretá (de pasada), y la de Piedra del Águila (con picos en momento de mayor demanda).

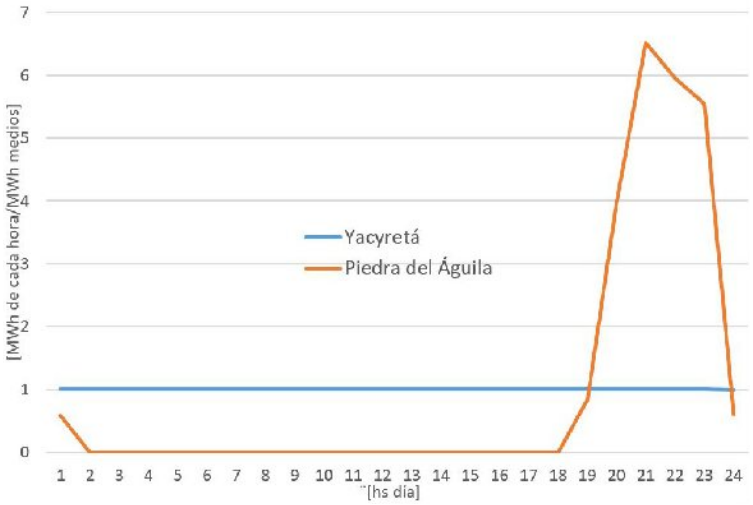


Figura 2. Generación diaria. Fuente: Elaboración propia en base al funcionamiento típico de cada aprovechamiento.

El volumen embalsado estará disponible para utilizarse en el momento en que el sistema lo requiera, por lo que las centrales como Piedra del Águila se denominan centrales de punta; es decir, que se pueden utilizar para responder a los "picos" de demanda del sistema.

Las restricciones a la generación de energía en cualquier central de embalse estarán igualmente regidas por los distintos usos aguas abajo de las obras, como riego, agua potable, usos industriales, control de crecidas, turismo, entre otras, según los casos.

El tercer tipo se denomina central de bombeo o reversible, puesto que funcionan en ambos sentidos energéticos. Es un tipo especial de central que tiene dos embalses: el agua contenida en el embalse inferior es bombeada durante las horas de menor demanda eléctrica al depósito situado en la cota más alta (embalse superior), con el fin de turbinarla, posteriormente, para generar electricidad en las horas de mayor consumo eléctrico. En nuestro país existen dos centrales de bombeo: Los Reyunos, en Mendoza, y Río Grande, en Córdoba.

Es posible la combinación de las centrales de bombeo con parque eólicos, donde la generación eléctrica proveniente del viento (que es de difícil previsibilidad) se utiliza para elevar agua al embalse superior.

La hidroenergía en el sistema eléctrico argentino

Los recursos con que dispone y usa cada país para generar electricidad se reflejan en su matriz eléctrica. La matriz argentina depende en gran medida del gas, mientras que países como Paraguay[3], Brasil o Colombia cubren su demanda fundamentalmente a partir del agua (y también Noruega, Canadá o Suecia, entre otros). Francia, por su parte, ha apostado fuertemente a la energía nuclear, mientras que, en Estados Unidos o China, la mayor parte de la electricidad se produce a partir del carbón. En la Figura 3, 4 y 5 pueden observarse en forma comparativa la matriz argentina y la de Brasil y Francia, respectivamente, donde se aprecia la prevalencia en Argentina, entre 1992 y 2013, la generación de energía térmica (de fuente fósil) se triplicó. En

3 Paraguay es un caso extremo en este sentido, ya que al disponer de dos importantes centrales hidráulicas sobre grandes ríos (Itaipú con Brasil y Yacyretá 0con Argentina, ambas sobre el Paraná), la totalidad de su electricidad proviene del agua.

1992 se generaban a través de estás tecnologías 24.891 GWh/ año, con una potencia instalada de 6.541 MW. En 2013, esos valores eran de 82.953 GWh y 18.794 MW, respectivamente. En 1992, la generación térmica representaba el 46,05% de la generación total, mientras que en 2013 pasó a un 63,91%.

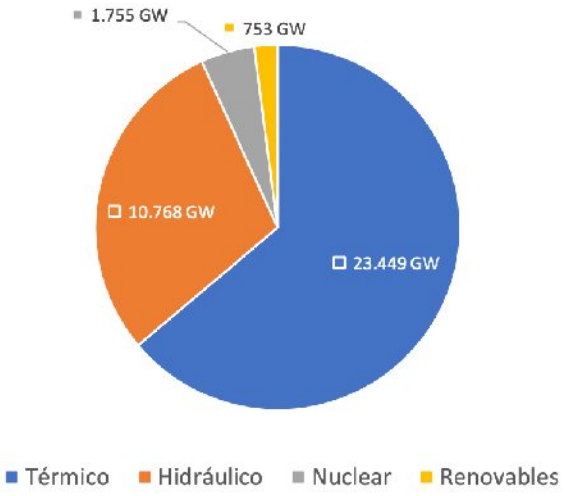


Figura 3. Matriz eléctrica de Argentina (potencia instalada). Fuente: CAMMESA, 2018.

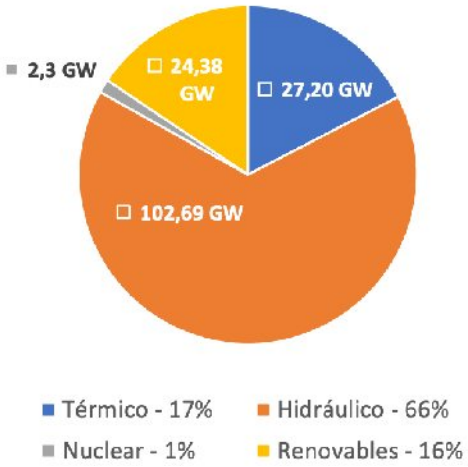


Figura 4. Matriz eléctrica de Brasil (potencia instalada). Fuente: Ministerio de Minas y Energía de Brasil.

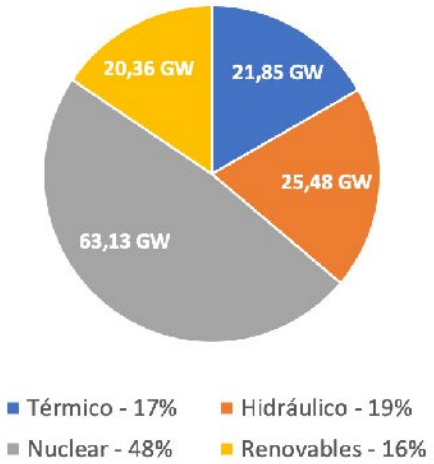


Figura 5. Matriz eléctrica de Francia (potencia instalada). Fuente: Red de Transporte de Electricidad (Rte), Resumen eléctrico Frances, 2016.

En el caso de la energía hidroeléctrica en 1992, la potencia instalada ascendía a 6.429 MW (42% de la matriz eléctrica). Durante el período 1992-2017 experimentó un crecimiento del 72.8%, llegando a una potencia instalada de 11.101 MW, lo cual representó en ese año un 33% de la matriz (CAMMESA, 2017). Según CAMMESA, el Informe Mensual de diciembre de 2018 registra una potencia de 11.288,3 MW, lo que da como resultado una reducción en su participación en la matriz que, actualmente, se encuentra en alrededor del 28%. Esta disminución se debe a que en los últimos 15 años (2002-2017), en los cuales solo se hicieron incorporaciones menores de centrales de generación hidroeléctrica, la creciente demanda se cubrió principalmente con generación térmica de origen fósil, además del ingreso de la tercera central nuclear y, en menor medida, con algunas renovables intermitentes (eólicas, solares). En la Figura 6 puede observarse lo expresado: mientras crece la potencia total, la hidroelectricidad permanece casi constante y el porcentaje de hidro en la matriz total disminuye, cubriéndose esa brecha con energía de origen térmico.

Considerando un escenario de mediano y largo plazo y con una visión sostenible, el país tiene la necesidad de diversificar la matriz eléctrica para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, fortaleciendo la incorporación al sistema de energías provenientes de recursos renovables.

Para lograr ese objetivo se requiere desarrollar la hidroenergía, que aporta energía firme y, además, otorga flexibilidad al sistema eléctrico, pues le permite responder de inmediato a las variaciones de la demanda, además de otros aportes que puede hacer al sistema eléctrico y de los otros propósitos que se pueden asignar a los aprovechamientos hidroeléctricos.

Figura 6. Evolución de la Potencia Instalada Hidroeléctrica Total. Fuente: elaboración propia en base a datos del Ministerio de Energía y Minería de la Nación.

Complementariedad con fuentes renovables no convencionales

Según la ley Nº 27.191, Argentina se propone incrementar la contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20%) de la generación de energía eléctrica nacional en 2025 (sin considerar las grandes hidroeléctricas en ese porcentaje[4]).

Ahora bien, dado que estas fuentes son intermitentes, esto implica la posibilidad de que no estén disponibles cuando la demanda lo requiera. En las Figuras 7 y 8 se muestra un ejemplo de intermitencia en la generación eólica y solar por día y hora para dos parques generadores en operación.

4 En su artículo 2, la Ley N° 27.191 establece un límite de potencia de 50 MW a las hidroeléctricas para acceder al Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables. Ello no significa –como suele afirmarse– que la ley considere que las hidroeléctricas de mayor porte no sean una fuente renovable.

Aunque con mayor regularidad que la eólica, la energía solar tiene un patrón diario y estacional claramente definido, donde el pico de producción ocurre en las horas centrales del día, lo que presenta una buena correlación con las horas de alta demanda en verano, por ejemplo, debido al consumo de los equipos de aire acondicionado. En estos casos, el aporte solar reduce la demanda de otras fuentes. Sin embargo, cuando el pico de demanda se va trasladando a la tarde-noche (invierno), momento en el cual la generación solar se reduce, el aporte de esta fuente es más limitado. Además, la generación solar varía según las condiciones de nubosidad y velocidad de viento existente.

Es por estas características de las diferentes tecnologías de generación que existe una complementariedad entre las energías eólica y solar y la hidroeléctrica. Esa complementariedad permite reducir el impacto de la intermitencia de los recursos sobre el conjunto del sistema, aumentando la seguridad en el suministro de electricidad, y optimizando la utilización de los recursos.

Los aprovechamientos hidroeléctricos con embalses ofrecen flexibilidad operacional, aportando su capacidad de respuesta inmediata ante las fluctuaciones de la demanda de energía. La flexibilidad y capacidad de almacenamiento los hacen el medio más eficiente y económico para dar soporte al empleo de fuentes intermitentes de energía renovable, además de las otras ventajas de la regulación, como la disponibilidad de agua para otros usos y la regulación de crecidas para mitigar inundaciones.

Figura 7. Intermitencia de la generación eólica en el Parque Rawson. Fuente: CAMMESA. Datos de la semana del 16 al 22 de octubre de 2017.

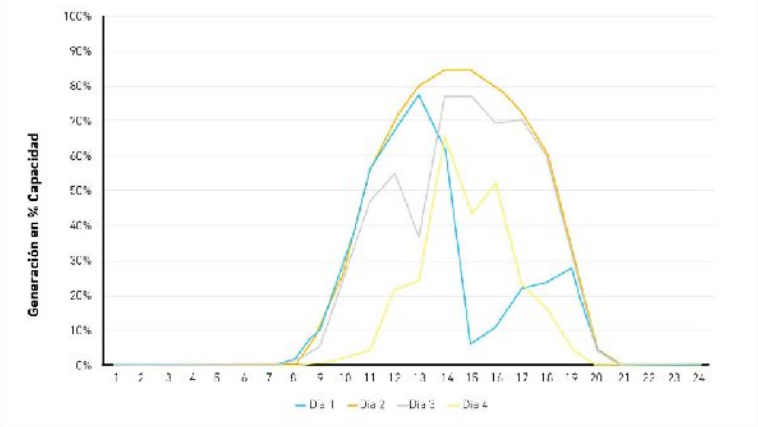


Figura 8. Generación solar del Parque fotovoltaico San Juan I. Fuente: CAMMESA. Patrón diario, Parque Solar FV San Juan I.

Asimismo, la energía generada por instalaciones hidroeléctricas puede ser inyectada en el sistema eléctrico de forma inmediata, lo que las hace excepcionalmente adecuadas para atender las alteraciones del consumo y ofrecer servicios auxiliares al sistema eléctrico que mantengan el equilibrio entre la oferta y la demanda de electricidad.

Los cambios rápidos en el comportamiento de la demanda pueden estar motivados por variaciones de la temperatura o por muchos tipos de eventos puntuales, como puede ser un partido de fútbol. Por ejemplo, en el primer caso, un encendido masivo de aires acondicionados por el aumento del calor incrementa el consumo eléctrico en una magnitud importante en pocos minutos[5]. Por el contrario, un partido de fútbol trascendente hace que el consumo se reduzca drásticamente en el horario de comienzo del evento, para retomar la curva de consumo de forma inmediata a su finalización. En la Figura 9 se muestra el comportamiento de la demanda del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y la variación de la potencia en MW en función de las

5 El consumo de equipos de aire acondicionado representa un caso paradigmático, ya que de venderse 220.000 unidades en 2003 pasaron a venderse casi 1,8 millones de unidades en 2011; esto es un crecimiento de 718%. Cabe destacar que el 70% de los aparatos que se compran son frío/calor, es decir que funcionan para aclimatar el ambiente tanto en verano como en invierno, y a su vez los aparatos clase A (los de mayor eficiencia energética) representan una porción marginal del mercado. Por lo tanto, las variaciones térmicas comenzaron a tener un mayor impacto en la demanda de energía eléctrica residencial y por consiguiente en la demanda total.

horas durante la final del Mundial de Fútbol de Brasil, en julio de 2014.

Al inicio del partido se observa un leve incremento de la demanda asumiendo que se encendieron grandes cantidades de televisores, pero un marcado descenso durante el desarrollo del encuentro, dado que se suspenden el resto de las actividades que demandan energía.

Durante el entretiempo, vuelve a detectarse un leve pico de demanda, lo que se podría explicar teniendo en consideración que la gente enciende la iluminación y realiza algunas actividades adicionales en ese lapso corto de tiempo.

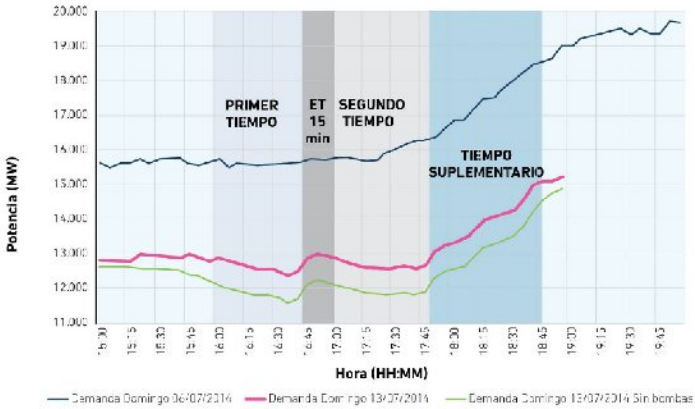


Figura 9. Curva de Demanda Energética Durante la Final del Mundial Brasil 2014. Fuente: Cammesa.

Al inicio del tiempo suplementario, se observa un notable incremento de la demanda con relativa normalidad, ya que también se relaciona con el encendido de las luces y calefacción por el descenso del sol.

Por otra parte, la curva magenta incorpora el consumo de las centrales de bombeo que, en vez de entregar energía al sistema, la utilizan para recargar los embalses superiores.

Como se ha expresado, el rol de la energía hidroeléctrica es clave para el manejo de estos eventos, ya sean de aumentos o reducciones de consumo en cortos periodos de tiempo.

Evolución de la hidroelectricidad

La generación hidroeléctrica comenzó en el mundo prácticamente al mismo tiempo que el uso urbano de la electricidad. Las primeras plantas fueron instaladas en Estados Unidos y Gran Bretaña en la década de 1880. Pero el siglo XX fue, sin dudas, el periodo de mayor desarrollo de esta tecnología, aunque ha tenido también un fuerte crecimiento en la última década.

La evolución en la capacidad de generación hidroeléctrica a lo largo del tiempo presenta una regionalización muy marcada. En la Figura 10 puede observarse claramente que, al inicio del periodo graficado (1970), aproximadamente el 80% de la generación hidroeléctrica correspondía a los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD), que nuclea a los países con mayor índice de desarrollo, mientras que el resto de las regiones del globo tenía una participación menor. Actualmente, por el contrario, son los países que no pertenecen a dicha organización los que generan la mayor parte de la hidroelectricidad del mundo, entre los cuales sobresale China (que por sí sola genera casi el 30% de la hidroelectricidad mundial) que, sumado a una importante participación de América Latina (en especial Brasil), explican el gran desarrollo de la última década.

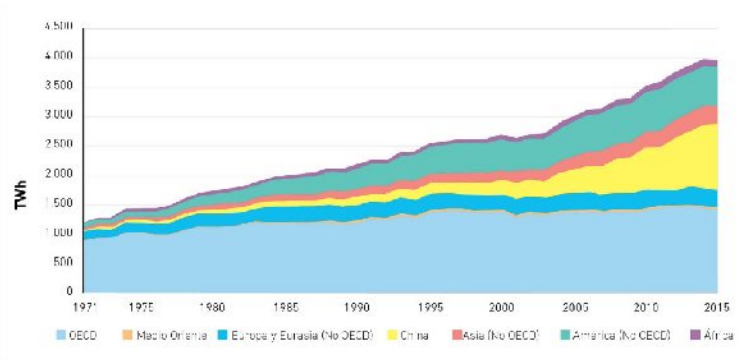


Figura 10. Evolución de la Hidroelectricidad en el Mundo. Fuente: Key World Energy Statistics, IEA, 2017.

El aprovechamiento temprano del agua para la generación eléctrica ha sido de tal magnitud en los países más desarrollados antes de los años 70 que, en los casi 50 años siguientes hasta la actualidad, el crecimiento de la capacidad instalada en hidroelectricidad en estos países ha sido muy reducido, ya que tienen ahora muy pocos recursos sin explotar disponibles.

Si se observa la curva de crecimiento de la generación hidroeléctrica que muestra la Figura 10, hay una evolución permanente, aunque hay que subrayar algunas particularidades. Hasta mediados de los 90 el crecimiento ha sido sostenido; luego, por una década, la curva se estabiliza en todas las regiones del planeta, para volver a crecer con más fuerza a partir de mediados de la primera década del siglo XXI.

Son observables también picos de crecimiento evidentes hasta el año 1980, en un contexto de aumento sostenido en el precio de los hidrocarburos que alentó a los países a desarrollar fuentes de energía más económicas y en base al aprovechamiento de recursos propios.

Décadas después del desarrollo de grandes presas en los países centrales (en general, con climas fríos y una gran capacidad de planificación y gestión estatal), comenzaron a desarrollarse grandes proyectos en países del Tercer Mundo (África, América del Sur y Asia) donde imperan climas cálidos y en general una menor capacidad de los estados para intervenir en áreas críticas, en especial en la salud y en la planificación territorial. Es por eso que a partir de los años 80 la Organización Mundial de la Salud (OMS) ha alertado sobre posibles consecuencias no deseadas de las grandes presas, particularmente sobre los aspectos sanitarios.

A ello se sumaron otros cuestionamientos, como el impacto sobre las poblaciones desplazadas de las áreas de embalses. En este proceso, los bancos internacionales de crédito redujeron su impulso a la financiación de este tipo de obras, mientras que la industria, los bancos multilaterales, las ONG y organismos de las Naciones Unidas iniciaban un periodo de análisis y debate sobre el tema que dio como resultado distintos documentos, como el informe denominado Presas y Desarrollo, que resultó del proyecto del mismo nombre del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo. Este periodo se observa en la Figura 10 como un amesetamiento de la curva de crecimiento que se vuelve muy evidente entre 1995 y 2000.

Más tarde, la industria desarrolló instrumentos tendientes a diseñar proyectos hidroeléctricos con criterios de sustentabilidad, como el Protocolo de Evaluación de la Sustentabilidad de la Asociación Mundial de Hidroelectricidad (IHA).

El auge de algunas economías emergentes (en especial China), el aprendizaje de los errores del pasado y la necesidad de reducir el consumo de combustibles fósiles en el marco de los acuerdos internacionales para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, dio un nuevo impulso al diseño y construcción de grandes proyectos hidroeléctricos en la porción del mundo que aún dispone de recursos hídricos aprovechables.

Panorama hidroeléctrico mundial

Según el registro de ICOLD (International Comision on Large Dams - Organization non gubernamental), existen en el mundo unas 59.000 presas, de las cuales alrededor de 14.000 generan electricidad. La Asociación Mundial de Hidroelectricidad informó que en 2017 la capacidad instalada de hidroelectricidad en el mundo fue de 1.267 GW (IHA, 2018), de la cual Argentina aporta menos del 1%.

En los últimos años, en el mundo se incorporan entre 20 y 40 GW de potencia por año (Tabla 1), lo que equivale a inaugurar, en promedio, unas 10 centrales de la dimensión de Yacyretá cada 365 días. Varios países de economías emergentes están desarrollando fuertemente su sector hidroeléctrico; entre ellos China, India, Turquía, Brasil, Colombia y Sudáfrica. Aún países con un alto grado de aprovechamiento de sus recursos, como Estados Unidos (la segunda potencia hidroeléctrica del mundo, después de China), estima que incorporará un 50% más de su actual potencial para 2050, combinando nueva capacidad de generación (ampliando centrales existentes, añadiendo turbinas en presas y canales que hoy no generan y en obras nuevas) y con nuevos proyectos de bombeo (US Department of Energy, 2016).

Tabla 1. Incorporación de Potencia Hidroeléctrica en el Mundo en los últimos años.

Año	Potecia Hidroeléctrica Instalada (GW)
2014	37,4
2015	33,7
2016	31,5
2017	21,9

Fuente: IHA, 2018.

Si bien prácticamente todos los países del mundo tienen algún aprovechamiento hidroeléctrico, los primeros 10 de la lista concentran el 68% del total de potencia instalada mundial (Tabla 2).

Tabla 2. Ranking de los Países Líderes a Nivel Mundial en Potencia Hidroeléctrica Instalada.

País	Potencia Instalada Incluyendo Bombeo	
	GW	%
China	319,4	26
Estados Unidos	101,8	8
Brasil	91,7	8
Canadá	79,2	7
India	51,5	4
Rusia	50,6	4
Japón	49,9	4
Noruega	30,6	3
Turquía	25,9	2
Francia	25,4	2
Total	**825,9**	**68**

Fuente: IHA, 2016.

Dado que los recursos son finitos (exceptuando las centrales de bombeo), cada país del mundo ha aprovechado un porcentaje determinado de sus recursos hidroeléctricos. En muchos países en desarrollo resta aún aprovechar un gran porcentaje que actualmente no es utilizado para fines de generación eléctrica. Estas regiones, como el caso de Sudamérica, tienen gran disponibilidad de agua. En la Figura 11 puede observarse que la porción no desarrollada de la energía hidráulica es mucho menor en América del Norte y Europa que en el resto de las regiones del mundo. Si bien Asia y Latinoamérica son las regiones con mayor generación hidroeléctrica, son también las que tienen un mayor potencial de crecimiento por la abundancia de sus recursos hídricos aún no explotados (Tabla 3).

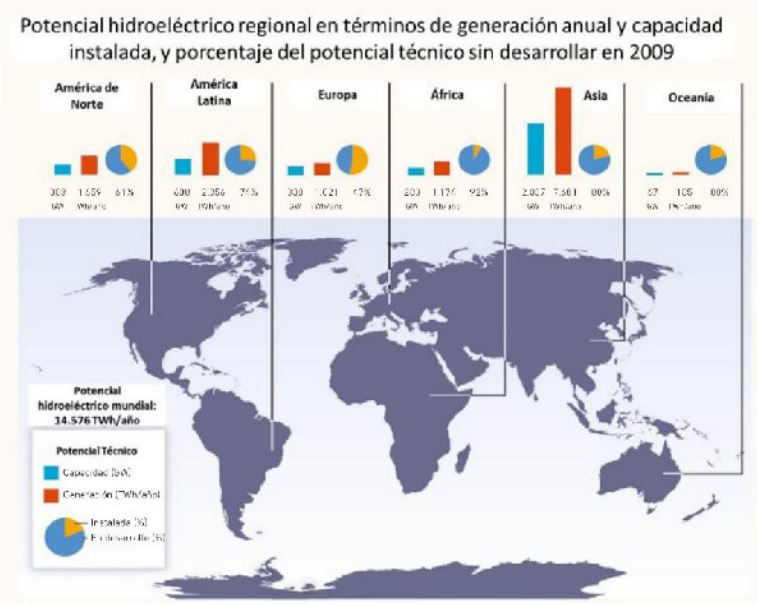


Figura 11. Potencial hidroeléctrico por Región. Fuente: UNESCO (2014) The United Nation World Water Development Report.

Tabla 3. Potencial Hidroeléctrico Económicamente Viable, Capacidad Instalada y Generación de Energía por Región.

	Potencial Hidroeléctrico Económicamente Viable (GWh/año)	Capacidad Hidroeléctrica Instalada (MW)	Generación Hidroeléctrica 2011 Promedio (GWh/año)
África	842.077	25.908	112.163
Asia	4688.747	444.194	1.390.800
Australia / Oceanía	88.700	13.327	39.394
Europa	842.805	181.266	531.152
América del Norte	1.055.889	140.339	681.496
América del Sur	1.676.794	140.495	712.436
Mundial	**9.195.041**	**975.528**	**3.467.440**

Fuente: UNESCO, 2014.

Hidroelectricidad en Argentina

Las primeras grandes obras hidráulicas del país se construyeron en la década de 1970 (El Chocón, Salto Grande) aunque los proyectos fueron concebidos algunas décadas antes. En el caso de las binacionales, se firmaron acuerdos tempranos con los países vecinos para el aprovechamiento de los ríos Paraná y Uruguay, que desembocaron en la construcción de las principales centrales hidroeléctricas del país (Yacyretá y Salto Grande).

Antes de los 70 se habían construido presas para satisfacer la demanda de agua en zonas áridas y de gran población en las provincias de Mendoza, Córdoba y Tucumán, que contemplaban en muchos casos equipamiento hidromecánico de baja o media potencia.

Recién cuando el sistema eléctrico permitió la interconexión de todo el país (o de una parte importante del mismo) comenzó a tener sentido la incorporación de grandes centrales generadoras que aprovechan recursos naturales renovables, aun aquellas ubicadas en zonas lejanas de los principales centros de consumo.

En otras palabras, la interconexión y la hidroenergía están íntimamente ligadas. Los otros generadores de gran escala (centrales térmicas y nucleares) pueden instalarse en zonas próximas a los centros de consumo. La Figura 12 muestra claramente cómo la década del 70 significó el inicio del aprovechamiento a gran escala de la hidroenergía en el país.

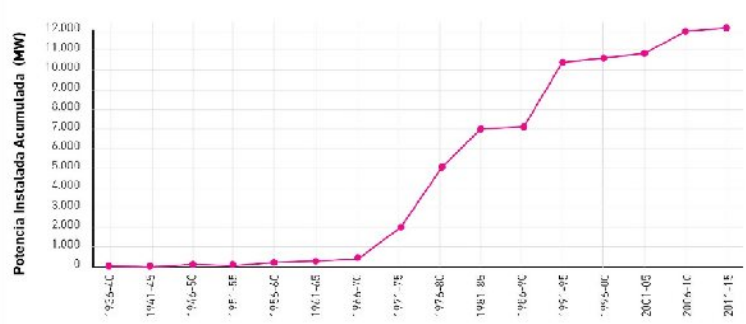


Figura 12. Evolución de la Potencia Hidráulica Incorporada en Argentina 1936-2013. Fuente: G. Malinow; CAP (Ref. 3)

Argentina tiene un relativamente bajo nivel de aprovechamiento de sus recursos hídricos. El potencial hidroeléctrico técnicamente explotable, computando los aprovechamientos binacionales con un reparto equitativo de la producción para cada país, según estimaciones recientes sería del orden de 35.000 MW, con una energía media anual de 141.000 GWh (Devoto et al., 2014).

Según CAMMESA, el país dispone actualmente de una potencia hidráulica aproximada de 11.000 MW con capacidad para generar una energía hidroeléctrica media anual algo por encima de los 40.000 GWh. Ello indica que en Argentina sólo se aprovecha un 31,4% de la potencia técnicamente explotable, lo cual nos muestra que resta aún una importante parte del potencial energético del agua que puede ser incorporado como fuente de generación altamente competitiva, que hoy se desperdicia (CADECI, 2016). En la Tabla 4 se ilustra la evolución de la generación eléctrica y de la potencia instalada en el periodo 1992-2013.

Es decir que aún quedan en Argentina grandes proyectos viables (incluyendo los binacionales), que tienen un costo

Tabla 4. Cambios en la Contribución a la Matriz Eléctrica por Tipo de Tecnología.

	Tecnología	1992		2013		Incremento en el Período
GENERACIÓN MEDIA ANUAL (GWh)	Térmica	24.891	46.1%	82.953	63.9%	233%
	Hidráulica	19.805	36.6%	40.330	31.1%	104%
	Nuclear	7.091	13.1%	5.732	4.4%	-19%
	Import. y otros	2.267	4.2%	779	0.6%	-191%
	Total	**54.054**	**100%**	**129.794**	**100%**	**240%**
POTENCIA INSTALADA (MW)	Térmica	6.541	49.3%	18.794	60.5%	187%
	Hidráulica	5.721	43.1%	11.095	35.7%	94%
	Nuclear	1.005	7.6%	1.005	3.2%	0%
	Eólica	0	0	165	0.5%	-
	Solar	0	0	8	0.03%	-
	Total	**13.267**	**100%**	**31.067**	**100%**	**234%**

Fuente: CADECI, en base a datos de CAMMESA, 2015.

conveniente y que aportarían volúmenes de generación considerables para el mercado nacional.

Actualmente están en ejecución obras de las presas Jorge Cepernic y Néstor Kirchner, sobre el río Santa Cruz. Otros ríos internos de importancia para el aprovechamiento hidroenergético son el río Neuquén (en la provincia homónima) y el río Grande (en Mendoza), entre otros.

A su vez, existe la posibilidad de instalar una gran cantidad de centrales pequeñas, ya sea sobre ríos de menor escala o arroyos, o sobre canales de riego. Este tipo de tecnologías de micro o mini centrales ha tenido un escaso desarrollo en el país.

Hidroenergía y cambio climático

El intercambio de gases de efecto invernadero (GEI) en un embalse se produce en dos sentidos: desde el embalse hacia la atmósfera y desde la atmósfera hacia el embalse. El primero de ellos se produce cuando la concentración de GEI presente en el cuerpo de agua es mayor que la concentración de los mismos

en la atmósfera. El segundo, se genera cuando el embalse secuestra gases presentes en la atmósfera.

Los embalses creados por el hombre producen alteraciones en el equilibrio de flujos naturales de GEI (Figura 13). A su vez, los embalses colectan la materia orgánica proveniente de la cuenca donde se encuentran implantados, incluyendo aquellos procedente de fuentes antropogénicas, como las aguas residuales domésticas, los desechos industriales y la escorrentía agrícola. Para entender este impacto y sus consecuencias en el efecto neto sobre emisiones de GEI de un aprovechamiento hidroeléctrico, es necesario el análisis de su huella de carbono.

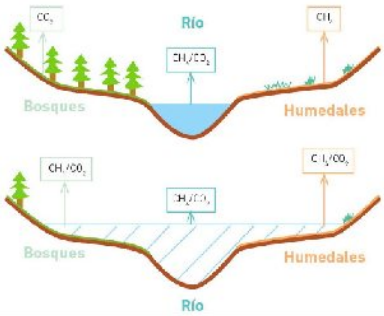


Figura 13. Emisiones GEI en un área antes y después de la creación de un embalse. Fuente: Praire, et al. 2015.

La mayor o menor capacidad que posee un embalse para suministrar, generar y liberar GEI es función de distintas variables o factores, entre ellos: longitud del espejo de agua, densidad de la vegetación, contenido de carbono del suelo, temperatura ambiente, presión atmosférica, tiempo de retención y estratificación, aporte de materia orgánica de la cuenca aguas arriba, profundidad del embalse en relación con las condiciones de anoxia (falta casi total de oxígeno) y su relación con la profundidad de las obras de toma, entre otros.

En función de las variables mencionadas, exiten cuatro vías de emisión de GEI en un embalse en su etapa operativa (Figura 14).

- Emisiones difusivas de dióxido de carbono (CO_2) y metano (CH4) provocadas por la difusión molecular a través de la interface aire-agua;

- Emisiones de burbujeo de metano, a través de la columna de agua, siendo más importantes en las regiones de climas templados y tropicales;
- Emisiones de desgasificación resultado de un cambio repentino en la presión hidrostática, así como de la superficie creciente de intercambio agua-aire después de que el agua de los embalses fluye a través de una turbina y/o una vía de escape (vertederos y descargadores de fondo, medio fondo y riego);
- Emisión de metano a través de la vegetación macrófita.

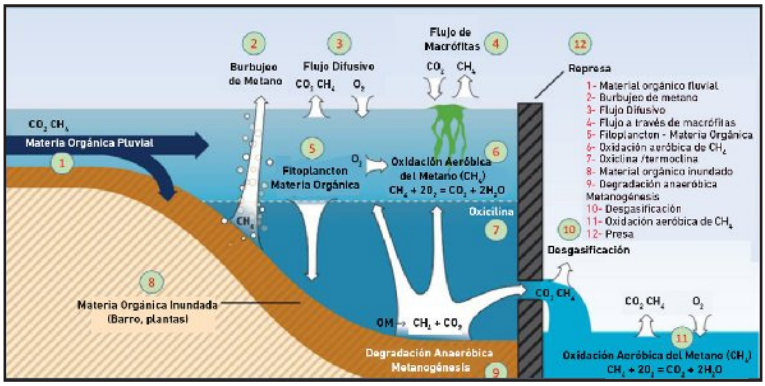


Figura 14. Vías de Escape de GEI en un Reservorio Tipo. Fuente: http://www.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Ch05.pdf

Una de las causas de las emisiones de GEI a la atmósfera es la descomposición de la materia orgánica (plantas, plancton, algas, etc.) que queda sumergida bajo el agua. A mayor carga de materia orgánica para descomponer, mayor es el consumo de oxígeno disuelto y mayor la reducción de su concentración en el agua.

La masa de agua embalsada se estratifica térmicamente, por lo que se establece un gradiente de temperatura que es, a su vez, un gradiente de densidad separando las aguas del fondo (más densas y frías) con las superficiales (menos densas y más cálidas).

Las aguas superficiales cálidas contienen oxígeno, de modo que la descomposición de la materia orgánica provoca la producción de CO_2 que se transfiere a la atmósfera a través de flujos difusivos. Además, se producen emisiones GEI por flujos difusivos a lo largo del curso del río.

Sin embargo, en aguas más profundas y frías, no llega a difundirse el oxígeno y por lo tanto empieza a consumirse el oxígeno disuelto, con lo que la descomposición de materia orgánica tiende hacia la formación de CH4, el que se expulsará mediante burbujeo o bien por desgasificación al turbinar el agua durante la producción de energía.

Es posible que parte del CH4 se transfiera a través de flujos difusivos desde el fondo hacia la superficie del reservorio sufriendo oxidación, transformándose en CO_2.

Por otro lado, para analizar las emisiones en forma integrada, deberán contemplarse las emisiones de GEI asociadas a la etapa constructiva producto de la manufactura de los principales materiales utilizados: cemento y acero. También deberán ser consideradas aquellas asociadas al consumo de combustibles tanto para la explotación, producción, transporte, colocación y compactación de materiales y montaje de equipos hidro y electromecánicos como del transporte de insumos desde los sitios más probables de suministro hasta la obra y energía eléctrica empleada.

El impacto neto sobre el sistema eléctrico en términos de emisiones de gases de efecto invernadero resulta de considerar que por generación hidroléctrica se reducen emisiones por un lado ya que se evita el consumo de combustibles fósiles, pero se aumentan por otro por los efectos ya mencionados. El efecto final dependerá de cada aprovechamiento, pero en general resulta ser positivo en el sentido de que las emisiones de los aprovechamientos hidroeléctricos resultan menores que las de las fuentes de generación en base a combustibles fósiles.

Para el caso particular de los aprovechamientos Jorge Cepernic y Néstor Kirchner, se estima que la reducción de emisiones será del orden del 93% respecto del factor de emisiones de la red argentina[6].

Compromisos Internaciones asumidos por el país

En el marco de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), Argentina asumió una serie de obligaciones, entre las que figuran reportar sus inventarios nacionales de GEI y establecer programas nacionales que

6 Daniel Perczyk et al., Hidroelectricidad y Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, 2018.

contengan medidas para mitigar y facilitar la adecuada adaptación al cambio climático.

El documento “Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional” establece que Argentina no excederá la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente en el año 2030 a través de la implementación de una serie de medidas basadas en el financiamiento internacional y en el apoyo a la transferencia, innovación y desarrollo de tecnologías; y el apoyo a la creación de capacidades para difundir buenas prácticas e implementar las medidas propuestas.

Argentina viene impulsando desde hace varios años diversas acciones de mitigación en los diferentes sectores productivos. En el sector Energía las acciones han priorizado dos ejes fundamentales: la diversificación de la matriz energética y la promoción del uso racional y eficiente de la energía. En este sentido, se han desarrollado marcos normativos y programas orientados a fomentar una mayor participación de fuentes renovables no convencionales, la energía hidroeléctrica, la energía nuclear, la sustitución de combustibles fósiles por biocombustibles y la reducción de la intensidad energética del consumo.

Otros usos de las presas

Con la variación de los ciclos climáticos observables en las últimas décadas, las funciones no energéticas de los embalses adquieren mayor importancia, ya que los desastres relacionados con inundaciones y sequías podrían exacerbarse en el futuro.

Con el aumento de la población y el mayor consumo per cápita, la gestión del agua adquiere un rol preponderante (enmarcada en el concepto de gestión integrada de recursos hídricos), ya que la tríada agua-energía-alimentación está en el centro de las preocupaciones globales respecto de la capacidad de los países de brindar los recursos necesarios para el desarrollo humano.

En otras palabras, si bien muchas de las grandes obras hidroeléctricas construidas en los primeros tres cuartos del siglo XX han tenido a la generación de energía como el factor predominante, en la actualidad las obras responden a una visión más integral, de conjunto, que conjuga los diversos usos de los embalses y la promoción del desarrollo regional (las hidroeléctricas

son la única tecnología de generación que impacta de manera determinante en la dinámica de las economías locales), conjuntamente con un profundo análisis de las variables físicas, ambientales y sociales a nivel de cuenca o de región.

Si bien cada obra es singular desde el punto de vista de su aprovechamiento, todas las hidroeléctricas tienen –en mayor o menor medida– un uso múltiple de sus embalses, sin contar, por supuesto, aquellas presas que se desarrollan exclusivamente para riego en regiones áridas o semiáridas, o para control de inundaciones.

A modo de ejemplo, mencionaremos dos tipos clásicos de presas, aquellas implantadas en zonas de llanura húmedas sobre grandes ríos (como son los casos de Yacyretá y Salto Grande) presentan un diseño que contempla básicamente la generación de energía, aunque aportan otros beneficios, como la mitigación de crecidas, el desarrollo del turismo y la navegación (en los casos que las presas dispongan de esclusas).

Por su parte, las presas de la zona cordillerana tienen su razón de ser en su capacidad de almacenar agua, permitiendo la producción agrícola en un contexto de aridez extrema, como en Mendoza o San Juan. Las presas son en estos escenarios las responsables del paisaje verde, que sólo es posible gracias al riego.

Además, estas obras constituyen puntos centrales del turismo regional, son en muchos casos la fuente de abastecimiento de agua para potabilización, para la industria o la minería, y como complemento, para la generación de energía. En estos casos, la generación está claramente supeditada a la operación de los embalses según las otras necesidades, en especial el riego por su gran demanda de agua.

Como término medio entre estos dos tipos, pueden citarse los casos de las presas del Comahue (la principal región generadora de hidroenergía del país), donde las obras se implantan en un contexto de semiaridez y de escasa población, por lo que presas como El Chocón, Piedra del Águila o Alicurá han sido desarrolladas como generadoras y para control de crecidas y, luego, con el tiempo, fueron promocionándose otras actividades, como la cría de peces, el turismo y, en menor medida, el riego.

Otra característica de relevancia de los aprovechamientos hidráulicos es que la presa podría constituir un puente vial o

férreo. En ciertas circunstancias, los proyectos se implantan en zonas aisladas donde las condiciones de conectividad no suelen ser particularmente buenas, por lo que los proyectos incorporan este impacto positivo.

A su vez, por envergadura y efecto multiplicador, los aprovechamientos hidroeléctricos tienen consecuencias importantes en las condiciones de infraestructura de la región de implante, generando o mejorando las redes de electricidad y comunicación y servicios de todo tipo (comunicación, sanitarios, educativos, etc.).

Un impacto positivo de relevancia es el alto grado de conocimiento que los estudios previos o los planes de gestión ambiental aportan a la región. Los recursos volcados por un proyecto a diversos tipos de estudio (hidrología, flora y fauna, geología, glaciología, topografía, dinámica socio-económica, etc.) constituyen una oportunidad y, de hecho, un aporte significativo a la capacidad de gestión a nivel local, regional y nacional.

Cabe mencionar un tema que, si bien tiene un impacto positivo de relevancia en la etapa de obra, tiene también un carácter controversial: el empleo de mano de obra y la contratación de productos y servicios locales para satisfacer la demanda de la alta carga de personas afectadas a la obra. Lo controversial deriva de que la obra dura un periodo extenso pero acotado en el tiempo (alrededor de 5 años) y que durante dicho periodo se producen fenómenos de inflación local y dificultades para aquellos sectores de la economía que no están relacionados con la obra. Los índices de desocupación y pobreza pueden aumentar en las ciudades cercanas a las obras una vez concluida la misma si no se planifican adecuadamente estos procesos.

Aspectos sociales, jurídicos y políticos

La energía hidroeléctrica en la Argentina no tiene un buen posicionamiento a nivel de opinión pública. En términos generales no se la asocia con valores positivos y es cuestionada (a veces fuertemente) por sus impactos ambientales, por su asociación con la corrupción y por estar vinculada a afectaciones al ambiente.

Los motivos de este posicionamiento (que incluso varía entre distintas regiones del territorio nacional[7]) son múltiples, pero podemos establecer algunas líneas de interpretación en base a ciertas características del sector y del contexto que permiten explicar dicho posicionamiento:

- Alta visibilidad de las obras y, en consecuencia, de sus afectaciones concentradas en un punto específico del territorio[8].
- Las hidroeléctricas han sido señaladas en el pasado como responsables de algunos impactos ambientales de magnitud, que ha motivado un movimiento de alcance mundial en su contra[9] que, en ocasiones, encuentra eco en el país.
- Existencia de alternativas de generación eléctrica con un posicionamiento altamente positivo en la opinión pública, que concentran sobre sí los atributos de "limpia", "renovable" y "moderna" que, por contraposición, pone en cuestión estos atributos respecto de los aprovechamientos hidroeléctricos.
- Por su magnitud, las obras demandan inversiones millonarias, y en consecuencia, las sospechas de corrupción se superponen a una visión ampliamente generalizada de mal manejo de los recursos públicos por parte de funcionarios en convivencia con grandes empresas[10].
- Baja visibilidad de los beneficios de los aprovechamientos hidroeléctricos existentes, ya sea porque no hay una política pública o privada de darles visibilidad, o por la inexistencia de actores públicos o privados que trabajen sobre la promoción de la industria.
- En Argentina no hay un plan sistemático de obras hidroeléctricas.

