

VOCES

en el Fénix

ULTIMÁTUM A LA TIERRA

LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS A NIVEL MUNDIAL TIENEN UN HORIZONTE DE AGOTAMIENTO. LA CONTAMINACIÓN Y LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO VUELVEN CADA VEZ MÁS DIFÍCIL LA SUPERVIVENCIA DEL PLANETA. ES URGENTE UN CAMBIO EN LAS PAUTAS DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO, Y LA UTILIZACIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS PARA LOGRAR LA SOSTENIBILIDAD AMBIENTAL.



sumario n°10 octubre 2011

editorial

ENERGÍA: UN INSUMO PARA EL DESARROLLO

Abraham Leonardo Gak



Voces en el Fénix
es una publicación
del Plan Fénix

ISSN 1853-8819

Registro de
la propiedad
intelectual en
trámite.

Los artículos firmados expresan las
opiniones de los autores y no reflejan
necesariamente la opinión del Plan Fénix ni
de la Universidad de Buenos Aires.

A 20 AÑOS DE LA PRIVATIZACIÓN DE YPF

I. Sabbatella, E. Serrani

LA DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA / M. Barrera

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN ARGENTINA

F. Sacks

¿QUÉ ES EL GAS NO CONVENCIONAL?

A. Carignano

GAS Y PETRÓLEO NO CONVENCIONAL

M. Gutman, M. Matranga

UREE: CAMPAÑA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA IMPLEMENTADA EN LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO / M. Rubio

AEROGENERADORES

P. Laria, S. Cabezas, V. Rama, J. Rodríguez

CENTRAL ELÉCTRICA ESCUELA EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

A. Palavecino, C. Labriola

¿EN QUÉ Y CÓMO PUEDE AFECTAR LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA?

A. Cadena, R. Delgado, M. Espinosa

EL COSTO DE CAPITAL EN LA INDUSTRIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA / A. Mateo Ruiz

ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE CAPITAL (O INVERSIÓN) EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA Y SU IMPACTO... / S. Botero Botero

¿DE QUÉ ENERGÍA SUSTENTABLE ESTÁN HABLANDO? / J. Da Costa

EL MECANISMO PARA UN DESARROLLO LIMPIO EN AMÉRICA LATINA / O. Girardin

BONOS DE CARBONO Y PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN COLOMBIA

F. Sierra, C. Guerrero Fajardo

SOSTENIBILIDAD Y ENERGÍA EN AMBIENTES URBANOS / C. Garibotti

ENERGÍA Y POBREZA / R. Kozulj

AUTORIDADES DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Decano

Alberto Edgardo Barbieri

Vicedecano

Luis Pérez Van Mórlegan

Subsecretario General

Walter Berardo

Secretario Académico

José Luis Franza

Secretario de Planeamiento y Evaluación Educativa

Juan Carlos V. Briano

Secretario de Investigación y Doctorado

Eduardo Scarano

Secretario de Hacienda y Administración

César Humberto Albornoz

Secretario de Extensión Universitaria

Emiliano Yacobitti

Secretario de Bienestar Estudiantil

Federico Saravia

Secretario de Relaciones Internacionales

Jorge Brugnoli

Secretario de Graduados

Catalino Núñez

Director General de la Escuela de Posgrado

Catalino Núñez

CONSEJO DIRECTIVO DE LA FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Claustro de Profesores

TITULARES

Humberto Luis Pérez Van Morlengan
María Teresa Casparri
José Luis Giusti
Enrique Luis Scalone
Leopoldo Halperin Weisburd
Walter Fabián Carnota
Gerardo Fernando Beltramo
Pablo Rota

SUPLENTES

Héctor Chyrikins Heriberto
Horacio Fernández
Juan Carlos Aldo Propatto

Claustro de Graduados

TITULARES

Luis Alberto Cowes Rubén
Antonio Arena
Jaime José Korenblum
Álvaro Javier Iriarte
SUPLENTES
Héctor Molina
Guillermo Seyahian
Juan Carlos Jaite
Fernando Juan Franchi

Claustro de Estudiantes

TITULARES

Juan Manuel Oro
Pablo Martín Belluscio
María Laura Fernández
Schwanek
Natalia Guidolin
SUPLENTES
Mayra Daniela Trujanovich
Arturo Pozzali
Bruno Razzari Brion
César Agüero

staff

DIRECTOR

Abraham L. Gak

COMITE EDITORIAL

Eduardo Basualdo
Rubén Berenblum
Aldo Ferrer
Oscar Oszlak
Fernando Porta
Alejandro Rofman
Federico Schuster