Desde una perspectiva histórica, también encontramos factores que permiten explicar el actual posicionamiento de la hidroenergía en Argentina. En los últimos veinticinco años se

7 En particular, existe una gran diferencia de percepción de la hidroelectricidad entre las zonas áridas o semiáridas respecto de las zonas húmedas del litoral.

8 Si bien las afectaciones de las presas se analizan a nivel de cuenca, aquí hablamos de "percepción de las afectaciones", por ello decimos que se concentran en un punto determinado del territorio, refiriéndonos puntualmente a los polígonos de obra.

9 El 14 de marzo se celebra el Día Internacional de Acción contra las represas y por los ríos, el agua y la vida, establecido en 1997 por el primer Encuentro Internacional de Afectados por las Represas, en Curitiba (Brasil).

10 En una encuesta sobre reputación corporativa en la región, Argentina lidera el índice de desconfianza hacia las grandes empresas. En el sector energía, la "desconfianza" duplica a la "confianza" (63 y 32%, respectivamente). Uno de los sectores industriales con mejor posicionamiento en los países relevados es el de energías renovables, donde el índice se invierte (56 y 35%). Ver http://www.lanacion.com.ar/2032251-vinculo-dificil-por-que-los-argentinos-no-confian-en-las-empresas

profundizó en todo el mundo la legislación ambiental, cuyos puntos clave son el acceso a la información, la participación social y la legitimación para actuar en la justicia a nivel colectivo[11]. El sector hidroeléctrico se hizo eco de estos procesos y distintas agencias internacionales trabajaron en una profunda revisión del sector. Como ya se mencionó, la Comisión Mundial de Presas (2000), el Protocolo de evaluación de la sustentabilidad de la Asociación Internacional de Hidroenergía (2010) y el Programa Presas y Desarrollo del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) son claros ejemplos de ello[12].

En consonancia con el resto del mundo, a partir de la Reforma Constitucional de 1994, en Argentina se sancionaron las principales normas ambientales, incluidas las de acceso a la información pública ambiental. Pero en contraposición a la tendencia mundial, en nuestro país el desarrollo de las presas se estancó por diversos motivos[13] y las empresas emblemáticas del sector (Agua y Energía Eléctrica e Hidronor) fueron desmembradas sin que ningún organismo tomara esa tradición.

Es decir, en nuestro país el proceso de incorporación de derechos ambientales no fue acompañado por una revisión de las prácticas en el sector de la hidroenergía o, al menos, no se construyó una agenda social en ese sentido[14]. Tampoco hubo proyectos de importancia que pudieran presentarse como "casos de éxito" de dicha revisión, por lo que, en muchos casos, las objeciones sobre los proyectos actuales parecen asentarse sobre las viejas prácticas y sobre versiones antiguas de los mismos, que se sostienen por un vacío de opinión técnico-profesional en la opinión pública.

Por otra parte, los extensos plazos que demandan los estudios, diseño y ejecución de las obras hidroeléctricas (que, a su vez, se pueden extender por conflictos o presentaciones judiciales de los propios oponentes a los proyectos) tienen impacto en dos niveles. Por un lado, las presas se inscriben necesariamente

11 Como consecuencia de los movimientos ambientales de las décadas anteriores que tuvieron su punto culminante en la Cumbre de Río de Janeiro en 1992.

12 No hay ningún proyecto en Argentina que haya aplicado el Protocolo de IHA. Ver http://www.hydrosustainability.org/Protocol-Assessments.aspx

13 Siendo el desarrollo más importante la finalización parcial de Yacyretá (10 años después del inicio de obras).

14 La normativa ambiental aplicable al sector (el Manual de Gestión Ambiental para obras hidráulicas con aprovechamiento energético), si bien constituye una buena herramienta de gestión, es anterior a la legislación ambiental y a los cambios observados a nivel de opinión pública.

en una planificación de largo plazo –una actividad que ha sido errática en el país a través de su historia–; cuando no es posible incorporar una obra dentro de un horizonte de planificación sostenido por el Estado o, en su defecto, por otros actores técnico-científicos, la población no logra encontrar un sentido a la ejecución de los proyectos. Por otro, a nivel local, en las zonas de implantación de los proyectos, se incorpora un factor de desestabilización que puede afectar de manera relevante la vida de las personas, tanto a nivel individual como comunitario, que es necesario atender de manera sistemática desde el momento inicial[15].

Los elementos enumerados en esta descripción –que no es exhaustiva– han tenido consecuencias sobre el posicionamiento de la hidroenergía, con un impacto evidente sobre los proyectos: cancelaciones, demoras, aumento de costos, trabas en la justicia, dificultades en la implementación de procesos participativos y diferentes grados de conflictividad social.

Los debates sobre la hidroenergía en un país se inscriben en el marco de una agenda que trasciende las fronteras nacionales. En realidad, el amplio acceso a fuentes de información permite que esta situación se verifique en casi todos los temas, aunque el peso del contexto local es diferente según los casos. Resulta interesante observar la influencia de la agenda global en la situación local sobre hidroeléctricas.

Los países más desarrollados tienen un alto aprovechamiento de su potencial hidroeléctrico, por lo que el debate público en dichos países está conformado por la contraposición entre las tecnologías renovables que tienen mayor capacidad de crecimiento en esos países (como la eólica o la solar), frente a las nucleares y térmicas fósiles (en particular aquellas que utilizan carbón).

A su vez, dada la organización política federal del país, las provincias mantienen el dominio originario de sus recursos naturales, entre ellos el agua. Este principio se mantiene aún en los ríos interjurisdiccionales e, incluso, en los internacionales. Ello implica que todo el procedimiento de estudio de impacto ambiental se realiza en base a las normativas provinciales.

Existen, sin embargo, normativas nacionales en la materia, como la Ley Nº 23.879, que establece la competencia nacional en proyectos hidroeléctricos y exige la realización de una

15 “Momento inicial” no significa aquí el comienzo de la obra, sino un momento muy anterior: el anuncio de la intención de estudiar el potencial energético de una región.

audiencia pública en el marco del Congreso Nacional. Si bien dicha ley es anterior a la sanción de las normas ambientales surgidas como consecuencia de la Reforma Constitucional de 1994, en el caso de las obras del río Santa Cruz la Corte Suprema de Justicia de la Nación ha fallado en el sentido de que dicha norma es aplicable, lo que agrega una complejidad mayor a la discusión nación-provincias respecto de competencias de cada estado en un proyecto hidroeléctrico.

Dado que el sistema eléctrico argentino está interconectado, y que la planificación energética del país está en manos del gobierno nacional, la competencia provincial en materia de recursos hídricos plantea otro desafío de tipo político, que requiere de acuerdos específicos para poder desarrollar una obra hidroeléctrica.

No sorprende, entonces, que los diversos factores que confluyen desde lo social, lo político y lo jurisdiccional hayan tenido como consecuencia que proyectos de suma importancia para el país lleven décadas de postergaciones e, incluso, aquellos que se ejecutan, sufran distinto tipo de interrupciones.

Conclusiones

Desde sus inicios, la hidroelectricidad ha sido utilizada como un modo de generación renovable y efectiva. A pesar de que varios países lograron utilizar la mayoría de sus recursos hídricos, Argentina todavía cuenta con una gran cantidad de ríos sin aprovechar para fines energéticos, existiendo la posibilidad de hacerlo en forma sostenible y con responsabilidad ambiental y social. La no explotación de este recurso, junto con el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, ha implicado que para generar energía eléctrica se utilice actualmente un alto porcentaje de generación en base a combustibles fósiles; una forma de generación que emite gran cantidad de gases de efecto invernadero, lo que está en contraposición de los compromisos asumidos por Argentina en la lucha contra el Cambio Climático.

La hidroelectricidad es una forma de generación eléctrica limpia y sustentable. Además de ser un complemento para otro tipo de fuentes renovables, si utilizáramos el potencial hidroeléctrico de nuestros ríos para generar energía, el aporte de esta fuente a la matriz energética sería más de tres veces lo que actualmente se genera, lo que significa un incremento considerable

y necesario para nuestro país, y una reducción considerable de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Solo con la operación de las dos centrales de Jorge Cepernic y Néstor Kirchner (hoy en construcción), se estima que la reducción de emisiones será del orden de 2,31 millones de toneladas de CO_2eq por año.

En los últimos años, se han desarrollado nuevos modelos de diseño de obras de hidroenergía, considerando más ampliamente las cuestiones ambientales, sociales y de desarrollo regional, lo que permite encarar proyectos basados en criterios de sustentabilidad.

Bibliografía

CAMMESA (2018) Informes Mensuales e información elaborada en base a datos de Cammesa.

ENRE. Anexo 22 "Programación y Despacho de Centrales Hidroeléctricas". http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.

Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. https://energy.gov/eere/water/history-hydropower

Yang Heloisa, et al. (1999). "The History of Dams". https://watershed.ucdavis.edu/shed/lund/dams/Dam_History_Page/History.htm

MINEM Ministerio de Energía y Minería de la Nación: https://www.minem.gob.ar/energia-electrica/index

IAE "World Energy Statistics": https://www.iea.org/

IHA (2018) "Protocolo de Evaluación de la Sustentabilidad". https://www.hydropower.org/

IHA. (2010). "GHG Measurement Guidelines for Freshwater Reservoirs" – Derived from: The UNESCO/IHA Greenhouse Gas Emissions from Freswater Research Projects.

ICOLD Comisión Internacional de Grandes Presas. http://www.icold-cigb.net/

Water and Energy, vol. 1. "The United Nation World Water Development Report". 2014.

CADECI (2016). "Presas y Desarrollo".

RenovAr. Ministerio de Energía y Minería.

UNESCO/IHA (2015). "Research Project on the GHG status of freshwater reservoirs".

Estudio numérico de los fenómenos transitorios aplicados a una central hidráulica de bombeo puro, "Capítulo 2: Centrales Hidráulicas de Bombeo".

MEFP (2009). Nota técnica Nº 22, "El Mercado Eléctrico Argentino".

International Hydropower Association. (2018). "2018 Hydropower Status Report"

IPCC (2014). Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,

IPCC (2014). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change.

BID (2014). Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos. Herramientas y metodologías de evaluación del futuro de la operación, planificación y expansión.

OLADE (2013). “Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia con Generación Renovable”.

IPPC (2015). Chapter 5 “Hydropower”.

MINEM (2016). “Cálculo del Factor de Emisión de CO2 de la Red Argentina de Energía Eléctrica”. Recuperado de: www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php? idpagina=2311

Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación (s.f.). Extraído el 18/05/2017 de: http://bdhi.hidricosargentina.gov.ar/MuestraDatos.aspx?Estacion=12817

Yang L. et al (2014) “Progress in the studies on the greenhouse gas emissions from reservoirs”. Acta Ecológica Sinica 34, 204-2012.

Hurwitz Zachary (2016). “Assessing the Risk of Greenhouse Gas Emissions from Reservoirs. Inter-American Development Bank”. IDB Technical Note; 1078, pag. 23

UNFCC (2015) Acuerdo de París: https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf

UNFCC (2016). “Primera Revisión de su Contribución Determinada a Nivel Nacional República Argentina”. http://www4.unfccc.int/ndcregistry/PublishedDocuments/Argentina%20First/17112016%20NDC%20Revisada%202016.pdf

IEA (2016). Resumen Ejecutivo, World Energy Outlook. https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2016_ExecutiveSummary_Spanishversion.pdf

International Renewable Energy Agency (2016). “Renewable Energy Statistics”.

Secretaría de Política Económica Guillermo Beyrne et. al (2015). “Modelo Estacional de Demanda de Energía Eléctrica”. Documento de Trabajo Nº 11.

UNESCO (2014). “The United Nation World Water Development Report”. Volume 1.

Concha Perdomo, Ismael (2021). Energía nuclear, desafíos globales y regionales. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.213-234). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

Considerando la disponibilidad de energía como un parámetro impulsor del desarrollo y calidad de vida de los países, y su escasez un impedimento para lograr los planes de desarrollo deseados o alcanzar los mínimos requerimientos para la vida, salud y dignidad de las poblaciones, los análisis para lograr el abastecimiento energético adecuado y garantizar su suministro, resultan de vital importancia para los países.

Pero abastecer este mínimo o apropiado nivel de demanda energética requiere de evaluaciones importantes a nivel económico, sociopolítico, ambiental y geopolítico; y un nivel de comprensión y experiencia sobre los sistemas energéticos, para desarrollar escenarios realistas que permitan planificar opciones de suministro viables, confiables y sustentables, gestionando sus riesgos y externalidades.

Así, aún hoy hay países que no logran incorporar o masificar en sus canastas energéticas energías limpias y eficientes a precios alcanzables, estables y predecibles, por múltiples restricciones; sumando estos requerimientos no abastecidos a los proyectados por el crecimiento demográfico y las expectativas de desarrollo a nivel mundial.

En este contexto, la Agencia Internacional de Energía Atómica (*IAEA*), ofrece su experiencia en publicaciones con estadísticas y diseño de escenarios energéticos, con estimaciones de alta y baja penetración nuclear, para que cada país interesado considere las diferentes alternativas energéticas y planifique sus requerimientos para obtener la combinación óptima y viable de tecnologías, partiendo de información fiable y asesoramiento específico.

Palabras clave: *energía nuclear, GEI, proyecciones nucleares, desafíos nucleares, demanda energética.*

ABSTRACT

Considering the availability of energy as a driving parameter of the development and quality of life of the countries, and taking into account that its shortage is an impediment to achieve the desired development plans or reach the minimum requirements for the life, health and dignity of the populations, the analyzes for achieving of an adequate energy supply and guaranteeing its supply turn out to be of vital importance for the countries.

But supplying this minimum -or appropriate- level of energy demand requires important evaluations at the economic, socio-political, environmental and geopolitical levels; as a certain level of understanding and experience about energy systems, in order to develop realistic scenarios that allow to plan viable, reliable and sustainable supply options, managing their risks and externalities.

Thus, even today there are countries that fail to incorporate or massify in their energy chains clean and efficient energies at affordable, stable and predictable prices, due to multiple restrictions; adding these requirements not supplied to those projected by population growth and development expectations worldwide.

In this context, the International Atomic Energy Agency (IAEA), offers its experience in publications with statistics and design of energy scenarios, with estimates of high and low nuclear penetration, so that each interested country considers the different energy alternatives and plans their requirements to obtain the optimal and viable combination of technologies, based on reliable information and specific advice.

Keywords: *nuclear energy, GHG, nuclear projections, nuclear challenges, energy demand.*

Energía nuclear, desafíos globales y regionales

Ismael Concha Perdomo[1]

1. Introducción

El panorama mundial al año 2015 presentaba 1.200 millones de personas sin acceso a la electricidad, 1.000 millones sin atención médica por pobreza energética, 2.700 millones empleando biomasa como única opción para calefacción y cocción, ocasionando dos millones de muertes por año por inhalación de aire contaminado por la quema de estos combustibles.

En este contexto la energía nuclear representaba solo el 11,2% de la generación eléctrica total, con un 66,7 % de origen térmico fósil, un 17,8% hidroeléctrico y un 4,3 % renovable.

Considerando el nivel de desarrollo socioeconómico y tecnológico existente en los países que cuentan con energía nucleoeléctrica, puede observarse una clara correlación entre el acceso a las energías modernas y eficientes y el nivel de vida de las poblaciones.

Por otra parte, ante el crecimiento continuo de la demanda global de energía y de las presiones ambientales y sus impactos en la vida humana (principalmente por el uso masivo de combustibles fósiles), y ante la necesidad de asegurar el abastecimiento de energía (de alta importancia en la agenda política de los países), la Energía Nuclear se presenta como una opción de suministro muy útil para cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). Así, los Objetivos número 7.1 y 13.2 del Documento elaborado por la Organización de Naciones Unidas (ONU) recomiendan, entre otras metas “para el

1 Agencia Internacional de Energía Atómica.

año 2030: garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos" e "incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales", respectivamente.

Esto es relevante entre otras cosas, debido a las bajas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de la tecnología nuclear durante su ciclo de vida respecto a otras alternativas de generación eléctrica, incrementando a su vez la seguridad energética al procurar una electricidad confiable en la base de la curva de carga del sistema de generación. De esta forma, una central nuclear opera en forma económica día y noche casi sin interrupción (salvo por mantenimientos o contingencias del sistema eléctrico), a un costo predecible y asequible justificado también en el alto poder calorífico de sus combustibles.

Además, frente a un aumento del precio del uranio, el costo del combustible nuclear se ve amortiguado por constituir este una pequeña parte del combustible final, compuesto mayormente por estructuras metálicas. En contraste, los costos de generación de las centrales térmicas fósiles dependen fuertemente de los precios de estos energéticos, que a su vez presentan una alta volatilidad por razones, económicas, logísticas e incluso geopolíticas. Esta situación genera incertidumbre sobre los costos a futuro, relativizando los análisis de competitividad a largo plazo.

Por su parte los países, para definir sus canastas energéticas, evalúan las distintas alternativas de suministro, el crecimiento de la demanda energética, las opciones de financiación, sus preferencias, la opinión pública y la aceptación de la sociedad. De este análisis y de una adecuada planificación energética a largo plazo, se obtiene la combinación óptima de tecnologías y las respectivas estrategias de suministro para satisfacer la demanda de electricidad y así poder continuar o expandir sus planes de desarrollo.

Dado que no existen tecnologías sin riesgo, residuos ni interacción alguna con el ambiente, no se trata de considerar ninguna en particular en forma aislada, sino más bien de comparar el rendimiento de cada una con sus alternativas, y complementarlas durante todo el ciclo de vida de las mismas.

Como respuesta a la problemática energética global, *IAEA* pone a disposición sus más de 36 años de experiencia en publicaciones con proyecciones de estimaciones de alta y baja penetración nuclear, para que los países puedan analizar las

diferentes alternativas energéticas y planificar el abastecimiento de sus requerimientos de manera óptima y factible. Así, en *IAEA* se elaboran ediciones anuales con estimaciones de largo plazo como la *RDS 1-2016* ("*Reference Data Series Nº1 Edition 2016"* o Series de Datos de Referencia Edición 2016). Además desde su página web (*https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx*), puede accederse a las estadísticas del "*Power Reactor Information System" PRIS* (sistema de información de reactores de potencia), muchas de las cuáles serán expuestas en el presente documento, principalmente en forma de imágenes.

2. Participación nuclear a nivel mundial

2.1. Generación de electricidad

En la siguiente Figura 1 se presenta la información de *IAEA* correspondiente al porcentaje de participación de generación eléctrica de origen nuclear, para los 30 países que disponen de esta tecnología. Aquí puede apreciarse el caso paradigmático de Francia que por razones de índole económica, de independencia energética y de estrategias de desarrollo, fue mermando su dependencia externa de los combustibles fósiles a través del incremento en la generación nucleoeléctrica, produciendo actualmente la mayor proporción de electricidad nuclear a nivel mundial, a menores precios que muchos países vecinos y con menores emisiones de carbono asociadas.

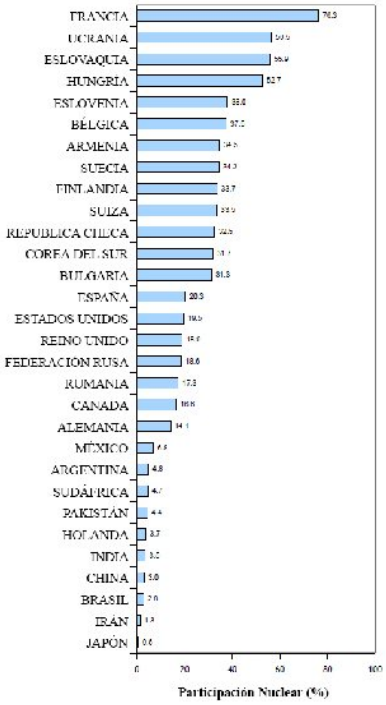


Figura 1. Participación nuclear en la generación eléctrica mundial al año 2015. FUENTE: Reference Data Series Nº 1(RDS-1) 2016 Edition: "Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050", p. 14.

2.2. Potencia instalada

A octubre de 2016 se registraban 450 reactores en operación con una potencia total de 392 GWe, siendo Estados Unidos el país con más reactores operando (100), seguido por Francia (58), Japón (43), China (36), Rusia (36) y Corea del Sur (25).

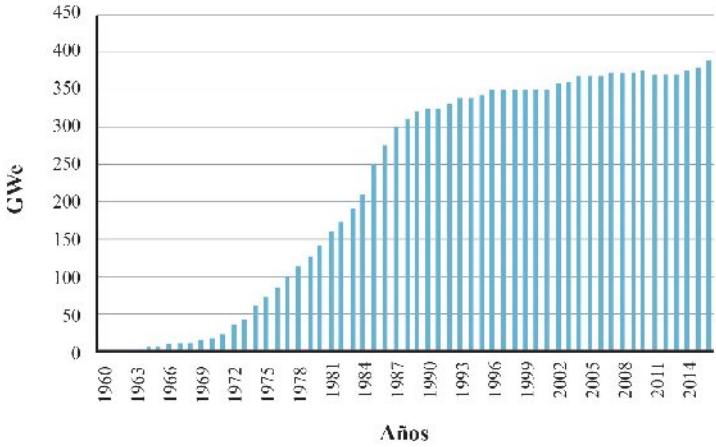


Figura 2. Evolución de la capacidad instalada nuclear mundial al año 2016. FUENTE: IAEA NES No. NP-T-4.3. "Industrial Applications of Nuclear Energy". p. 3.

En la siguiente Figura 2 se muestra la evolución de la potencia instalada nuclear a nivel mundial en GWe hasta el año 2016.

Un análisis interesante considera la antigüedad de los reactores en funcionamiento al año 2016, resultando un 50% de estos con más de 30 años de operación y un 75% con más de 25 años en actividad, evidenciando los largos períodos de operación segura que ofrecen estas centrales. Como se presenta en la Figura 3, puede apreciarse el auge de la época dorada de la energía nuclear entre las décadas del ´70 y del ´80 y las unidades que ingresaron luego de los accidentes de Chernóbil (abril de 1986) y de Fukushima (marzo de 2011), mostrando como a pesar del impacto en la opinión pública de ambos accidentes, ciertos países continuaron con sus planes energo-estrátegicos con esta tecnología.

Este comportamiento del sector nuclear con posterioridad a ambos accidentes también muestra un cambio geográfico en los países históricamente consumidores de esta tecnología, pasando de estar concentrados masivamente en Estados Unidos y Europa, a incorporarse intensivamente en China, Corea, India y Emiratos Árabes, incrementando los planes nucleares de Rusia. Incluso nuevos países como Turquía y Bangladesh, están evaluando la incorporación de esta tecnología.

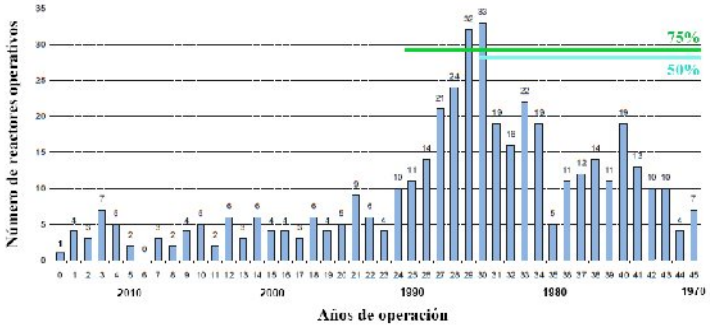


Figura 3. Cantidad de reactores operativos por años de antigüedad. FUENTE: Reference Data Series Nº 2(RDS-2) 2017 Edition: "Nuclear Power Reactors in the World", p. 78.

En la actualidad, además de los nuevos ingresos planificados, se evalúa la extensión de vida de las centrales existentes por 20 o 30 años más, dependiendo del tamaño de la planta y el costo de inversión a realizar. Esto puede permitir mantener el abastecimiento de un porcentaje de la creciente demanda eléctrica, sin requerir los elevados costos ni tiempos de construcción de una nueva central, postergando a la vez las medidas y costos de gestión de residuos correspondientes al desmantelamiento de un reactor que finaliza su vida útil. Sin embargo en ocasiones las centrales más antiguas por ser más pequeñas que las actuales, con costos de extensión de vida y/o repotenciación poco competitivos respecto a los de construcción de una nueva central más moderna y eficiente, o quizás la ubicación que en su momento era adecuada, con el paso de los años ya no resulta tan conveniente.

Con respecto a los reactores en construcción, la información estadística de *IAEA* obtenida del *PRIS* indica que a septiembre de 2016 se registraban 60 centrales bajo esta modalidad, destacándose países como China con 20 unidades, Rusia con 7, India y Emiratos Árabes con 4 unidades cada uno. Esto demuestra que a pesar de la insuficiente información y opinión pública negativa sobre esta tecnología, muchos países siguen encontrando en ella una solución factible y económicamente plausible para responder a las crecientes necesidades energéticas de su población y no ver limitadas sus posibilidades desarrollo, minimizando al mismo tiempo las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de origen energético.

2.3. Proyecciones de inserción nuclear mundial de *IAEA*

De acuerdo a lo mencionado en la introducción, *IAEA* desarrolla escenarios energéticos al año 2050 con expectativas de "Baja" y de "Alta" penetraciones nucleares, basándose en la información de los países. Estas proyecciones, consideradas como tendencias de crecimiento muy generales cuya validez debe ser sometida constantemente a revisión crítica, están basadas en el crecimiento económico, la correlación entre este y el uso de energía, la eficiencia y los costos de la tecnología, la disponibilidad de recursos energéticos y los precios futuros de los combustibles, las políticas energéticas y las restricciones físicas, sociales y económicas.

Así, el escenario de "Baja" representa expectativas sobre el futuro asumiendo que se mantienen las tendencias actuales del mercado, que la tecnología y los recursos continúan sin grandes cambios, al igual que las leyes, políticas y regulaciones que afecten el desarrollo nuclear. Este caso fue diseñado explícitamente para producir un conjunto conservador pero plausible de proyecciones, sin por ello suponer automáticamente que los objetivos para el crecimiento de la energía nuclear en un país determinado, se logren necesariamente.

El caso de altas expectativas, en cambio, es mucho más ambicioso, pero sigue siendo plausible y técnicamente factible. Aquí se asume que se mantienen las actuales tasas de crecimiento de la economía y la demanda eléctrica con un crecimiento particularmente alto en el Lejano Este, incluyendo también cambios en las políticas de los países en respuesta al Cambio Climático.

En la siguiente Figura 4 se presentan los resultados obtenidos para ambos escenarios. Aquí se presenta una proyección al año 2050 de 417 GWe para el Escenario de Baja y de 898 GWe para el escenario de "Alta", con crecimientos dependientes del desarrollo de las regiones geográficas componentes del mapa mundial, como se muestra en la Figura 5, previéndose una mayor expansión en el Este y Sur de Asia, Oriente y Europa del Este, por tratarse de regiones en desarrollo y con alta densidad y crecimiento poblacional y por tanto altas necesidades energéticas para abastecer.

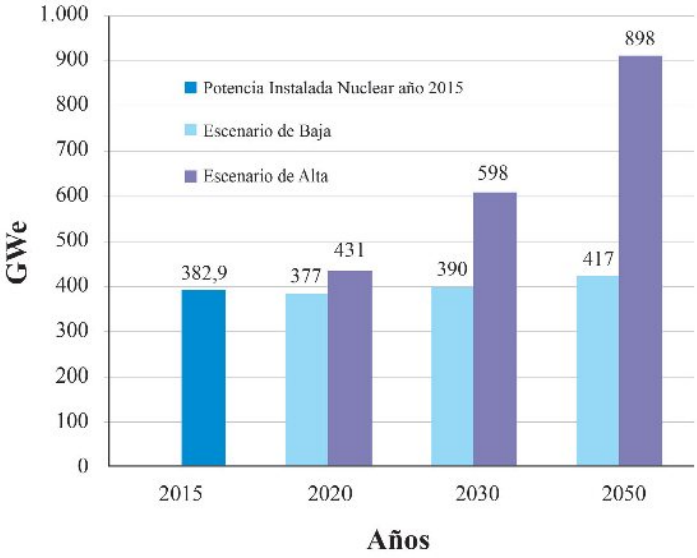


Figura 4. Proyecciones de IAEA - Potencia nuclear mundial al año 2050. Fuente: NEPIK/ PESS - IAEA.

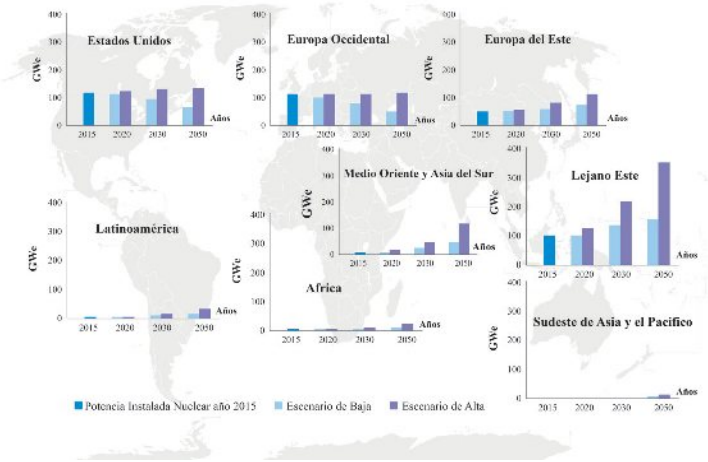


Figura 5. Proyecciones de IAEA - Potencia nuclear regional al año 2050. Fuente: NEPIK/ PESS - IAEA.

2.4. Proyecciones de inserción nuclear mundial de otras organizaciones

A nivel internacional otros organismos e instituciones realizan estimaciones de las proyecciones de la energía nuclear al año 2030, tales como la Asociación Nuclear Mundial (*WNA* por sus siglas en inglés) y la Agencia Internacional de Energía (*IEA* por sus siglas en inglés), agrupación internacional creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo de 1973, que busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados miembros, con la finalidad de procurar energía confiable, asequible y menos contaminante a sus respectivos habitantes.

En la Figura 6 se observa la comparación de Escenarios entre WNA, IAEA y OECD para los años 2020 y 2030. A diferencia de IAEA, los otros dos organismos desarrollan tres escenarios en lugar de dos: la WNA uno de Referencia, uno de Baja y otro de Alta, y la IEA: uno con mantenimiento de las políticas actuales, otro con nuevas políticas y el tercero (creado para alinearse con el Acuerdo de Copenhague de 2009, denominado IEA 450), que aspira a limitar el calentamiento global a no más de 1,5 grados centígrados, con la descarbonización necesaria para alcanzar los límites climáticos acordados.

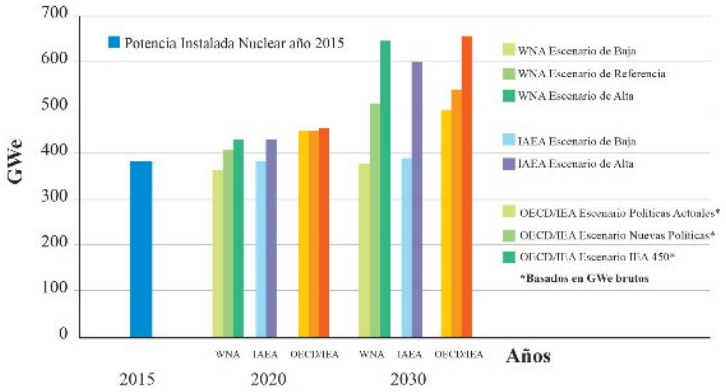


Figura 6. Comparación de proyecciones de potencia nuclear mundial. Fuente: IAEA.

Como puede apreciarse, en la comparación de estos escenarios, las proyecciones de IAEA resultan similares a las de WNA encontrándose a su vez por debajo de las de OECD/IEA. Esto se debe a que las cifras utilizadas por OECD/IEA se basan en valores brutos de potencia instalada, deduciendo entonces que los expertos de las tres organizaciones valoran en forma similar el futuro energético, resultando las diferencias que puedan existir en los resultados, fruto de las diferentes expectativas y exigencias de cada escenario (en este caso los de OECD/IEA incorporan nuevas políticas y adicionalmente la disminución del calentamiento global, llevando ello a requerir mayores valores de inserción nuclear para cumplir estos objetivos).

2.5. Potencia nuclear a retirar y oportunidades de extensión de vida

Una vez cumplido el plazo de operación autorizado por la Autoridad Regulatoria Nuclear de cada país para el funcionamiento seguro de sus centrales nucleares, existe la posibilidad de extender la vida útil de las plantas. Esta es una decisión política y económico-financiera que cada país toma en función de la tecnología, el tamaño de la planta, la inversión requerida, los costos relativos a la construcción de una nueva central, la ubicación de la misma y las posibilidades de financiación del proyecto. En caso de no resultar rentable la extensión de vida, por ejemplo por resultar demasiado pequeñas las potencias de las viejas centrales en comparación con los nuevos diseños, corresponde proceder a su desmantelamiento, con los costos y plazos requeridos que esto implique para las tareas de descontaminación y clausura segura.

Esta situación fue contemplada en las proyecciones de *IAEA* en sus escenarios de “Baja” y “Alta” para los años 2030 y 2050, presentándose sus resultados en las siguientes Figuras 7 y 8, respectivamente.

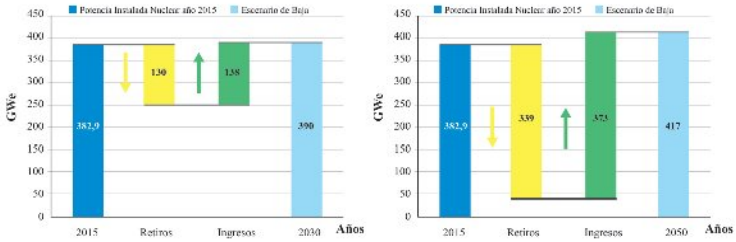


Figura 7. Escenario de Baja IAEA - Potencia nuclear mundial con ingresos netos. Fuente: NEPIK/PESS - IAEA.

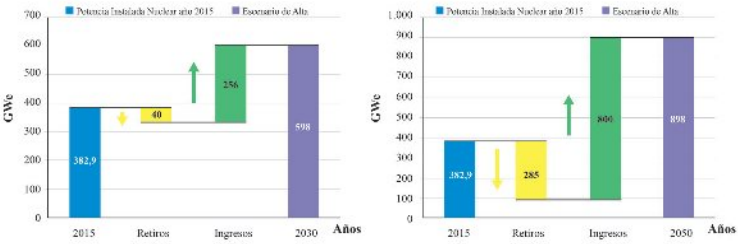


Figura 8. Escenario de Alta IAEA - Potencia nuclear mundial con ingresos netos. Fuente: NEPIK/PESS - IAEA.

Como se aprecia en ambas Figuras 7 y 8, *IAEA* contempla en sus proyecciones la cantidad máxima y mínima de reactores a retirar y a construir hasta los años 2030 y 2050 respectivamente, de acuerdo a los escenarios desarrollados y en base al análisis de las estadísticas que desarrollan los expertos del sistema *PRIS* y a la información que aportan los países miembro.

3. Sesenta años de energía nuclear y futuros desafíos

Los desafíos para el suministro energético sostenible del siglo XXI contemplan que la energía es fundamental para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible. Adicionalmente, aún quedan cerca de 2.000 millones de personas sin sistemas modernos de energía para incorporar sus requerimientos a futuro, al crecimiento de la demanda de servicios energéticos. Esta demanda a su vez se ve incrementada por el continuo crecimiento de las poblaciones y las expectativas de desarrollo de los países;

exigiendo también la erradicación de la pobreza, servicios de energía asequibles.

Por otra parte, resulta imperiosa la necesidad de minimizar los impactos de la generación y logística energéticas en la salud y el medio ambiente, sin contar con la necesidad de desarrollar estrategias de adaptación y mitigación al cambio climático.

Por todo ello, las opciones tecnológicas hacia un futuro energético sostenible deben incluir:

- mejoras en las eficiencias de todo el sistema energético,
- aumento o inclusión en las matrices de generación eléctrica de otras energías renovables (eólica, solar fotovoltaica, entre otras) y menos contaminantes en las regiones geográficas que presenten ventajas comparativas para su aprovechamiento,
- tecnologías de captura de carbono para las centrales que quemen combustibles fósiles,
- la última generación disponible de tecnología nuclear.

De esta forma el mix tecnológico óptimo será propio y específico para cada país, dependiendo de las disponibilidades locales de energéticos, tecnologías, infraestructura, mano de obra y capacidad de financiamiento o endeudamiento, entre otras variables.

3.1 Compatibilidad económica

Como se ha mencionado, en la generación de electricidad el servicio de energía debe ser sostenible, a valores accesibles y viables. A su vez, los ingresos por las ventas de electricidad de un generador deben exceder el costo total de producción para que la operación sea competitiva.

Por otra parte, sus precios deberían cubrir idealmente el costo total para la sociedad, es decir que las externalidades o costos externos producidos como consecuencia de su funcionamiento deberían ser internalizadas, al igual que para el resto de las tecnologías energéticas, lo cual al momento no se encuentra reglamentado en la mayoría de los países. Esto obedece principalmente a no haberse podido generar acuerdos sobre como cuantificar ni valorizar estos impactos (positivos ni negativos) en forma adecuada, constituyendo así una de las llamadas fallas de mercado que requieren intervención de los Estados para resolverlas, mediante regulación, asignación de impuestos o penalidades, etc. Sin embargo, en el caso de la nucleoelectricidad, dado el requerimiento de sistemas de gestión de residuos

peligrosos y de la larga vida inherentes a su operación, sí se contempla una fracción de los costos para ser destinada a las actividades de clausura y disposición segura de las instalaciones y residuos, a diferencia de la mayoría de las tecnologías energéticas que emiten contaminantes al ambiente sin ninguna penalidad.

En este sentido la generación nuclear presenta las siguientes ventajas:

- Operación económica
- Costos de generación estables y predecibles
- Largos plazos de operación
- Colabora en garantizar la seguridad de suministro, por alto factor de carga (generando casi sin intermitencias y planificando mantenimientos para épocas de baja demanda), sumado a su independencia de factores climáticos y a la baja incidencia en sus costos de los precios del combustible
- Bajas externalidades negativas comprobadas frente a otras tecnologías (impactos en la salud, biodiversidad, pérdidas de rendimiento de cultivos y daños materiales), considerando que se trata de la actividad con los controles más exigentes sobre las emisiones al ambiente y la gestión de sus residuos
- Altas externalidades positivas difíciles de cuantificar, pero contempladas por los países que siguen incorporando la tecnología (calificación de mano de obra de alta especialización, mejoras en la infraestructura, generación de nuevo empleo, requerimientos de materiales a otras industrias con elevados niveles de exigencia de calidad, etc.)

En cuanto a la compatibilidad económica la generación nuclear presenta las siguientes desventajas:

- Alto costo de capital que puede dificultar la financiación
- Alta sensibilidad a las tasas de interés como cualquier tecnología capital intensiva
- Largos plazos de planificación y construcción, sobre todo para países con poca o nula experiencia en estos proyectos
- Largo período de repago dada la alta inversión a amortizar
- Riesgo político/regulatorio que puede producir demoras en las distintas etapas de planificación, construcción y puesta en marcha e incluso detener el proyecto.

Uno de los indicadores económicos más utilizados para comparar tecnologías de generación eléctrica es el costo nivelado de generación (CNG), que contempla todos los costos a lo largo de la vida útil de cada proyecto (inversión inicial, costo de capital,

operación y mantenimiento, costos de combustibles, etc.), y así calcula el costo total por unidad de electricidad generada (U$S/MWh), permitiendo de esta forma comparar y valorar la competitividad económica de las distintas tecnologías disponibles en cada país. Para la generación nucleoeléctrica este costo en muchos países resulta más bajo que el de otras alternativas, pero depende fuertemente de la tasa de descuento local. En la figura 9 se observa la influencia de estas tasas (r) para las distintas tecnologías, siendo las de alto capital intensivo las que presentan mayor sensibilidad. Así, el incremento porcentual del CNG varía exponencialmente con el aumento de las tasas.

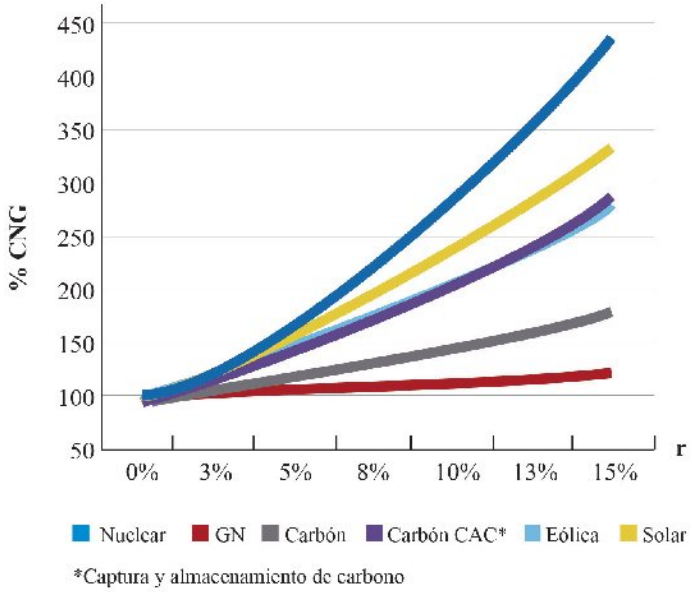


Figura 9. Costos nivelados de generación eléctrica en función de la tasa de descuento. Fuente: IEA-NEA-OECD. “Projected Costs of Generating Electricity” - 2010 Edition, p. 112.

Por otra parte si se compara la estructura de costos de una central nuclear frente a las de tecnologías que queman combustibles fósiles tales como carbón y gas natural, (las tecnologías que suelen competir por abastecer la base de la curva de carga del sistema eléctrico), se puede apreciar en la figura 10,

la participación de los costos de combustible, de operación y mantenimiento y de capital normalizados, y en virtud de ello, el impacto en el costo de la electricidad ante una duplicación del precio de combustible. Aquí puede apreciarse una de las ventajas de la generación nucleoeléctrica que hace a la estabilidad de sus precios, y tiene que ver con la baja incidencia del costo de sus combustibles, frente a otras tecnologías.

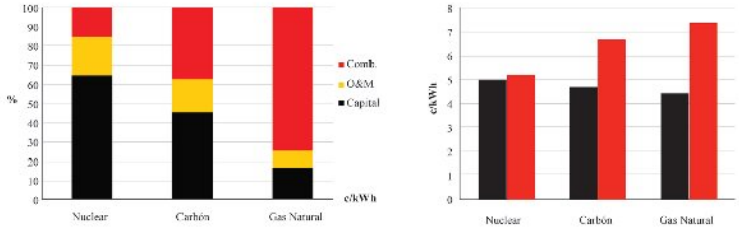


Figura 10. Participación del costo del combustible e impacto de duplicar su precio. Fuente: IAEA.

3.2. Compatibilidad ambiental

Para lograr este objetivo las entradas y salidas desde y hacia cada eslabón de la cadena del sistema energético deben interferir mínimamente con los flujos y equilibrios de la naturaleza, sin exceder la capacidad de carga de los ecosistemas. Además, el desmantelamiento de las tecnologías energéticas, ciclos de combustible e infraestructuras, incluido el reciclaje de materiales, debe ser técnica y económicamente viable.

En este sentido, la tecnología nuclear presenta las siguientes ventajas:

- Bajas emisiones contaminantes
- Bajos requerimientos de tierra para instalar una central
- Bajos volúmenes de combustible y residuos
- Sistema de gestión de residuos en práctica
- Almacenamiento interino probado
- Capacidad de reprocesamiento de sus combustibles gastados

Entre las desventajas se encuentran:

- Alta toxicidad de los residuos
- Necesidad de aislamiento de los mismos por largos períodos de tiempo
- Inexistencia de repositorios finales definitivos para confinarlos y controlarlos
- Carga potencial que esto puede implicar para futuras generaciones

En cuanto a las emisiones de GEI, a continuación se presenta en la Figura 11 la comparación de emisiones por tipo de tecnología en masa de Carbono equivalente por unidad de electricidad generada. Como puede apreciarse la tecnología nuclear es la más limpia en este aspecto.

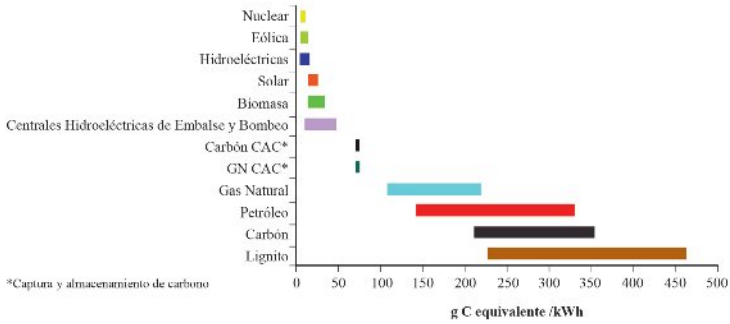


Figura 11. Huella de carbono de tecnologías de generación eléctrica. Fuente: IAEA.

En relación a la gestión de residuos radiactivos generados en las centrales nucleares, estos constituyen uno de los elementos de mayor sensibilidad social y también una de las principales previsiones de seguridad del sector. Estos residuos son materiales que contienen elementos radiactivos para los cuáles no hay previsto ningún uso futuro y cuyos valores de actividad radiológica están dentro de los límites establecidos por la autoridad regulatoria nuclear (ARN) de cada país para su gestión segura, mediante el estricto cumplimiento de las normas y licencias otorgadas por esa Autoridad, en función de las recomendaciones de la Comisión internacional de protección radiológica (contemplando incluso las fuentes radiactivas en desuso procedentes del sector sanitario, la industria y la investigación). Por

sus características radiológicas estos residuos requieren ser gestionados en forma adecuada para proteger a la población y al ambiente. Se incluyen entonces en esta gestión al conjunto de actividades técnicas, económicas y administrativas llevadas a cabo para cumplir con su caracterización, registro, transporte, tratamiento, acondicionamiento, almacenamiento y disposición final.

Los residuos de nivel alto (mayor actividad radiológica), se producen dentro del elemento combustible en los reactores nucleares, como consecuencia de los procesos de fisión nuclear y captura neutrónica. Pero el combustible gastado, además de los residuos de alta actividad, contiene elementos fisionables útiles para fabricar nuevos combustibles nucleares a través de un reprocesamiento. Esta posibilidad permite aprovechar los altos excedentes energéticos del combustible original irradiado y a la vez minimizar el volumen de material radiológico de alta actividad a gestionar. Por estas razones no es considerado un residuo sino un recurso energético estratégico de uso potencial. En virtud de ello, estos combustibles gastados son depositados inicialmente en piletas de almacenamiento húmedo para enfriarlos y, luego de disminuidos apropiadamente ciertos niveles de actividad radiológica, ser alojados en infraestructuras adecuadas de almacenamiento en seco exitosamente probadas (silos, bóvedas, etc.). Luego, dependiendo de que se aplique o no el reprocesamiento para recuperar los potenciales energéticos en la fabricación de nuevos combustibles, se continúa confinando los materiales radiológicos con tecnologías avanzadas especialmente diseñadas para su aislamiento, previendo la multiplicación, redundancia e independencia de barreras de control y continuas medidas de seguridad y vigilancia.

En este sentido, con el apoyo y guía de *IAEA* en varios países interesados se llevan a cabo proyectos de investigación y desarrollo de materiales y tecnologías que permitan optimizar y mejorar lo existente en esta materia, llevando a producir nuevos conocimientos también aplicables a otras áreas de la ciencia y la industria.

Considerando que una de las principales ventajas de esta tecnología es la densidad de energía de sus combustibles, que ocupando pequeños volúmenes son capaces de brindar enormes cantidades de energía; similar relación se mantiene con sus residuos, los cuáles son ínfimos en relación a la energía generada. Esto puede apreciarse en la siguiente figura 12, en donde

se comparan los volúmenes de los residuos generados por las actividades industriales y radiológicas de la Unión Europea en el año 2000.

Figura 12: Comparación anual de residuos de la Unión Europea Año 2000. Fuente: RICOTTI, M.E. (2013). "Nuclear energy: Basics, Present, Future" – EDP Sciences – SIF, 2013, p. 8.

3.3. Compatibilidad sociopolítica

Para cumplir con este objetivo, las tecnologías y los ciclos de combustibles asociados deben ser apoyados por el público en general, mientras que su operación debe cumplir estrictos estándares de seguridad. En el caso nuclear, existe en la sociedad el temor de robo de material nuclear o sabotaje a las centrales, aunque exista suficiente protección y seguridad física en ellas.

IAEA tiene la misión de identificar dónde existan mayores riesgos, para reducir el costo de manera efectiva y equilibrar la seguridad con otros beneficios de las aplicaciones nucleares pacíficas.

Por su parte, la percepción pública en el campo nuclear es muy distinta a la realidad. Así se puede decir que la energía nuclear tiene un excelente historial de seguridad, siendo esta una parte integral del diseño y operación de la planta. Al igual que en la industria aeronáutica, no hay lugar para la complacencia, ambas nacieron basadas en la cultura de seguridad, contemplando revisiones por pares y mejores prácticas, análisis periódicos de mejora continua, y basándose en las lecciones aprendidas de accidentes pasados.

Sin embargo, la percepción del público es muy diferente: considera que "lo nuclear es peligroso, que nunca se puede estar seguro, que la seguridad es insuficiente, que las plantas

nucleares son potenciales bombas atómicas", etc. manifestando un temor en la población que conlleva a una baja aceptación pública. Es común cuando se realiza difusión de la seguridad nuclear y los beneficios de la generación nucleoeléctrica escuchar a las personas decir: "Puede que la explicación sea muy clara y muy buena, pero tengo dos problemas con la energía nuclear, ¡No sé absolutamente nada al respecto y no confío en los que saben!"

Por estos motivos, una adecuada y persistente comunicación pública así como las tareas de difusión sobre sus beneficios y respuesta a interrogantes e inquietudes, constituyen uno de los pilares para incrementar la aceptación pública de estas tecnologías, participando en toda clase de ámbitos educativos, certámenes, ferias, sostenidos en el apoyo gubernamental indispensable en los países interesados en incorporar esta tecnología.

3.4. Compatibilidad geopolítica

Idealmente, las fuentes de energía deberían estar distribuidas geográficamente de manera uniforme, permitiendo suministros seguros y no representar una amenaza para la seguridad de otros países.

En este campo se destaca la importancia de la No Proliferación Nuclear: para frenar y prevenir la propagación de armas nucleares, sus medios de entrega y los materiales y tecnologías relacionadas; como así también la Seguridad Nuclear: encargada de la prevención, detección y respuesta a robos, sabotajes, accesos no autorizados, transferencias ilegales u otros actos maliciosos relacionados con materiales nucleares y otras sustancias radiactivas o sus instalaciones asociadas. Para cumplir estos objetivos se contemplan múltiples barreras tecnológicas e ingenieriles así como estrictos controles de ingreso para la protección de las áreas vulnerables.

3.5. Compatibilidad de la demanda

La calidad de los servicios energéticos no puede ser inferior a los servicios equivalentes prestados por el sistema existente, sino que debe tener el potencial de llegar a ser sustancialmente mejor. Para ello, la densidad de la oferta debe corresponder a la densidad de la demanda, esto es, el desarrollo e incorporación de toda la infraestructura necesaria para contar con energía

nuclear, debe sustentarse en requerimientos energéticos y/o estratégicos válidos de los países interesados, que la justifiquen.

Esto no solo debe apreciarse desde el punto de vista eléctrico únicamente, sino que también pueden contemplarse las posibilidades de desalinización de agua de mar para regiones que no cuenten con suficiente agua potable, o de abastecimiento de calefacción centralizada para distribuir en zonas muy frías o con altas necesidades energéticas industriales (como refinación de petróleo, carbón duro y lignito; procesos de *oil shale* y *oil sand* y separación de hidrógeno y oxígeno, entre otras).

4. Comentarios finales

Como se ha comentado, la demanda de energía eléctrica en el mundo ha sido históricamente creciente en el tiempo, acompañando el aumento demográfico y de calidad de vida de las poblaciones, a pesar de que muchos países aún no han podido incorporarla a sus canastas energéticas, continuando sin cuantificar debidamente sus demandas desabastecidas pero pagando los costos socioeconómicos y de limitación al desarrollo que esto implica.

Contemplando los países que poseen energía nuclear se verifica que esta tecnología ha demostrado su capacidad de contribuir a la seguridad energética, reduciendo a su vez las emisiones de GEI. Su estabilidad y costos competitivos frente a otras fuentes de generación de electricidad basada en sus bajos costos operativos, la vuelven óptima para operar en la base de la curva de la demanda, con una generación predecible con baja variabilidad.

Por otra parte, actualmente existen en el mundo países proveedores de centrales nucleares llave en mano (como Rusia y China), y países que disponen de petróleo como los Emiratos Árabes, que igualmente siguen incorporando centrales nucleares para posicionarse geopolíticamente en el mundo, a pesar de la desinformación y percepción que pueda tener la opinión pública a nivel global.

En definitiva, los gobiernos de los países tienen la exigencia de proveer energía limpia, accesible, segura y que fomente el desarrollo y bienestar de su población, y en este marco la energía nuclear se presenta como una opción, que no solo genera energía eléctrica con las condiciones favorables ya

mencionadas, sino que también aporta al desarrollo humano en otras áreas fundamentales como la salud, alimentación, educación y el desarrollo industrial.

BIBLIOGRAFIA:

United Nations - "Resolution adopted by the General Assembly on 25 September 2015" - A/RES/70/1, pp. 19 y 23.

Reference Data Series Nº 1(RDS-1) 2016 Edition: "Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050", p. 14.

IAEA NES No. NP-T-4.3. "Industrial Applications of Nuclear Energy". p. 3.

Reference Data Series Nº 2(RDS-2) 2017 Edition: "Nuclear Power Reactors in the World", p. 78.

I**EA-NEA-OECD**. "Projected Costs of Generating Electricity" - 2010 Edition, p. 112.

RICOTTI, M.E. (2013). "Nuclear energy: Basics, Present, Future" – EDP Sciences – SIF, 2013, p. 8.

Plá, J.; Bolzi, C.; Martínez Bogado, M.G. y Durán, J.C. (2021). Energía solar fotovoltaica. Generación distribuida en áreas urbanas. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.237-268). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

En los últimos años las energías renovables han tenido un progresivo protagonismo en la generación de electricidad en diversas partes del mundo, el cual ha sido motivado esencialmente por el incremento en la conciencia de la irreversibilidad del cambio climático producido por las emisiones de gases de efecto invernadero por la combustión de combustibles fósiles, expresada en el Acuerdo de París de 2015, como así también por su creciente competitividad económica. Entre las tecnologías de generación mediante fuentes renovables, la energía solar fotovoltaica se destaca a nivel global por su rápido crecimiento, como consecuencia de las políticas de promoción de algunos estados nacionales y su abaratamiento producto de la economía de escala, en un marco de continuo crecimiento tarifario en el sector eléctrico que vuelve aún más competitiva su implementación.

En este capítulo se pasa revista al estado actual del desarrollo de la energía solar fotovoltaica en el contexto de las energías renovables, tanto a nivel global como local, y se consideran las estrategias de generación centralizada y distribuida. Asimismo, se presentan los proyectos desarrollados por la Comisión Nacional de Energía Atómica, en colaboración con la Universidad Nacional de San Martín, para promover en el país la utilización de sistemas de generación fotovoltaica distribuida conectados a la red de distribución eléctrica. Finalmente, se resumen los distintos modelos tarifarios, así como los aspectos legales y normativos vigentes en el país.

Palabras clave: *Energía Solar Fotovoltaica, Generación Distribuida, Modelos Tarifarios, Legislación.*

ABSTRACT

In recent years, renewable energies have had a progressive role in the electricity generation around the world, motivated essentially on an increasing awareness about the irreversibility of climate change produced by greenhouse gas emissions associated with the burning of fossil fuels, expressed in the Paris Agreement on 2015, as well as due to their growing economic competitiveness. Among renewable generation technologies, photovoltaic solar energy emerges at global level because of its rapid growth, as a consequence of promoting national policies of several countries as well as the continuous reduction of costs in photovoltaic industry due to economies of scale, within the framework of increasing tariffs in the electricity sector that make photovoltaic implementation even more competitive.

In this chapter, the state of the art of photovoltaic development in the frame of the renewable energies, at global and local level, is reviewed, and strategies of centralized and distributed generation are considered. Likewise, the projects developed by the National Atomic Energy Commission, in collaboration with the National University of San Martín, to promote in the country the use of distributed photovoltaic generation systems connected to the electrical grid are presented. Finally, the different tariff models are reviewed, as well as the legal and regulation aspects applicable in the country.

Keywords: *Photovoltaic Solar Energy, Distributed Generation, Tariff Models, Regulation.*

Energía solar fotovoltaica. Generación distribuida en áreas urbanas

Juan Plá[1,2,3] • Claudio Bolzi[1,4] •

Mónica Martínez Bogado[1,2,4] • Julio C. Durán[1,4]

Introducción

La energía solar es una fuente de energía abundante y no contaminante que se encuentra disponible, en mayor o menor medida, en cualquier parte del planeta, pudiendo ser colectada y transformada en energía térmica o eléctrica en el lugar de utilización.

La conversión directa de energía solar en electricidad se obtiene mediante la utilización de dispositivos electrónicos denominados celdas solares o fotovoltaicas (FV). El dispositivo fotovoltaico por excelencia es la celda solar de silicio cristalino (material semiconductor), consistente esencialmente en un diodo de gran área que transforma la radiación solar en corriente continua.

Las celdas solares se conectan, a su vez, en serie para dar lugar al componente básico de un sistema fotovoltaico, el módulo fotovoltaico o panel solar, con una potencia pico que puede variar entre unos pocos W_p y algo más de 500 W_p[5]. Los paneles solares más comunes en el mercado están formados por una

1 Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

2 Instituto de Nanociencia y Nanotecnología, CONICET-CNEA.

3 Instituto de Tecnología Prof. Jorge Sabato, CNEA-UNSAM.

4 Escuela de Ciencia y Tecnología, UNSAM.

5 W_p (Watt pico), potencia eléctrica generada por un elemento fotovoltaico (celda solar, módulo fotovoltaico o sistema fotovoltaico) operando en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida: irradiancia de 1 kW/m^2, espectro de radiación solar AM1.5G y temperatura de operación de 25 °C.

cadena de 60 o 72 celdas solares de silicio mono o policristalino, de 6” (156 mm) de lado, conectadas en serie, mientras que los de mayor potencia utilizan la tecnología de media-celdas en una configuración serie-paralelo, cuentan con 156 media-celdas (2 × 78) y alcanzan potencias cercanas a 500 W_p.

El sistema fotovoltaico se completa con el denominado ‘Balance del Sistema’ (BOS, por sus siglas en inglés *Balance of System*), que incluye, según la aplicación, algunos de los siguientes componentes: inversores de corriente continua a corriente alterna, reguladores de carga, acumuladores (baterías), transformadores, cables, equipo de monitoreo y componentes estructurales para la instalación de los módulos. Estos pueden montarse sobre el suelo (caso típico de las centrales de potencia) o en edificios (en terrazas, tejados o fachadas, casos representativos de generación distribuida). Asimismo, las instalaciones pueden ser fijas o contar con un sistema de seguimiento del Sol.

Existen, además, diversas tecnologías fotovoltaicas alternativas con diferente grado de madurez, entre las que cabe mencionar:

- películas delgadas (*Thin Film*, TF), principalmente telururo de cadmio (CdTe), seleniuro de cobre-indio-galio (CIGS) y silicio amorfo (a-Si);
- dispositivos multijuntura basados en semiconductores III-V como el arseniuro de galio (GaAs), de uso habitual en aplicaciones espaciales y también en usos terrestres en combinación con sistemas ópticos de concentración de la radiación solar (CPV, *Concentrating Photovoltaics*);
- tecnologías emergentes, tales como celdas solares basadas en perovskitas, sensibilizadas por colorante (DSSC, *Dye Sensitized Solar Cells*), y de materiales orgánicos (OPV, *Organic Photovoltaics*).

Desde 1958 y hasta la primera crisis del petróleo en 1973, los sistemas fotovoltaicos tuvieron principalmente aplicación en los campos espacial, de las telecomunicaciones y militar. Las crisis del petróleo durante la década del 70 impulsaron el desarrollo de la tecnología fotovoltaica para usos terrestres. Desde mediados de la década del 90 las actividades en el campo fotovoltaico recibieron un renovado impulso, esta vez gracias a la creciente presión ecologista de la sociedad y a la implementación de políticas de promoción a nivel estados nacionales. Más recientemente, la fuerte reducción de costos de los paneles solares y de los sistemas fotovoltaicos en su conjunto ha dado lugar a que

en varios países se haya alcanzado un costo de la energía fotovoltaica comparable, o incluso menor, al costo de generación con fuentes convencionales.

Los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse básicamente en dos categorías: (i) sistemas aislados, típicamente ubicados en áreas rurales sin acceso al servicio eléctrico de red, y (ii) sistemas conectados a la red eléctrica. A pesar de que los sistemas aislados son competitivos desde hace años en la mayoría de los casos, su tasa de crecimiento anual durante los últimos tiempos en el mundo ha sido sustancialmente menor que la correspondiente a los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

Los sistemas conectados a red pueden dividirse en dos segmentos de aplicación, centrales de potencia y sistemas de generación distribuida cerca de los puntos de consumo, típicamente en áreas urbanas. Entre estos últimos se destacan los sistemas integrados a edificios (*Building-Integrated Photovoltaics*, BIPV), que tienen la posibilidad de disminuir costos mediante el reemplazo de partes funcionales del edificio por módulos fotovoltaicos.

Las energías renovables en el mundo

En el año 2018 el mayor consumo de energía final total (*Total Final Energy Consumption*, TFEC) en el mundo, clasificado según su uso, estuvo asociado a calentamiento y enfriamiento (51 %), seguido por transporte (32 %) y finalmente energía eléctrica (17 %) (REN21, 2021). La mayor participación de las energías renovables se da históricamente en el sector eléctrico, habiendo provisto en dicho año el 27,1 % del consumo mundial. El aporte de las renovables al calentamiento y enfriamiento fue de 10,2 % y de solo el 3,4 % en transporte. En 2019 las energías renovables modernas (excluyendo el uso tradicional de la biomasa) cubrieron aproximadamente 11,2 % del consumo final total de energía, un leve incremento en relación con el 8,7 % en 2009, a pesar del fuerte crecimiento en el sector eléctrico (REN21, 2021).

Entre los años 2014 y 2016 las emisiones globales de CO_2 asociadas con el consumo de energía se mantuvieron estables al mismo tiempo que la economía global crecía, fenómeno que fue oportunamente asociado al simultáneo aumento de la penetración de las energías renovables, la disminución del uso del

carbón, y las mejoras en la eficiencia energética (REN21, 2017). En 2017 y 2018, en cambio, las emisiones se elevaron 1,4 % y 1,7 % respectivamente, producto de un robusto crecimiento económico a nivel global que no fue compensado por una mayor eficiencia energética, y las opciones de menor emisión no escalaron lo suficientemente rápido en comparación con el aumento de la demanda energética (IEA, 2019). En el año 2019 las emisiones globales de CO_2 tuvieron un leve descenso con respecto al año anterior (IEA, 2020).

Las energías renovables siguieron dominando las nuevas incorporaciones a la matriz eléctrica global, representando en 2020 el 83 % de la nueva potencia eléctrica instalada en el mundo y superando una vez más a los combustibles fósiles por un amplio margen (REN21, 2021). Las energías eólica y solar cubrieron el 90 % de la capacidad renovable adicionada en el mundo en dicho año.

A fin de 2020, la potencia eléctrica global de origen renovable alcanzó los 2.839 GW, casi un 10 % más que en 2019, correspondiendo 1.170 GW a la hidroelectricidad, 760 GW a la energía solar fotovoltaica y 743 GW a la energía eólica (REN21, 2021). La participación porcentual de las distintas tecnologías en la matriz eléctrica puede verse en la Figura 1, mientras que la Figura 2 muestra la evolución para los últimos cinco años de la potencia global acumulada de las principales fuentes renovables, así como la potencia agregada en 2020. Aunque con un aporte todavía pequeño en lo referido a la demanda global de energía eléctrica, un 9 % (REN21, 2021), las energías renovables variables (eólica y solar fotovoltaica) crecen a un ritmo sostenido en el sector eléctrico y se encuentran aún ante un enorme potencial.

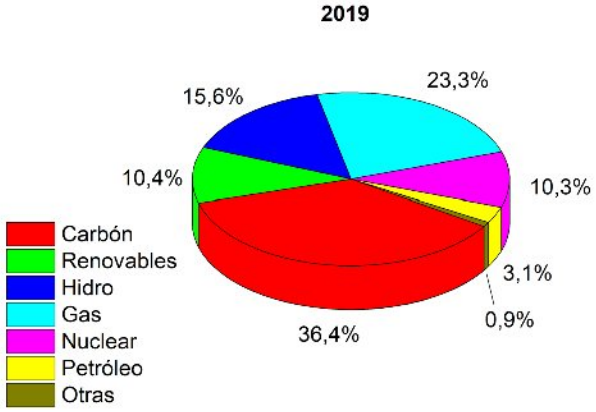


Figura 1. Participación en la matriz de generación eléctrica de las distintas tecnologías en el año 2019. Fuente: BP (2021).

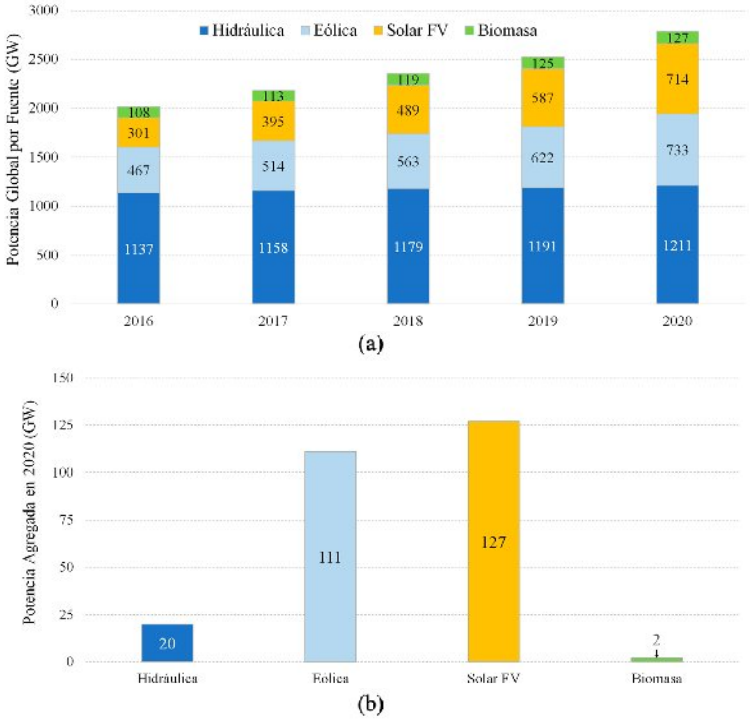


Figura 2. Evolución de la potencia instalada de las principales fuentes de energías renovables (a) y potencia instalada en 2020 (b). Fuente: REN21 (2021).

La generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables alcanzó importantes niveles de penetración en algunos países. En Latinoamérica, la participación de las renovables en la matriz eléctrica superaba largamente el 50 % en diversos países ya en el año 2015 (Ruiz Campillo, 2017): Costa Rica (99 %), Uruguay (94,5 %), Brasil (73,5 %), Guatemala (53,5 %), Colombia (67,9 %). En 2020, la generación por renovables variables (eólica y solar) satisfizo el 63 % de la demanda eléctrica en Dinamarca, 43 % en Uruguay, 38 % en Irlanda, 33 % en Alemania y 32 % en Grecia (REN21, 2021).

Los tres motores principales en la reducción de costos de las energías renovables se resumen en: 1) mejoras tecnológicas; 2) adquisición competitiva; y 3) una gran base de desarrolladores de proyectos experimentados e internacionalmente activos.

El mercado fotovoltaico

Al igual que la mayoría de las actividades humanas, el sector de las energías renovables experimentaron una turbulenta primera mitad de 2020 durante el inicio de la pandemia de COVID-19. Esto se debió, principalmente, a interrupciones en la cadena de suministro, restricciones al movimiento de mano de obra y bienes, subastas pospuestas o canceladas, y otros factores, que llevaron las nuevas incorporaciones de potencia y las inversiones a niveles marcadamente inferiores a los alcanzados en el mismo período de 2019. Sin embargo, la reactivación de la actividad durante la segunda mitad de 2020 permitió alcanzar un nuevo récord en la capacidad anual instalada, principalmente impulsado por una fuerte recuperación de las inversiones en energías eólica y fotovoltaica.

La nueva potencia fotovoltaica instalada en el mundo en 2020 fue la más alta en la historia, aproximadamente 139 GW, lo que representó un incremento del mercado anual estimado en 22,3 %, llevando la potencia global a un total de 760 GW (REN21, 2021; IEA, 2021). La Figura 3 muestra la evolución de la capacidad fotovoltaica instalada desde 2010 hasta 2020. La tasa de crecimiento anual media de la potencia global instalada, incluyendo los sistemas no conectados a red (*off-grid*), fue de 34 % entre 2010 y 2020. En este período, la participación de las instalaciones *off-grid* se redujo de 1 % en 2010 a aproximadamente 0,6 % en 2019 (ISE, 2020).

Figura 3. Evolución de la capacidad instalada acumulada de energía solar fotovoltaica a nivel global en el período 2010-2020 y capacidad agregada anualmente. Fuente: REN21 (2021).

Este impulso expansivo del mercado fotovoltaico se debe a la continua disminución en los precios de los componentes involucrados, el aumento de la demanda de electricidad y la potencialidad de la energía solar fotovoltaica para reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

El promedio ponderado global del costo nivelado de la energía eléctrica (LCOE, por sus siglas en inglés, *Levelised Cost of Energy*) de la energía solar fotovoltaica a gran escala disminuyó un 85% entre 2010 y 2020, desde 0,38 USD/kWh a 0,057 USD/kWh en 2020 (IRENA, 2021a). La Figura 4 muestra la evolución del valor medio global ponderado de LCOE de centrales de potencia (*utility-scale*) para diferentes tecnologías (IRENA, 2021a).

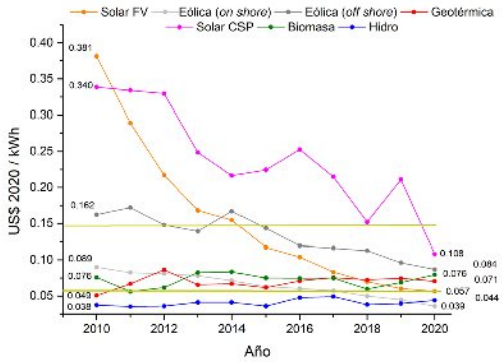


Figura 4. Evolución del valor medio global de LCOE de centrales de potencia (*utility-scale*) para diferentes tecnologías entre 2010 y 2020. Las líneas verdes horizontales definen el rango de costos de la generación con combustibles fósiles. Fuente: IRENA (2021a).

En cuanto a los contratos de compra de energía PPA (por sus siglas en inglés, *Power Purchase Agreement*), en el año 2016 ya hubo subastas con valores por debajo de 30 USD/MWh. La tendencia a la baja se aceleró en los años posteriores, llegando a valores por debajo de 20 USD/MWh en 2019 (JRC, 2019).

Gran parte de la disminución en los costos de la energía solar fotovoltaica se debe a la reducción de los precios de los módulos que entre 2009 y 2020 cayeron, para el caso del silicio cristalino, entre 89 % y 95 %, resultando una caída de 93% como promedio ponderado (IRENA, 2021a). En diciembre de 2020, los precios de los módulos se encontraban entre 0,19 USD/W y 0,40 USD/W, dependiendo de la tecnología, siendo 0,27 USD/W el precio de los productos más vendidos.

En el caso de la tecnología de película delgada, su precio era de 0,28 USD/W a diciembre de 2020, con una caída interanual de 22%.

Respecto de las tecnologías de alta eficiencia basadas en Si cristalino, se observó un avance de los módulos bifaciales: estos se vendían en diciembre de 2019 un 21% más caro que sus equivalentes monofaciales, mientras que en diciembre de 2020 su precio era solo un 6% mayor.

Como puede verse, la dinámica de la economía de los módulos fotovoltaicos, con opciones tecnológicas que se adaptan a distintas aplicaciones, muestra un continuo y consistente descenso en el precio de venta, tornando año tras año el costo de la energía solar fotovoltaica más competitivo respecto al resto de las fuentes de generación.

El promedio ponderado global del costo total de instalación de centrales fotovoltaicas cayó en 2019 por debajo de 1.000 USD/kW por primera vez en la historia, a un valor de 995 USD/kW, 18 % menos que en 2018 (IRENA, 2020). En dicho año, el menor costo medio de instalación se dio en India (618 USD/kW), mientras que Ucrania y Vietnam mostraron valores muy competitivos de 874 USD/kW y 1.054 USD/kW, respectivamente (IRENA, 2020). Persiste una gran dispersión de costos según el mercado específico.

Por octavo año consecutivo, el mercado asiático dominó el mercado global en 2020 con más de la mitad de la nueva potencia fotovoltaica instalada en el mundo. Los cinco mercados nacionales más importantes, China, EE.UU., Vietnam, Japón y Alemania, fueron responsables de aproximadamente el 67 % de la nueva capacidad instalada en dicho año (REN21, 2021).

Completan la nómina de los diez principales mercados de 2020 India, Australia, República de Corea, Brasil y Países Bajos. A fin de este año los países líderes en cuanto a la capacidad fotovoltaica acumulada continuaron siendo China, EE.UU. y Japón, mientras que los líderes por capacidad instalada por habitante fueron Australia, Alemania y Japón (IEA, 2021). La Figura 5 muestra los 10 países con mayor capacidad acumulada al año 2020, junto con el detalle de la potencia adicionada en el último año. La generación fotovoltaica cubrió en 2020 el 3,7 % de la generación de electricidad global, habiendo tenido una importante participación en la matriz eléctrica de varios países, como puede verse en la Figura 6 (IEA, 2021).

Figura 5. Capacidad total instalada de solar fotovoltaica en los 10 países con mayor capacidad instalada a fin del año 2020. Se indica en forma diferenciada la capacidad agregada en el último año. Fuente: IEA (2021).

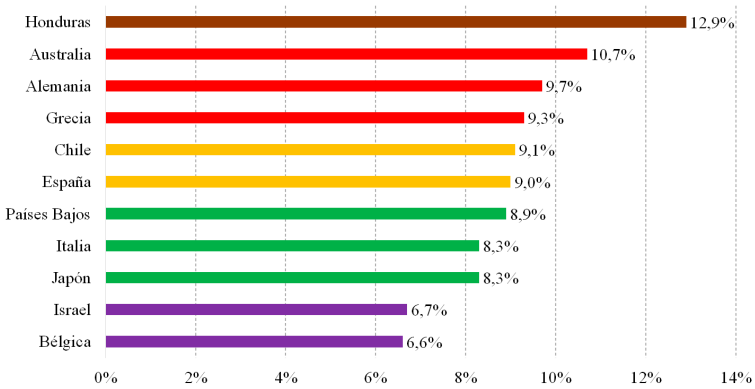


Figura 6. Países con mayor penetración de energía solar fotovoltaica en la matriz eléctrica en 2020. Fuente: IEA (2021).

En los últimos años, Latinoamérica ha incrementado significativamente su participación en el mercado fotovoltaico global a través, esencialmente, de la instalación de centrales de potencia (Chakrabarti, 2019). Según la consultora GTM, Latinoamérica es uno de los mercados más dinámicos a nivel global, donde las políticas de mercado y los mecanismos de contratación evolucionan rápidamente augurando un panorama competitivo (Parikh, 2017). Los precios de la energía solar fotovoltaica en la región continúan reduciéndose en forma sostenida, habiendo alcanzado un valor récord de 16,95 USD/MWh en una licitación realizada en Brasil en 2019. A fin de 2020 Brasil lideraba la región en cuanto a la potencia fotovoltaica instalada, habiendo alcanzado un total de 7.881 MW, seguido por México con 5.644 MW, Chile con 3.205 MW, y Argentina con 764 MW (IRENA, 2021b).

La generación distribuida mediante energía solar fotovoltaica está en alza en algunos mercados tales como Brasil y en menor medida México, aunque aún su participación en el mercado fotovoltaico de la región es baja comparada con otros mercados como, por ejemplo, el europeo. Según datos publicados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), en septiembre de 2021 la potencia total instalada en el país con generación distribuida superó los 7 GW (ABSOLAR, 2021). La mayor parte de la potencia instalada corresponde a proyectos comerciales y residenciales, con 2,4 GW y 2,9 GW, respectivamente.

En lo referido a la distribución del mercado según tecnologías, el mismo ha estado históricamente dominado por el Si cristalino (en sus formas mono y policristalina). La evolución de la participación de cada tecnología entre 1980 y 2020 se detalla en la Figura 7. La tecnología fotovoltaica basada en Si cristalino dio cuenta del 95 % de la producción total del año 2020, correspondiendo el 5 % restante a las tecnologías de película delgada, principalmente CdTe (ISE, 2021). La participación de la tecnología basada en Si monocristalino continuó creciendo, representando el 84 % de la producción de Si cristalino (comparado con el 66 % de 2019).

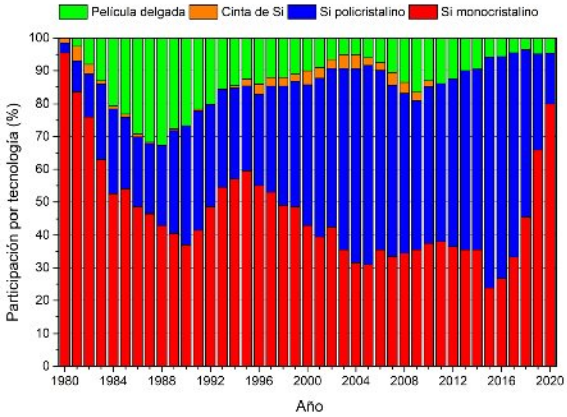


Figura 7. Participación de cada tecnología en el mercado fotovoltaico global anual entre los años 1980 y 2020. Fuente: ISE, 2021.

Entre las tecnologías emergentes, las celdas solares basadas en perovskitas resultan de sencilla manufactura y se espera que sean relativamente poco costosas de producir. Asimismo, han experimentado un pronunciado salto en la eficiencia de conversión y avances en su estabilización a nivel laboratorio en años recientes (REN21, 2021). Se ha desarrollado también la tecnología de celdas solares tándem de perovskita sobre silicio cristalino, que permite incrementar significativamente la eficiencia de las celdas de silicio convencionales. Esta tecnología se encontraba ya en etapa de producción a escala planta piloto en el año 2019 (Bush, 2019).

En lo referido a la distribución según segmento de aplicación, se han verificado cambios en los últimos años relacionados con la evolución del mercado fotovoltaico y con las políticas nacionales de intervención en el mismo. Desde su inicio como fuente de energía hasta mediados de la década de 1990, solar fotovoltaica se estableció como alternativa tecnológica confiable y económicamente competitiva en sistemas autónomos para proveer electricidad a sitios alejados de la red eléctrica, básicamente la electrificación de áreas rurales. Luego, al establecerse políticas nacionales activas para la promoción de la generación solar fotovoltaica a través de subsidios aplicados a la instalación de sistemas o a la tarifa de la energía generada mediante fuentes renovables, comenzaron a crecer mercados y

la industria asociada a los mismos para satisfacer la demanda de sistemas conectados a la red eléctrica en forma distribuida, esencialmente en áreas urbanas.

La Figura 8 muestra la evolución del mercado fotovoltaico según el segmento de aplicación, donde se aprecia un crecimiento sostenido de la generación centralizada hasta el año 2016, esencialmente impulsada por un modelo de negocio basado en contratos de compra de energía (PPA). Esta tendencia parece haberse revertido gracias a la implementación de políticas de promoción de la generación distribuida en diversos países, especialmente en China.

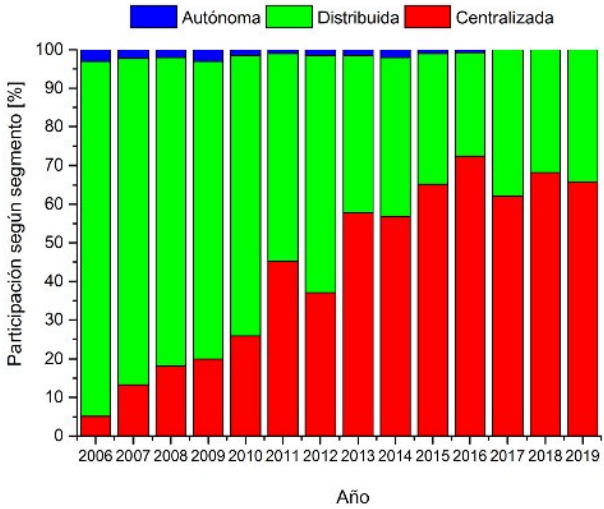


Figura 8. Participación de cada segmento de aplicación en el mercado fotovoltaico en el período 2006-2019. Fuentes: REN21 (2017) para el período 2006-2016; IEA (2020) para el período 2017-2019, sin datos para sistemas *off-grid.*

Las energías renovables en la matriz eléctrica argentina

La matriz eléctrica argentina depende fuertemente de los combustibles fósiles y tiene una contribución importante de la hidroelectricidad. En la Figura 9 puede verse la participación de cada fuente en el año 2020 (CAMMESA, 2021): fósiles 60,8 %, hidroeléctrica 21,5 %, nuclear 7,4 % y renovables 9,4 %. Las

energías renovables, que incluyen según la ley 27191 las energías eólica, solar fotovoltaica, hidráulica de baja potencia[6] (hasta 50 MW), biomasa y biogás, tuvieron un fuerte crecimiento en los últimos dos años, pasando de aportar 2,4% en 2018 a 9,4% en 2020 (CAMMESA, 2021), superando la participación de la energía nuclear en la matriz.

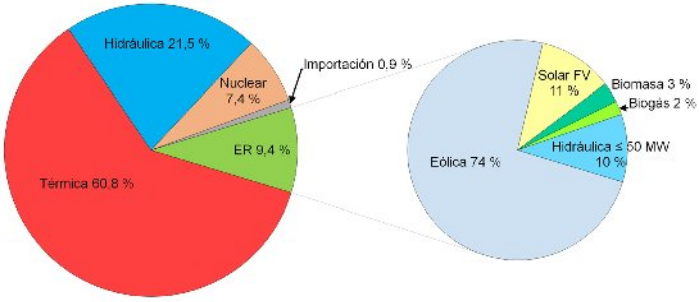


Figura 9. Generación por tipo de tecnología en la matriz eléctrica argentina 2020. Fuente: CAMMESA (2021).

A fin de dar cumplimiento a los compromisos internacionales contraídos según el Acuerdo de París respecto a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, diversificar la matriz de generación eléctrica y cumplir con la ley 27191, se prevé la incorporación de energías renovables en la producción de energía eléctrica para alcanzar el 20% de la matriz en el año 2025. La Figura 10 muestra los objetivos de penetración de las energías renovables en la matriz eléctrica nacional fijados por la ley Nº 27191.

6 Si bien la energía hidráulica es una fuente renovable independientemente de su potencia, la ley 27191 fija un límite máximo de potencia de 50 MW para los proyectos de centrales hidroeléctricas alcanzados por la ley.

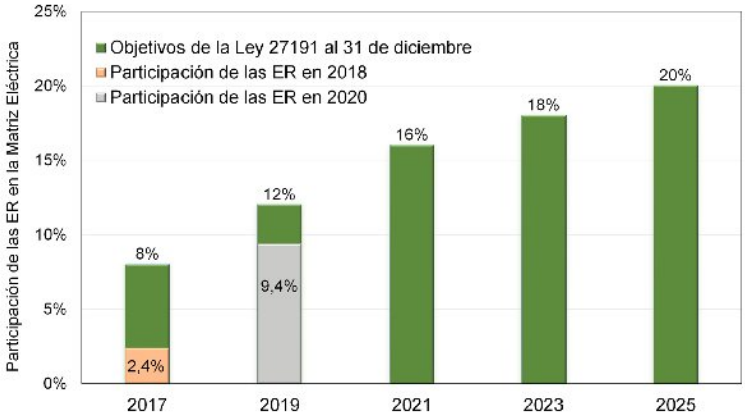


Figura 10. Objetivos para la participación de las energías renovables en la matriz eléctrica Argentina fijados en la Ley 27191 y participación efectivamente alcanzada en 2018 y 2020. Fuentes: Ley 27.191 y CAMMESA (2021).

En el año 2016 el gobierno nacional lanzó el programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, RenovAr, con el fin de avanzar en el cumplimiento de las metas fijadas en la ley Nº 27.191. En la Ronda 1, donde se buscaba adjudicar plantas de generación con renovables por una potencia total de 1.000 MW, se recibieron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de los cuales 3.468,7 MW correspondían a generación eólica y 2.813,1 MW a solar fotovoltaica.

A partir de la gran cantidad de ofertas recibidas, se permitió a quienes no fueron adjudicados en la Ronda 1 ofertar nuevamente con un límite superior en cuanto a precio de la energía, en la denominada Ronda 1.5. En esta etapa se recibieron 47 ofertas por un total de 2.486 MW con generación eólica (1.561,3 MW) y solar fotovoltaica (925,1 MW).

Durante el segundo semestre de 2017 se realizó la Ronda 2 del programa RenovAr, donde se licitaron 1.200 MW, habiéndose recibido 228 ofertas por un total de 9.401,7 MW. La mayoría de las ofertas recibidas, al igual que en los llamados anteriores, correspondieron a eólica (58 proyectos, 3.816,9 MW) y solar fotovoltaica (99 proyectos, 5.291,5 MW).

En las Rondas 1, 1.5 y 2 se adjudicaron 147 proyectos por una potencia total de 4.466,5 MW y a un precio medio ponderado de 54,7 USD/MWh. La Figura 11 resume el total de potencia adjudicada por tecnología durante las rondas mencionadas, indicando también las provincias de emplazamiento de los

proyectos adjudicados. La información completa sobre las tres rondas realizadas entre 2016 y 2017 pueden verse en MINEM (2017).