COORDINACIÓN TEMÁTICA

Roberto Kozulj

SECRETARIO DE REDACCIÓN

Martín Fernández
Nandín

PRODUCCIÓN

Paola Severino
Erica Sermukslis
Tomás Villar

CORRECCIÓN

Claudio M. Díaz

FOTOGRAFÍA

Sub [Cooperativa de Fotógrafos]

DISEÑO EDITORIAL

Alejandro Santiago

DESARROLLO Y DISEÑO DEL SITIO

Leandro M. Rossotti
Carlos Pissaco

REPORTAJES AUDIOVISUALES

PRODUCCIÓN PERIODÍSTICA Y ENTREVISTAS
Martín Fernández
Nandín

REALIZACIÓN

Pablo Martínez
Flavia Médici
Marcelo Perera
ION audiovisual

ENERGÍA: UN INSUMO PARA EL DESARROLLO

Todo proyecto de país, que busque un desarrollo sostenible, debe tener, además de un importante nivel de inversión, las fuentes de energía suficientes para abastecer una demanda creciente de la misma, propia de la dinámica de expansión deseada.

Sin energía suficiente y a precios razonables nos veríamos compelidos a vivir en un país dependiente y pobre. No es posible concebir una producción equilibrada en producción primaria e industrial que pueda sostener no sólo un volumen exportable significativo sino, fundamentalmente, un mercado interno activo que asegure el consumo para todos, si no está garantizado el nivel suficiente de energía para mantener ese proceso en el tiempo.

Con una provisión insuficiente de energía deberíamos limitarnos a depender cada vez más del agro, que como bien sabemos, no puede generar empleo suficiente ni riqueza distributable equitativamente.

El satisfactorio comportamiento de nuestra economía en los últimos años, ha sido posible, en alguna medida, gracias a que la demanda de energía ha sido satisfecha en tiempo y forma.

Ante una proyección de crecimiento sostenido de nuestra economía, la demanda de energía para cubrir las necesidades futuras será similar a la estimada por los países centrales; debemos pensar entonces en un incremento de la producción de energía de más del 50% para los próximos años.

Cuatro son los caminos a recorrer para satisfacer esta demanda creciente de energía. Uno es la utilización de nuestros ríos para producirla; el segundo es ampliar la producción de energía nuclear (con todos los debates que esto implica, sobre todo en lo referido a normas de seguridad y contaminación); el tercero, incrementar fuertemente la exploración y descubrimiento de reservas de hidrocarburos, inclu-

editorial



sive utilizando cada vez más sofisticadas metodologías, que muchas veces incrementan el riesgo para el medio ambiente; y cuarto, la búsqueda permanente de alternativas a la producción de hidrocarburos. Como fuere, todos estos caminos implican avanzar en la diversificación de nuestra matriz energética.

En este sentido, nuestro país tiene una posición a nuestro juicio, ventajosa. Ya sea por la posibilidad de desarrollar tecnologías sustitutivas a la tradicional extracción petrolera y gasífera, o por la capacidad de incorporar paulatinamente a la matriz, fuentes de energía renovable como por ejemplo la solar y la eólica, a la que se suma la producción de biocombustibles a partir de la actividad agrícola (con los riesgos que esto implica en materia de alzas de precios y bajas en las cantidades disponibles de alimentos para cubrir los requerimientos de la población).

Pero hay un condicionante fundamental para lograr estos objetivos, la necesidad de contar con un plan estratégico específico, que por un lado maximice la producción, y por el otro logre avances tecnológicos que operen en la reducción de

costos de producción y transporte.

Desde luego, debemos contabilizar las asignaturas pendientes que aún posee nuestro sistema, entre ellas la subsistencia de la provisión a una parte significativa de nuestra población –principalmente la porción más vulnerable de la sociedad– de gas envasado a muy alto costo, a pesar de ser subsidiado, y la falta de acceso a la energía eléctrica de pequeños pueblos y parajes que no están integrados al Sistema Interconectado Nacional.

Con esta mirada podemos colegir que la producción de energía está vinculada directamente con la subsistencia o no de amplios bolsones de pobreza e indigencia.

Tomemos conciencia de que hoy en día ya nadie discute la relación entre energía, pobreza y medioambiente. Por todo esto es indispensable incluir, de modo explícito en la planificación económica, esta problemática para mejorar las condiciones de vida de las poblaciones más expuestas.