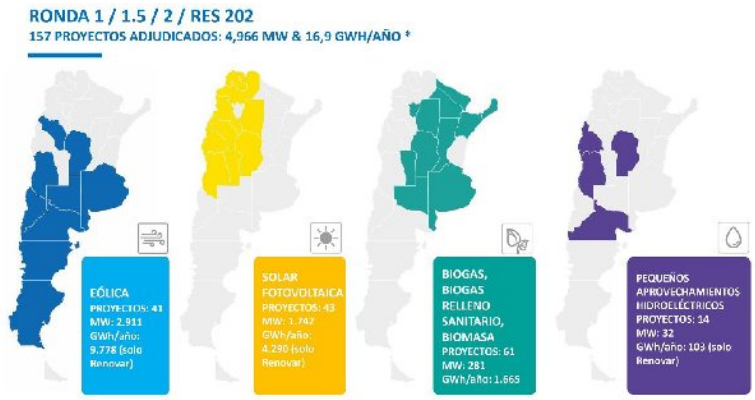


Figura 11. Potencias totales adjudicadas por tecnología en el marco del programa RenovAr. Fuente: MINEM, 2017. Figura reproducida de Siroit (2018).

En el año 2019 se realizó la Ronda 3 con el objeto de aprovechar las capacidades de transporte disponibles en las redes de media tensión de las distribuidoras mediante plantas de generación de potencias significativamente menores que las de las rondas previas, dando lugar a la participación de actores no tradicionales del sector energético. Se adjudicaron diez proyectos de energía eólica por una potencia de 128,7 MW, 13 proyectos de energía solar fotovoltaica por 96,75 MW, 2 proyectos de biomasa por 8,5 MW, seis proyectos de biogás por 12,75 MW, un proyecto de biogás de relleno sanitario por 5 MW y seis proyectos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos por 7,38 MW (CAMMESA, 2020).

Como referencia de precios de la energía en el mercado internacional, la Figura 12 muestra la evolución de las tarifas de los contratos de venta de energía eléctrica de plantas eólicas y solares fotovoltaicas en diferentes partes del mundo, en el período 2013-2016 (Solar Power Europe, 2016). Se observa claramente que en el año 2016 los precios para ambas fuentes fueron prácticamente iguales, cuando en 2013 los precios asociados a la generación solar fotovoltaica eran alrededor de un 50 % superiores a los de la generación eólica.

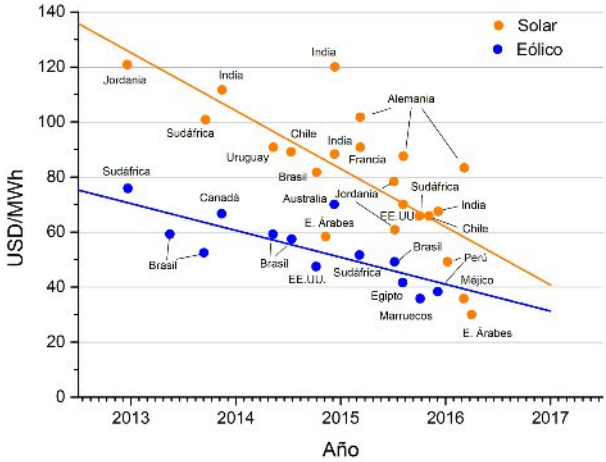


Figura 12. Evolución de los precios de venta de energía eólica y solar fotovoltaica correspondientes a licitaciones del tipo PPA para distintos países. Fuente: Solar Power Europe (2016).

Generación fotovoltaica distribuida

Se denomina generación eléctrica distribuida a la generación de electricidad cerca del punto de consumo, conectada a la red de distribución de media o baja tensión y ubicada del lado del consumidor (conectada a la red interna), o conectada directamente a la red pública de distribución (Ackerman et al., 2001). La generación fotovoltaica distribuida puede tener potencias dentro de un amplio rango, típicamente entre 1 kW y varios MW (dependiendo de la regulación), y posee numerosos beneficios entre los que cabe mencionar: (i) baja los requerimientos de transporte, (ii) disminuye pérdidas por transporte y distribución, (iii) contribuye a regular tensión (por ejemplo, en extremos de línea), y (iv) reduce el quemado de combustibles fósiles. Por otra parte, los sistemas fotovoltaicos son los de mayor aplicación en áreas urbanas y más específicamente en la construcción, debido a su modularidad, su eficiencia no dependiente de la escala y la facilidad de integración arquitectónica, ya sea en reemplazo de elementos de construcción o ubicando los módulos fotovoltaicos sobre cubiertas o fachadas existentes.

Ante la ausencia de regulación y con el objeto de promover la introducción en el país de tecnologías asociadas con la utilización de sistemas de generación fotovoltaica distribuida conectados a la red de distribución eléctrica, la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM) propusieron en el año 2011 la realización del proyecto "Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos" (en adelante, proyecto IRESUD). El mismo fue aprobado y parcialmente financiado con Fondos Sectoriales de Energía del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva de la Nación, en la convocatoria FITS 2010 – Energía. Este proyecto fue ejecutado entre los años 2012 y 2016 a través del Consorcio Público-Privado IRESUD (Interconexión a Red de Energía Solar Urbana Distribuida) conformado por dos organismos públicos, CNEA y UNSAM, y cinco empresas privadas.

En el marco del proyecto IRESUD se instalaron más de 50 sistemas fotovoltaicos, con una potencia total superior a 150 kW_p, en diferentes jurisdicciones del país (Ciudad Autónoma de Buenos Aires y 16 provincias), con el objeto difundir y promover el uso de la tecnología fotovoltaica conectada a red en áreas urbanas (Plá et al, 2018). Las Figuras 13, 14 y 15 muestran tres de las instalaciones piloto del proyecto IRESUD: (i) pérgola fotovoltaica de 5 kW_p en el Centro Atómico Constituyentes de la CNEA; (ii) pérgola fotovoltaica de 17 kW_p en la Facultad de Informática de la UNLP, que aporta aproximadamente el 5% del consumo de la Facultad; (iii) sistema fotovoltaico sobre cubierta inclinada, de 1,9 kW_p en la base Marambio, Antártida Argentina.

Figura 13. Pérgola fotovoltaica de 5 kWp en el edificio TANDAR del Centro Atómico Constituyentes, CNEA.

Figura 14. Pérgola fotovoltaica de 17 kWp en la Facultad de Informática de la Universidad Nacional de La Plata.

Figura 15. Sistema FV de 1,9 kWp en la base Marambio, Antártida Argentina.

Impulsada por dicho proyecto, se desarrolló la reglamentación técnica AEA 90364-7-712 en el marco de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA) para la conexión de sistemas fotovoltaicos a la red en inmuebles, en base a la norma IEC 60364-7-712 "*Solar photovoltaic (PV) power supply systems*", de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

Uno de los principales objetivos del proyecto IRESUD fue impulsar el desarrollo de legislación, regulación y herramientas de promoción de la generación distribuida con fuentes renovables a nivel nacional y provincial. A tal fin, se participó en reuniones de trabajo, seminarios y congresos con la mayoría de los actores del sector eléctrico del país: Congreso de la Nación, Secretaría de Energía de la Nación, Subsecretaría de Energías Renovables, Entes Nacional y Provinciales de Regulación de la Electricidad, algunas Secretarías de Energía Provinciales, CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico), empresas distribuidoras (EDENOR, EDESUR, distribuidoras provinciales). La mayoría de estos organismos públicos y empresas privadas han dado un apoyo significativo al desarrollo de la generación distribuida en el país.

Modelos tarifarios para la generación distribuida

La existencia de múltiples fuentes de generación vinculadas a la red de distribución es un cambio de paradigma respecto al flujo de potencia convencional en una red eléctrica. En particular, la definición de un modelo tarifario es clave ya que establece cómo se valúa cada flujo de energía y delimita, en consecuencia, las condiciones económicas y financieras para este tipo de proyectos. En este sentido, en el mundo se han propuesto diversos esquemas, con variados niveles de incentivos, cuyos principales ejemplos se describen a continuación.

Los países que han sido pioneros en el desarrollo del mercado de la generación fotovoltaica distribuida conectada a la red eléctrica pública, fundamentalmente Alemania, España e Italia, en Europa, y Japón, en Asia, adoptaron en su momento un modelo tarifario basado en el pago de una tarifa diferencial, conocida en inglés como *Feed-In-Tariff* (FIT), para la energía eléctrica de origen renovable. Este modelo se ha empleado bajo distintas modalidades, pagando por ejemplo tarifas diferentes en función del tamaño o tipología de los sistemas, y decrecientes en función del tiempo, de manera de reflejar la disminución de costos esperables por el crecimiento del mercado y la madurez tecnológica. Asimismo, en diversos países se han dado mayores incentivos a las instalaciones realizadas en edificios o sobre techos. El modelo de FIT ha permitido un crecimiento exponencial del mercado, aunque en algunos casos (España e Italia, por ejemplo) ha traído aparejados problemas derivados de un crecimiento explosivo y no sostenible que ha resultado nocivo para las industrias y las empresas de servicios nacionales.

Otro modelo utilizado es el de conteo neto de energía eléctrica (también conocido como *Net Metering*, NM), consistente en medir la energía neta consumida de la red eléctrica, definida como la diferencia entre la energía consumida y la energía generada por el sistema. Este sistema se ha utilizado en algunos países de la región, como Brasil, Uruguay, Chile y México, con escasos resultados en sus comienzos pero que parece estar dando lugar al desarrollo del mercado de generación distribuida en casos como Brasil y México. Es interesante notar que en la mayoría de estos países las tarifas que abonan los usuarios no tienen mayores subsidios y reflejan, por lo tanto, los costos de generación.

Existe un tercer modelo, denominado de facturación neta (*Net Billing*, NB), en el cual el generador distribuido recibe por la energía inyectada a la red la tarifa mayorista que la compañía distribuidora paga por la energía al mercado eléctrico mayorista. Este modelo es aún más desfavorable para el usuario-generador dado que vende la energía generada a precio mayorista y compra la consumida a precio minorista, significativamente más alto en el caso de usuarios residenciales. El modelo de facturación neta es el preferido por las empresas distribuidoras y las cooperativas dado que no modifica su modelo de negocios.

Los modelos de medición neta y de facturación neta no contemplan ni retribuyen las externalidades positivas de la generación distribuida con fuentes renovables: disminución de pérdidas en el sistema eléctrico al acercar la generación al consumo, reducción de la emisión de gases de efecto invernadero por reemplazo del quemado de combustibles fósiles y generación de empleo local, entre otras. Asimismo, no resultan apropiados para promover la instalación de sistemas de generación distribuida en mercados eléctricos donde las tarifas de la energía eléctrica convencional se encuentran subsidiadas, como es el caso de la Argentina.

En otras palabras, la utilización de un modelo tarifario de medición o facturación neta implica hacer competir a la generación fotovoltaica, sin subsidio, con energía eléctrica convencional comercializada por CAMMESA y las empresas distribuidoras a precios inferiores a su costo. Esto dificulta la adopción por parte del sector privado de tecnologías más limpias, sostenibles, previsibles y económicas.

Una tarifa diferencial que promueva el desarrollo del mercado sin crear una expansión descontrolada y que disminuya progresivamente, combinada con una financiación adecuada, ha demostrado ser muy útil y eficaz en diversos países. Este parecería ser el camino a transitar para conseguir el objetivo de masificar el uso de los sistemas fotovoltaicos en los ambientes urbanos y suburbanos de nuestro país.

Ventajas de la generación distribuida en la Argentina

La Argentina tiene una gran extensión territorial y su mayor consumo eléctrico está concentrado en los centros urbanos (el Gran Buenos Aires, por ejemplo, consumió en 2020 el 38 % de

la demanda eléctrica del país; CAMMESA, 2021). Dadas estas características, la utilización masiva de generación fotovoltaica distribuida en áreas urbanas y periurbanas contribuiría al uso eficiente de la energía por reducción de las pérdidas por transporte y a la disminución del quemado de combustibles fósiles en centrales térmicas. A tal fin, resulta fundamental implementar políticas de promoción de estas instalaciones. Un marco regulatorio técnico, comercial, económico, fiscal y administrativo eficiente es clave para optimizar el proceso de adopción tecnológica. Errores en cualquiera de esos aspectos retrasaría innecesariamente el proceso o lo harían insostenible, como sucedió en España (subsidios excesivos en la tarifa), en Canadá (procesos de habilitación de instalaciones complejos), o los Estados Unidos (costos de instalación excesivos).

En los casos de alta penetración de la generación fotovoltaica en la matriz eléctrica es necesario considerar su posible impacto sobre el servicio eléctrico, dada la variabilidad del recurso solar. Al respecto, cabe mencionar que la radiación solar es el recurso variable más previsible, de modo que el sistema eléctrico se puede adecuar a las fluctuaciones en base a pronósticos de gran certeza.

Las fluctuaciones bruscas en la generación pueden ser manejadas en base a redes inteligentes o mediante la capacidad de almacenamiento de todo el sistema eléctrico. Los sistemas de almacenamiento pueden estar instalados en un medio urbano y asociados a sistemas de generación distribuida, una opción tecnológica que permite optimizar el autoconsumo y disminuir las inversiones en el sistema de distribución.

Otro aspecto importante de la difusión de la generación fotovoltaica distribuida es su incorporación a nuevas viviendas, por ejemplo, en los planes de vivienda social, ya que su integración desde el inicio permite una mejor planificación y la disminución de los costos. Asimismo, el uso de sistemas fotovoltaicos con acumulación permite extender la inyección de energía a la red por períodos más prolongados que el de la radiación solar.

En el largo plazo, la variación de generación estacional será compensada con el manejo de demanda estacional, como ocurre en el caso del riego y de la obtención de agua potable por desalinización. Inclusive, en países como Alemania, de irradiancia baja, se comienzan a aprovechar los excedentes de energía solar fotovoltaica para la producción de H_2 como vector energético o como materia prima para combustibles.

Ley Nº 27.424: Régimen de Fomento a la Generación Distribuida

La Ley Nº 27.424 “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica” fue sancionada por el Congreso de la Nación en noviembre de 2017, promulgada mediante el Decreto 1075/17 y reglamentada por el Decreto Reglamentario 986/18 (Ley Nº 27.424, 2019).

La Reglamentación de la Ley se complementa con la Resolución de la Secretaría de Energía 314/18, que define el procedimiento para la conexión del Usuario-Generador y cuestiones técnicas como el método de medición y el esquema de facturación.

La Ley Nº 27.424 se aplica exclusivamente a los usuarios de la red de distribución, a quienes otorga el libre acceso al servicio de transporte y distribución de electricidad. Se trata esencialmente de una ley de autoconsumo con eventual inyección de energía excedente. Fija un modelo de facturación neta con reconocimiento de la energía autoconsumida, lo cual implica un modelo híbrido entre balance neto de facturación y balance de medición.

La tarifa de inyección está determinada por el precio mayorista que paga la compañía distribuidora al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Dicha ley crea un fondo fiduciario público (FODIS) con fondos del presupuesto nacional y otras fuentes de financiación, con el fin de financiar beneficios promocionales previstos en la ley y su reglamentación.

Los beneficios promocionales están disponibles para usuarios-generadores de jurisdicciones que adhieran íntegramente al régimen de la ley, e incluyen bonificación sobre el costo de capital, precio adicional de incentivo a la energía y certificados de crédito fiscal.

Asimismo, crea un régimen de fomento de la industria nacional. Según el Decreto Reglamentario, las medidas a implementar se orientarán a alcanzar la instalación de un total de 1.000 MW de generación distribuida de fuentes renovables al año 2030.

La Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética instrumentó y aprobó, en el año 2019, el procedimiento para acceder al crédito fiscal, y fijó el valor del subsidio mediante las disposiciones 48/19, 83/19 y 113/19, respectivamente. Por su parte, la AFIP reglamentó la utilización de los certificados de crédito fiscal a través de la Resolución General 4511.

Considerando el Gran Buenos Aires (GBA) como jurisdicción única de incumbencia nacional, a agosto de 2021 había en el país trece jurisdicciones adheridas a la Ley Nº 27.424, con algunas alcanzando ya una significativa cobertura geográfica (SE, 2021). A dicha fecha, se encontraban inscriptas al régimen de generación distribuida 187 distribuidoras y cooperativas, entre ellas las dos compañías distribuidoras del GBA (EDENOR y EDESUR) y la distribuidora provincial de Córdoba (EPEC).

A fin de agosto de 2021, había en el país cerca de 600 usuarios-generadores conectados a la red pública en el marco de la Ley Nº 27.424, con una potencia total instalada de 6,4 MW. Aproximadamente el 73% de esta potencia está ubicada en la provincia de Córdoba (1,9 MW) y el GBA (1,5 MW). La Figura 16 muestra la potencia total instalada y la nueva potencia conectada mensualmente a la red eléctrica en el marco de la Ley Nº 27.424, para el período septiembre de 2020 a agosto de 2021 (SE, 2021).

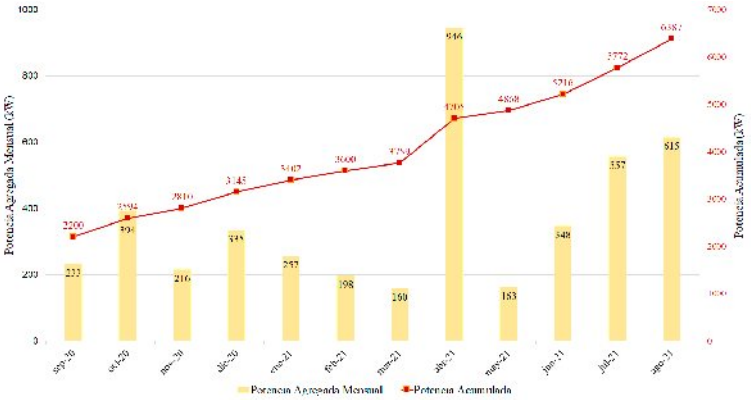


Figura 16. Evolución de la potencia de generación distribuida conectada a la red eléctrica pública bajo el régimen de la Ley Nº 27.424, entre julio de 2019 y junio de 2020. Fuente: SE (2021).

Situación de las diferentes jurisdicciones

La regulación del servicio de distribución eléctrica en la Argentina es de incumbencia provincial, con la única excepción del GBA donde la distribución eléctrica está regulada por el Gobierno Nacional. Por tal motivo, la Ley Nº 27.424, en su Artículo 40,

invita a las provincias y a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires a adherir a la ley y dictar las normas reglamentarias para su aplicación en el ámbito de su competencia.

Para examinar el grado de avance de la generación distribuida en el país, debe analizarse la situación de cada provincia en particular. Las jurisdicciones pueden agruparse en tres categorías: aquéllas que adhirieron a la Ley Nº 27.424, las que cuentan únicamente con un régimen propio y, por último, las que aún no avanzaron en la materia (Durán et al, 2020).

El primer grupo incluye las jurisdicciones que lideran la inserción de generación distribuida mediante fuentes renovables en sus redes de distribución, Córdoba, GBA y Mendoza, y las provincias de Catamarca, Chaco, Chubut, Corrientes, La Pampa, La Rioja, Neuquén, San Juan, Tierra del Fuego y Río Negro (SE, 2021). La provincia de Tucumán adhirió a la Ley Nº 27.424 pero no contaba a agosto de 2021 con ninguna distribuidora o cooperativa inscripta. Algunas de las provincias que adhirieron a la ley nacional disponían previamente de un régimen propio (Mendoza y Tucumán, por ejemplo).

Por su parte, las provincias que cuentan con una regulación propia para la generación distribuida y no han adherido a la ley nacional son seis: Santa Fe, Salta, Entre Ríos, Jujuy, Misiones y San Luis.

Provincias pioneras en generación distribuida

La generación distribuida basada en energías renovables y conectada a la red eléctrica comenzó a desarrollarse en el país a partir de la iniciativa de tres provincias pioneras, Santa Fe, Salta y Mendoza, que establecieron la regulación correspondiente años antes de la sanción y reglamentación de la Ley Nº 27.424. A ellas se le suma también la provincia de Buenos Aires con el Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida (PROINGED, 2020), aunque sus objetivos son significativamente diferentes a los de la Ley Nº 27.424 dado que ejecuta proyectos de demostración de mediana envergadura (50-1.000 kW) y no incluye microgeneración (potencias menores a 10 kW) ni la figura de usuario-generador.

La Provincia de Santa Fe fue la primera en habilitar la conexión a la red eléctrica pública de sistemas de generación distribuida renovable, mediante la Resolución 442/13 del Ente

Provincial de Energía (EPE). Esta iniciativa se consolidó en el año 2016 con la creación de un incentivo a través del Programa Prosumidores. El modelo tarifario es un balance neto de facturación, complementado con una tarifa diferencial (FIT), sufragada por la Secretaría de Estado de la Energía Santa Fe (SF, 2018). El Programa Prosumidores fue reemplazado en el año 2020 por el Programa Energía Renovable para el Ambiente (ERA, 2021)

Por su parte, el régimen de Salta fue creado en el año 2014 mediante la Ley Nº 7824, reglamentada por la Resolución 1315/14 y su modificatoria Resolución 448/17 del Ente Regulador de los Servicios Públicos (SA, 2020). El mismo prevé instalaciones de hasta 300 kW, con el objetivo de llegar a 4 MW de potencia global. La facturación se realiza con un esquema mixto, consistente en una tarifa diferencial para los primeros dos años, seguido luego por un balance neto de medición. Contemplando proyectos en ejecución y en etapa de aprobación, la provincia contaba en el año 2020 con cerca de 1,8 MW de generación distribuida instalados, que incluían desde pequeños emplazamientos domiciliarios hasta instalaciones de mediana dimensión, como un estacionamiento con techo solar de unos 200 kW en la Universidad Católica de Salta.

De las tres provincias pioneras, Mendoza es la única que adhirió a la normativa nacional (ME, 2018). La ley original (Ley Nº 7549), sancionada en 2006, fue reglamentada en el año 2015 mediante la Resolución 19/15 del Ente Regulador, habilitando la instalación de sistemas de generación distribuida bajo un esquema de balance neto de facturación.

En 2018 se sancionó la Ley Nº 9084 por la cual la provincia se sumó a la ley nacional y se complementó la normativa con varios conceptos originales. Introduce la utilización de redes inteligentes en el segmento de distribución, el desarrollo de un mercado a término de generación distribuida y la creación, por primera vez en el país, de las figuras de Usuario-Generador Colectivo, Almacenador Energético y Generador Virtual, dotando a la provincia del marco regulatorio más completo de Argentina. Al año 2020, la provincia tenía instalada una potencia total de generación distribuida superior a 1,8 MW.

Conclusiones

La quema de combustibles de origen fósil (petróleo, gas natural y carbón mineral) está siendo seriamente cuestionada por sus

consecuencias contaminantes, tanto a nivel local (formación de *smog*) como regional (producción de lluvia ácida) y global (incremento del efecto invernadero). El reemplazo paulatino de estas fuentes de energía por energías limpias (solar, eólica, etc.), contribuirá a atenuar la contaminación, muy especialmente la asociada a la emisión de gases de efecto invernadero.

Estudios recientes sobre el cambio climático confirman las previsiones más extremas sobre el calentamiento global y algunos de sus impactos. Desde la publicación del Cuarto Informe del Grupo Intergubernamental sobre Cambio Climático, varios trabajos muestran que resulta imprescindible mantener el sistema climático dentro de límites tolerables, realizando para ello el mayor esfuerzo de reducción de las emisiones globales de gases de efecto invernadero en las próximas décadas, de modo tal que la transición a un sistema energético libre de combustibles fósiles se alcance, en lo esencial, antes de la mitad del corriente siglo.

La generación eléctrica en base a fuentes renovables, centralizada o distribuida, interconectada a la red eléctrica pública es, sin dudas, una alternativa con gran potencial para contribuir en el mediano y largo plazo con la transición mencionada en el párrafo precedente. Entre dichas fuentes, la energía solar tendrá ciertamente un papel fundamental.

Países con estructuras económicas y tecnológicas diferentes, como pueden ser Alemania y China, han desarrollado tecnologías de paneles fotovoltaicos que permitieron bajar sensiblemente los costos de fabricación, encontrándose en el mercado internacional precios de paneles solares por debajo de 0,25 USD/W_p. La drástica caída en los costos de generación de electricidad mediante energía solar fotovoltaica ha permitido alcanzar en diversos países costos competitivos con la energía eléctrica convencional, habiendo dado lugar a la firma de contratos de venta de energía con valores que, en algunos casos, han estado por debajo de 15 USD/MWh.

Alemania, China, Japón, EEUU., Francia, Italia y Gran Bretaña, entre otros, han realizado un significativo esfuerzo para que los usuarios se vuelquen a la utilización de sistemas fotovoltaicos, contribuyendo no sólo a la mitigación de las emisiones, sino también a la creación de empleo, el fortalecimiento de esta industria y el cambio de escala del mercado, con la consecuente disminución de costos. Varios países Latinoamericanos han empezado a recorrer también el camino hacia una matriz eléctrica con una participación creciente de las energías renovables.

Las numerosas ventajas de las energías renovables, entre las que cabe destacar el aumento de la seguridad energética, la disminución de costos de generación, el ahorro de divisas, el desarrollo de industria nacional, la generación de empleo y la mitigación del cambio climático, demuestran claramente la necesidad de definir políticas de estado que impulsen el desarrollo y la utilización en la Argentina de este tipo de fuentes. La sanción de las Leyes Nº 26.190, 27.191 y 27.424 por el Congreso Nacional con el apoyo de todos los bloques parlamentarios, los programas GENREN y RenovAr, las convocatorias específicas para la financiación de proyectos de energías renovables de la ANPCyT-MINCyT en 2010 y 2015, y las múltiples leyes y políticas provinciales de promoción de las energías renovables parecen indicar que la Argentina ha comenzado la transición hacia una matriz energética más limpia, económica y segura. Las condiciones están dadas para dar un salto de calidad en esta dirección, que excede el tema energético por sus implicancias en el cuidado del ambiente y el desarrollo económico y social del país.

Referencias

ABSOLAR (2021). Asociación Brasileña de Energía Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), https://www.absolar.org.br/en/market/infographic// (*vigente al 13/10/2021*)

Ackerman T., Andersson G., Söder L. (2001). "Distributed Generation: A Definition", Electric Power Systems Research 57, pp. 195-204. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779601001018 (*vigente al 13/10/2021*)

BP (2021). "Statistical Review of World Energy 2020", 69th edition. https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html (*vigente al 13/10/2021*)

Bush S. (2019). "Oxford spin-out expands German silicon-perovskite solar cell fab", Electronics Weekly.com, 23 de octubre de 2019. https://www.electronicsweekly.com/news/business/manufacturing/oxford-spin-expands-german-silicon-perovskite-solar-cell-fab-2019-10/ (*vigente al 13/10/2021*)

CAMMESA (2020). MiniRen Ronda 3, CAMMESA. https://licitaciones.cammesa.com/miniren-ronda-3/ (*vigente al 13/10/2021*)

CAMMESA (2021). Informe Anual del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) 2020, CAMMESA. https://cammesaweb.cammesa.com/2021/08/27/informe-anual/ (*vigente al 13/10/2021*)

Chakrabarti S. (2019) "Solar Power Statistics in Latin America: 2019", Solar Feeds, 19 de agosto de 2019. https://solarfeeds.com/solar-power-statistics-in-latin-america/ (*vigente al 13/10/2021*)

Durán J.C., Eyras I., Krautner A., Plá J., Villani T. (2020). "Generación fotovoltaica distribuida en áreas urbanas", Sustentabilidad, Eficiencia y Renovables en Vivienda Social, Compilación y Edición Silvia de Schiller, Ediciones CIHE – Centro de Investigación Hábitat y Energía, Facultad de Arquitectura, Diseño y Urbanismo, UBA, Cap. 8 (2020).

ERA (2021). Energía Renovable para el Ambiente (ERA), EPE Energía de Santa Fe (2021). https://epe.santafe.gov.ar/programa-era/ (*vigente al 13/10/2021*)

IEA (2019). "Global energy and CO_2 status report – 2019", informe generado por IEA, International Energy Agency, marzo de 2019. https://www.iea.org/reports/global-energy-and-co2-status-report-2019 (*vigente al 13/10/2021*)

IEA (2020). "Global Energy Review 2019 - Report extract CO_2 emissions", informe generado por IEA, Int*ernational Energy Agency*, febrero de 2020. https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2019/co2-emissions/ (*vigente al 13/10/2021*)

IEA (2021). "Snapshot of global photovoltaic markets – 2021", Report IEA PVPS T1 3 9 : 2021, International Energy Agency, abril de 2021. https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2021/ (*vigente al 13/10/2021*)

IRENA (2020). "Renewable Power Generation Costs in 2019", informe generado por IRENA, International Renewable Energy Agency, junio de 2020. https://www.irena.org/publications/2020/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2019 (*vigente al 13/10/2021*)

IRENA (2021a). "Renewable Power Generation Costs in 2020", informe generado por IRENA, International Renewable Energy Agency, junio de 2020. https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020 (*vigente al 13/10/2021*)

IRENA (2021b). "Renewable Capacity Statistics 2021", informe generado por IRENA, International Renewable Energy Agency. https://www.irena.org/publications/2021/March/Renewable-Capacity-Statistics-2021 (*vigente al 13/10/2021*)

ISE (2020). "Photovoltaics Report", informe generado por ISE, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, junio de 2020.

ISE (2021). "Photovoltaics Report", Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (ISE), julio de 2021. https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html (*vigente al 13/10/2021*)

JRC (2019). "PV Status Report 2019", informe generado por JRC, Joint Research Centre, European Commission. https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC118058/kjna29938enn_1.pdf (*vigente al 13/10/2021*)

Ley 27424 (2019). Ley 27424 "Régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública", Decreto Reglamentario y normas asociadas. https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-27424-305179/normas-modifican (*vigente al 13/10/2021*)

ME (2018). Adhesión de la Provincia de Mendoza a la Ley Nacional Nº 27424, Ley Nº 9064/18, Provincia de Mendoza.

https://www.epremendoza.gov.ar/_a_novedades/Boletin_Oficial_Ley-9084.pdf (*vigente al 13/10/2021*)

MINEM (2017). Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2, Ministerio de Energía y Minería de la Nación. https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar (*vigente al 13/10/2021*)

Parikh M. (2017). "Latin America PV Playbook, Q2 2017 Market Update – Executive Summary", informe generado por GTM Research, mayo de 2017. http://www2.greentechmedia.com/Q2LAPVP17

Plá et al. (2018). "Energía Solar Fotovoltaica - Generación Distribuida Conectada a Red", J. Plá, C. Bolzi, J.C.Durán, Ciencia e Investigación, Tomo 68 N° 1, pág. 51 (2018). http://aargentinapciencias.org/wp-content/uploads/2018/03/tomo68-1/4-Duran-cei68-1-5.pdf (*vigente al 13/10/2021*)

PROINGED (2020). Programa Provincial de Incentivos a la Generación de Energía Distribuida, Provincia de Buenos Aires. https://www.proinged.org.ar/ (*vigente al 13/10/2021*)

REN21 (2017). "Renewables 2017 - Global Status Report", informe generado por REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. https://www.ren21.net/gsr-2017/ (*vigente al 13/10/2021*)

REN21 (2021). "Renewables 2021 - Global Status Report", informe generado por REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. https://www.ren21.net/gsr-2021/ (*vigente al 13/10/2021*)

Ruiz Campillo X. (2017). "Latinoamérica y España: caminos opuestos en el fomento de las energías renovables", Informe, Universidad Internacional de Valencia. https://www.researchgate.net/publication/315105663_Latinoamerica_y_Espana_caminos_opuestos_en_el_fomento_de_las_energias_renovables (*vigente al 13/10/2021*)

SA (2020). Plan Provincial de Energías Renovables, Provincia de Salta. http://energia.salta.gob.ar/energia-renovable/ (*vigente al 13/10/2021*)

SE (2021). Generación Distribuida en Argentina - Evolución de Trámites - Conexión de Usuario-Generador, Agosto 2021, Secretaría de Energía. https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/generacion-distribuida/

que-es-la-generacion-distribuida/reportes-de-avance-implementacion-de-la-ley-27424 (*vigente al 13/10/2021*)

Siroit G. (2018). "Despliegue de energías no-convencionales como fuente de energía", presentación de la Subsecretaría de Energías Renovables, RENPOWER Argentina, 27 de septiembre de 2018.

Solar Power Europe (2016). "Global Market Outlook for Solar Power / 2016 – 2020", informe generado por Solar Power Europe.

Martínez Bogado, M.G. (2021). En la tierra y en el cielo. Energía solar fotovoltaica. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.271-284). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

En los últimos años, se registró en el país un renovado interés en el desarrollo de las denominadas fuentes renovables de energía, como consecuencia de una creciente conciencia de la necesidad del cuidado del medio ambiente y de la diversificación en la generación de electricidad.

En el presente artículo se introducen los conceptos básicos de energía solar, de la disponibilidad del recurso y las aplicaciones de este tipo de energía. Por otra parte, se presentan las actividades de investigación y desarrollo que lleva adelante el Departamento Energía Solar de la Comisión Nacional de Energía Atómica en lo referente a las aplicaciones terrestres y espaciales de la energía solar fotovoltaica.

Palabras clave: *Energía Solar Fotovoltaica, Radiación solar, Proyectos espaciales, Proyectos terrestres.*

ABSTRACT

In recent years, there has been a renewed interest in the development of so-called renewable energy sources in the country, as a result of an increasing awareness of the need for environmental care and diversification in electricity generation. This article introduces the basic concepts of solar energy, resource availability and applications of this type of energy. On the other hand, the research and development activities carried out by the Solar Energy Department of the National Atomic Energy Commission are presented, both in terms of terrestrial and space applications of photovoltaic solar energy.

Keywords: *Photovoltaic Solar Energy, Solar radiation, Space projects, Terrestrial projects*

En la tierra y en el cielo. Energía solar fotovoltaica

Mónica Martínez Bogado[1,2]

Introducción

La energía solar es la energía que llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética procedente del Sol, donde ha sido generada por un proceso de fusión nuclear. Es una fuente de energía abundante, esencialmente no contaminante, disponible en todo el territorio, inagotable, pero intermitente y de relativa baja intensidad.

El aprovechamiento de la energía solar se puede realizar principalmente de dos maneras: por conversión térmica (también denominada fototérmica), o conversión eléctrica fotovoltaica. En el presente artículo se tratará la conversión directa de energía solar en electricidad.

El recurso solar

Teniendo en cuenta que en los últimos años ha habido un fuerte incremento en los proyectos de aprovechamiento de la energía solar tanto para la obtención de agua caliente sanitaria como para la generación fotovoltaica, es necesario conocer el recurso solar disponible y su variabilidad temporal y espacial, que permita realizar un diseño óptimo de los sistemas (Grossi Gallegos H. et al 2018).

En Argentina, las primeras cartas con la distribución de

1 Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA
1 CONICET.
2 Escuela de Ciencia y Tecnología - UNSAM

radiación solar global fueron elaboradas en el año 1972 (Crivelli E. et al 1972), y a partir de la instalación de la Red Solarimétrica en el año 1978 se logró obtener cartas más precisas.

En la figura 1 se observa una carta con la distribución anual del promedio de la irradiación solar global acumulada, sobre

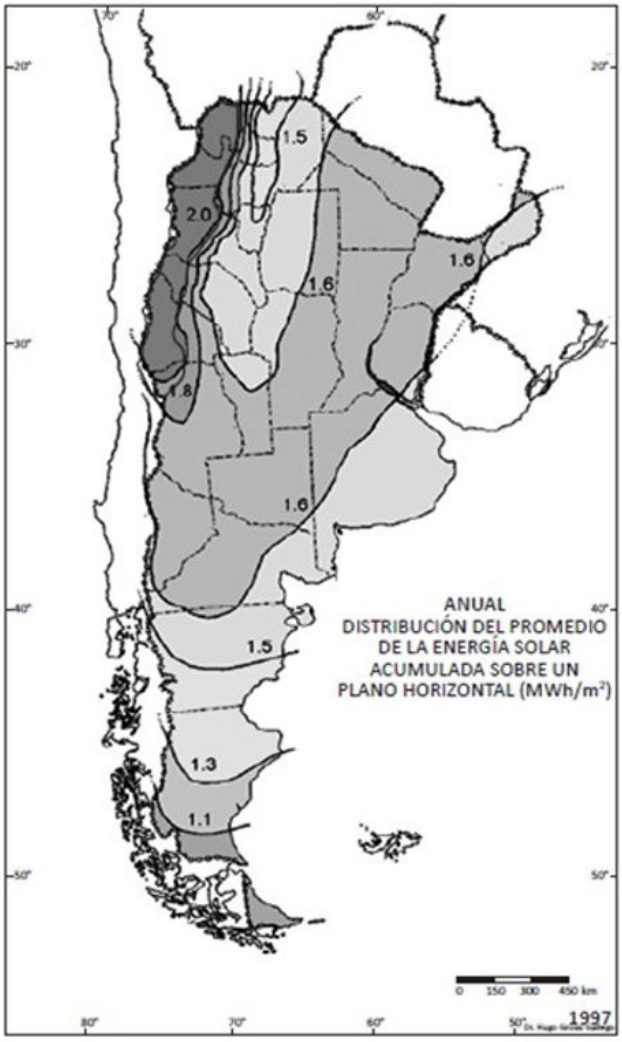


Figura 1. Distribución del promedio de energía solar acumulada anualmente sobre un plano horizontal en MWh/m2. Fuente: Grossi Gallegos H. 1998.

una superficie horizontal para la Argentina (Grossi Gallegos H. et al 2018).

Se puede calcular que la radiación promedio al norte del río Colorado es de 4,5 kWh/(m^2día) y que de esa energía, un 15% es convertida en energía eléctrica.

Conversión fotovoltaica de la energía solar

Desde finales de los años 50´ y hasta mediados de los años 70´, el aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se enfocó en las aplicaciones espaciales y militares. Luego, las sucesivas crisis del petróleo impulsaron el crecimiento de la tecnología fotovoltaica para aplicaciones terrestres.

La conversión fotovoltaica consiste en la transformación de la energía del Sol en electricidad mediante dispositivos denominados celdas solares fotovoltaicas. Estas celdas están fabricadas a partir de un material semiconductor, que se conectan eléctricamente entre sí para formar un módulo o panel fotovoltaico.

La generación eléctrica mediante sistemas fotovoltaicos se clasifica en dos grandes grupos: (a) instalaciones fotovoltaicas aisladas, ubicadas en zonas rurales (Figura 2), y (b) instalaciones conectadas a la red (Figura 3a y 3b). Las primeras pueden ser sistemas instalados en zonas rurales de comunidades pequeñas, pero también se incluyen a zonas remotas sin acceso a la red de energía convencional. Entre las segundas, se pueden

Figura 2. Escuela albergue. Tolar Grande, Salta, Argentina. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

Figura 3a. Planta fotovoltaica de 200 kW. Armstrong, Santa Fe, Argentina. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

Figura 3b. Instalación domiciliaria de 2,8 kW. El Chañar, Neuquén. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

diferenciar las instalaciones domiciliarias, comerciales y las centrales de potencia.

Los componentes de los sistemas fotovoltaicos (FV) aislados son: estructuras de montaje, módulos fotovoltaicos (también llamados paneles solares), banco de baterías, regulador de carga, cargador de batería e inversor de corriente continua (CC) a corriente alterna (CA).

Las aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos aislados son muy variadas, entre las que se encuentran: espaciales, en electrificación rural, bombeo de agua, estaciones repetidoras de comunicaciones, monitoreo remoto del clima y de sismos, boyas para navegación, protección catódica para oleoductos y

gasoductos, productos de consumo como relojes, calculadoras y juguetes, y autos y aviones solares prototipos, entre otros.

Los componentes de los sistemas FV conectados a la red urbana son: estructuras de montaje, módulos fotovoltaicos, caja de conexión de los módulos, inversor, contador bidireccional de consumo e inyección, conexión a la red y punto de consumo.

Por otra parte, los componentes de una planta fotovoltaica son: módulos FV, inversores, interruptores automáticos, seguidores solares, transformadores, celdas de protección de media tensión, tablero eléctrico principal y estación meteorológica.

Actividades del Departamento Energía Solar

Las actividades del actual Departamento Energía Solar (DES) en el área de la conversión fotovoltaica comenzaron a mediados de la década del 80. En 1986, asociado con la empresa INVAP S.E., inició el montaje de un laboratorio para la producción de obleas de silicio para uso fotovoltaico y electrónico y se instaló un horno Czochralski, alcanzándose un buen control del proceso de crecimiento de lingotes de silicio monocristalino.

En 1992 se adquirió e instaló un horno de difusión/oxidación, y se elaboraron celdas solares sobre obleas provenientes de lingotes crecidos en la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) y comerciales de la industria electrónica. Los desarrollos realizados permitieron diseñar, elaborar y caracterizar, por primera vez en el país, celdas fotovoltaicas de silicio cristalino, alcanzándose durante 1997 eficiencias de alrededor del 17% con radiación AM1.5. Esta eficiencia corresponde a aproximadamente un 15% para iluminación AM0.

A mediados de la década del 90´, las actividades del DES se diversificaron en investigación y desarrollo de la energía solar para aplicaciones terrestres y espaciales.

Aplicaciones terrestres de la energía solar

En el año 1998 se inició en la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) el desarrollo de radiómetros fotovoltaicos de bajo costo, utilizando como elemento sensor celdas fotovoltaicas de silicio cristalino fabricadas en el Laboratorio Fotovoltaico del DES. Se diseñaron, fabricaron y fueron calibrados por

personal de la Red Solarimétrica del Servicio Meteorológico Nacional, distintos prototipos para analizar el comportamiento de estos sensores de radiación global y evaluar sus limitaciones.

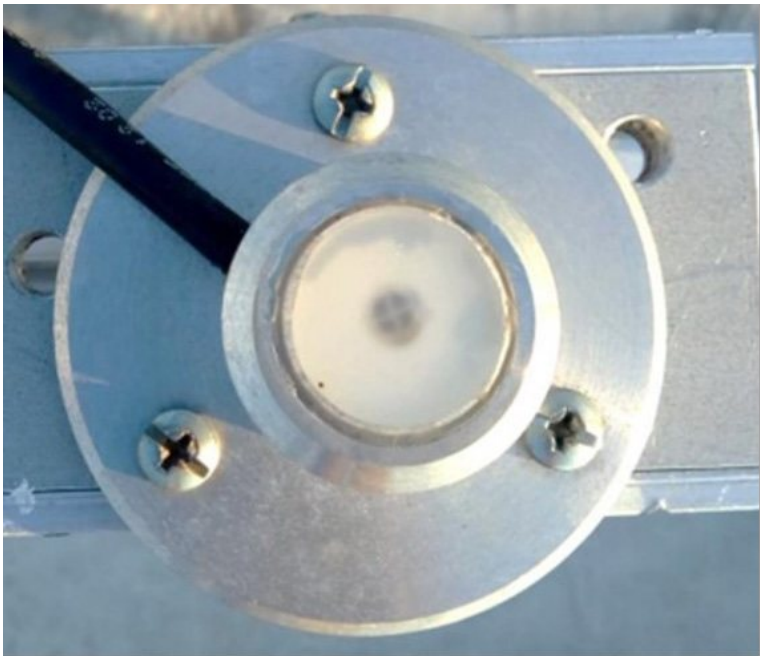


Figura 4. Radiómetro fotovoltaico. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

En años posteriores, se desarrollaron instrumentos para medir la radiación fotosintéticamente activa (PAR) y se completó el desarrollo de los instrumentos de radiación global (Figura 4).