ABRAHAM LEONARDO GAK
(DIRECTOR)



A 20 AÑOS DE LA PRIVATIZACIÓN DE YPF BALANCE Y PERSPECTIVAS

EL ESTANCAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN Y DE LOS STOCKS DE RESERVAS DESDE LA PRIVATIZACIÓN DE YPF PONE EN RIESGO NO SÓLO EL DESARROLLO INDUSTRIAL SINO TAMBIÉN LOS DERECHOS POLÍTICOS, SOCIALES, CULTURALES Y ECONÓMICOS DE LA POBLACIÓN.
¿QUÉ RESPUESTA DEBE DAR HOY EL ESTADO?



por
IGNACIO
SABBATELLA ¹

ESTEBAN
SERRANI ²



En septiembre de 2012 se cumplirá el vigésimo aniversario de la sanción de la ley 24.145 de “Federalización de los hidrocarburos y privatización de YPF”, un punto de inflexión en la extensa historia energética nacional. Casi dos décadas más tarde, cuando se está discutiendo un nuevo proyecto de país, es oportuno repasar brevemente los 70 años de trayectoria de la YPF estatal, realizar un balance de su privatización y discutir las perspectivas del sector petrolero y gasífero en la Argentina.

Privatización de 70 años de historia

Setenta años antes de su enajenación, en 1922, nació la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales bajo el amparo del gobierno radical de Hipólito Yrigoyen. Su sucesor, Marcelo T. de Alvear, nombraba ese mismo año a Enrique Mosconi al frente de YPF, quien promovió su expansión como una empresa verticalmente integrada, constituyéndose en un modelo a seguir en toda América latina. Eran tiempos de entreguerras en los cuales el capitalismo mundial forjó una matriz energética liderada por los combustibles fósiles. La rivalidad interimperialista por el control de los recursos petroleros mundiales era ejecutada a través de los grandes trusts petroleros, que habían incrementado su interés por el subsuelo argentino a partir del descubrimiento, en 1907, del primer yacimiento en Comodoro Rivadavia.

El resguardo y control del Estado sobre el sector de hidrocarburos por intermedio de YPF se fue profundizando a medida que se consolidaba el proceso de industrialización por sustitución de importaciones (ISI), régimen que exigía un permanente abastecimiento energético a bajo costo y que se potenció durante los dos primeros gobiernos peronistas.

Sin embargo, la trayectoria de YPF no estuvo exenta de controversias entre los partidarios de un monopolio íntegramente estatal y aquellos que

defendían la participación de las petroleras privadas en el mercado. Esa tensión se cristalizaría en la firma de contratos con petroleras extranjeras por parte de Arturo Frondizi y su posterior anulación por parte de Arturo Illia, ambos gobiernos de signo radical. Tampoco estuvo exenta de dificultades en cuanto a la inversión e incorporación de tecnología, lográndose la meta del autoabastecimiento en contadas ocasiones.

El golpe cívico-militar de 1976 interrumpió abruptamente el régimen de ISI. El autodenominado Proceso de Reorganización Nacional llevó adelante una política de liberalización comercial, desregulación financiera y desindustrialización que se materializó en la privatización periférica de YPF, ampliando considerablemente la participación del sector privado a través de contratos de explotación y de servicios para realizar tareas que YPF ejecutaba a un costo menor. Además, una política de precios desfavorable y su utilización como tomadora de fondos del exterior para realizar colocaciones financieras en el mercado interno, dejaron a YPF en una crítica situación de endeudamiento a la vuelta de la democracia.

De ese modo, durante el gobierno de Raúl Alfonsín el endeudamiento se constituyó en la condición de posibilidad del inicio de una política de apertura hacia la participación del sector privado a través del

El resguardo y control del Estado sobre el sector de hidrocarburos por intermedio de YPF se fue profundizando a medida que se consolidaba el proceso de industrialización por sustitución de importaciones (ISI).

Plan Houston, lanzado en 1985, y la desregulación por medio del Petroplan, que no llegó a implementarse dada la entrega anticipada del bastón presidencial a Carlos Menem.