Actualmente, cientos de los radiómetros de radiación global y radiación PAR desarrollados se encuentran distribuidos en distintos laboratorios del país, instalaciones fotovoltaicas, entidades educativas y empresas privadas.

En el año 2010, el DES obtiene un subsidio del Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva (MINCyT) a través del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC) de la Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica (ANPCyT). El proyecto “Interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica en ambientes urbanos”, en adelante Proyecto IRESUD, tuvo

por objeto introducir en el país tecnologías asociadas con la interconexión a la red eléctrica, en áreas urbanas, de sistemas fotovoltaicos distribuidos, contemplando para ello cuestiones técnicas, económicas, legales y regulatorias. La repercusión del proyecto IRESUD ha sido tal que hoy en día es conocido en ámbitos vinculados al sector eléctrico en numerosas partes del país. Como consecuencia de ello, aún después de finalizado formalmente el proyecto, se siguen recibiendo propuestas de colaboración de universidades y organismos interesados en instalar sistemas piloto, formar recursos humanos y promover la generación fotovoltaica distribuida en sus regiones de incumbencia (iresud.com.ar).

A fines del 2015 se obtiene un nuevo financiamiento de FONARSEC del MINCyT. El proyecto "Generación fotovoltaica distribuida y redes inteligentes en la localidad de Centenario, Provincia del Neuquén.", establece un nuevo convenio asociativo público-privado (CAPP) IRESUD-RI conformado por algunos miembros del Departamento Energía Solar de la CNEA, la Universidad Nacional de San Martín (UNSAM), el Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) y la empresa Aldar S.A. Su objetivo principal es contribuir al desarrollo en el país de una nueva arquitectura y tecnología de redes de energía modernas y flexibles, que contemplen el uso de generación eléctrica distribuida a partir de energías renovables, en especial energía solar fotovoltaica, incorporando la infraestructura de comunicación, gestión de datos y elementos de control y seguridad a las redes de distribución existentes (Durán J.C. et al, 2017).

Por otra parte, el DES cuenta con una división de investigación y desarrollo (I+D) donde se llevan adelante las siguientes líneas de trabajo:

- Celdas solares basadas en perovskitas. Se estudian celdas solares que utilizan semiconductores tipo perovskitas en una estructura del tipo n-i-p, combinando una capa de un TiO_2 nanoporosa y una capa del semiconductor inorgánico/orgánico perovskita.
- Celdas solares y sensores basados en semiconductores III-V. Se estudian dispositivos basados en semiconductores III-V, monolíticos y estructurados. Estos presentan la ventaja de aprovechar una fracción importante del espectro solar espacial y presentan una resistencia superior al daño por radiación respecto de otras tecnologías, y por lo tanto son ideales para aplicaciones espaciales. Este tipo de sensores tiene una interesante

aplicación en el área de la bio y agro industria, procesos de validación industrial o medicina.

- Sensores de silicio. Se están desarrollando sensores de Si para medir en la región ultravioleta (UV), sumergibles y agronómicos.

Aplicaciones espaciales de la energía solar

A fines de 1995, la CNEA y la Comisión Nacional de Actividades Espaciales (CONAE), suscribieron un acuerdo para la realización del primer "Experimento de celdas solares argentinas en el espacio". En 1998, a bordo del satélite SAC-A se incluyó un conjunto de dispositivos solares fabricados íntegramente por el DES (Figura 5).

Figura 5. Satélite SAC-A. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

La experiencia adquirida permitió que desde el año 2001, la CNEA haya firmado sucesivos convenios de cooperación con la CONAE en el marco de Ley Nº 23.877 de Innovación Tecnológica. El objetivo principal de estos acuerdos es proveer los paneles y sensores solares para uso satelital y satisfacer los requerimientos de las misiones satelitales previstas en el Plan Espacial

Nacional, que incluye el diseño, fabricación, caracterización y ensayo de los mismos. El DES ha participado intensamente en desarrollos tecnológicos, en particular en el desarrollo, fabricación y ensayos eléctricos de los sensores solares gruesos (CSS) y los paneles de ingeniería y de vuelo de las misiones Aquarius/SAC-D, VS-30, Amazonia-1, SAOCOM 1A y SAOCOM 1B y en misiones de nanosatélites de la empresa de base tecnológica Satellogic.

Figura 6. Aquarius/SAC-D Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

La división (I+D) del DES también realiza tareas en el área espacial:

- Desarrollo de sensores solares finos. FSS (de las siglas en inglés de *Fine Sun Sensor*). Éstos últimos se diferencian de los CSS en la resolución con la que determinan la posición del satélite con respecto al Sol.
- Ensayos de ambiente espacial. El DES cuenta con una línea externa del acelerador Tandar denominada línea EDRA para realizar ensayos de daño por radiación de protones para emular el ambiente espacial sobre los dispositivos de vuelo. Además, se cuenta con la posibilidad de realizar mediciones eléctricas in-situ y cuantificar los efectos de la radiación sobre los mismos.

Figura 7. Cofia del cohete VS-30. Arriba de la faja amarilla se observan dos de los cinco soportes de sensores apareados. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

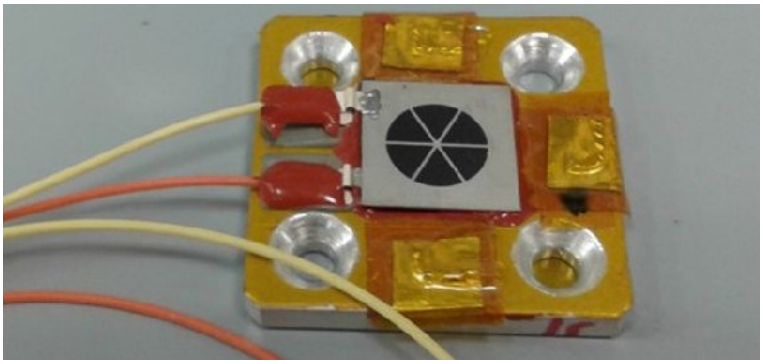


Figura 8. Sensores solares gruesos del proyecto Amazonia-1 Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

Figura 9. SAOCOM 1ª. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

Figura 10. SAOCOM 1B. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

Conclusiones[3]

El trabajo presentado pretende mostrar algunas de las actividades llevadas adelante por el Departamento Energía Solar de

3 La autora agradece a los integrantes del Departamento Energía Solar por los aportes en el presente artículo.

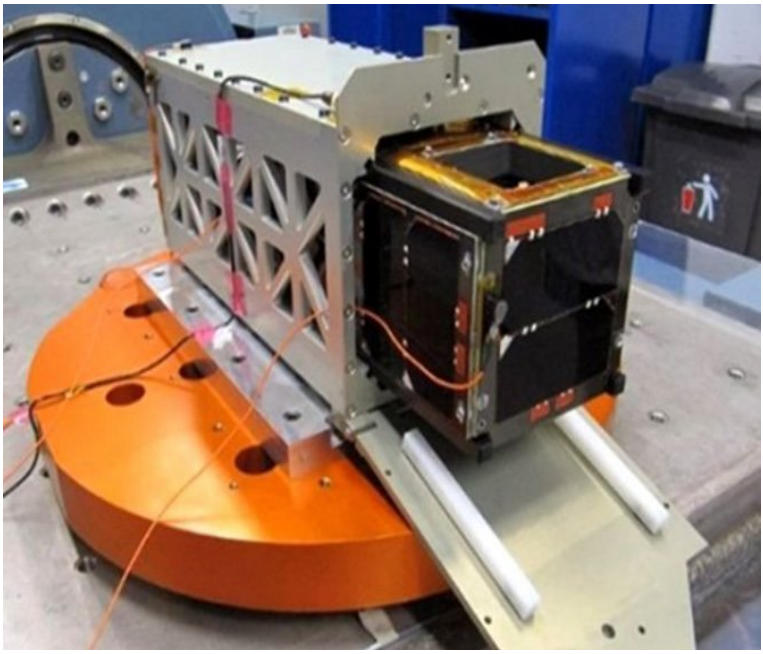


Figura 11. Nano satélite Ñusat III. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

Figura 12. Línea EDRA. Fuente: Departamento Energía Solar, Gerencia Investigación y Aplicaciones, CAC-CNEA.

la Gerencia de Investigaciones y Aplicaciones No Nucleares de la Comisión Nacional de Energía Atómica.

A lo largo de los años se ha logrado formar un grupo interdisciplinario de alrededor de 30 personas con formación en las áreas de la ingeniería mecánica, aeronáutica, electrónica, química, ambiental, y de la energía y en el área científica como física, química y matemática.

Se trabaja intensamente en la formación de recursos humanos en las carreras de grado y posgrado a través de trabajos finales y tesis doctorales. En esta misma línea, se brindan capacitaciones a profesionales de áreas vinculadas con la energía solar del sector público y privado.

En resumen, en área de las energías renovables y en particular de la energía solar fotovoltaica, el DES se ha posicionado como un grupo referente en la temática tanto para las aplicaciones terrestres como las espaciales.

Referencias

Crivelli E. y Pedergal M.A: (1972). Cartas de radiación solar global de la República Argentina. Meteorológica vol III, Nº 1, 2, 3, pp. 80-97.

Durán J.C., J.C. Durán, C. Argañaraz, G. Pedro, I.H. Eyras, E.M. Godfrin, A. Ruótolo, R. Pedace, J.C. Benvenutto, J. Di Santo, S. Muñoz, C.A. Rinaldi (2017). Generación fotovoltaica distribuida y redes inteligentes en la localidad de centenario, provincia del Neuquén. Primeras etapas del proyecto. AVERMA Vol. 5, pp. 13.45-13.56.

Grossi Gallegos, Hugo y Raichijk, Carlos (2018). Radiación solar. Medición y modelado. edUTecNe-Asades, Buenos Aires, Argentina. ISBN 978-987-1896-88-2

Grossi Gallegos H. (1998). Distribución de la radiación solar global en la República Argentina. II. Cartas de radiación. Energías Renovables y Medio Ambiente vol. 5, pp. 33-42. http://www.iresud.com.ar.

Hilbert, Jorge Antonio (2021). Bioenergía y biorefinerías. Una visión sistémica. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.287-321). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

El capítulo desarrolla la concepción de la visión sistémica de los biocombustibles y su inserción en la agricultura y la agroindustria argentina. Se desarrollan los conceptos teóricos que luego se demuestran en casos prácticos como el biogas hecho correctamente, el bioetanol a partir de almidón de maíz y el biodiesel a partir de aceite de soja como ejemplos nacionales.

Se realiza un análisis crítico de las cadenas de valor fundamentando la necesidad de integración y complementación entre los diferentes productos obtenidos a partir de las materias primas agrícolas.

EL trabajo culmina con una sección de conclusiones resumiendo y sintetizando los análisis realizados durante el mismo.

Palabras clave: *bioenergía biocombistibles biogás biodiesel bioetanol.*

ABSTRACT

We discuss the systemic vision of biofuels and its insertion in Argentine agriculture and agribusiness. Presents theoretical concepts and demonstrates it in practical cases such as biogas correctly made, bioethanol from cornstarch and biodiesel from soybean oil, all natioal examples. A critical analysis of the value chains is carried out on the basis of the need for integration and complementation between the different products obtained from agricultural raw materials.

Keywords: *bioenergy, biofuels, biogas, biodiesel, bioethanol.*

Bioenergía y biorefinerías. Una visión sistémica

Jorge Antonio Hilbert[1]

Introducción

Los profesionales ligados a la agronomía hemos recibido una formación integral a fin de optimizar la producción y aprovechamiento de biomasa en diferentes agro ecosistemas. En las últimas décadas ha cobrado importancia y relevancia el hecho de tener en cuenta los diferentes aspectos medioambientales ligados a la extracción de biomasa en cada agro ecosistema para lo cual se fueron integrando diferentes disciplinas que se basan en los datos de campo, el empleo de modelos y la integración de los diversos datos en sistemas de información geográfico. Recientemente los conocimientos son integrados mediante el uso de la inteligencia artificial como ya los están empleando algunas empresas del sector agroindustrial argentino.

En términos energéticos la eficiencia de captación y conversión por parte de los vegetales es relativamente baja. La realidad actual impone en las agendas dos temas críticos para las empresas agropecuarias y agroindustriales de todo tipo como son el suministro energético y el adecuado tratamiento y disposición de los residuos orgánicos generados, así como la búsqueda constante de nuevos productos que se puedan generar a partir de ellos. Ante cualquier incremento del uso de biomasa con fines energéticos a nivel mundial tres temas requieren de un estudio y análisis, estos son los balances energéticos, la complementación con la producción de bioproductos y alimentos con destino humano y animal, así como la preservación del medio ambiente.

1 Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria INTA.

Durante los últimos años ha tenido un fuerte desarrollo en la Argentina la industria relacionada con la producción de biodiesel a partir de aceite de soja y recientemente bioetanol a partir de almidón de maíz junto a importantes productos concentrados proteicos para alimentación animal.

La industria del bioetanol de almidón de maíz nace con características muy particulares ya que los productores agropecuarios tienen una participación significativa tanto como inversores directos como por medio del sistema cooperativo. Desde el punto de vista técnico las plantas industriales responden a nuevos conceptos de desarrollo ligados a la optimización del uso de la energía y el cuidado del medio ambiente.

Se busca en este tipo de emprendimientos seguir un tipo de análisis y evaluación ligada a lo que en los últimos años se ha denominado bioeconomía que tiene diferentes definiciones en el mundo. Nos quedamos con aquella que liga el análisis de la producción y generación de bienes con valor agregado a partir de la biomasa.

Las nuevas tecnologías aplicadas para la producción de biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos requieren de recursos humanos con una formación específica que, frecuentemente, no se encuentra disponible en la actual oferta educativa y que, por lo tanto, debe ser desarrollada en simultáneo con la expansión de este tipo de industrias. En este marco, cabe destacar que el empleo directo generado debe ser considerado también como un aporte al capital humano, ya que no sólo se aumenta la cantidad de puestos de trabajo, sino que también implica un incremento en la formación de los recursos humanos empleados, es decir, en su calidad ya que éstos adquieren diferentes calificaciones para poder desarrollar satisfactoriamente su actividad profesional en estas nuevas empresas.

La creación de capital físico productivo (inversión) para la elaboración de bioenergía en general implica la acumulación de maquinarias y equipo, junto a su *knowhow*. Esto representa también un aporte al progreso técnico ya que la tecnología viene incorporada frecuentemente en estos equipamientos y -en relación con lo descripto previamente- su incorporación al proceso productivo promueve el aprendizaje y el incremento en la calificación del personal.

Conceptualmente, el valor agregado bruto (VAB) es la diferencia entre el valor bruto de producción (ingresos) y el consumo intermedio de cada sector. En términos prácticos, representa

el valor que se crea en cualquier proceso productivo cuyo fin es la obtención de nuevos bienes y servicios. En el proceso de elaboración de biogás se transforma la biomasa en un combustible renovable utilizable con diversos fines, lo cual representa la creación de un importante valor para la sociedad.

Las teorías de crecimiento y desarrollo económico confirman que la inversión en capital humano y capital físico son factores determinantes para el desarrollo de un país. Adicionalmente, entre los indicadores de sustentabilidad de la bioenergía consensuados por los miembros de GBEP Global Bioenergy Partnership -clasificados en ambientales, sociales y económicos-[2], se encuentran los impactos mencionados, lo que permite afirmar el desarrollo sustentable en las regiones que lo albergan.

La contribución tributaria en los tres niveles de gobierno se produce como corolario del proceso productivo que da origen a los diversos biocombustibles. El procesamiento de biomasa, en mayor o menor medida, es gravado por una serie de impuestos y, por ende, genera cierta cuantía de nuevos recursos impositivos. En paralelo, los biocombustibles permiten el autoabastecimiento, haciendo innecesario destinar divisas a la compra de combustibles importados, lo cual mejora el saldo de la Balanza de Pagos y reduce la presión sobre las Reservas Internacionales del Banco Central.

Finalmente, cabe destacar que los impactos económicos y sociales derivados de la cadena de valor de los diferentes biocombustibles, ponen en marcha la interacción entre una multiplicidad de diversos actores de la comunidad en pos del desarrollo regional, entre ellos, productores agrícolas, ganaderos y forestales; industrias alimentarias y forestales; transportistas; recursos humanos (operarios, asesores externos, administrativos, ingenieros); entidades del sistema financiero, públicas y privadas; distribuidores y comercializadores de biogás; proveedores de tecnología, y de bienes y servicios anexos; unidades del sistema educativo (universidades, institutos terciarios, escuelas de oficios); organismos dependientes de los gobiernos municipales, provinciales y nacionales.

Los nuevos estudios que viene desarrollando el INTA plantean un abordaje integrado de los biocombustibles y bioproductos con un análisis de toda la cadena de producción y

2 Empleos en el sector bioenergético, valor agregado, cambio en el consumo de combustibles fósiles y tradicionales usos de biomasa, capacitación y recalificación de la mano de obra, diversidad energética, entre otros.

transformación de la biomasa así como las posibles interacciones entre los diferentes productos. Complementariamente se analiza la infraestructura logística y de transporte que en casi todos los casos es compartida con otros productos. Los considerandos ambientales y las reglamentaciones nacionales e internacionales condicionan y definen de qué manera se desarrolla el mercado de todos los productos ligados a la bioenergía. Se plantea una metodología para entender las complejas interacciones y como la extracción y transformación de biomasa puede afectar al conjunto del sector agropecuario y agroindustrial argentino

La sustentabilidad y la visión sistémica

Desde el inicio de la difusión y puesta en marcha de la producción de biocombustibles a nivel mundial tres temas han estado siempre en la mesa de discusión y controversia, estas son los balances energéticos, la competencia con los alimentos y la preservación del medio ambiente. Hoy en día estos cuestionamientos se están expandiendo hacia otros productos de la mano de crecientes exigencias por parte de grandes cadenas de supermercados.

La acción de diferentes centros de investigación, organismos no gubernamentales ecologistas y partes interesadas han instalado con fuerza el tema de las amenazas que se presentan ante una expansión irrestricta de la producción de biocombustibles en el mundo, así como el impacto de la producción agrícola.

La creciente preocupación acerca de la sustentabilidad de los biocombustibles ha llevado a instituciones, científicas, académicas así como a ciertos gobiernos e instituciones a trabajar intensamente en estos temas. Esta temática se viene trabajando en el marco de la red panamericana de sustentabilidad de biocombustibles y bioenergía, que contempla expertos e instituciones de diferentes países de américa. En la última conferencia internacional llevada a cabo en Buenos Aires, se arribaron a diez puntos principales como conclusiones del tema, que merecen ser expuestos:

1. Debe diferenciarse la explotación de biomasa tradicional ligada a la destrucción del ambiente y los recursos naturales de la moderna bioenergía que permite obtener

una diversidad de beneficios y servicios ambientales, al mismo tiempo que incrementar las oportunidades de empleo y crecimiento económico.

2. Es fundamental, para alcanzar las metas mundiales de desarrollo sustentable, tener en cuenta la moderna bioenergía derivada de la captura y transformación de la energía solar mediante la fotosíntesis. La biomasa tiene un gran potencial para superar la "pobreza energética", para ello debe incrementarse su uso en escala pasando de los 23 a los 93 EJ exa joules a nivel mundial.
3. La aceptación y promoción de la bioenergía está íntimamente ligada a la comunicación a los ciudadanos. Se remarca la necesidad de alcanzar una correcta percepción pública sobre sus bondades y beneficios en relación a las alternativas fósiles.
4. La sustentabilidad ha pasado a transformarse en un aspecto indivisible de la producción y uso de la bioenergía moderna.
5. Existe una urgente necesidad de incrementar la superficie de captura solar sobre la superficie terrestre, aumentando de ese modo la producción de biomasa en todas sus formas, con el objetivo de cumplir las metas del milenio y los compromisos de la COP Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de Paris 2015. Cultivos de cobertura y adecuadas rotaciones se plantean como alternativas de crecimiento. Nos enfrentamos, asimismo, con una nueva revolución de productividad de biomasa y su transformación mediante el mejoramiento de plantas C4 carbono cuatro. Sin embargo, para mantener una producción sustentable a lo largo del tiempo, se deben implementar medidas y sistemas de monitoreo y estudio sobre los agro ecosistemas.
6. La baja densidad energética y la alta dispersión geográfica imponen grandes desafíos a la producción, transporte y logística. La asistencia satelital y el empleo de los sistemas de información geográfica son fundamentales para alcanzar un desarrollo sustentable de diferentes formas de biomasa.
7. La bioenergía genera múltiples impactos con beneficios económicos, ambientales y sociales que deben ser medidos y monitoreados en el tiempo. Es necesario realizar estudios de carácter sistémico y holístico con

consideraciones sitio específicas, de manera de poder contemplar la afectación de pluriproductos, plurimercados y multirequerimientos.

8. Existen razones políticas, estratégicas y económicas detrás de toda medida de fomento de la bioenergía y los biocombustibles por los diferentes países. Tanto los consumidores como los productores de todas las escalas deben ser tenidos en cuenta, incluyendo al sector de productores agropecuarios.
9. Los estándares y esquemas de certificación son útiles para fomentar la sustentabilidad en la producción y transformación de biomasa. Sin embargo no siempre logran mejorar la sustentabilidad. Estos esquemas deben evolucionar teniendo en cuenta las particularidades del sector agropecuario, como la posibilidad de poder ser implementados por actores de todos los tamaños y recursos. Los esquemas de certificación deben ser prácticos, adaptados al funcionamiento de los agros ecosistemas y accesibles, contemplando demandas y requisitos de los países consumidores y productores.
10. Se están produciendo mejoras en los biocombustibles de todas las generaciones con positivas externalidades que deben ser profundamente estudiadas y promovidas. Las mejoras en las tecnologías ligadas a la bioenergía en toda la cadena de producción y transformación, están produciendo impactos económicos, ambientales y sociales positivos. Los correctos incentivos en todas las generaciones de biocombustibles generaran mejoras en los tres pilares de la sustentabilidad a largo plazo.

La última década ha sido caracterizada por un crecimiento exponencial de los biocombustibles y la biomasa sólida a escala comercial. Inicialmente estuvo fuertemente apoyada por el ambientalismo, pero luego esto ha cambiado difundiéndose por los medios masivos de comunicación una visión negativa que influyó sobre la percepción pública en muchos países, especialmente en la Unión Europea. Estas variaciones de la percepción pública han ocasionado cambios significativos en la imagen y consecuentemente modificaciones en los mecanismos de promoción y comercialización que están afectando seriamente a la industria. Actualmente, dado los continuos cambios a los cuales se suma un complicado panorama proveniente de la lucha

de intereses en el sector petrolero que ha provocado importantes variaciones en el precio del crudo, estas industrias no pueden sobrevivir si no tienen muy en claro un escalamiento en el agregado de valor y colocación de toda una serie de productos provenientes de la industrialización de las materias primas biomásicas.

Los biocombustibles más afectados por estas campañas han sido los tradicionales de doble propósito (biodiesel de aceites vegetales, bioetanol de azúcares o almidones) en beneficio de supuestas ventajas de los cultivos energéticos ligados a la generación de biocombustibles de II generación, que están relacionados con la conversión de la celulosa.

Si se analizan los fundamentos científicos empleados en cuestiones ligadas a impactos ambientales y sociales, se nota claramente que los trabajos sobre los cuales se edifican las argumentaciones se caracterizan por carecer de un análisis de estos vectores energéticos en un contexto sistémico de la producción agropecuaria. Los análisis de ciclo de vida con los consecuentes balances energéticos de gases efecto invernadero y agua, se ven alterados también. La producción de biomasa no puede ser estudiada como hecho aislado desligándola de los fuertes vínculos con toda la cadena de producción y transformación de agro productos con un abordaje sistémico.

Como se mencionó anteriormente, en la mayor parte de los casos el uso de biomasa únicamente para energía, es totalmente inviable si no está contemplada dentro de una compleja cadena de transformación agropecuaria y agroindustrial.

El seguimiento de las industrias del sector del biodiesel integradas verticalmente ha mostrado como se han ido perfeccionando en la producción de productos alimenticios de mayor complejidad, así como especializándose en los requerimientos de diferentes mercados. EL aumento del precio de estos nuevos productos les ha permitido sobrevivir y crecer en este complejo mundo globalizado, sobre todo a aquellas empresas que se encuentran localizadas lejos de los puertos tradicionales de exportación.

Para el caso de las nuevas plantas de bioetanol de maíz, la estrategia ha sido multiplicar fuentes de energía e integrar diferentes tecnologías, como ser el aprovechamiento de residuos y cultivos energéticos con biodigestores, generando corrientes de gas, electricidad y calor que pueden optimizar los procesos. Un ejemplo de esto se puede ver en Rio Cuarto con la integración

entre las empresas bioeléctrica dedicada al biogás y Bioetanol Río Cuarto (Bio4) productora de burlanda y bioetanol.

Otro ejemplo es la de la multiplicación y aprovechamiento de coproductos, como es el caso del dióxido de carbono producido en grandes cantidades y con una pureza importante en los procesos de fermentación. En este caso, el aprovechamiento redunda en un ahorro considerable de energía que usan plantas generadoras de dióxido de carbono por medio de la quema de gas en calderas. Un ejemplo se da en Villa María con la integración entre la empresa Gas carbónico Chiantore SAI y ACABIO (Planta ubicada en Villa María, Córdoba).

Por el lado de los destilados húmedos y secos de maíz (DDGS y DGS), se ha generado un nuevo producto y se han encontrado mercados internacionales que demandan el mismo. Del lado de las plantas de biodiesel, el refinado y obtención de parafinas le ha permitido a la Argentina ingresar en un nuevo mercado internacional. El camino a recorrer en el escalamiento de valor de estas fuentes ricas en proteínas o en los productos derivados de la alcoquímica y oleoquímica, recién están en sus comienzos.

Los esfuerzos de las industrias deben ir acompañados de un importante apoyo de parte del sector científico técnico en la búsqueda de estos nuevos productos. Esto está comenzando a verse con el crecimiento de Universidades del interior del país donde se busca ligar la investigación y la formación de los nuevos profesionales a estas demandas.

Los profesionales del agro y agroindustria nos hemos, en una primera etapa, especializado y concentrado en maximizar la productividad de los sistemas, teniendo como una de las premisas fundamentales el incremento de los rendimientos. Una segunda etapa que aún está en plena evolución integró la visión de los agro-ecosistemas, buscando la forma de minimizar el impacto sobre el ambiente y la sustentabilidad integral, contemplando los aspectos económicos, ambientales y sociales al mismo tiempo.

Toda la comunidad que integra a la producción, industrialización y logística de los productos agropecuarios, hoy en día se halla en una tercera etapa de nuestro desafío donde el objetivo es ampliar la visión hacia un sistema territorial, nacional y mundial integrando nuevos conceptos como la bioeconomía, la agricultura circular y el mejoramiento de la calidad de vida social en su sentido más amplio.

La directiva 2009/28/ce del Parlamento Europeo, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece criterios para el uso de biocombustibles dentro de la UE y la potencial aplicación a programas de asistencia financiera[3]. Esta Directiva abrió una oportunidad para la República Argentina para abastecer este mercado.

Pero, por otra parte, también la misma directiva plantea en su artículo 17 los criterios de sostenibilidad para los biocarburantes y biolíquidos, "*independientemente de que las materias primas se hayan cultivado dentro o fuera del territorio de la Comunidad*". Esto plantea un gran desafío de analizar y demostrar la sustentabilidad de los sistemas productivos de los biocombustibles para exportar a la UE.

Dentro de los criterios de sustentabilidad, uno de los analizados es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivada del uso de biocombustibles. En particular la directiva plantea que se deberá asegurar una reducción como mínimo del 35% para poder acceder a los beneficios impositivos correspondientes[4], planteando luego un nivel de reducciones creciente a partir del 2017 (50%) y a partir del 2018 (60%).

En la Argentina las actividades agropecuarias son las únicas que en los últimos años vienen reduciendo de manera sistemática la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Luego de registrar en 2009 un máximo de emisiones de 221,8 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (Mt CO_2 Eq), a partir de 2010 los GEI generados por el agro argentino fueron descendiendo hasta un nivel de 144,3 Mt CO_2 Eq en 2014, según el último inventario de GEIs presentado recientemente por el Ministerio de Ambiente de la Nación.

Desafíos para la Universidad y el sector científico técnico

Estas nuevas demandas y desafíos implican cambios en la formación y actualización de los profesionales, así como una demanda creciente sobre los sistemas científico tecnológico

3 Art. 17 – Punto 1 - Letra c):"para determinar la posibilidad de optar a una ayuda financiera al consumo de biocarburantes y biolíquidos".

4 Art. 17 – Punto 2: "La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivada del uso de biocarburantes y biolíquidos considerados para los fines contemplados en el apartado 1, letras a), b) y c), será de un 35 % como mínimo".

que deben atender, entender y resolver sistemas cada vez más complejos. Para ello se requiere de visiones sistémicas, donde un conjunto de especialidades trabajan juntas, integrando sus visiones junto a los productores y actores que intervienen y conocen cada etapa.

Los centros de investigación de Estados Unidos, sur de Francia, Italia e Inglaterra muestran un paralelismo de la estrategia que están siguiendo en un sector del agro de alta relevancia histórica en cada uno de ellos con sus particularidades diferenciales. *El lema es lograr avances revolucionarios en la molécula de carbono renovable que obtenemos de la agricultura*.

En todos ellos la transformación de la biomasa renovable se ha constituido como uno de los temas prioritarios, tanto por sus impactos ambientales económicos y sociales como energéticos. Es así que se encuentran invirtiendo sumas considerables de recursos para encontrar nuevas formas de aprovechamiento de la molécula de carbono contenida en frutos de cultivos y residuos orgánicos de todo tipo. Esto afecta la misma estructura de los centros de investigación, donde nacen institutos que complementan varias disciplinas e integran a profesionales jóvenes de diferentes instituciones. Las investigaciones no quedan a nivel laboratorio, sino que los mismos centros poseen medios para escalar los descubrimientos a nivel piloto y pre comercial, para su traspaso al sector productivo. Su productividad es medida en forma permanente no solo en su producción científica de calidad, sino en sus patentes y transferencias exitosas al sector productivo.

Un reciente viaje que realice al medio oeste norteamericano me ha permitido conocer en forma directa diferentes centros de investigación que están abocados al desarrollo, escalamiento y entrega a nivel pre comercial de nuevas tecnologías ligadas a la transformación de la biomasa. Entre ellas una que promete generar una revolución es la del tratamiento de residuos celulósicos y rastrojos con corrientes de amoníaco que genera un producto pelletizable de alto contenido proteico, que competiría con las actuales fuentes de alimentación animal. La misma se encuentra en la etapa de construcción de la primera planta a nivel comercial

En este caso esto daría un interesante mercado a forrajeras C4 de alta productividad, así como al aprovechamiento de residuos agropecuarios de bajo costo, y podría complementarse con la transformación de parte de la celulosa en otros

compuestos o combustibles. Llama la atención en estos centros no solo el nivel de inversión anual realizada, sino la cantidad de productos generados que están representados por las patentes e innovaciones generados anualmente; para ponerlo en cifras, los tres centros de bioenergía y bioproductos que financia el departamento de energía con un presupuesto anual de 200 millones de dólares, ha generado en cinco años más de 1.700 publicaciones científicas, 339 invenciones, 182 patentes y 78 licencias de invención.

Estimo que este es el camino a seguir, si queremos un desarrollo armónico con mejoramiento general de la calidad de vida de la población, dado que la forma de generar más riqueza en el mundo moderno se logra por medio del uso del conocimiento y la materia gris de las nuevas generaciones. Las sociedades que dependan únicamente de la explotación de sus recursos naturales están condenadas a un retroceso en términos relativos y a un desarrollo desequilibrado de sus economías.

El caso del Biogas

Con mayor retraso se están comenzando a difundir plantas de biogás. En las últimas llamadas de energía renovable (RENOVAR 2), el biogás está aumentando su participación en diferentes regiones del país, presentándose 36 nuevas plantas con una potencia eléctrica conjunta de 75 MW. En esta etapa el enfoque de los proyectos se ha concentrado en el potencial de la energía eléctrica y en el diferencial tarifario. Existe una necesidad urgente de mejorar este enfoque al considerar las plantas de biogás de forma sistémica, incluyendo materias primas alternativas y el uso de digestato.

El biogás va tomando importancia en Argentina y en el mundo, porque es una forma de energía renovable de alta calidad, de generación distribuida y de sencillo manejo que se puede entregar en forma firme a la demanda, y así complementar a la energía eólica y solar que solo están disponibles con viento o sol, o sustituir a las no renovables que generan un pasivo ambiental llamado cambio climático.

La Argentina se caracteriza por un sólido sector agropecuario y agroindustrial, la producción de frutas, hortalizas, granos, carnes, productos lácteos, alimentos, etc. Esta actividad genera una gran cantidad y diversidad de residuos y subproductos

agropecuarios, como los agroindustriales y estiércoles. Todos estos tienen un enorme potencial de generación de biogás o biometano, que, al no ser utilizado, puede volver como un búmeran en forma de contaminación ambiental y emisiones de gases de efecto invernadero. Según la Tercera Comunicación Nacional Sobre el Cambio Climático presentada por la República Argentina en la COP 21 de París, la agricultura, ganadería y cambio en el uso del suelo, implican la mitad de las emisiones del país. Estas emisiones suman 2.215,49 Giga gramos de CO_2 equivalente, a esto debemos sumar una parte de las llamadas emisiones indirectas que suman 5.535,85 Giga gramos de CO_2 equivalente.

A estos sectores se le suman otra serie de generadores de residuos fundamentalmente concentrados en centros urbanos de diferente tamaño, distribuidos a lo largo de todo el país. Las grandes ciudades concentran recursos orgánicos e inorgánicos que luego producen importantes problemas de disposición final. Estos residuos terminan afectando los suelos de áreas periféricas y aún distantes al ser transportados por los ríos y el viento. La digestión anaeróbica y su biogás, cumplen un rol central balanceando como ninguna otra tecnología. Muchas grandes ciudades del mundo tratan sus residuos cloacales y sus residuos sólidos urbanos en grandes plantas generadoras de biogás. Este complementa su demanda energética, reduciendo en forma dramática la necesidad de construir rellenos sanitarios. En muchos casos la disminución es de más del 90%, y la energía aportada es a costos competitivos a los precios actuales.

Los agricultores en Argentina son mundialmente conocidos por sus habilidades profesionales y alta tasa de incorporación de tecnología innovadora a sus campos. En un sector no subsidiado, estas habilidades son fundamentales para sobrevivir en el negocio. Frente a la muy alta demanda de inversión continua del shale gas el gas natural renovable se presenta como una interesante alternativa.

La participación del gas argentino en la matriz nacional es significativa (alrededor del 50% en los últimos tres años); la extensión interna de la red de gas supera los 15.000 km y el uso del sector del transporte comprende a más de 1.6 millones de vehículos. Estas características abren un buen desafío para el potencial de Bio metano dentro del concepto BDR biogás hecho correctamente.

Desde el punto de vista agronómico, se podrían resumir los principales desafíos que enfrenta el sector en el siguiente listado:

- Déficit energético y creciente dependencia de combustibles importados
- Déficit nutricional de los suelos
- Incremento de los ciclos hídricos
- Resistencia de malezas
- Ajustados márgenes de ganancia
- Reducción de la materia orgánica y deterioro físico de suelos
- Costo creciente de los fertilizantes
- Contaminación por efluentes de napas freáticas, ríos y lagunas.
- Altos niveles de emisiones a la atmósfera de residuos orgánicos

Una aplicación sistémica y profesional de la tecnología del Biogas permitiría abordar y aportar soluciones a la mayoría de los puntos citados, para lo cual se requiere de una visión sistémica del mismo teniendo en cuenta las implicancias del buen uso de todos sus productos.

El sistema Biogasdoneright™ (BDR) es un ejemplo de agricultura multifuncional y sostenible según "La hoja de ruta hacia una Europa eficiente en el uso de los recursos", basada en un suelo cultivado de un año, reciclaje eficiente de materia orgánica y nutrientes, prácticas de labranza de conservación (Valli et al., 2017). El sistema se está aplicando en varios campos de productores agropecuarios en Italia.

La agricultura tradicional con preponderancia a los monocultivos como soja y maíz, solo permite una producción de material verde fotosintético en un período limitado del año, quedando los suelos descubiertos más de cinco meses al año, usando para ello cada vez mayores dosis de herbicidas, generando resistencia de las malezas y una baja productividad anual. En campos comerciales en Italia la introducción de cultivos de cobertura ha provocado un incremento de la biomasa total sobre el suelo pasando de diez toneladas de materia seca)/ha año, a un sistema de cultivo secuencial (dos cultivos por año, con 30 tMS/ ha año. La biomasa adicional producida se utiliza para alimentación de ganado y como parte de las materias primas para las plantas de biogás. El reciclado de digestato en las tierras de cultivo da como resultado una mayor tasa de entrada de materia orgánica,

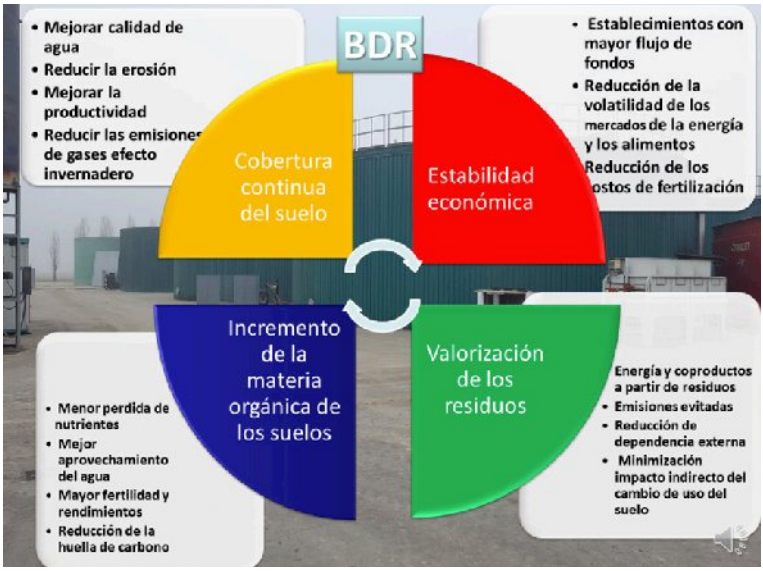


Figura. 1. Marco conceptual de BDR. Fuente: elaboración del autor.

en comparación con el sistema convencional. Resultados de cultivos de cobertura en Argentina investigados por AAPRESID muestran similares resultados de incremento de MO en suelo. Las pérdidas de carbono por el uso del biogás se compensan por la menor degradación del carbono después de la aplicación en el campo del digestato (Möller, 2015), y por el carbono adicional fijado por la segunda cosecha, parcialmente reciclado como digestato también.

Se ha demostrado que el uso de abonos agrícolas eleva el carbono orgánico del suelo (COS) en los sistemas de cultivo de bioenergía a un nivel suficiente para superar la deuda de carbono asociada con la producción de estiércol, recolección y almacenamiento, aplicación del suelo y emisiones de campo posteriores a la aplicación (Thelen et al. al., 2010). BDR aumenta SOC en comparación con el sistema de referencia.

Utilizando un enfoque de balance de masa para cuantificar el cambio SOC: las mediciones de campo de materia orgánica del suelo muestran un incremento anual de SOC de 0.5 a 1.0 t C ha-1 en los primeros diez años de la aplicación de BDR, dependiendo de varias condiciones. Esperamos que en el mediano plazo (10-20 años) aproximadamente, el 20% del carbono orgánico del digestato pueda convertirse en SOC estable.

BDR ya se ha definido como un sistema de bioenergía con captura y almacenamiento de carbono (BECCS) (Valli et al., 2017). La implementación de BDR en los campos de Argentina y Latinoamérica puede brindar una serie de beneficios que reducen significativamente la huella de carbono de los productos agrícolas. Entre estos beneficios, el aumento de SOC puede ser particularmente significativo en el corto y mediano plazo.

De acuerdo a las últimas cifras (2015) de la *European Biogas Association*, el número total de plantas en Europa ha llegado a 17.240 con una producción de 63,3 TWh, suficiente para abastecer de energía a 14,6 millones de familias. Alemania comenzó a incentivar las fuentes de energía renovable a partir de 1990, sin embargo, fue durante la década pasada, entre 2000 y 2010, que la cantidad total de electricidad generada a partir de biomasa se sextuplicó. La biomasa representó casi un tercio de la electricidad renovable en Alemania y el 6% de la cartera energética nacional (Fulton&Capalino, 2012). El instrumento clave que ha dado el verdadero impulso ha sido la Ley Nacional de Energías Renovables (EEG) que entró en vigencia en el año 2000, considerada el motor de expansión de las energías renovables, en general, y uno de los instrumentos más importantes de protección climática.

El caso bioetanol de almidón de maíz

El maíz es el segundo cultivo más importante de la Argentina luego de la soja, con una participación del 24% de la producción total de granos del país. Pero puesto que el costo de producción del maíz es más elevado que el de la soja, desde 1997 se viene verificando un gran crecimiento del área sembrada con soja, alcanzándose una relación de casi 4 hectáreas de soja por una de maíz. El cambio de administración provocó una modificación substancial de las condiciones, reduciendo los niveles de impuestos a la exportación de maíz, lo cual provocó un incremento en la producción de este cultivo clave para afianzar una agricultura sustentable a través de su participación en la rotación. La caída del precio del petróleo, sumado al aumento de la relación stock versus consumo mundial en las cuatro últimas campañas ha generado una caída de los precios, determinando un desafío para su desarrollo. Merece destacarse, dadas las últimas campañas exitosas en el hemisferio norte, que la industria

del bioetanol ha tenido un rol fundamental en el sostenimiento de la demanda, evitando una brusca caída y pérdidas millonarias a los productores en todo el mundo.

El principal destino del maíz argentino es la exportación; por lo tanto, la producción de maíz se concentra principalmente en las provincias que están más cerca de los puertos, situación que incide significativamente en el costo de los fletes, logrando el cultivo de maíz su máximo desarrollo en la región pampeana, zona de gran extensión de tierras fértiles y clima templado. Concentrándose por lo tanto la producción de maíz en las provincias de Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe, que en conjunto conforman la zona núcleo, la cual concentra un poco más del 70% de la superficie total sembrada con maíz. En esta zona la mayoría de los productores de maíz son exclusivamente agrícolas que integran sistemas de producción por contratos o en redes. En esta zona se obtienen los rendimientos más altos del país puesto que tienen a su disposición la mejor tecnología para la producción de maíz (i.e. mejores semillas, fertilizantes, fitosanitarios y maquinaria agrícola), la cual es aplicada por la mayor parte de los productores sin importar cuán pequeña sea su escala de producción. En cambio, en las zonas marginales, la situación es completamente distinta. Existe una gran diferencia entre los grandes productores, que pueden acceder a la mejor tecnología, y los medianos y pequeños productores, que en muchos casos producen con tecnologías mucho más primitivas desde la siembra hasta la cosecha.

La cosecha de maíz de Argentina en la temporada 2018/2019 creció y llegó a un nuevo record de 57 millones de toneladas un 20% en producción y un 27% en superficie, que a su vez provocó una baja en la producción de soja y por ende una mejora substancial superando el 50%en la relación maíz/soja.

Actualmente la siembra directa se mantiene con algunos altibajos como la más apropiada para la producción de maíz en la Argentina, sembrándose de esta manera cerca del 80% los últimos años del total de la superficie destinada a este cultivo. Sin embargo, esta tecnología trae consigo algunos desafíos, entre los cuales destacan evadir la compactación del suelo, aumentar la eficiencia de retención de humedad en el suelo, aumentar la eficiencia en el ciclo de los nutrientes; y también impedir la posible aparición de enfermedades producto de la acumulación de materia orgánica en el suelo, así como la aparición de malezas resistentes y de distintas plagas que van demandando nuevas

Figura 2. Evolución del maíz en la Bolsa de cereales. Fuente: Subsecretaría de Mercados Agropecuarios. Secretaría de Agroindustria.

soluciones. Por otro lado, el avance tecnológico sobre la genética del maíz permitió a este cultivo lograr los mayores aumentos de rendimientos en los últimos 30 años, pasando de 3 t/ha en la década del ‘80 a valores que superan las12 t/ha en cultivos comerciales. Asimismo, vale resaltar que en los últimos años la Argentina se fue transformando en uno de los referentes en Latinoamérica en agricultura de precisión.

En la actualidad, el movimiento de granos en Argentina es eminentemente carretero, ya que el 91% se efectúa con camión, el 8% en ferrocarril y el 1% en barcaza. Estos porcentajes difieren sustancialmente con respecto a otros países productores, como EE.UU., donde el 60% del movimiento es fluvial, o en Brasil donde la participación del ferrocarril es de aproximadamente 30%. Es importante hacer notar que el movimiento de granos en Argentina históricamente se desarrolla en dos etapas: el trayecto entre zona productora y acopio (cooperativa), que comprende un denominado flete "corto" debido a la cercanía entre origen y destino, y el transporte desde zona de acopio a puerto o industria conocido como flete "largo". La integración observada en la comercialización de granos en las últimas dos décadas, impulsó el movimiento directo desde producción a industria o zona portuaria, reduciéndolo así a una sola etapa. Esta realidad implica un enorme desafío desde el punto de vista ambiental y económico, dado el impacto sobre toda la cadena de transformación. La fertilización de este cultivo es un tema de controversias, dados los relativos bajos niveles de substitución

La Argentina presenta un grado muy bajo de industrialización de su producción de maíz. El desbalance en las rotaciones se viene compensando en las últimas campañas. La transformación de materias primas en productos de más valor es esencial para el desarrollo del país, y por lo tanto algunos sectores del consumo encuentran una oportunidad de crecimiento basada en la gran disponibilidad de maíz nacional a bajo costo.

Las energías renovables constituyen la industria con mayor crecimiento del mundo, con una tasa media del 64 por ciento para los últimos cinco años e inversiones estimadas, para 2020, en 500 millones de dólares. En Latinoamérica ese porcentaje se incrementa a 145 por ciento durante el mismo periodo. La Argentina ha venido sosteniendo un fuerte crecimiento de su producción de biodiesel a partir de aceite de soja y, más recientemente, ha sumado a la tradicional producción de bioetanol a partir de la caña de azúcar, al maíz en su zona de producción central. De esta manera Argentina se encuentra entre los principales productores y exportadores de biocombustibles, liderando la participación de los mismos en los cortes en el mercado doméstico, se ha consolidado como productor y exportador de biodiesel y ha alcanzado los objetivos de corte obligatorio en el mercado local, tanto en biodiesel como en bioetanol.

Tabla 2 Usos del maíz en la Argentina
Cálculo final de Consumo de Maíz 2016 (cosecha 2015/16)

Sector	Producto miles de tns	CC	Insumo Maiz miles de tns
Avícola (mil tns res c/hueso)	1.934	1,79	3.462
Bovino (mil tns res c/hueso)	2.659	1,60	4.254
Porcino (mil tns res c/hueso)	522	2,26	1.180
Huevos (millones de unidades)	12.500	0,09	1.134
Lácteos (nillones de litros*	9.894	0,29	2.869
Pet – otras especies**	686	0,40	274
Alimentación Animal			**13.174**
Molienda Húmeda (miles tns)	1.161	1,00	1.161
Molienda Seca (miles de tns)	270	1,00	270
Consumo humano			**1.431**
Etanol de Maíz (metros cub)	570	2,70	1.539
Combustible			**1.539**
Semilla			**160**
TOTAL CONSUMO MAIZ			**16.304**

Calculo final – Marzo del 2017

En la cadena de transformación de los biocombustibles, tanto de primera como de segunda generación, los co-productos en la cadena de producción de los biocombustibles constituyen un punto clave que hace a la sustentabilidad económica de este tipo de proyectos. La fracción energía constituye la parte de más bajo valor relativo y alto volumen, mientras que los subproductos de acuerdo a su característica pueden hasta quintuplicar este valor. Por lo tanto, las industrias transformadoras se conciben hoy en día como biorefinerías de biomasa, logrando un mix de productos que garantizan la rentabilidad del conjunto.

La transformación de materias primas como el maíz es esencial para el desarrollo de la Argentina. Algunos sectores

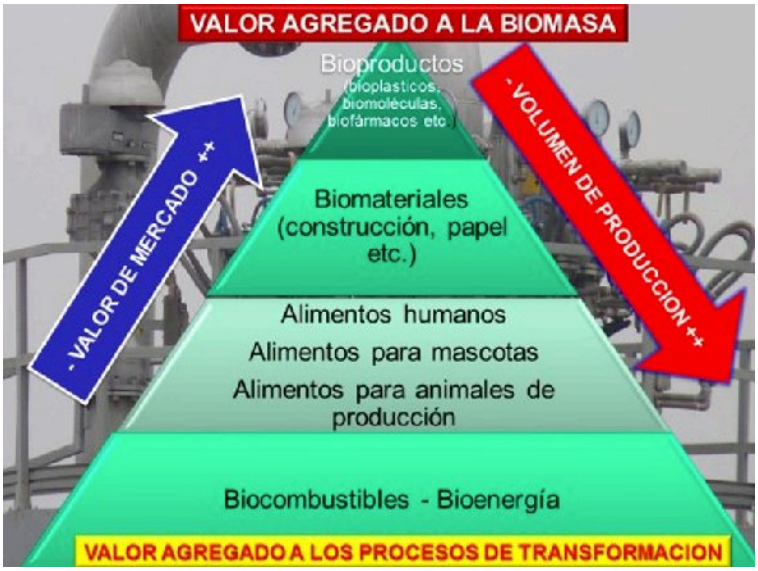


Figura 3. Relación entre volúmenes y valores económicos de los productos de la transformación. Fuente: Elaboración propia.

encuentran una oportunidad de crecimiento única y pueden aspirar a transformarse en líderes mundiales con productos de alta calidad, basados en la gran disponibilidad de maíz a bajo costo. En el siguiente cuadro se resume las demandas de maíz que podrían alcanzar cada una de las industrias que existen hoy y las que podrían desarrollarse dentro de la Argentina. La contracara de la transformación de la materia prima está dada por la pirámide jerárquica de los residuos y su empleo final

Un conjunto de medidas y progresos se deben dar para una correcta inserción y crecimiento de los derivados de la transformación del maíz en las industrias ligadas del sector interno, como la cadena aviar, lechera, porcina y vacuna entre otras.

La enorme complejidad y el potencial de la cadena de valor del maíz encuentran en el actual mercado internacional una oportunidad incomparable. Sin embargo, para aprovecharla, hay que realizar un arduo trabajo donde el rol del estado es fundamental. La clave para incrementar la participación de los productos de la cadena del maíz en el mercado global, reside en el desarrollo de acuerdos estratégicos junto al sector público. Más allá de su relativo impacto en el valor agregado industrial, la trama de maíz - al igual que otros granos- ocupa un rol significativo en la

Figura 4: Tratamiento y aprovechamiento de residuos

generación de divisas, aportando cerca del 4% de las divisas de la economía y más del 10% del total de las exportaciones agroalimentarias. El mercado internacional plantea escenarios en los cuales la Argentina puede volver a ocupar un lugar destacado abasteciendo grandes volúmenes de maíz y sorgo.

El caso del biodiesel de aceite de soja

La Argentina se ha constituido como uno de los países líderes en la producción, uso y comercialización de biodiesel a nivel mundial. Un punto llamativo en torno al biodiesel, es el espectacular crecimiento de la capacidad productiva de la Argentina. Los documentos emanados de la Secretaria de Energía de la Nación, brindan información respecto a la capacidad instalada, así como la producción ofrecida tanto al mercado interno como el remanente para ser exportado.[5]

La Argentina posee la industria de biodiesel más moderna del mundo, que cumple con los estándares de calidad más altos

5 El listado oficial de las plantas elaboradoras puede verse en la página oficial de la secretaría de energía: http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3037

en términos técnicos, económicos y ambientales. Se emplean las mismas tecnologías que en los países desarrollados (EEUU, Alemania, Brasil, Italia, entre otros), con un uso más intensivo de las instalaciones con eficiencias equivalentes o mayores a las de esos países. Las plantas argentinas son nuevas y con una escala mayor que las europeas. La industria del biodiesel argentino posee:

- Menores distancias desde la zona de producción hasta las principales plantas de transformación (promedio de 300 kilómetros).
- Modernos servicios de acondicionamiento y acopio de granos en los puertos de embarque, que además de contar con facilidades amigables con el medio ambiente (utilizadas a través de las prácticas de pos cosecha más avanzadas), consumen más gas natural que otros combustibles para las tareas de secado, coadyuvando así a reducir adicionalmente las emisiones de gases efecto invernadero.
- La industria de crushing más eficiente del mundo, reconocida por su altísima productividad por encima de cualquier otra industria similar en el mundo.
- Altos niveles de eficiencia en la etapa de transesterificación. Se registran porcentajes superiores al 97,5%, es decir, de 1000 kg de aceite crudo se obtienen 975 kg de biodiesel. Además, también se obtienen glicerol y ácidos grasos como subproductos. Si el glicerol se refina puede obtenerse glicerina de calidad farmacopea en una cantidad cercana al 9 % del total de biodiesel.

La bioenergía y en particular el biodiesel de soja argentino ocupan un lugar relevante entre las energías limpias de transición. Existen diversos motivos que impulsan la producción de biodiesel de soja argentino:

- Reducción en las emisiones de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero causantes del calentamiento global.
- Posibilidad de responder al agotamiento de las fuentes de combustibles fósiles frente al crecimiento continuo de la demanda, diversificando la matriz energética, contribuyendo a la seguridad energética y constituyéndose en la oportunidad más significativa para crecimiento del sector agrícola en esta nueva década.
- Promoción de “energías limpias de transición”, adaptadas a las tecnologías actuales, evitando grandes modificaciones en los motores que utilizan combustibles fósiles.

Contrarrestando estas ventajas durante los últimos años, la industria se vio enfrentada con un cambios en las condiciones del mercado externo e interno, producto de frecuentes retrasos y cambios en los precios de referencia para el corte obligatorio, y crecientes trabas impuestas por la unión europea así como Estados Unidos, que estuvieron ligadas en una primera fase a condicionamientos medioambientales, y más tarde a tasas de importación que cerraron prácticamente el mercado. Si bien estos factores no variaron significativamente los volúmenes promedio totales en el tiempo, afectó severamente el crecimiento y la capacidad de producción, influyendo en forma directa en el total de emisiones evitadas por el uso del biodiesel.

La presencia y explotación de los cultivos de soja son vitales para la economía argentina. Hasta el punto que los ingresos por la comercialización de la soja constituyen alrededor del **5% de la recaudación total del Estado**. Por un lado, las decisiones dentro del ámbito político introdujeron un contexto favorable para el aumento de los precios de la soja. Es por ello que el peso de las exportaciones tanto de soja como de sus derivados se incrementó. Esta subida en la comercialización externa de la soja supone a su vez un aumento del poder de las administraciones. El fomento y la consolidación del comercio externo ayudaron a afianzar su poder.

Por otro lado, a partir de 1996 se introducen en el mercado argentino un nuevo paquete tecnológico que permitía potenciar e incrementar la producción. La introducción de una variante de OGM permitió un incremento de los millones de toneladas producidos a nivel nacional. A todo ello hay que sumar que Argentina posee las temperaturas óptimas para el desarrollo de estos cultivos. El crecimiento de este cultivo necesita una temperatura en torno a los 20ºC y 30ºC. Además de ello la soja no es demasiado exigente en lo que a suelos se refiere, por eso su rentabilidad ha sido históricamente alta.

En concreto, los cultivos de soja en muchas ocasiones se emplean como alternativa para los terrenos poco fertilizados. Suele desarrollarse en suelos neutros e incluso ligeramente ácidos. Sí que es especialmente sensible a los encharcamientos del terreno. Es por ello que no suelen ubicarse en tierras arcillosas. El cultivo debe ser llano y estar bien nivelado para conseguir que el agua no se estanque. Por todos estos motivos, la soja constituye uno de os principales motores dentro de la economía argentina.

La escasa rotación y consecuente pérdida de carbono de los suelos, ha sido una constante preocupación del sector, tanto por los posibles impactos en los mismos como en los efectos de incremento de emisiones. Este proceso se ha comenzado a revertir con el cambio de políticas agropecuarias que se vienen sucediendo en los últimos dos años, en la actual campaña agrícola y por primera vez en casi una década se reduce el monocultivo.

Hay muchos datos en los últimos meses de la **agricultura argentina** que permiten ser optimistas. Uno de ellos, que pasó casi desapercibido, tiene que ver, además, con la **sustentabilidad**: por primera vez en casi una década, en la actual campaña agrícola habrá una hectárea de **maíz o trigo** por cada dos hectáreas de soja.

La suma de la superficie que se terminó sembrando en el ciclo 2016/2017 de los dos principales cereales del país (**trigo** y **maíz**), está apenas por debajo de 10 millones de hectáreas, mientras que la **soja** no llegará a 20 millones. En detalle, de acuerdo al promedio de estimaciones de la **Bolsa de Cereales de Buenos Aires** y la **Bolsa de Comercio de Rosario**, se implantaron 4,7 millones de hectáreas de trigo y 4,9 millones de maíz. Para la soja, se estiman 19 millones de hectáreas.

"Claramente, esto es un cambio importante en el sentido de la sustentabilidad". Hoy por hoy, solo un tercio de la superficie de soja de la Argentina se siembra en monocultivo (es decir, que es el único cultivo que recibe esa hectárea durante el año). **Los restantes dos tercios se rotan con varias alternativas.** La superficie triguera *"puede seguir subiendo fuerte rápidamente"*, si se resuelven algunas cuestiones comerciales vinculadas, sobre todo, a la calidad.

En lo referente al cálculo de emisiones, este fuerte cambio de tendencia y la posible mejora en el contenido de materia orgánica que pueda lograrse, sumando una serie de mejoras en las prácticas agronómicas, podría significar para el futuro un gradual descenso de las emisiones de este cultivo, que mejorarían los valores de biodiesel ya que la producción primaria incide en alrededor de un 50% de las emisiones totales.

Uno de los aspectos cruciales cuando se determina el nivel de emisiones de un determinado feedstock (materia prima) como la soja, está relacionada con la minimización de la deforestación y la consecuente emisión de gases efecto invernadero que esto

conlleva. La producción de soja está fuertemente concentrada en una zona agrícola de muchos años en la actividad. Recientes requerimientos de exportación en el caso del biodiesel para Estados Unidos EPA, (Agencia ambiental) aseguran que la materia prima empleada no proviene de zonas de desmonte o que presenten alguna fragilidad. Las zonas con posibles conflictos de frontera agrícola representan en conjunto un porcentaje menor al 10% de la soja cultivada.

De las estadísticas recientes se desprende que las áreas se han mantenido estables a lo largo de los últimos años, y en muchos casos se ha producido una reducción. Desde el punto de vista de los cálculos esto asegura que los efectos de cambio directo del uso del suelo son mínimos o nulos. La reducción del cultivo en áreas marginales de posible conflicto, radica en la variabilidad climática de dichas áreas, sumada a la baja rentabilidad ocasionada por las grandes distancias frente a costo de fletes muy elevados por camión.

Dada la importancia de la producción de soja para la economía de la Argentina, desde la década del ’90 se han generado diversas tecnologías que han permitido mejorar su proceso productivo, así como sus rendimientos. Las innovaciones en soja provienen tanto de instituciones públicas como privadas; destacando en la primera la extensión agropecuaria liderada por el INTA; y en el segundo las asociaciones privadas de productores como AAPRESID, ACREA y las de cadena como ACSOJA, el cual concentra a los diferentes actores de la cadena de la soja. Pero también existen instituciones que reúnen a los productores agropecuarios y a las empresas de insumos y servicios para la producción de soja. Entre los principales cambios tecnológicos adoptados por el sector maicero argentino, destacan la adopción masiva de la Siembra Directa, materiales genéticamente modificados, Agricultura de Precisión, sistemas de labranza conservacionista, así como un fuerte aumento en el uso de insumos, en particular de herbicidas pre-emergentes y fertilizantes requeridos por el tipo de labranza.

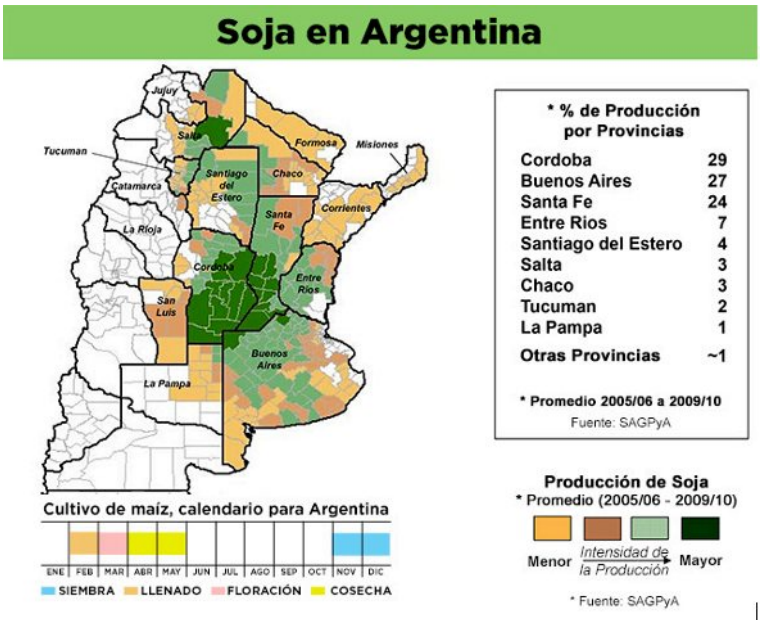


Figura 5 Distribución nacional del cultivo Fuente: Panorama de Agricultura semanal (PAS). Bolsa de Cereales.

Figura 6. Evolución de la soja en las últimas campañas.

Tabla 3 Distribución de la soja en argentina

Datos de soja del ultimo decenio Cultivo, Producción y Rendimiento Last decade soybean área, Production and Yield									
	Total	Buenos Aires	Chaco	Cordoba	Entre Rios	Salta	Santa Fe	Sgo. Estero	Otra/ Others
AREA SEMBRADA (000ha) /SEEDED AREA									
2007/08	16608,94	4217,00	753,20	4699,23	1423,00	477,00	3492,20	825,90	720,66
2008/09	18042,90	5443,54	703,07	5196,75	1241,40	575,30	3440,86	628,66	813,32
2009/10	18343,94	5676,13	668,60	5128,64	1468,00	586,39	3079,28	811,50	925,41
2010/11	18902,26	5935,44	700,80	5054,39	1468,00	599,52	3107,74	1100,00	936,37
2011/12	18670,94	5969,36	689,55	5014,25	1331,70	600,02	3107,80	1073,00	885,27
2012/13	20035,57	6734,16	548,23	5349,31	1418,60	557,76	3173,50	1148,21	1105,81
2013/14	19781,81	6767,90	591,30	5052,76	1504,90	492,41	3254,77	696,95	1147,83
2014/15	19792,10	6584,27	596,98	5413,33	1564,99	439,99	3224,55	869,00	1147,83
2015/16	20479,09	6740,59	561,94	5579,53	1466,00	423,76	3468,91	980,57	1267,79
2016/17	19420,00								

Fuente anuario bolsa de cereales de santa fe http://www.bcr.com.ar/Publicaciones/Anuario%20Estad%C3%ADstico/Anuario%202016.pdf

Actualmente la Siembra Directa se mantiene con algunos altibajos, como la más apropiada para la producción de soja en la Argentina, sembrándose de esta manera cerca del 90% los últimos años del total de la superficie destinada a este cultivo. Sin embargo, esta tecnología trae consigo algunos desafíos, entre los cuales destacan evadir la compactación del suelo, aumentar la eficiencia de retención de humedad en el suelo, aumentar la eficiencia en el ciclo de los nutrientes; y también impedir la posible aparición de enfermedades producto de la acumulación de materia orgánica en el suelo, así como la aparición de malezas resistentes y de distintas plagas que van demandando nuevas soluciones. Por otro lado, el avance tecnológico sobre la genética de la soja, permitió a este cultivo lograr los mayores aumentos de rendimientos en los últimos 30 años, pasando de tres t/ha en la década del ‘80 a valores que superan las 12 t/ha en cultivos comerciales. Asimismo, vale resaltar que en los últimos

años la Argentina se fue transformando en uno de los referentes en Latinoamérica en Agricultura de Precisión.

En la actualidad, el movimiento de granos en Argentina es eminentemente carretero, ya que el 91% se efectúa con camión, el 8% en ferrocarril y el 1% en barcaza. Estos porcentajes difieren sustancialmente con respecto a otros países productores, como EE.UU., donde el 60% del movimiento es fluvial, o en Brasil donde la participación del ferrocarril es de aproximadamente 30%. Es importante hacer notar que el movimiento de granos en Argentina históricamente se desarrolla en dos etapas: el trayecto entre zona productora y acopio (cooperativa), que comprende un denominado flete "corto" debido a la cercanía entre origen y destino; y el transporte desde zona de acopio a puerto o industria conocido como flete "largo". La integración observada en la comercialización de granos en las últimas dos décadas impulsó el movimiento directo desde producción a industria o zona portuaria, reduciéndolo así a una sola etapa. Esta realidad implica un enorme desafío desde el punto de vista ambiental y económico dado el impacto sobre toda la cadena de transformación.

La fertilización de este cultivo es un tema de controversias dados los relativos bajos niveles de substitución. La aplicación es lo que más tiene por crecer en cuanto a fertilización. Hay gran cantidad de ensayos de dosis/respuesta que muestran los amplios beneficios en rindes cuando se plantea un esquema de fertilización adecuado, tanto en sojas de primera como de segunda. El alto porcentaje de siembras en campos arrendados, la incertidumbre mercado y clima, y la falta de incentivos económicos para aquellos que hacen las cosas bien en términos de fertilización, actúan como un freno para que el potencial se exprese.

Tabla 4: Mercado de fertilizantes para el cultivo de Soja

Soja					
Provincia	Campaña 2015/2016				
	Área Sembrada (ha)	Área neta Aplacada (ha)	Uso	Vol	Dosis
Buenos Aires	7688674	5825154	76%	251822	43
Córdoba	5637271	1859611	33%	92404	50
Santa Fe	2603695	1308405	50%	80867	62
La Pampa	751955	173691	23%	11920	69
San Luis	76281	21022	28%	978	47
Entre Ríos	1529000	1454622	95%	58222	40
NOA	793628	105337	13%	5316	50
NEA	1591296	300042	19%	4372	15
Total General	20671799	11047883	53%	505902	46

Fuente Fertilizar http://www.fertilizar.org.ar/subida/Estadistica

Los avances en fijación simbiótica en soja han sido muy importantes en los últimos años, y el país cuenta con tecnología que se utiliza intensamente en todas las regiones y se exporta. El consumo de fertilizantes en soja en muchas regiones queda restringida a la aplicación de fosforados.

La producción de este cultivo es sumamente importante en el sector agropecuario y agroindustrial argentino. Se presenta un grado muy alto de industrialización de su producción. Argentina, a nivel mundial, es el primer exportador de aceite, tercer productor mundial de poroto, cuarto productor mundial harina y segundo exportador mundial de biodiesel de soja.

De los tres grandes productores mundiales de soja, Argentina tiene un perfil claramente exportador En nuestro país, las ventas externas de los productos sojeros equivalen al 84% de la producción de la oleaginosa, mientras que en Brasil llegan al 69% y en Estados Unidos al 59% de sus respectivas cosechas El 84% de la producción de soja de Argentina se exporta como grano, harina, aceite y biodiesel.

Argentina cuenta con el segundo complejo industrial oleaginoso más importante a nivel mundial, en lo referido a capacidad teórica de molturación (crushing) medido en toneladas por día. China lo supera, pero como el gigante asiático tiene gran parte de sus fábricas aceiteras inactivas, Argentina ocupa el primer lugar si se computa solamente la capacidad teórica de molienda de las fábricas que funcionan en la actualidad. No existe otro caso en el mundo de un área geográfica como la del Gran Rosario, que cuente con tantas fábricas de gran tamaño localizadas en un sector reducido de apenas 70 kilómetros de costa sobre el Río Paraná y en 40 kilómetros de radio desde la ciudad de Rosario

Tabla 5 Usos de la soja en la Argentina Fuente

Rubro	Total en millones de toneladas
Producción Nacional de soja	60.1
Exportaciones de poroto de soja5	11,0
Poroto de soja asignado a semillas y alimentado balanceado	3,1
Poroto de soja asignado a crushing	45,5
Producción Nacional de harina, pellets y expeller de soja	34,5
Producción Nacional de aceite de soja	8,8
Producción Nacional de Biodiesel	2,2
Exportaciones argentinas de harina, pellets y expellerde soja	31,9
Exportaciones argentinas de aceite de soja	6,2
Exportaciones argentinas de Biodiesel	1,0
Exportaciones del complejo sojero	50,6
Relación Exportaciones/Producción nacional de poroto de soja	**84%**

Fuente: Estimación Bolsa de Comercio de Rosario en base a datos USDA, MINAGRI y GEA-BCR https://www.bcr.com.ar/Pages/Publicaciones/informativosemanal_noticias.aspx?pIdNoticia=55

Conclusiones

La producción de biomasa no puede ser estudiada como hecho aislado, desligándola de los fuertes vínculos con toda la cadena de producción y transformación de agro productos. En la mayor parte de los casos, el uso de biomasa sería totalmente inviable si no está contemplada dentro de una compleja cadena de transformación agropecuaria y agroindustrial. Se debe tener mucho cuidado al valorizar números aislados que representan datos de rendimiento o impacto ambiental, ya que más allá de las cifras finales, lo que realmente importa es como se tomaron las cadenas de transformación y como fueron tenidos en cuenta los co-productos que se generan en las mismas. En la siguiente figura se ha incluido la multiplicidad de factores intervinientes que actúan sobre los efectos finales de toda cadena de transformación.

Como se puede visualizar, los cambios de percepción en la opinión pública inciden en las alteraciones de las decisiones públicas del sector político, lo cual genera una serie de medidas traducidas en leyes y reglamentaciones. A fin de dar fundamento a las mismas, se recurre al sector científico técnico que debe dar un soporte científico a las mismas. Dado las velocidades

Figura 7 - Cambios de percepción en la opinión pública. Fuente: Elaboración propia.

muy diferentes entre los requerimientos y el resultado de experiencias y estudios necesarios, se produce un desfasaje donde muchas medidas carecen de un soporte sólido.

Los biocombustibles más afectados por estas campañas han sido los tradicionales de doble propósito, en beneficio de supuestas ventajas de los cultivos energéticos ligados a la generación de biocombustibles de II generación.

Si se analizan los fundamentos científicos empleados en cuestiones ligadas a impactos ambientales y sociales, se nota claramente que los trabajos sobre los cuales se edifican las argumentaciones son antiguos, parciales y carecen de una visión sistémica.

La producción de biomasa no puede ser estudiada como hecho aislado desligándola de los fuertes vínculos con toda la cadena de producción y transformación de agro productos. En la mayor parte de los casos, el uso de biomasa sería totalmente inviable, si no está contemplada dentro de una compleja cadena de transformación agropecuaria y agroindustrial. Se debe tener mucho cuidado al valorizar números aislados que representan datos de rendimiento o impacto ambiental, ya que más allá de las cifras finales lo que realmente importa es como se tomaron las cadenas de transformación y como fueron tenidos en cuenta los co-productos que se generan en las mismas. En la siguiente figura 7 se ha incluido la multiplicidad de factores intervinientes que actúan sobre los efectos finales de toda cadena de transformación.

Como ya mencionáramos, asistimos al mismo tiempo a promociones de nuevas tecnologías bautizadas como segunda o tercera generación, sus bondades también están basadas en paradigmas de dudosa confirmación en el mundo real y sus ventajas pasan a ser nulas o negativas si se toman criterios equivalentes de evaluación para todas las tecnologías de transformación disponibles de la biomasa. Creemos que en este tema la forma de evaluar comparativamente las diferentes alternativas de producción frente a un recurso tierra que es limitado y difícilmente expandible, es la cuantificación de la producción final de alimentos que se obtenga de cada una de ellas.

Si analizamos el desarrollo y la característica de los pises líderes en la producción de biocombustibles nos encontramos varias características que se repiten:

- Provienen de cadenas de transformación de gran tamaño y desarrollo.

- Son derivados de producciones alimentarios o agroindustriales como subproductos residuos o como productos alternativos.
- Aprovechan la logística y las economías de escala ya desarrolladas.
- Producen impactos múltiples en los mercados con surgimiento de nuevos productos, sustitución cambio de precios etc.
- Están fuertemente afectados por medidas político administrativas dentro y fuera de las fronteras

La agricultura y los alimentos en particular son uno de los mercados más controlados y regulados del mundo, y ningún país va a permitir un impacto que sea negativo sobre la seguridad alimentaria de sus poblaciones. En esta línea, Thofern estima que si la producción de bioenergía "contribuirá o no a la seguridad alimentaria, la pobreza o la mitigación del cambio climático **dependerá de cómo se desarrolle el sector de producción**".

Bibliografía

Análisis de Ciclo de vida (ACV) de la producción de Bioetanol (B100) en Argentina - Ing. Amb. Luis Panicheli – Año 2006. http://www.inta.gov.ar/iir/info/documentos/energia/panichelli2006.pdf

Approved consolidated baseline and monitoring methodology ACM0017 “Production of Bioetanol for use as fuel” - v.01.1 - UNFCCC - CDM Executive Board. http://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/WENY1VXSSZHD73WXG3RXX8KNAICCAT

Arena, A.P. (1998) The allocation problem in Life cycle Assessment. Presentado en la "School of Environmental Science and Technology"(EdEA), Centro Atómico Constituyentes, Buenos Aires (Argentina), del 24 al 28 de agosto.

DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:es:PDF

Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, versión revisada en 1996 - Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambios Climáticos (IPCC), Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE) y Agencia Internacional de la Energía (AIE), 1997. http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/spanish.html

Erlandsson, M., Levin, P., Myhre, L. (1997). *Energy and Environmental consequences ofan Additional Wall Insulation of a Dwelling.* Building and Environment, Vol 32, N. 2

Estudio Evolución anual de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero en la República Argentina en el período 1990 - 2005 - Fundación Bariloche - Año 2008 http://www.endesacemsa.com/interactivo/descarga/Capitulo1.pdf

Guidelines on apportioning emissions from production processes between main product and co- and by-products (Version 01) - UNFCCC - EB 50 - CDM - Executive Board. http://cdm.unfccc.int/EB/050/eb50_repan12.pdf

ISO (1997) - *Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework* - EN ISO 14040.

Jolliet, O., Crettaz, P. (1996). *Critical surface-time 95 (CST 95). A Life cycle impact Assessment methodology including exposure and fate.* Laussane: EPFL Swiss FederalInstitute of Technology, AITE-HYDRAM Institute of Soil and water management.

Sistema de Indicadores de Desarrollo Sostenible – Secretaria de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación – 2010. http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/Indicadores/file/publicaciones/2010_indicadores.pdf

Weidema B (1999), System expansions to handle co-products of renewable materials. Pp 45-48 in Presentation Summaries of the 7th LCA Case Studies Symposium SETACEurope, 1999.

Mathier, D; Méndez, J.M; Bragachini, M; Sosa, N. (2021). La biomasa y la bioenergía distribuida para el agregado de valor en origen. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.323-344). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

Argentina presenta una marcada dependencia de los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural), los cuales representan alrededor del 86,5% de la matriz energética primaria nacional; de estos combustibles el gas natural representa el 53,9% (Ministerio de energía y minería, 2017).

Por otro lado, las redes de transporte y distribución de energía eléctrica no se encuentran homogéneamente dispuestas con lo cual existen zonas del país sin acceso a la misma o con un acceso de menor calidad. La misma situación se da para el gas natural.

Argentina, por su disponibilidad de recursos naturales tiene un enorme potencial de producción de biomasa y por ende de generación de energías renovables a partir de esta de manera distribuida.

Estos desarrollos permitirían mitigar en cierta medida los problemas planteados anteriormente.

Con la creación del programa RenovAR se favoreció la instalación de proyectos de energías renovables en los últimos años. En la ronda 2 de este programa se superó la potencia licitada en todas las fuentes (fotovoltaica, eólica, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biogás y biomasa), con lo cual queda demarcado una tendencia creciente al desarrollo de este tipo de proyectos en nuestro país.

Se describe en el presente trabajo la situación de Argentina en cuanto al desarrollo y/o implementación de tecnologías para la obtención de energía a partir de biomasa y se ejemplifica el impacto que tienen algunas de estas tecnologías sobre el sistema productivo mediante algunos casos relevados por el equipo del Programa Nacional de Agregado de valor, Agroindustria y Bioenergía de INTA.

Palabras clave: *bioenergía, biomasa, agregado de valor, bioeconomía.*

ABSTRACT

Argentina presents a marked dependence on fossil fuels (oil, coal, and natural gas) that represent around 86.5% of the national primary energy matrix. Of these fuels, natural gas represents 53.9% (2017, Ministry of energy and mining).

On the other hand, electricity transportation and distribution networks are not homogeneously arranged, so there are country areas that do not have access to electricity, or that do have access but with lower quality. The same situation applies to natural gas.

Due to its availability of natural resources, Argentina has an enormous potential for biomass production and, therefore, for the generation of renewable energies based on biomass in a distributed manner.

These developments would help mitigate to some extent the problems previously posed.

With the creation of the RenovAR program the set up of renewable energy projects was favored in the last years. In the second bidding round of this program, the amount of demanded power was exceeded in all sources (solar power, wind power, small hydro, biogas and biomass) which marks a growing trend towards the development of this type of projects in our country.

This paper describes the situation of Argentina in terms of development and/or implementation of technologies to obtain energy from biomass and exemplify the impact of some of this technologies on the productive system through some projects relieved by the team of the National Program of added value, agroindustry and bioenergy of INTA.

Keywords: *bioenergy, biomass, added value, bioeconomy.*

La biomasa y la bioenergía distribuida para el agregado de valor en origen

Diego Mathier • José María Méndez •

Marcos Bragachini • Nicolás Sosa[1]

1. Introducción

"La biomasa es el conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma" (Probiomasa, s.f). Es una fuente de energía solar almacenada por las plantas mediante el proceso de fotosíntesis.

La biomasa puede ser clasificada según diferentes criterios, uno de ellos es desde el punto de vista de su origen el cual puede visualizarse en la Tabla 1.

Otro criterio de clasificación utilizado es según su contenido de humedad, lo cual define fundamentalmente el tipo de tecnología a emplear para su transformación en energía.

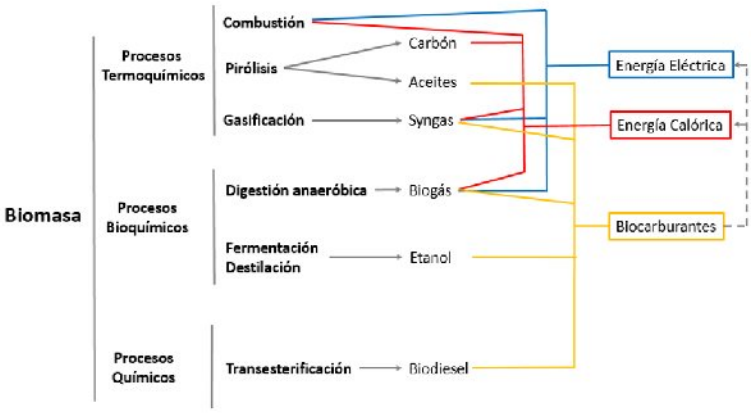
La Bioenergía es un tipo de energía renovable que se basa en el aprovechamiento de la biomasa como fuente de energía. A diferencia de otras fuentes de energía, la biomasa presenta una gran versatilidad ya que permite obtener combustibles líquidos, sólidos y gaseosos según el proceso empleado (Esquema 1).

1 Programa Nacional de Agregado de valor, Agroindustria y Bioenergía– INTA.

Tabla 1. Clasificación de biomasa según su origen

Tipo de biomasa	Ejemplos
Biomasa Residual	*Residuos agrícolas:* RAC (Residuo agrícola de la cosecha de caña de azúcar), rastrojos, marlos de maíz, otros.
	Residuos agroindustriales: carozos, cascarilla de maní, cascarilla de girasol, otros.
	Residuos forestales: restos de poda, costaneros, corteza, otros.
	Residuos pecuarios: estiércoles y residuos sólidos de producciones porcinas, aviares, bovinas, otras.
	Fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU)
Biomasa Producida	*Cultivos energéticos dedicados:* sorgos biomásicos, maíz, caña de castilla, otros.

Dependiendo de las características de cada biomasa, existen diferentes tecnologías para su aprovechamiento energético (Esquema 1).



Esquema 1. Procesos de conversión de biomasa en energía

En el presente trabajo se describirá la situación de Argentina en cuanto al desarrollo y/o implementación de estas tecnologías considerando aspectos de evolución de la producción, mercado al que se destina el producto, barreras, escalas, tecnologías y se ejemplificará el impacto que tienen algunas de estas tecnologías sobre el sistema productivo mediante casos relevados por el equipo del Programa Nacional de Agregado de valor, Agroindustria y Bioenergía de INTA. Luego se presentará el aporte que realiza la generación de energía eléctrica a partir de biomasa a nivel país sobre la generación de puestos de trabajo y la visión del equipo de INTA sobre la importancia de la bioenergía en origen para el desarrollo agroindustrial.

2. Desarrollo de la bioenergía en Argentina

2.1. Fermentación (Bioetanol)

La producción de este biocombustible se realiza en Argentina a partir de dos materias primas, caña de azúcar en la región noroeste del país y grano de maíz en el área pampeana principalmente.

Existen en nuestro país experiencias sobre la producción de etanol a partir de caña de azúcar desde 1922. En 1978 se inició en la provincia de Tucumán el programa Alconafta cuyo objetivo fue la promoción del uso del etanol de caña de azúcar como combustible vehicular. Luego de la implementación de este programa en Tucumán, se adhirieron otras provincias (Salta, Jujuy, La Rioja, Catamarca, Santiago del Estero), posteriormente se integraron las provincias de las regiones Litoral y NEA totalizando 12 provincias adheridas y un consumo de aproximadamente 250 millones de litros de alcohol anhidro por año.

Durante los años siguientes debido a que las zafras no fueron buenas, a problemas de rentabilidad del negocio y a un incremento del precio internacional del azúcar, el plan llegó a su fin en 1989. Posteriormente se produjo un incremento pronunciado de los niveles de producción de etanol en base a este cultivo desde el año 2009 en adelante (Gráfico 1).

Argentina cuenta con 23 ingenios azucareros concentrados en su mayoría en las provincias del NOA donde existen 371.829 hectáreas plantadas con caña de azúcar (Benedetti, 2018). La

provincia de Tucumán cuenta con la mayor cantidad de ingenios (15), los restantes se encuentran en las provincias de Salta (2), Jujuy (3), Santa Fe (2) y Misiones (1) (Centro Azucarero, 2019). Doce de estos veintitrés ingenios son los que producen etanol de caña de azúcar para el corte de las naftas que se consumen en el país y corresponden a los ubicados en las provincias del NOA.

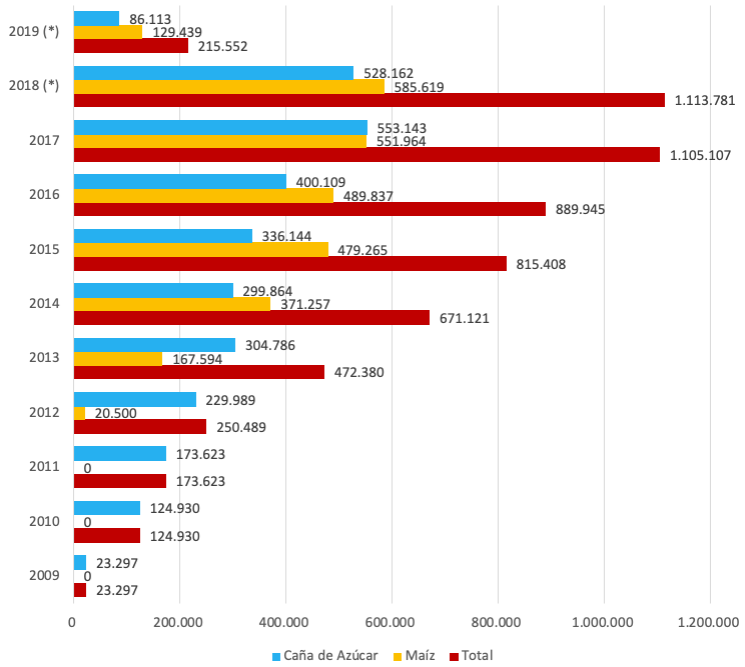


Gráfico 1. Evolución de la producción total de etanol y por tipo de materia prima (caña de azúcar-maíz) en m^3.

La producción de etanol en base a grano de maíz comenzó en Argentina a partir del año 2012 como consecuencia de la entrada en vigencia, a partir del año 2010, de la ley 26.093 “Regulación y Promoción para la Producción y Uso sustentable de Biocombustibles” que establecía el corte obligatorio (del 5%) de las naftas con combustibles renovables.

Las primeras plantas de producción de bioetanol a partir de grano de maíz fueron Bio 4 en Río Cuarto (provincia de Córdoba)

y Vicentín en Avellaneda (provincia de Santa Fe) en el año 2012. Luego entraron en funcionamiento Promaíz en Alejandro Roca (provincia de Córdoba) en 2013 y ACABIO en Villa María (provincia de Córdoba) y Diaser en Villa Mercedes (provincia de San Luis) en 2014. Es decir, existen en el país cinco plantas etanoleras en base a grano de maíz, tres de ellas ubicadas en la provincia de Córdoba; una en la provincia de San Luis y una en la provincia de Santa Fe. Además, se encuentra también en la provincia de Córdoba una planta que produce etanol en base a grano de maíz para productos farmacéuticos y de consumo humano (Porta Hnos en Córdoba capital).

La producción de etanol desde 2012 (250.489 m^3) fue creciendo hasta alcanzar en el año 2018 un volumen de 1.113.781 m^3, lo cual representa un corte en las naftas del 12% de este biocombustible. Este porcentaje de corte fue fijado en abril de 2016 por resolución Nº 37 del Ministerio de energía y minería de la nación.

De esta producción total, el bioetanol en base a grano de maíz superó al producido a partir de caña de azúcar desde el año 2014 a la fecha (en 2018 el etanol de maíz representó un 52% del volumen total). (Gráfico 2).

El destino del bioetanol es principalmente el corte de las naftas del mercado interno y un reducido volumen, en comparación con el consumo para corte, se utiliza para la producción de bebidas alcohólicas y otros usos.

Se estima que, en conjunto, las cinco plantas que producen etanol de maíz muelen 1.623.240 toneladas de maíz por año.

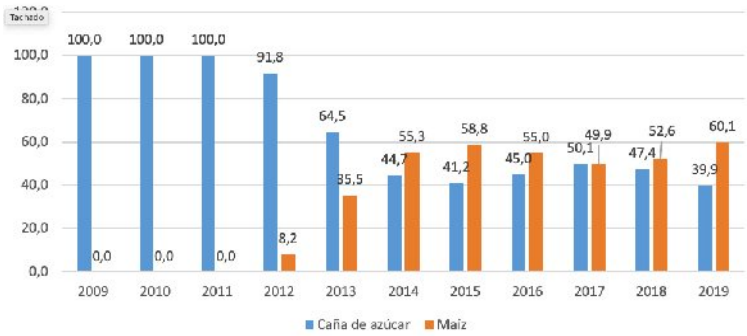


Gráfico 2. Porcentaje de participación de cada materia prima en el volumen total de producción de etanol (2009-2019).

Como subproducto del proceso se obtiene la burlanda (granos destilados), que es un excelente alimento para incorporarlo en las raciones animales que, en su versión húmeda, se utiliza fundamentalmente en la producción de carne y leche bovina. La disponibilidad de este subproducto impulsa el desarrollo de producciones pecuarias en cercanías de las plantas de producción de etanol.

A partir del año 2016, la empresa Porta Hnos. desarrolló un nuevo concepto de producción de etanol a partir de granos de maíz en minidestilerías. Se trata de plantas instaladas en campos de productores agropecuarios de una escala de producción menor (5.000 m^3 de etanol/año) que la de las grandes plantas mencionadas anteriormente. Esto permite una integración del campo y la industria, ya que se utiliza la materia prima (maíz) producida en el establecimiento -14.600 t/año- y los subproductos obtenidos del proceso (burlanda húmeda y vinaza) para alimentación de animales bovinos en feedlot (9.500 animales/año) del mismo establecimiento. Esto permite reducir los costos debido a que, por un lado, se tiene una menor cantidad de fletes ya que la materia prima y los subproductos se consumen en el propio establecimiento; y por otro, no existe la necesidad de concentrar la vinaza con lo cual se reduce el costo energético implicado en el proceso[2].

Este desarrollo permitiría una producción de etanol más distribuida en el territorio de nuestro país y un menor costo de obtención de este biocombustible por eficiencias asociadas a costos de fletes y de tecnología de producción, permitiendo así el desarrollo de la agroindustria en las zonas donde es producido el maíz.

Si bien el corte de naftas al año 2019 está fijado en un 12%, existe la capacidad tecnológica y la disponibilidad de materia prima necesaria para incrementar la producción de etanol en el caso que se aumente el porcentaje de corte de las naftas y/o se incorporen al mercado automotriz argentino por parte de la industria los motores flex[3].

2 Normalmente las plantas de producción de etanol de maíz, luego de la fermentación y destilación, concentran la vinaza por medio de evaporación obteniendo un jarabe que es posteriormente mezclado con la burlanda.

3 Motores que pueden emplear más de 15% de etanol en mezcla con naftas o incluso etanol puro en un 100%.

2.2. Transesterificación (Biodiesel)

La industria del biodiesel en base a aceite de soja es la industria de bioenergía más desarrollada en nuestro país.

El Grafico 3 muestra la producción de biodiesel argentino desde el año 2008 a la actualidad. En 2008 y 2009 el total de la producción se destinaba al mercado de exportación. Al igual que lo sucedido con la industria del etanol, la producción de biodiesel tomó mayor impulso en 2010 al sancionarse la ley Nº 26.093 de "Regulación y Promoción para la Producción y Uso sustentable de Biocombustibles" que estableció un corte obligatorio del gasoil con un 5% de biodiesel. De esta manera las industrias comenzaron a abastecer al mercado interno con mayores volúmenes de biodiesel. A partir de esa fecha se ha ido incrementando de manera gradual el porcentaje de corte hasta el actual del 10% (desde el año 2014).

Argentina posee actualmente 37 plantas de biodiesel, la mayoría ubicadas en la provincia de Santa Fe, especialmente en los alrededores del puerto de Rosario debido a la "existencia y funcionamiento del complejo industrial oleaginoso del Gran Rosario, el cual abastece de aceite de soja – materia prima principal- a los módulos de biocombustible (Calzada y Molina; 2017)". Existen también plantas ubicadas en otras seis provincias

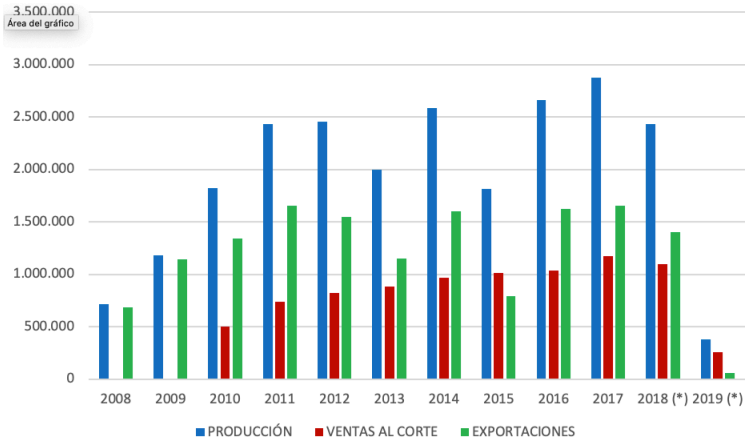


Gráfico 3. Producción, ventas al mercado interno y exportaciones de biodiesel Argentina 2008-2019 en toneladas.

(Buenos Aires, Neuquén, San Luis, Entre Ríos, Santiago del Estero y La Pampa). (Figura 1)

Por otro lado, existen plantas de producción de biodiesel para autoconsumo que si bien, al no estar registradas en el Ministerio de Energía y minería su cantidad y volúmenes de producción se desconocen, es frecuente encontrarlas funcionando cubriendo una demanda local de distintas empresas de transporte o utilizando el biodiesel sólo o en mezcla con gasoil, en equipos para la producción primaria (tractores, cosechadoras, pulverizadoras, etc.).

Este tipo de plantas se encuentran fundamentalmente en regiones dónde se cultiva soja y, en muchos casos, asociadas a plantas de producción de aceite de soja mediante el sistema de extrusado/prensado.

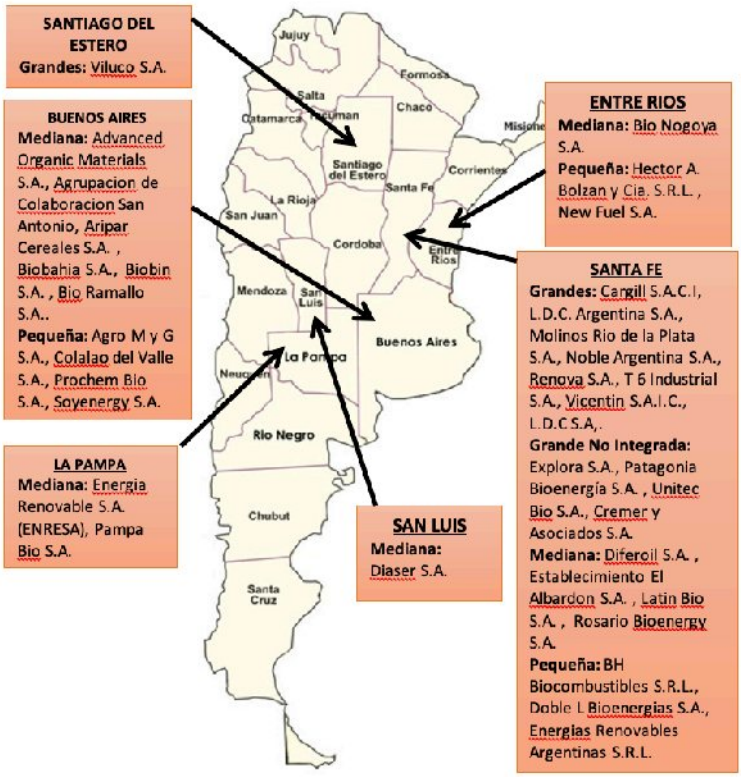


Figura 1. Ubicación de plantas de producción de biodiesel en el país por provincia.

La capacidad instalada de las plantas generadoras de biodiesel argentino alcanza una producción de 4.398.800 t/año (Calzada y Molina; 2017) y se clasifica a las plantas de acuerdo a su capacidad instalada en pequeñas (<25.000 t/año), medianas (25.001 t/año y 99.999 t/año) y grandes (>100.000 t/año). En la Tabla 2 se presenta la capacidad instalada total y su división por provincia y tipo de planta.

Esta capacidad productiva ubica a nuestro país a nivel mundial en el tercer puesto como productor de biodiesel a partir de aceite de soja y en el quinto puesto computando todas las fuentes de materia prima (aceite de soja, aceite de colza, aceite de palma, sebo y otras) (Statista; 2018).

Como se mencionó anteriormente la mayor cantidad de plantas se ubican en cercanías al puerto de Rosario, con lo cual esta región concentra el 79% de la capacidad total de producción nacional de biodiesel. Esto es así debido a que tanto el aceite de soja como el biodiesel están destinados en un elevado porcentaje a los mercados de exportación ya que la capacidad productiva excede ampliamente la demanda del consumo interno.

Las pymes aportan el 75% del biodiesel para el corte interno

Tabla 2. Cantidad de plantas de biodiesel y Capacidad de Producción por tipo de planta. (Fuente: Elaboración propia en base a datos de Minem y BCR).

Provincia	Grandes Plantas		PyMES		Total General	
	Cantidad	Toneladas	Cantidad	Toneladas	Cantidad	Toneladas
Santa Fe	11	3.230.000	7	243.600	18	3.473.600
Buenos Aires	0	0	12	454.000	12	454.000
S. del Estero	1	200.000	0	0	1	200.000
San Luis	0	0	1	96.000	1	96.000
Entre Ríos	0	0	3	75.200	3	75.200
La Pampa	0	0	2	100.000	2	100.000
Totales	**12**	**3.430.000**	**25**	**968.800**	**37**	4.398.800

y el resto lo aportan, en su mayoría, las empresas grandes no integradas (CARBIO,2015). [4]

Las ventas en el mercado interno presentan gran estabilidad debido al porcentaje de corte obligatorio fijado actualmente en un 10%. No se observa el mismo comportamiento en el mercado de exportación ya que estos volúmenes de venta están ligados a la demanda internacional y a las trabas impuestas por algunos mercados como europeo en 2012-2013 y estadounidense en 2017-2018.

2.3. Digestión anaeróbica (Biogás)

A nivel mundial, la primera planta de producción de biogás se construyó en Bombay en 1859, y desde entonces se encuentran millones de pequeñas instalaciones en Taiwán, Corea, Tailandia, Kenya, Sudáfrica y China. Estas instalaciones suelen ser de carácter sencillo, sin tratamiento del gas producido (Reynoso, 2017). En otros países como Alemania e Italia se ha producido un desarrollo de estos sistemas con mayor grado de tecnología impulsados por normativas que promueven su instalación alcanzando, "según la European Biogas Association, 10.971 y 1.655 plantas en funcionamiento respectivamente en 2017 (2017:2)".

En Argentina el desarrollo de esta tecnología es incipiente. Según un relevamiento de biodigestores realizado por el grupo de biogás de INTI en el año 2015, existían en ese momento en nuestro país alrededor de 105 biodigestores instalados; de los cuales la mayoría se encontraban en la provincia de Santa Fe (Goicoa, 2016).

Un aspecto a destacar de este relevamiento es que el 56% de las plantas no contaba con sistemas de control de temperatura, un 48% no tenía sistemas de agitación y un 70% desconocía la calidad del biogás que se producía (Goicoa, 2016). Todos estos son parámetros de importancia para una eficiente producción de biogás con destino a la generación de energía eléctrica, con lo cual al no tomarse en cuenta da como resultado una baja eficiencia del proceso, lo que queda demostrado en que sólo el 6% de las plantas a nivel país utilizaba para ese entonces el biogás con fines energéticos.

4 Grandes no integradas: son las empresas cuyo nivel de producción es igual al de las grandes empresas (igual o mayor a 100.000 t/año), con la diferencia de que no producen su materia prima y el destino de su producción es el mercado interno prioritariamente.

En 2015 se sanciona la ley Nº 27.191 (modificatoria de la Ley 26.190) que prórroga un año el cumplimiento de la meta del 8 % de la energía eléctrica consumida proveniente de fuentes renovables de generación, y da inicio a la Segunda Etapa del Régimen de Fomento con el objetivo de llegar a cubrir el 20% de la demanda de energía eléctrica del país con energías renovables en 2025. El Decreto Nº531/2016 reglamenta la ley Nº 27.191 y habilita dos caminos para cumplir con las metas allí impuestas: 1. Mecanismo de compras conjuntas desarrollado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) instrumentado a través del Programa RenovAr; 2. Habilitación a grandes usuarios (consumidores de más de 300 kW) a contratar energía renovable y/o autogenerarse.

Con la sanción de esta nueva ley y la creación del programa RenovAR tomó mayor impulso el desarrollo de la tecnología del biogás en argentina. Este programa ya lleva dos rondas de licitación (con rondas intermedias 1.5 y 2.5 para fuentes solar y eólica) y una tercera que está en curso. En las rondas 1, 1.5, 2 y 2.5 las potencias ofertadas y adjudicadas totales superaron a la demandada. En el caso particular del biogás en la ronda uno se adjudicaron seis proyectos con una potencia total de 8.6 MW. En la ronda dos se incrementó la cantidad de proyectos adjudicados para esta tecnología (36 proyectos) con una potencia total de 65MW (Ministerio de Energía y Minería de la Nación, 2018); esta potencia representa el 1,45% del total asignado.

Además de tomar impulso el desarrollo de esta tecnología mediante el programa RenovAR, fue de gran importancia la sanción de la Resolución 19 (2019) de la Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable que regula la aplicación agrícola del digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica en respuesta a la falta de normativa específica en el sector que regule este subproducto. Esto permite generar un ciclo cerrado de nutrientes al utilizar este subproducto como biofertilizante en cultivos agrícolas incrementando la sustentabilidad de los sistemas productivos agropecuarios.

Se describen a continuación proyectos relevados por el Programa Nacional de Agregado de valor, Agroindustria y Bioenergía de INTA que emplean esta tecnología y que se encuentran actualmente en funcionamiento en Argentina:

2.4. Bioeléctrica

Esta planta se encuentra en la localidad de Río Cuarto (provincia de Córdoba); utiliza como sustratos silaje de maíz, vinaza proveniente de industria de etanol de maíz y efluentes pecuarios. La tecnología es de biodigestión anaeróbica termofílica, es decir que trabaja en un rango de temperatura entre 50 y 55 ºC. Generalmente los procesos más difundidos en nuestro país son de tipo mesofílico (trabajan con temperaturas en un rango entre 35 y 38 ºC), por lo que esta planta es una de las pocas en funcionamiento que trabaja en el rango mencionado. La tecnología empleada es alemana y la mano de obra para la construcción fue local.

Cuenta con un digestor primario de 5.000 m^3 y uno secundario de 4.000 m^3 (Imagen 1). En sus comienzos, tenía una potencia eléctrica instalada de 12 MW y vendía la energía eléctrica a una planta de producción de bioetanol en base a grano de maíz cercana; posteriormente con la entrada en vigencia del programa RenovAR esta planta elevó su potencia eléctrica instalada a 2 MW y actualmente se encuentra vendiendo energía a la red.

Imagen 1. Vistas del digestor primario (izq.) y del digestor secundario(der.).

2.5. Yanquetruz

Se encuentra en la localidad de Juan Llerena (provincia de San Luis); está integrada a un establecimiento de producción porcina de 1.500 madres. Utiliza como sustratos efluentes de cerdos y silaje de maíz (cultivo energético). La tecnología empleada es biodigestión anaeróbica mesofílica (35-38 ºC). La planta consta de dos digestores primarios y dos secundarios; tiene dos motores Caterpillar que en conjunto entregan una potencia eléctrica de 1,5 MW (Imagen 2). Además, se emplea el calor recuperado del agua de refrigeración y del escape de los motores para la calefacción de los digestores y de los galpones de maternidad de cerdos. La mayor parte de los componentes son importados y la obra civil es nacional.

La zona donde se planificaba instalar el criadero de cerdos no disponía de energía eléctrica, pero contaba con potencial de producción de biomasa (cultivos energéticos) y la disponibilidad futura de los efluentes porcinos; por este motivo se optó por la tecnología de biodigestión anaeróbica que permitió el desarrollo productivo de la zona al contar con energía eléctrica y térmica de manera sustentable ya que propició un correcto manejo de los efluentes y un ciclo cerrado de nutrientes con su devolución al suelo.

Imagen 2. Silos de maíz planta entera (superior derecha), Sala de generación (superior izquierda), Digestores (inferior).

2.6. La Micaela

Se trata de un establecimiento agropecuario con feedlot de 1.000 animales en engorde (500 sobre corrales de hormigón y 500 sobre corrales de tierra tradicionales). La empresa instaló un sistema de biodigestión anaeróbica para el tratamiento de los residuos pecuarios generados (Imagen 3).

Con esta finalidad se construyeron cuatro corrales de engorde con piso de hormigón (3 m^2/animal) que presentan una pendiente hacia una calle central también de hormigón. El estiércol (de los 500 animales alojados en estos corrales) es el que se aprovecha para la generación de biogás y biofertilizantes.

El hecho de hacer los corrales y calle central con hormigón es para facilitar la recolección del estiércol sin tierra (habitual en corrales tradicionales), ya que ésta hace poco viable la biodigestión anaeróbica al tener alta carga inorgánica (partículas de suelo).

Este tipo de estructuras en nuestro país, es una innovación para engorde de bovinos siendo más frecuente encontrarlo en otras partes del mundo.

El biodigestor tiene una capacidad útil de 460 m^3 y está equipado con agitadores de paleta y sistema de calefacción mediante un intercambiador de calor externo. El régimen de temperatura de trabajo es mesofilico, es decir, con una temperatura de 35-38ºC.

Del proceso se obtiene como producto biogás, que es purificado y utilizado en un motogenerador que entrega 65 kW de potencia eléctrica; y como subproducto, el digerido que es

Imagen 3. Vista de corrales de hormigón (derecha), del digestor y sala de control (centro) y de laguna de digerido (izquierda). Fuente: Revista Chacra.

utilizado como biofertilizante en los cultivos base de la dieta de los novillos en engorde.

En este establecimiento se produce carne bovina (con mayor bienestar animal por no tener barro en los corrales), se produce electricidad y se devuelven nutrientes al suelo para ser utilizado por los cultivos mediante el digerido; es decir, se genera un impacto positivo de manera global en el sistema productivo.

2.7. Gasificación de biomasa (Gas de síntesis)

La gasificación de la biomasa es un conjunto de reacciones termoquímicas, que se produce en un ambiente pobre en oxígeno (combustión incompleta) a altas temperaturas (600-1.500 ºC), que da como resultado la transformación de un sólido en una serie de gases posibles de ser utilizados en una caldera, en una turbina o en un motor, luego de ser acondicionado.

A esa mezcla de gases generada "se la denomina gas de síntesis o syngas y tiene un poder calorífico inferior (PCI) equivalente a la sexta parte del PCI del gas natural, cuando se emplea aire como agente gasificante (IDAE, 2007)".

Esta tecnología no ha tenido un gran desarrollo en nuestro país si se la compara con otras como la combustión de biomasa. A continuación, se describe un proyecto de gasificación relevado por INTA:

2.8. Gasificación de biomasa Empresa Manfrey

La instalación del gasificador de biomasa (Imagen 4) se realizó en una zona anexa a la planta industrial de la empresa láctea Manfrey ubicada en la localidad de Freyre (provincia de Córdoba). Es una zona sin abastecimiento de gas natural, por lo que cubrían su demanda energética (térmica) con fuel-oil con el alto costo que esto implicaba. El objetivo, por lo tanto, fue la sustitución de este combustible por energías renovables para la generación del 60-70% de su demanda de energía térmica. Para esto la tecnología que emplean es la gasificación (updraft) para producción de syngas que alimenta a una caldera humotubular para la generación de vapor utilizado en el procesamiento de leche. La materia prima que utilizan actualmente es chip de madera (de pino/eucalipto) con una demanda estimada en 16.000-18.000 toneladas/año. La empresa se ha propuesto reemplazar

Imagen 4. Silo de biomasa (derecha) y gasificador (centro).

el uso de chip de madera por un cultivo producido en la zona (sorgos biomásicos); con este objetivo INTA junto a la empresa llevaron adelante, en dos campañas agrícolas, ensayos con variedades de sorgos biomásicos para evaluar los niveles de rendimiento de estos materiales y su calidad como biomasa para gasificación tomando como parámetro de comparación con otras materias primas el poder calorífico. Los resultados obtenidos fueron muy buenos, alcanzando algunos materiales rendimientos de hasta 28 toneladas de materia seca por hectárea y valores de poder calorífico entre 4.296 y 4.405 Kcal/kg, similares al de chip de pino (4.791 Kcal/kg). Es una buena materia prima para reemplazar el chip de madera, aunque presentó algunas dificultades durante la gasificación al ser menos denso que la madera; dificultad que puede solucionarse mediante la densificación de la biomasa de sorgo.

2.9. Combustión

En argentina esta tecnología se ha desarrollado a partir de biomasa generalmente en aquellas agroindustrias que por su proceso productivo disponen de algún subproducto biomásico (residuos agrícolas de cosecha de caña de azúcar, bagazo de caña, chip de madera, cáscara de maní, cáscara de girasol, entre otros). En el programa RenovAR en la ronda uno se adjudicaron dos proyectos por un total de 14,5 MW de potencia eléctrica mientras que en la ronda dos del mismo programa se incrementó considerablemente la cantidad de proyectos adjudicados (16 proyectos) y la potencia adjudicada (143,2 MW). En cuanto a escalas de generación, las potencias de las plantas oscilan entre 2 MW y 37 MW (Ministerio de energía y minería de la nación, 2019).

Las zonas donde mayor desarrollo tuvo esta tecnología con destino a la venta de energía eléctrica mediante el programa RenovAR son las zonas del NOA y NEA.

3. Fuentes de trabajo de la biomasa

El Indicador de Empleo Directo generado por los proyectos de gran escala de fuentes de Energías Renovables No Convencionales se denomina en Argentina IEDER. Los proyectos de biogás demandan empleo a razón de 9,7, 13,1 y 3,2 personas por MW instalado para cada uno de los tres años de la fase de Construcción y los proyectos de biomasa 4,3, 7,3 y 4,4 personas/MW, valores altos en relación a los pares eólico y solar, de mucho mayor desarrollo, pero con IEDER entre 0,2 y 2,8 (Rijter 2018). El empleo de la etapa de Operación y Mantenimiento en biogás, demanda 4,6 operarios/MW, dada la particularidad de la tecnología que requiere atención permanente y durante al menos los 20 años de vida útil considerados en proyectos de esta envergadura. Todas las fuentes biomásicas son trabajo-intensivas dada la especialización del aprovechamiento a una localidad en particular y por su menor escala que, en general, representa entre el 5 y el 20% de las potencias solares y eólicas.

Para agosto de 2018, las fuentes biomásicas representaron un 10,6% del total de empleos generados por todas las renovables. Proyectando la demanda total de empleo al momento de cumplimiento de los programas mencionados, las fuentes biomásicas aportarían el 20,8% de los empleos directos para todas las renovables. Esta condición posiciona a la biomasa como un factor de alta generación relativa de empleo especializado en el país.

4. ¿Para qué generar energía en origen?

Argentina presenta una marcada dependencia de los combustibles fósiles (petróleo, carbón y gas natural), que representan alrededor del 86,5% de la matriz energética primaria nacional (Ministerio de energía y minería, 2017).

Nuestro país cuenta con una superficie agrícola de 36,8 millones de hectáreas (Calzada, 2014). Este crecimiento de la superficie destinada a la agricultura, sumado a la mayor eficiencia

de los sistemas confinados de producción animal, lleva a una mayor intensificación de estas producciones pecuarias. Esto trae aparejado la aparición de nuevos problemas debido fundamentalmente a la concentración en menores superficies de mayor cantidad de efluentes que si no son gestionados adecuadamente podrían ocasionar serios problemas de contaminación ambiental.

También, se presenta la necesidad de agregar valor a la producción agropecuaria en origen con la integración vertical del productor agropecuario en forma asociativa incrementando la competitividad del mismo y favoreciendo el desarrollo local; lo cual en INTA se viene trabajando desde el año 2007. Esta necesidad requiere de la disponibilidad de energía, la cual, en algunos casos no está disponible en la zona requerida por la agroindustria.

Si se toma en cuenta todo este marco general planteado, surge la bioenergía como una de las alternativas o herramientas para suplir esta demanda o, al menos, parte de ella permitiendo aprovechar biomasas que generalmente se consideran residuales transformándolas en un activo económico.

5. Conclusiones

Argentina es un país que cuenta con una gran superficie agrícola que le permite producir grandes volúmenes de biomasa. Por otro lado, la intensificación de las producciones pecuarias y el desarrollo de las agroindustrias generan una concentración de biomasa residual posible de ser utilizada con fines energéticos y a su vez, según el tipo de tecnología empleada, los subproductos que se generan del proceso vuelven al sistema de producción primaria como un biofertilizante.

Es un contexto favorable para el desarrollo de la bioenergía a partir de estos recursos. Esto ha permitido el desarrollo de industrias del etanol (de caña de azúcar y de maíz) y del biodiesel en mayor medida ya que es la industria de bioenergía de mayor importancia en nuestro país en relación a la cantidad de producto generado. El resto de las tecnologías (digestión anaeróbica, combustión, gasificación) se encuentran en un proceso, aún incipiente de desarrollo, impulsados fundamentalmente por el programa RenovAR y la ley Nº 27.191.

La inversión por MW instalado de las tecnologías que emplean como fuente de energía a la biomasa es mayor que las eólicas y solares, aunque cabe destacar que el factor de uso de las tecnologías solares (19-23%) y eólicas (30-40%) es menor al de las que utilizan biomasa.

En cuanto a financiamiento para este tipo de proyectos, actualmente las plantas que se desarrollan cuentan con financiamientos de bancos extranjeros u organismos internacionales. En comparación al ofrecido para las energías solar y eólica, lo oferta de financiamiento para proyectos de generación con biomasa es aun escasa.

El desarrollo de la bioenergía de manera distribuida es una herramienta que permitiría impulsar la bioeconomía de manera estratégica en determinadas regiones del país que actualmente no disponen de energía (eléctrica, gas) valorizando lo que comúnmente se consideran residuos – transformación de un pasivo ambiental en un activo económico-. Además, la utilización de energías renovables en los procesos productivos agroindustriales permitiría cumplir con normas de manufactura que posibiliten el ingreso a mercados de alimentos con valor agregado (inocuidad, trazabilidad, certificación).

Bibliografía

Benedetti, P.E. (2018). *Primer relevamiento del área cultivada con caña en Argentina a través de imágenes satelitales.* Recuperado de https://inta.gob.ar/sites/default/files/inta-_informe_relevamiento_del_cultivo_de_cana_de_azucar_en_argentina_durante_el_2018_a_partir_de_imagenes_satelitales_1_0.pdf

Bragachini, M., Ustarroz, F., Saavedra, A., Méndez, J.M., Mathier, D., Bragachini, M., Sosa, N., Alladio, M., Accoroni, C., Henning, H. (2017). *Evolución del sistema productivo Agropecuario Argentino.* Manfredi, Argentina: INTA Ediciones.

Bragachini, M; Bragachini, M; Méndez, J.M; Mathier, D; Errasquin, L; Alladio, M; Riedel, J.L. (2014). *Informe de la visita al establecimiento "La Micaela" Feedlot en Carlos Tejedor, Provincia de Buenos Aires. Generación de biogás y biofertilizante con estiércol bovino.* Recuperado de: http://www.cosechaypostcosecha.org/data/articulos/agoindustrializacion/Visita-Establecimiento-Micaela.asp

Calzada, J. (26 de Julio de 2014). Comparación entre USA y Argentina: áreas sembradas con cereales y semillas oleaginosas. Agrofy News. Recuperado de: https://news.agrofy.com.ar/informe/141868/comparacion-usa-y-argentina-areas-sembradas-cereales-y-semillas-oleaginosas

Calzada, J., Molina, C. (2017). *La industria del biodiesel en Argentina.* Recuperado de http://carbio.com.ar/wp-content/uploads/2017/10/Art%C3%ADculos-Semanal-BCR-_17_09_01.pdf

Centro Azucarero Argentino (2019). *Los ingenios.* Recuperado de http://centroazucarero.com.ar/oldsite/index.html

Decreto No 531/2016. Decreto de Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Reglamentación. Publicado en Boletín Oficial No 33.347, del 31 de marzo de 2016. Argentina.

European Biogas Association (2018). *EBA Statistical Report 2018.* Recuperado de http://biogas.org.rs/wp-content/uploads/2018/12/EBA_Statistical-Report-2018_European-Overview-Chapter.pdf

Goicoa, V., (2016). Relevamiento nacional de plantas de

biogás. En M.A. Bragachini (Ed), *15º Curso Internacional de Agricultura y Ganadería de precisión con Agregado de Valor en Origen. Recopilación de presentaciones técnicas (pp. 213-218).* Manfredi, Argentina: INTA Ediciones.

IDAE (2007). *Biomasa: gasificación.* Recuperado de: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10737_Biomasa_gasificacion_07_d2adcf3b.pdf

Ley No 26.093. Ley de Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentable de Biocombustibles. Publicada en Boletín Oficial No 30.905, del 15 de mayo de 2006. Argentina.

Ley No 27.191. Ley de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Publicada en Boletín Oficial No 33.239, del 21 de octubre de 2015. Argentina.

Méndez, J.M., Bragachini, M., Sosa, N., Covacevich, M., Accoroni, C., Cohen, A., Acevedo, A., Grasso, D., Alegre, M., (2013). *Informe de la visita al establecimiento Yanquetruz (ACA).* Recuperado de: http://www.cosechaypostcosecha.org/data/articulos/agoindustrializacion/Informe-Visita-Yanquetruz.asp

Ministerio de Energía y Minería de la Nación (2018). *Proyectos adjudicados del Programa RenovAr. Rondas 1, 1.5 y 2.* Recuperado de: https://www.minem.gob.ar/www/833/25897/proyectos-adjudicados-del-programa-renovar

Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (2017). *Balance Energético Nacional de la República Argentina, año 2017.* Recuperado de http://datos.minem.gob.ar/dataset/balances-energeticos

Ministerio de Energía y Minería de la Nación. (2019). Estadísticas de biodiesel y bioetanol. Recuperado de http://datos.minem.gob.ar/dataset/estadisticas-de-biodiesel-y-bioetanol

Probiomasa. (s.f.). *Energía derivada de biomasa*. Recuperado de http://www.probiomasa.gob.ar/sitio/es/biomasa.php

Resolución No 19/2019. Resolución de Norma técnica para la aplicación agrícola de digerido proveniente de plantas de digestión anaeróbica. Publicada en Boletín Oficial No 34.041, del 24 de enero de 2019. Argentina.

Reynoso, M.A. (2017). *Biodigestión anaeróbica: una alternativa para el tratamiento de la Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos* (Tesina de grado). Facultad de Ciencias

Agrarias de la Universidad Nacional de Cuyo, Mendoza, Argentina.

Rijter, G. (2018). *Generación de empleo - Energías Renovables: Programa RenovAr y MATER.* Recuperado de https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/empleorenovable.pdf

Statista. (2019). *Leading biodiesel producers worldwide in 2018, by country (in billion liters).* Recuperado de https://www.statista.com/statistics/271472/biodiesel-production-in-selected-countries/

Melognio, Eliana (2021). La transformación de la matriz energética en Uruguay. En N. Coppari, S. Jensen, M. Iglesia y V. Cañadas (eds.), *Energía*, (pp.347-365). Buenos Aires: Asociación Argentina para el Progreso de las Ciencias y Fundación UNSAM Innovación y Tecnología.

RESUMEN

Este trabajo analiza los principales cambios llevados a cabo en Uruguay en los últimos años para transformar su matriz energética. Se realiza un breve análisis de los antecedentes y características del sistema energético uruguayo que llevaron a la aplicación de un conjunto de políticas, principalmente dirigidas a la incorporación de fuentes renovables. Se describen los principales instrumentos y medidas implementadas para cumplir con las metas propuestas. Por último se analizan los impactos de dichas políticas en la matriz energética uruguaya y en diversos aspectos de la economía nacional.

Palabras clave: *políticas, matriz energética, fuentes renovables.*

ABSTRACT

This paper analyzes the main changes that were carried out in Uruguay in recent years in order to change its energy matrix. A brief analysis of the background and characteristics of the Uruguayan energy system that led to the application of a set of policies is also made, mainly aimed at the incorporation of renewable energy sources. The main instruments and measures implemented to achieve the proposed goals are described. Finally, the impacts of these policies on the Uruguayan matrix and on different aspects of the national economy are analyzed.

Keywords: *policies, energy matrix, renewable energy sources.*

La transformación de la matriz energética en Uruguay

Eliana Melognio[1]

1. Introducción

El presente informe describe las principales políticas llevadas adelante por Uruguay en materia energética a partir de 2005. Con el principal objetivo de aprovechar los recursos del país y reducir así la dependencia de las fuentes fósiles, las medidas consistieron principalmente en la introducción de fuentes de energía renovables y la promoción de la eficiencia energética. Esto implica apuntar a una matriz más autóctona, menos dependiente de los recursos importados, incentivando además la incorporación de componentes nacionales de modo de promover el desarrollo local para la industria energética.

Los cambios llevados a cabo en Uruguay, plasmados en la Política Energética 2030, contaron con el acuerdo de todos los partidos políticos y constituyeron un ejemplo de Política de Estado. La Política Energética 2030 establecía las metas y acciones a tomar a partir del año 2005. Como es sabido, en materia energética, los resultados obtenidos a partir de decisiones que implican inversiones, estudios previos, legislación, etc., se comienzan a apreciar luego de algunos años. En el caso de Uruguay los cambios significativos en la matriz energética se aprecian a partir de 2008.

En la próxima sección, se describen algunos antecedentes y características que presentaba el país al 2005. La elección de ese año se debe a que, tal como fuera antes mencionado, es a partir del cual empiezan a desarrollarse algunos cambios en el

1 Ministerio de Industria Energía y Minería

sector energético. Por otro lado, presentar los antecedentes a esa fecha es fundamental para comprender las causas que llevaron al país a optar por este conjunto de medidas (introducción de fuentes renovables y medidas de eficiencia energética entre otras) como una opción posible.

El documento se estructura de la siguiente manera. Luego de los antecedentes, se realiza un breve resumen de la política energética con sus objetivos y metas. Posteriormente se describen las diferentes fuentes energéticas de origen renovables (eólica, solar y biomasa), las medidas llevadas a cabo para su impulso y su desarrollo en el período considerado. A continuación se analizan los impactos de las políticas en el sector energético.

2. Antecedentes

Uruguay no contaba (ni cuenta a la fecha de publicado este artículo) con reservas probadas de petróleo, gas natural o carbón. Sin embargo, los derivados de petróleo al 2005 tenían una participación mayor al 50% en la matriz energética uruguaya. Su uso no solo se limitaba al transporte sino que también constituía un insumo fundamental para la generación de electricidad. Por lo tanto, hasta ese entonces, incluso en el sector eléctrico el país era altamente dependiente de un recurso importado.

Históricamente, el recurso hidráulico ha sido fundamental para el sector eléctrico uruguayo. Durante muchos años, la potencia instalada en el país se conformó exclusivamente de centrales hidroeléctricas y centrales a fueloil y gasoil. Si bien en estas condiciones por muchos años se podía abastecer casi la totalidad de la demanda, esto dependía exclusivamente de las condiciones climáticas, específicamente de cuán lluvioso o no se presentara un año. La gran variabilidad del régimen de lluvias en Uruguay es una característica del país y una variable clave a ser considerada en las decisiones sobre el parque generador. El gráfico a continuación muestra claramente esta característica.

En cuanto a los recursos que posee Uruguay, si bien al 2005 no se contaba con reservas probadas de petróleo y gas, posteriormente a esa fecha se han realizado trabajos de exploración que si bien han arrojado resultados de presencia de hidrocarburos, no se tiene certeza que su explotación sea económicamente viable y en la actualidad (fecha de publicación de este artículo) Uruguay continúa en proceso de exploración.

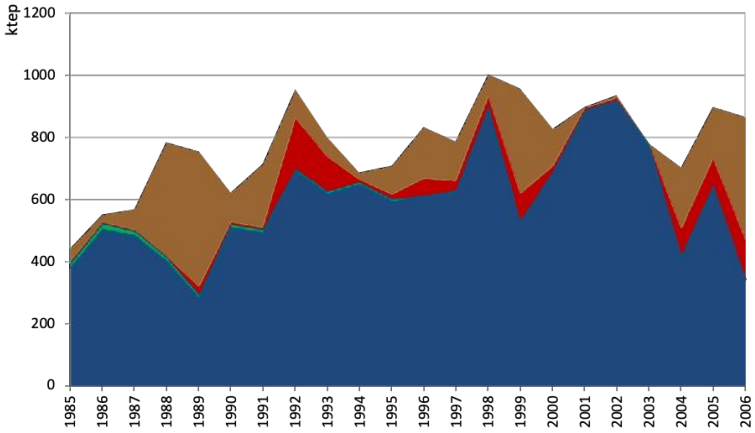


Gráfico 1. Insumos para generación de electricidad. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

No obstante, el país cuenta con otros recursos de los cuales al 2005 algunos han sido utilizados mientras que otros no. El hidráulico ya mencionado antes, está totalmente aprovechado por grandes centrales hidroeléctricas, no obstante existen estudios que prueban el potencial de pequeñas centrales hidroeléctricas. A la fecha, tampoco se habían explotado los recursos eólico y solar a gran escala con fines energéticos. Sin embargo, en la actividad agropecuaria tradicionalmente se han utilizado molinos de viento para bombeo de agua y la energía solar para la carga de baterías (para pastores eléctricos por ejemplo) y ambos para generar electricidad a pequeña escala en el medio rural sin acceso a la red eléctrica. Por último, la biomasa (considerando dentro de ella la leña), ha sido utilizada tradicionalmente en Uruguay como fuente energética, fundamentalmente para cocción y calefacción. Sin embargo, otras formas de biomasa no habían sido incorporadas para fines energéticos de gran escala.

Uruguay se ha caracterizado por una fuerte presencia del Estado en el sector energético a través de las empresas públicas. ANCAP (Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland), la empresa de hidrocarburos estatal, ha tenido el monopolio de la importación, exportación y refinación de petróleo y sus derivados. UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas), la compañía de electricidad, ha sido la empresa monopólica en transmisión y distribución de

electricidad. Adicionalmente (vinculado a la fuerte presencia de estas dos empresas monopólicas), el país se ha caracterizado por una falta de política energética centralizada. Por un lado, la política eléctrica era llevada a cabo por UTE, mientras que ANCAP hacía lo propio en materia de hidrocarburos.

En 2005, también se constataba una falta de inversiones en energía en los años precedentes. Esto es notorio en el sector de electricidad, el cual por más de diez años mantuvo la capacidad instalada constante, como se muestra en el Gráfico 2. Esta falta de inversiones, ante una demanda de electricidad creciente generó situaciones de escasez de energía eléctrica y se debieron tomar un conjunto de medidas de restricciones en el consumo.

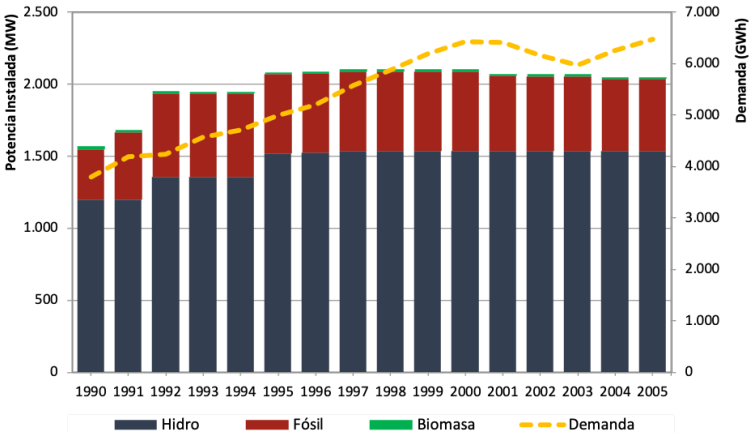


Gráfico 2. Potencia instalada por fuente y demanda. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

Si se analiza la matriz global de abastecimiento, ya no sólo la eléctrica, se constata la gran dependencia de fuentes importadas (ver Gráfico 3). Tomando como promedio el período 2001-2006 se observa que el petróleo tiene una participación de 56%. Si a esto se suma la electricidad importada y el gas natural (también importado), se llega a un 63% de importaciones en la matriz energética. Como fuentes autóctonas, hasta ese año se tenía leña, biomasa y electricidad de origen hídrico.

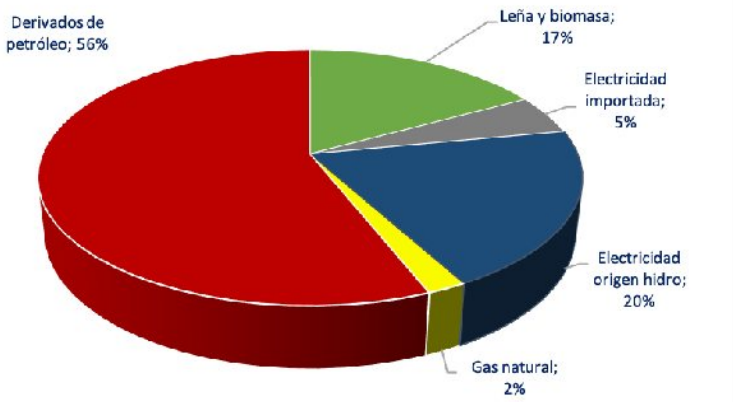


Gráfico 3. Matriz de abastecimiento 2001-2006. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

3. La política energética

El origen de todos los cambios llevados a cabo en materia energética, que dieron lugar a la transformación de la matriz, fue la política energética definida y aplicada, que contó con el consenso de todos los partidos políticos. El informe de Política Energética 2030 aprobado en la comisión multipartidaria en 2008, plantea como objetivo la satisfacción de las necesidades energéticas nacionales a costos adecuados para todos los sectores sociales, procurando la independencia energética mediante políticas sustentables desde el punto de vista económico y medioambiental. Propone además promover hábitos saludables de consumo energético así como utilizar la política energética como un instrumento para desarrollar capacidades productivas y de integración social. Para alcanzar estos objetivos, se estructuran cuatro ejes: institucional, oferta, demanda y social.

El eje institucional plantea el rol de las instituciones en materia energética y la importancia de contar con un marco regulatorio transparente y estable. El Poder Ejecutivo, es quien planifica, diseña, evalúa y conduce la política energética, establece la normativa y coordina a los diferentes actores, públicos y privados. Las empresas públicas ANCAP y UTE son el principal instrumento para la aplicación de dichas políticas. Los actores privados participan en el sector de acuerdo a los lineamientos del Poder Ejecutivo, procurando que existan actores dominantes, contribuyendo al desarrollo productivo del país. El marco

regulatorio del sector energético debe ser claro, transparente y estable, brindando garantías a todos los actores.

El eje de oferta tiene como objetivo general la diversificación de la matriz energética (de fuentes y de proveedores), procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables. Se asume que este proceso propicia la transferencia tecnológica, el desarrollo de capacidades nacionales y procura minimizar el impacto medioambiental.

El objetivo que se establece en el eje de demanda es promover la eficiencia energética en todos los sectores de actividad (industria, construcción, transporte, agro, hogares, etc.) y para todos los usos de la energía, mediante un mejor uso de los recursos energéticos. Se plantea impulsar un cambio cultural en relación a los hábitos de consumo a través del sistema educativo formal e informal, en el que los organismos del Estado deben ser un ejemplo paradigmático de uso racional de la energía.

Por último, el eje social promueve el acceso adecuado a la energía para todos los sectores sociales, de forma segura y a un costo accesible, utilizando la política energética como instrumento para promover la integración social y mejorar la calidad democrática.

En función de los lineamientos estratégicos de la Política Energética, se definieron metas para el corto, mediano y largo plazo.

Las metas para el año 2015 (corto plazo), eran las siguientes:

Alcanzar un 50% de participación de fuentes autóctonas renovables en la matriz de energía primaria. En particular: a) alcanzar un 15% de participación de fuentes renovables no tradicionales (eólica, residuos de biomasa y microgeneración hidráulica) en la generación de electricidad; b) disminuir un 15% el consumo de petróleo en transporte, en comparación con el escenario tendencial, mediante el impulso de nuevos modos, medios, tecnologías y fuentes; c) ampliar la universalización en el acceso a la energía hasta alcanzar en particular el 100% de electrificación; d) adopción por parte de la sociedad de la cultura energética.

Las metas a mediano y largo plazo (2020 y 2030 respectivamente) son mayormente cualitativas y plantean un futuro esperado de las instituciones energéticas, aspectos de integración regional y posicionamiento del país a nivel mundial, entre otros.

A continuación se analizan las principales medidas de oferta energética, esto es, las fuentes renovables impulsadas, las

acciones y medidas tomadas para su promoción y la evolución de cada fuente.

3.1. Energía eólica

El desarrollo de la energía eólica en Uruguay implicó un trabajo conjunto de muchas instituciones y un esfuerzo previo para generar las condiciones para su promoción. Las primeras acciones que se llevaron a cabo para el desarrollo de esta fuente energética consistieron en la evaluación del recurso. Esto implica la instalación de anemómetros en diferentes puntos del país y realizar medidas durante un tiempo determinado. Luego, con la información obtenida, se obtuvo el mapa eólico que es fundamental para conocer las características de los vientos a lo largo del territorio del país.

Se debieron realizar un conjunto de ajustes en el Ordenamiento Territorial, definir nuevas normativas para servidumbres eólicas, definir parámetros ambientales aplicables a la materia con el fin de otorgar las autorizaciones de generación, entre otras acciones.

Se elaboró un marco regulatorio (Decreto N° 354/2009) orientado al desarrollo de las renovables, al aumento de la participación de privados en la generación de electricidad y al aumento de la inversión en el sector, incluido en la Ley de Promoción y Protección de Inversiones (Ley N° 16.906/1998). Este marco establece la exoneración del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) para dichas inversiones en un porcentaje decreciente en el tiempo (90%, 60% y 40%) con un calendario prestablecido que se extiende hasta el 2023.

El mecanismo utilizado para la introducción de potencia eólica fue el de PPA, por sus siglas en inglés, Power Purchase Agreement, a través del cual la empresa estatal UTE se compromete a comprar por un plazo de 20 años la energía generada por las empresas adjudicatarias en las licitaciones de precios.

El mecanismo de adjudicaciones premiaba en forma explícita la incorporación en el proyecto de componente nacional y exigía un mínimo a cumplir por las empresas de 20%.

Los resultados de estas licitaciones fueron muy exitosos, en la medida que las ofertas recibidas superaron ampliamente la demanda requerida y proyectada de potencia y por otro lado se obtuvieron precios muy favorables para Uruguay, en relación

a los precios que prevalecían en esos años. Como se observa en el Gráfico 4, en las primeras licitaciones el precio del MWh eólico se ubicó en el entorno de los 90 dólares para los años 2006-2008 y comenzó a bajar, llegando a valores poco mayores a los 60 dólares el MWh en 2013, año en que se realizaron las últimas licitaciones.

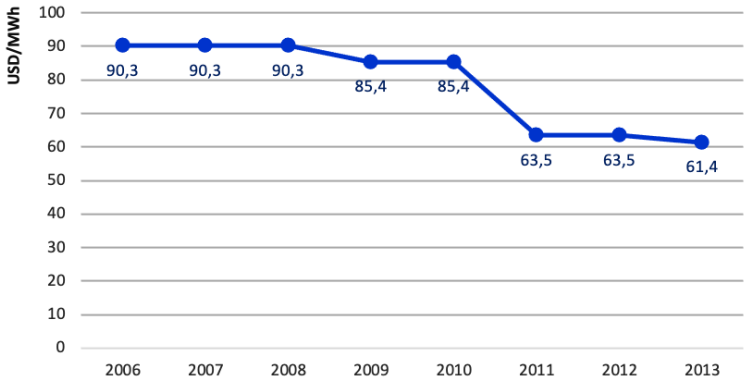


Gráfico 4. Precio de la energía eólica. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

A continuación se muestra la evolución de la potencia eólica instalada. Como puede apreciarse, en cinco años se instalaron más de 1.500 MW de potencia, lo que representa más del 30% de la capacidad instalada total.

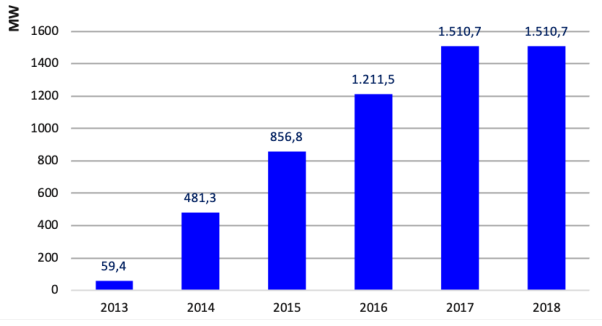


Gráfico 5. Potencia eólica instalada (MW). Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

La inversión correspondiente a estos parques eólicos superó los 3 mil millones de dólares, cifra muy importante para una economía pequeña como la uruguaya.

3.2. Energía solar

En cuanto a la energía solar se impulsó el desarrollo tanto de energía solar térmica (para calentamiento de agua) como energía solar fotovoltaica.

Análogamente a lo realizado para la energía eólica, los primeros pasos para la promoción de la solar consistieron en la evaluación del recurso, lo que culminó con el mapa solar del Uruguay, que mide el nivel de irradiancia en todo el país en kWh/m^2.

En relación a la energía solar térmica, en 2009 se aprobó la Ley N° 18.585/2009 que establece la incorporación obligatoria de equipamiento solar a los nuevos emprendimientos o a las reformas integrales en las actividades que usan de forma intensiva el calentamiento de agua: hoteles, clubes deportivos, centros de salud, piscinas climatizadas. El criterio para dicha obligatoriedad fue que el calentamiento de agua represente más del 20% del consumo energético total del emprendimiento. Esta ley que declara de interés nacional la investigación, el desarrollo y la formación en el uso de la energía solar térmica, incluye a la fabricación, implementación y uso de la energía solar térmica como actividades a ser exoneradas. Además se exoneró del Impuesto al Valor Agregado (IVA) a los colectores solares de fabricación nacional.

En el año 2012 se comenzó a instrumentar el Plan Solar, una herramienta de promoción de la energía solar térmica para el sector residencial. El objetivo del Plan Solar fue la promoción mediante la eliminación de las dos principales barreras que se observaron en la instalación de equipamiento solar en los hogares: la inversión inicial y el desconocimiento sobre los beneficios reales de esta tecnología.

Esta medida se llevó a cabo mediante cinco instituciones coordinadas: la Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), la empresa UTE, el Banco Hipotecario del Uruguay (BHU), el Banco de Seguros del Estado (BSE) y la Unidad Reguladora de Servicios de Electricidad y Agua (URSEA).

En cuanto a la barrera de inversión inicial del equipamiento, el BHU lo financiaba en 60 cuotas (cinco años), de modo que el valor de la cuota era muy similar al ahorro en electricidad. Por su parte, UTE brindaba un bono de eficiencia a las familias adheridas al plan de $ (pesos uruguayos) 700 + IVA durante 24 meses descontado en la factura de electricidad.

UTE realizó una fuerte campaña en los medios de modo de informar a las familias, apuntando a eliminar la segunda barrera mencionada. El BSE por su parte, intervino asegurando por un período de cinco años el equipamiento y logrando así que la inversión para las familias sea más segura. Este seguro cubría robos, clima (granizo, vientos), vandalismo, etc.

Como resultado de estas medidas se puede observar la instalación de paneles solares a partir del 2012 en los gráficos siguientes. En seis años el número de instalaciones llegó a 1.800.

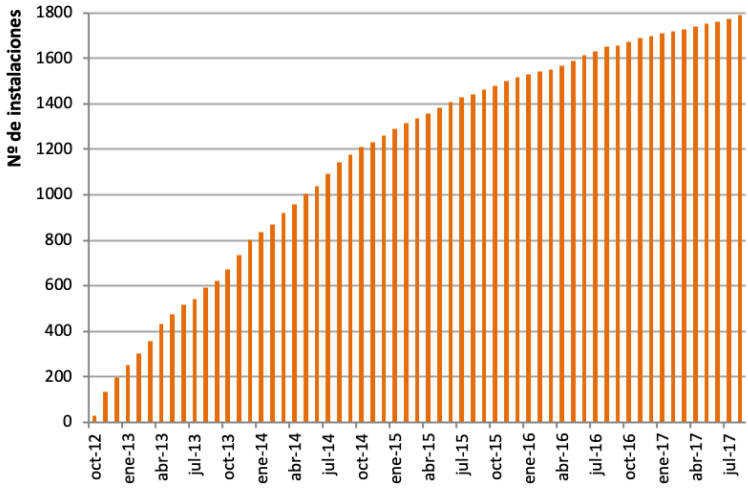


Gráfico 6. Número de instalaciones acumuladas. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

Si se analiza la instalación en términos de superficie (m^2) se tiene que al 2018 se superó los 77.000 m^2, lo que representa 22 m^2/1.000 habitantes.

En relación a la energía solar fotovoltaica en 2013 se desarrolló un proyecto piloto (acuerdo de cooperación entre Japón y Uruguay) en el norte del país, que consistió en la instalación de

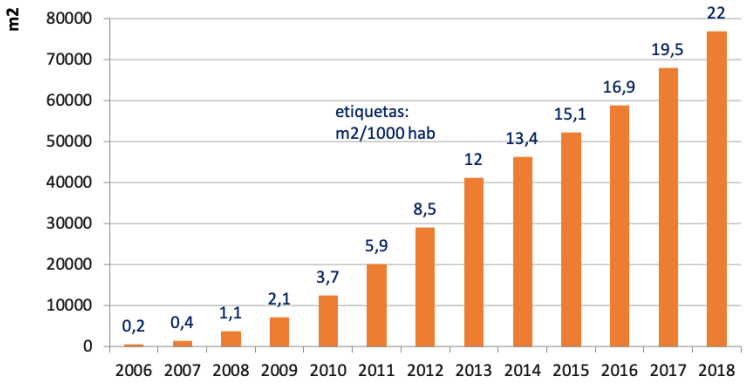


Gráfico 7. Superficie instalada en m². Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

480 kW. Este proyecto tuvo como principales objetivos el desarrollo de capacidades nacionales, la formación de profesionales y técnicos y la evaluación del desempeño de la tecnología.

En el mismo año se llevó a cabo un proceso licitatorio en el marco del Decreto N° 133/2013, que promovía la celebración de contratos especiales de compra-venta de energía de fuente solar fotovoltaica en el territorio nacional. Análogamente a las demás fuentes renovables, se exigía un mínimo (20%) de componente nacional en la inversión.

Al 2018, se contaba con una capacidad instalada de 248,4 MW principalmente en el norte del país.

3.3 Biomasa

La biomasa no tradicional es otra de las fuentes que se promovió a partir del 2005. Dentro de esta calificación se encuentran los residuos forestales, la cáscara de arroz, el bagazo, el licor negro, entre otros. La leña es excluida ya que en Uruguay es considerada una fuente tradicional.

Una de las primeras medidas llevadas a cabo fue la evaluación del recurso y su georreferencia a lo largo del territorio.

A partir del 2009 se realizaron convocatorias para la instalación de centrales de generación a partir de esta fuente con un mecanismo similar al de la energía eólica. De las licitaciones se obtuvieron precios de la energía eléctrica de entre 60 y 90 USD/MWh.

El Gráfico 8 muestra la evolución de la potencia instalada a partir de biomasa, en la que se parte de 14 MW en 2006 y se llega en 2016 a 424,6 MW, manteniéndose hasta el año 2018. Cabe señalar que de esta cifra, 340 MW corresponden a las industrias de celulosa (160 MW a UPM y 180 a Montes del Plata), que utilizan parte de la energía generada en su proceso de producción y el remanente lo vuelcan a la red eléctrica.

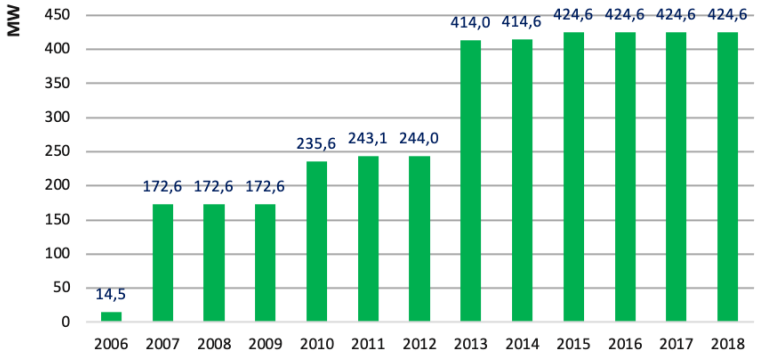


Gráfico 8. Potencia instalada biomasa. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

Además de la promoción de la generación de energía a gran escala con fuentes renovables, a partir de 2010 se implementó un mecanismo para desarrollar la **microgeneración**. Lo novedoso (ya existía generación de electricidad a pequeña escala) fue que los usuarios de baja tensión podían generar su propia energía y vender sus excedentes a la red eléctrica. Como consecuencia, a partir del 2013 se dio un crecimiento importante en la instalación de paneles solares fotovoltaicos, alcanzando los 7.000 KW de potencia instalada.

Además de la generación de electricidad con biomasa, se impulsó a través de una ley el desarrollo de los **biocombustibles** a partir de materia prima nacional. La Ley Nº 18.195/2007, tiene como objetivo el fomento, la regulación y la comercialización de los biocombustibles. Asimismo apunta a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, promoviendo el desarrollo local en zonas del país económicamente deprimidas, las inversiones y la incorporación de equipos y materias primas nacionales.

La ley establece un mínimo de mezcla de etanol con gasolina y de biodiesel con gasoil de 5% a partir de 2012. La materia prima para el etanol es fundamentalmente caña de azúcar y sorgo dulce y el biodiesel se produce a partir de girasol, soja, canola, sebo y aceite de fritura. La producción de los agrocombustibles ha crecido desde sus comienzos, así como los porcentajes de mezcla que han superado los mínimos establecidos por ley, registrando su máximo en el 2016 de 10% en el caso del etanol con la gasolina y 7% en la mezcla de biodiesel con gasoil.

3.4. Impactos

El conjunto de acciones tendientes a promover la transformación en la matriz energética resultaron en cambios muy importantes, no sólo en el sector energético sino en la economía del país. A modo de conclusión se plantean los siguientes impactos.

3.4.1. Impactos en el sector energético

En primer lugar, se puede analizar el sector eléctrico, en el que la transformación se hace muy visible. Tal como lo muestra el Gráfico 9 a partir del año 2006 se aprecia un crecimiento sostenido de la potencia instalada, la que en el período 2006-2018 más que se duplica, pasando de 2.249 MW en 2016 a 4.912 MW en 2018, lo que representa un crecimiento de 118%. Este crecimiento se basa en la introducción de potencia a partir de biomasa, eólica y solar fotovoltaica, tal como se mostró anteriormente.

Además, un aspecto fundamental en esta transformación es la diversificación en las fuentes de generación. Mientras que previo a estas medidas el mix consistía básicamente en hidroenergía y fuentes fósiles, en la actualidad se cuenta con un conjunto de fuentes complementarias, la mayoría de origen renovable.

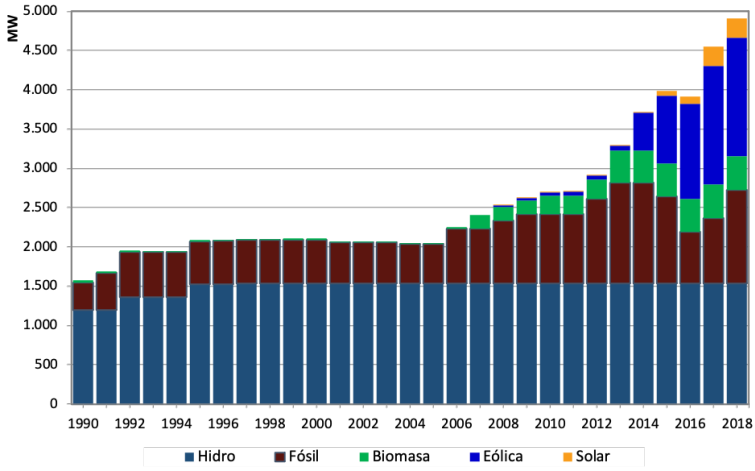


Gráfico 9. Potencia instalada. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

La generación de electricidad por fuente (Gráfico 10) presenta una diversificación mayor en los últimos años, evidenciándose que a la vez que crece la participación de las diferentes fuentes renovables, disminuye la de las fuentes fósiles.

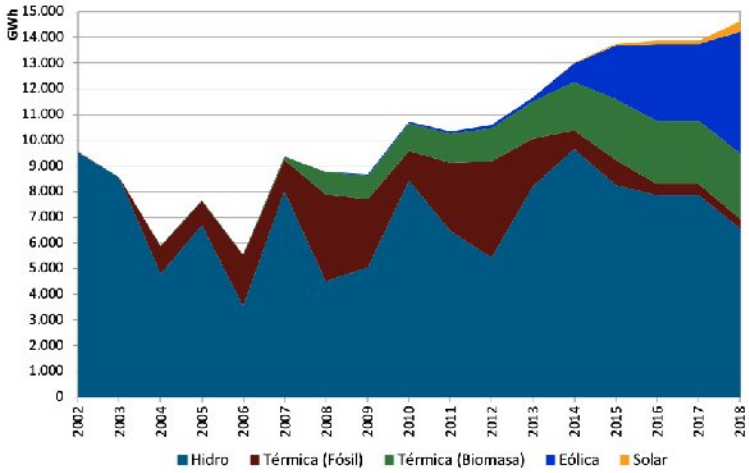


Gráfico 10. Generación de electricidad por fuente acumulado. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

Si bien la participación de cada fuente en la generación de electricidad es variable (debido a la variabilidad que aporta la hidráulica), si se toma el año 2015 como referencia (año para el cual se definieron las metas antes mencionadas), se tiene que el aporte de las fuentes renovables a la matriz eléctrica fue de 93%, de las cuales las renovables no convencionales representaron el 32%, duplicándose la meta de 15% establecida en la Política Energética para dicho año (Gráfico 11).

La matriz eléctrica del 2018 presentó una contribución de 97% de fuentes renovables, de las cuales el 52% correspondió a renovables no convencionales (manteniéndose la participación de la biomasa en un 17%, la eólica ascendió a un 32% y la solar se ubicó en 3%).

Estas cifras evidencian la sustitución de las fuentes de origen fósil por las renovables no convencionales.

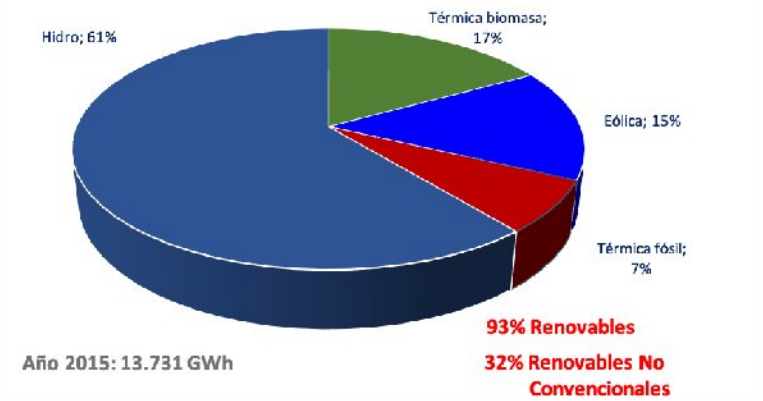


Gráfico 11. Generación de electricidad por fuente – Año 2015. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

Al considerar el sector energético en su conjunto, se puede analizar el abastecimiento de energía total por las diferentes fuentes. El Gráfico 12 muestra por un lado que si bien los derivados de petróleo continúan teniendo una participación importante en la matriz global (explicado principalmente por el consumo del sector transporte), en los últimos años se observa que pierden participación. Al mismo tiempo se aprecia un importante crecimiento en el peso de la biomasa y de la eólica.

En 2015 (Gráfico 13) el aporte de los derivados de petróleo fue de 42% y en 2018 se alcanzó el 39% de la matriz global. Nótese que en el período 2000-2008 se ubicaba en 55%, considerando el promedio en el período.

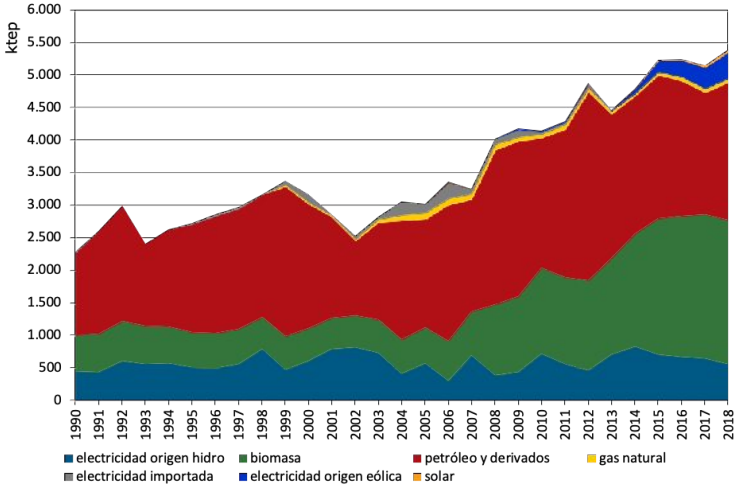


Gráfico 12. Abastecimiento de Energía por fuente acumulado. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

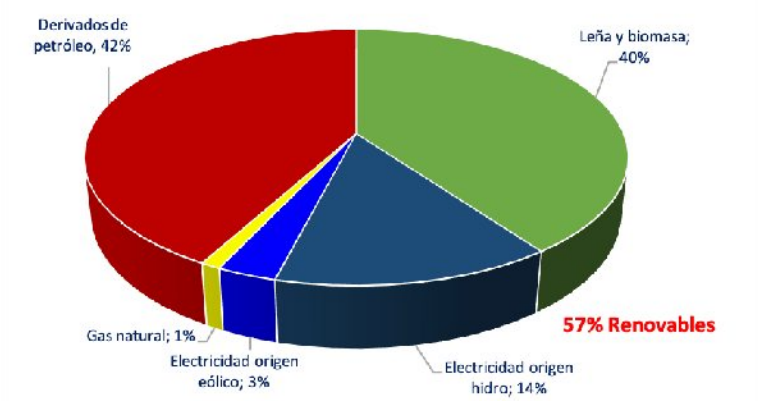


Gráfico 13. Matriz de abastecimiento 2015. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

En el año 2015, al sumar el aporte de la biomasa, la energía de origen eólico y de origen hídrico, se llega a que el peso de las energías renovables en la matriz global de abastecimiento fue de 57%, superando la meta de 50% que establecía la política energética.

Como se señaló anteriormente al presentar la matriz de electricidad, las energías renovables continuaron creciendo y ganando participación en los años siguientes. En 2018 la matriz de abastecimiento cuenta con un 60% de energías renovables.

3.4.2. Impactos económicos

La incorporación de las fuentes renovables en la matriz eléctrica y la reducción de los fósiles han provocado una caída de los costos medios de abastecimiento. En el Gráfico 14 se aprecia cómo dichos costos disminuyen abruptamente a partir del 2011 (la línea del centro representa el promedio, mientras que la superior e inferior corresponden a crónicas hidrológicas más secas y húmedas respectivamente), pasando de USD/MWh 73 a 46 en 2016 (último dato disponible).

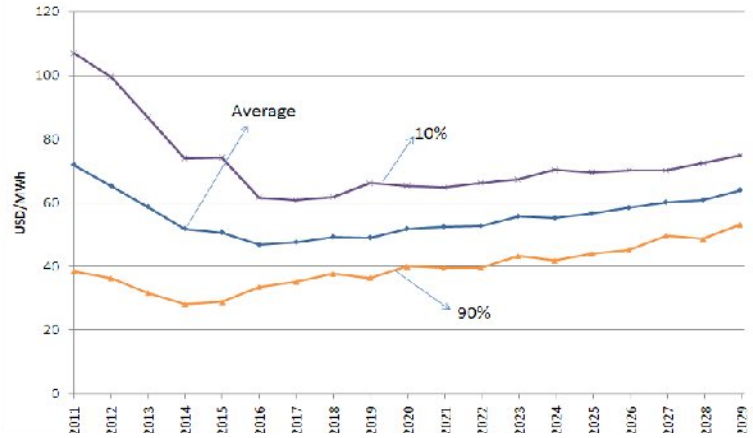


Gráfico 14. Costos medios de electricidad. Fuente: Elaboración propia en base a información de Dirección Nacional de Energía.

También relacionado con el sector eléctrico, los cambios introducidos permitieron contar en la actualidad con una oferta mucho más diversificada, no sólo en términos de fuentes energéticas, sino también en términos de proveedores, con una multiplicidad de actores que antes no existía.

Esto tiene al menos dos consecuencias muy importantes. La primera consiste en el cambio de escala en la generación de electricidad. Antes, para ser competitivo, se debían instalar centrales de gran porte (de cientos de MW) mientras que la introducción de las renovables permitió tener parques o centrales de generación de decenas de MW e incluso menores.

La segunda consecuencia refiere a la descentralización de la generación de energía eléctrica. Mientras que históricamente se concentraba en cuatro puntos del país, en los últimos años se distribuye a lo largo de todo el territorio nacional generando externalidades positivas y contribuyendo al desarrollo local.

La transformación energética también tuvo un impacto importante sobre una de las principales variables de la economía: la inversión. En el período considerado, la inversión (tanto pública como privada) se ubicó en aproximadamente 8.000 millones de dólares, lo que significa que el país ha invertido por año más de 3% del PBI en infraestructura energética. Esta cifra ha superado ampliamente la de América Latina y en 2016 Uruguay fue calificado en quinto lugar en el mundo por la REN21 (Renewables Global Status Report) de acuerdo al indicador de *Inversión en energía renovables/PBI.*

Asimismo, es de destacar el alto nivel de generación de empleo asociado a dicha inversión, por un lado en la etapa de construcción de los parques y centrales generadoras (de acuerdo a cifras calculadas en la Dirección Nacional de Energía ascendería a 50.000) y por otro lado los empleos directos e indirectos que ascienden a cerca de 5.000 puestos de trabajo.

Por último, el cambio en el comercio exterior de electricidad entre Uruguay y sus países limítrofes: Argentina y Brasil. En los años previos a la transformación energética el país presentaba un saldo negativo (excepto para algunos años de alta hidraulicidad) en sus intercambios de electricidad, es decir, era un importador neto. Esta tendencia se mantuvo hasta el 2009, siendo el último año que se registraron cifras relevantes de importaciones netas de electricidad. En 2014 se revierte dicha tendencia y Uruguay se consolida como exportador neto. Las exportaciones netas de electricidad en el período 2014-2019 representaron en

promedio un 12% de la generación, alcanzando un máximo de 21% en 2019.

Este cambio en el saldo comercial de electricidad, no sólo le permite al país el ahorro de divisas (por la reducción de importaciones netas) sino que la nueva condición de exportador neto resulta en la generación de divisas para el país.

4. Conclusiones

En el año 2005 Uruguay presentaba una matriz energética basada principalmente en sus recursos hídricos, biomasa tradicional (leña) y fuentes fósiles de origen importado. El país enfrentaba el desafío de abastecimiento de una demanda energética creciente con una infraestructura que se encontraba operando en su máxima capacidad (principalmente en el sector eléctrico donde se corría riesgo de no abastecer la demanda). En este contexto se vislumbró la oportunidad de realizar un conjunto de cambios profundos que si bien requerían de altas inversiones y de gran esfuerzo a nivel institucional, significarían un cambio estructural en el sector energético nacional. En este sentido, la Política Energética definida e implementada logró cumplir con su objetivo de transformar el sector energético desde el punto de vista del aprovechamiento de fuentes autóctonas renovables, de configurar una matriz ambientalmente sustentable y lograr la independencia energética. Pero logró además los otros objetivos planteados, aquellos que trascendían lo energético y apuntaban a que la transformación fuera de la mano del desarrollo del sector productivo, de la generación de empleo y capacidades nacionales, de la descentralización, el desarrollo local y el fortalecimiento de las instituciones. El resultado por tanto, no sólo se reflejó en el sector energético sino que además se evidenciaron un conjunto de impactos positivos en la economía del país.

Este conjunto de decisiones tomadas en un contexto de vulnerabilidad y dependencia de la región, fueron el puntapié para lograr posicionar al país entre los líderes mundiales de producción de energías renovables.

Entrevista

Evolución reciente y perspectivas futuras del Sector Eléctrico

Entrevista[1] a Sabino Mastrangelo[2]

Antes de responder sus consultas podemos compartir algunos conceptos básicos que hacen a la especificidad de nuestro sector.

El componente fundamental para un desarrollo productivo, parte de un suministro de electricidad confiable, competitivo y ambientalmente sostenible.

La naturaleza propia del sector eléctrico presenta algunas características muy particulares, como:

- La necesidad de producir la cantidad de energía que es demandada instante a instante.
- La imposibilidad de su almacenamiento en grandes magnitudes y a costos competitivos.
- La necesidad de disponer de una red de transmisión.
- Gigantescas inversiones en equipamiento en cada uno de los principales eslabones (Generación, transmisión y Distribución).
- Lapsos importantes para la concreción de los proyectos a partir de la toma de decisión.
- Períodos muy largos para recuperar el capital invertido.
- Baja sensibilidad de la demanda a variaciones de precios en el corto plazo.
- La electricidad es un Bien esencial con elementos de Bien Público.

Estas particularidades, necesariamente, obligan a analizar y diseñar el comportamiento del sector eléctrico de un modo muy

1 Los editores entrevistaron por escrito a Sabino Mastrangelo.

2 Ingeniero Mecánico, Director de Vinculación Tecnológica de la Escuela Superior Técnica del Ejército, dependiente de la Universidad de la Defensa. sabino@mastrangelo.com.ar

particular. Debiéndose considerar horizontes de mediano y largo plazo como muy pocos sectores económico productivos lo requieren. De modo de obtener un producto con **Calidad** (tensión y corriente), **Seguridad** (capacidad de soportar contingencias) y **Suficiencia** (Instalaciones suficientes para satisfacer la demanda).

Calidad, Seguridad y Suficiencia, son características que se estudian y trazan una política sectorial que procura un desarrollo integral y sostenible, en un marco propio muy específico, que debe tener en cuenta la disponibilidad de los recursos energéticos, los factores de desarrollo industriales y económicos de las diferentes regiones de nuestro país, las cuestiones ambientales asociadas, etc.

Idealmente, disponer de Instituciones Fuertes, un Marco Normativo Estable (con ajustes y adecuaciones previsibles) y un menú de Fuentes de Producción Diversificadas proporcionan un ambiente satisfactorio para un desarrollo sectorial apropiado que permita así alcanzar el suministro eléctrico adecuado que requiere el desarrollo de nuestro país.

Dicho esto, donde los lectores de este trabajo seguramente coincidirán, resta mencionar que es absolutamente necesario por lo mencionado, disponer de Políticas de Estado de Mediano –Largo Plazo.

Políticas de Estado que por nuestra estructura deben consolidarse en el Congreso e imponerse como leyes dónde cada Gestión Administrativa Gubernamental responda en el rumbo que se traza, lo que no debería ser una propuesta rígida, sino que periódicamente debe revisarse en sus metas y objetivos. Estas políticas no pueden llevarse adelante con analfabetos energéticos que ingresan y salen de escena perjudicando notablemente el desarrollo sectorial e induciendo fuertes sobrecostos económicos basados en decisiones personales incoherentes e incomprensibles para un marco de racionalidad y coherencia.

En ese sentido se debe rescatar, como se mencionó, la necesidad de disponer de Instituciones válidas, estables y representativas, entendiendo por Instituciones a las organizaciones públicas, privadas, mixtas, políticas, profesionales, académicas, legislativas, etc. participando, incluso, a un consejo de referentes reconocidos que demuestren su nivel ético e independencia profesional.

Las Políticas de Estado sólo pueden definirse con la participación honesta y consensuada de la comunidad idónea que

ofrezca sus visiones y competencias al servicio del objetivo planteado.

Aquí debe destacarse la necesidad de abordaje multivariable de la cuestión, donde la transversalidad involucra a sectores industriales, económicos, agrícolas, logísticos, energéticos del ámbito de los hidrocarburos, de la electricidad, etc.

Finalizada la introducción, se inicia con las peguntas de la entrevista:

1. Considerando el proceso de privatización del mercado eléctrico ocurrido en el país en la década de los ´90. ¿Según su experiencia cómo se vivió esa transformación y cómo la evalúa con el paso del tiempo?

La transformación del sector iniciada en los en los noventa fue un proceso enmarcado en un contexto más amplio de estabilidad monetaria, claridad regulatoria, idoneidad de funcionarios, disponibilidad monetaria y avances en la tecnología de generación que contribuyó a un éxito inmediato, dónde varios países imitaron algunos aspectos de la transformación ejecutada en nuestro país. Por esos tiempos la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico – CAMMESA recibió más de trescientas delegaciones de 74 diferentes países que se interesaron en verificar las opciones regulatorias que se habían registrado en este proceso.

En ese momento junto con el sistema aplicado en Gran Bretaña y Chile fuimos un modelo de estructuración del sector.

2. ¿Dicha transformación fue aceptada por todos los actores del mercado eléctrico o qué eventuales problemas y soluciones se encontraron?

El ingreso a esa transformación se produce luego de registrarse fuertes restricciones en el suministro eléctrico. La sociedad toda pedía un cambio de rumbo en una organización, que en algunas empresas, se dio con una fuerte desprofesionalización en sus planteles directivos de mayor jerarquía, un notable retraso en los ingresos económicos de las empresas del sector, que deterioró fuertemente la gestión técnica. Por ejemplo, los mantenimientos en los generadores deben hacerse a un número de horas determinado. Si no se ejecutan los mantenimientos programados

preventivos y se continúa operando, lo que se obtiene más tarde o más temprano es una salida intempestiva de la unidad. Esas salidas de servicio forzadas eventualmente se producen en algún momento donde las exigencias de la demanda son altas y ello se traduce directamente, en cortes de suministro.

Empresas de carácter nacional como Agua y Energía Eléctrica con cobertura de servicio prácticamente en todo el país o Hidronor especializada en el proyecto y concreción de múltiples centrales hidráulicas en la zona del Comahue, registraron fuertes quebrantos económicos por parte de gestiones de funcionarios que no alcanzaban a comprender la amplitud de la empresa que tenían en su cartera ministerial.

Incluso el Estado utilizaba a algunas de esas empresas del sector para apalancar préstamos de dinero que al Estado Argentino le resultaba de acceso mas complicado.

Luego esas deudas recaían en las empresas que no recibieron el dinero y que no pudieron hacer los mantenimientos preventivos, alcanzándose así, niveles de indisponibilidad en sus grupos generadores superiores al 80%. Ese deterioro del parque de generación junto a otras cuestiones relacionadas con la demora en la finalización de obras iniciadas por falta de aporte de los fondos necesarios y alguna cuestión relativa al azar de los aportes en los ríos llevó a nuestro sistema a registrar en algún día del verano de 1989 cortes por el 26% del total de la demanda, en un contexto de cortes rotativos programados y cortes no programados.

Ese período lamentable del desenvolvimiento del sector creó en la sociedad un fastidio que consolidó una posición de búsqueda de un cambio estructural.

3. ¿El proceso de privatización produjo cambios profundos en el mercado o se trató mayormente de cuestiones formales? En caso positivo, ¿cuáles fueron las principales diferencias con el esquema anterior?

Efectivamente los cambios fueron muy profundos, las empresas integradas fueron separadas en sus diferentes campos de actuación (Generación Transmisión, Distribución) y desmembradas en diferentes unidades de negocio. Las que fueron privatizadas o concesionadas por diferentes períodos de tiempo.

De una gestión pública de carácter nacional se pasó mayoritariamente a múltiples gestiones privadas, en un marco de alta

competencia recreando las condiciones de un mercado. Con múltiples ofertantes, múltiples demandantes, un producto homogéneo, libertad de entrada y salida, acceso a la información y una señal de precios razonable.

4. Teniendo en cuenta todos los logros obtenidos, por ejemplo, en el desarrollo de la Cuenca del Comahue ¿Por qué se privatizó la empresa HIDRONOR?

La decisión que tomó la autoridad de ese momento era ceder a la gestión privada toda la actividad que se encontraba en el ámbito nacional. En particular la empresa Hidronor fue concesionada por un lapso de tiempo que vence en los próximos años y se tendrá que decidir qué postura se adoptará con relación al carácter de la gestión.

5. ¿Por qué cree Usted que en su momento no prosperó el Proyecto del Paraná Medio?

El Proyecto Paraná Medio es un proyecto que podríamos calificar como faraónico por su envergadura y peso económico. Probablemente se evaluó que existen otros proyectos alternativos con mejor posicionamiento.

6. ¿Cómo fue el proceso de incorporar tecnología nuclear en la matriz eléctrica argentina?

Las centrales nucleares aportan una fracción relevante en nuestra matriz de generación, con sus características: desde el punto de vista operativo, se desempeñan como unidades de base, donde incluso han alcanzado records mundiales en horas de operación y disponibilidad (Lo que expone el nivel de profesionalismo existente en ese sector). Ojalá exista una definición clara para que se profundicen las tareas en este sector donde nuestros técnicos sobresalen por su profesionalismo a nivel mundial.

7. ¿Cree Usted que la masiva incorporación del gas natural en el sistema energético constituyó la principal causa del freno a los desarrollos hidroeléctrico y nuclear?

De ninguna manera, las características propias de nuestra generación hidráulica, presentan ciertas particularidades en su comportamiento hídrico estadístico con variabilidades que necesariamente requieren de generadores de potencia firme donde las nucleares (operando en la base) y las térmicas (en semibase y punta) se complementan perfectamente. Operando con gas natural, encontramos la combinación ideal, con la tecnología existente, para aprovechas nuestros recursos con menores emisiones contaminantes.

8. ¿De qué forma cree usted que las políticas gubernamentales afectaron a la matriz energética argentina a lo largo de su desarrollo?

Los vaivenes de la política influyen e influyeron en nuestro sector desde el momento en que se inició la actividad eléctrica en nuestro país. Por momentos la subordinación a intereses foráneos y por momentos la escasa visión de algunos funcionarios de turno, contribuyeron muy negativamente en nuestro sector.

Tome Ud nota de cuantos directores tuvo EDF[3] desde su creación. Verá que su gestión se sostenía por varios gobiernos. En nuestras empresas nacionales encontrará que el promedio está en el orden del año, con funcionarios, más o menos idóneos, que ingresaban y salían de la actividad pública sin poder siquiera presentar y sostener alguna idea en su tiempo de gestión.

9. ¿Cómo ha sido la evolución de la incorporación de energías renovables en la matriz eléctrica argentina y qué desafíos operativos ha presentado?

El proceso de inserción es de baja intensidad lo que nos posibilita una adaptación progresiva a estas tecnologías. Con baja penetración de renovables intermitentes la operación del sistema no presenta alteraciones apreciables. Sin embargo, con

3 Électricité de France S.A., conocida comúnmente como EDF, es una empresa multinacional francesa de servicios eléctricos, en gran parte propiedad del Estado francés.

una inyección de valores altos de potencia, se deberá acomodar el despacho de las distintas alternativas de generación, para posibilitar el mayor aprovechamiento de las renovables, así como también se deberá disponer de mayor cantidad de rotores de acción rápida que admitan rampas de toma de carga y de descarga en tiempos muy cortos. Podrán aparecer luego alternativas de almacenamiento que contribuyan a estabilizar las variaciones rápidas de las intermitentes, pero mientras tanto deberemos contar con unidades térmicas que admitan esas variaciones rápidas. Las Hidráulicas reaccionan en tiempos más largos. Lo que no escapa a su entendimiento es que este modo de operación implica mayores costos, forma parte de las externalidades asociadas a la inserción de las renovables intermitentes.

10. ¿Cómo piensa Usted que se podrían evitar a futuro los vaivenes que nos impiden avanzar en una matriz para el desarrollo sustentable?

Creo que lo comentamos hace un rato, debemos contar con gente idónea, instituciones y una planificación que vaya marcando el rumbo en el mediano y largo plazo.

11. ¿Qué políticas energéticas recomendaría para disminuir los gases de efecto invernadero y cumplir con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional?

Una diversificación, con la concreción de los proyectos hidráulicos de alta potencia de mayor prioridad, el aporte nuclear con el fuerte apoyo de nuestros técnicos que son sobresalientes en esta disciplina a nivel mundial, la inserción progresiva de otras renovables y el mayor uso del gas natural producido en nuestro país (que permita abastecer nuestras centrales térmic-fósiles sin requerir combustibles alternativos, mas onerosos y contaminantes); entiendo que podrían ser las cuestiones básicas para disponer de una matriz diversificada en proporciones adecuadas para nuestras condiciones particulares de país.

Sobre los editores

Norberto Ruben Coppari
Ingeniero Químico de la UBA, Magister en Reactores y Centrales Nucleares del IUdeN y UTN. Ingresó a CNEA en 1974, prestando servicios en distintas áreas del ciclo de combustible. Desde el año 2007 es subgerente de Planificación Estratégica. Especialización en el exterior en Argonne National Laboratory en EE.UU. y en el Instituto Hrvoje POZAR en Croacia.

Santiago Jensen
Ing. Industrial y Magister en Gestión de la Energía, Jefe de la División Prospectiva y Planificación Energética de CNEA, consultor internacional por el OIEA en el uso del modelo MAED y Docente de la Carrera Ingeniería en Energía de la UNSAM.

Mariela Iglesia
Estudiante avanzada de Ing. Química de la UBA, analista de planificación energética y consultora internacional por el OIEA en el uso del modelo MESSAGE. Coordinadora General de la Publicación de la Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina y miembro del Comité Técnico del Boletín Energético, ambas publicaciones de CNEA.

Valeria Cañadas
Ing. Industrial, analista de planificación energética, a cargo de producción, revisión y/o edición de diversos análisis y publicaciones de: oferta y demanda de energía, estudios de localización e infraestructura de centrales nucleares, competitividad técnico-económica y financiera de tecnologías de generación, aplicación y docencia de diversas herramientas de Planificación.

FUTUROS