Con todo, hacia fines de la década del ochenta el Estado seguía regulando el mercado a través de la fijación de precios y la asignación de cuotas de crudo para cada refinería, mientras que las empresas privadas tenían contratos de servicio con YPF o se habían asociado con la empresa estatal a partir del Plan Houston. Cabe destacar algunos números que ilustran la situación del sector en 1989:

- El 62% de la extracción de petróleo corría por cuenta de la empresa estatal, mientras que el 35% correspondía a las empresas contratistas que le entregaban su producción a YPF y un 3% a viejas concesiones.
- El rubro exploración (dato clave para entender el presente) históricamente fue desarrollado por la empresa estatal: desde su creación había realizado el 96% de los pozos exploratorios y había descubierto el 90% de las reservas comprobadas.
- El 70% de la refinación de petróleo estaba a cargo de las refinerías de YPF (La Plata, Plaza Huincul, Luján de Cuyo, San Lorenzo, Campo Durán y Dock Sud), mientras que sólo el 30% restante era refinado por el sector privado.
- El peso a nivel demográfico y territorial de YPF se verificaba no sólo en el emplazamiento de infraestructura vial y comunitaria sino también en su extensa red de estaciones de servicio, llegando hasta zonas de muy baja densidad poblacional y por lo tanto de menor rentabilidad. Contaba con el 49% del mercado en las provincias centrales y el 67% en las provincias periféricas.

La rica historia de la empresa estatal llegó a su fin en 1992, el mismo año que Gas del Estado, en el marco de la hegemonía neoliberal. En sus primeros seis meses de gobierno, Menem había dictado tres decretos que desregulaban el sector, estableciendo, entre otras medidas, la libre disponibilidad

de los hidrocarburos extraídos. Por consiguiente, desde el Estado se operó la transformación de la concepción dominante del petróleo como recurso estratégico a commodity, despojándolo de todo sesgo estratégico en función de la libre apropiación y comercialización en manos del capital petrolero.

Gobierno, petroleras y medios de comunicación se congeniaron para justificar la venta de la empresa pública más grande del país. Adujeron su supuesta ineficiencia; el endeudamiento al que estaba sometida y las continuas pérdidas que arrojaba; la necesidad de obtener fondos para cumplir las metas fiscales con el Fondo Monetario Internacional en el marco del Plan de Convertibilidad, la imposibilidad de las empresas privadas de competir en igualdad de condiciones en un mercado desregulado y hasta la prescindencia de una empresa estatal para el manejo de un recurso que ya no era estratégico.

El trámite de sanción de la ley encontró algunos escollos por parte de la oposición, trabajadores y contados legisladores del bloque oficialista, pero obtuvo el aval de bloques aliados y del propio Sindicato Unido de Petroleros del Estado (SUPE). Finalmente, la promulgación de la ley 24.145 estableció, entre otras medidas:

- La aprobación de lo dispuesto por el decreto N° 2.778 del Poder Ejecutivo Nacional de fecha 31 de diciembre de 1990 que transformó a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado en YPF Sociedad Anónima.
- La división del capital social de la empresa en acciones Clase "A" en un 51% para el Estado nacional; acciones Clase "B" que podían adquirir los Estados provinciales hasta un 39%; acciones Clase "C" que podía adquirir el personal hasta un 10% bajo el régimen de Propiedad Participada; y acciones Clase "D", aquellas que el Estado nacional y las provincias le vendieran al capital privado.
- La venta de al menos el 50% de las acciones en las bolsas de valores en un plazo máximo de tres años. El Estado nacional debía conservar como mínimo el 20% del capital accionario hasta la sanción de una nueva ley.
- La federalización de los hidrocarburos, medida que no se validó completamente hasta 2006 con la sanción de la "ley corta" (ley 26.197).

El proceso de fragmentación y enajenación de los activos de YPF abarcó la concesión de yacimientos que representaban el 50% de la extracción en aquel entonces; la venta de 3 de las 6 refinerías

que operaba; la venta de la totalidad de la flota de barcos y aeronaves que la constituían en la segunda empresa más importante en los rubros de navegación y aeronavegación; la venta de 52 equipos de perforación, oleoductos, equipos de despacho en puertos, entre otros activos considerados “no estratégicos” para la rentabilidad de la empresa bajo la conducción privada.

El correlato lógico de la transformación empresarial de YPF fue el amplio proceso de reestructuración de la plantilla laboral de la empresa. De los 51.000 trabajadores que tenía antes de su privatización, quedaron 5.690 en 1995, es decir, una reducción del 88,9% en apenas 6 años a través de una sistemática política de retiros voluntarios, jubilaciones anticipadas, despidos directos y cesantías.

Dado que en 1995 una nueva ley autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a reducir su tenencia del paquete accionario hasta una sola acción, la “acción de oro”, cuatro años más tarde la petrolera española Repsol compró el 98,23% de la empresa. De esta manera, Repsol se transformó en la novena petrolera del mundo, con ventas por más de 27.000 millones de dólares, una producción diaria superior al millón de barriles y la cuadruplicación de sus reservas de petróleo y gas natural. El fuerte endeudamiento al que se sometió para comprar YPF, generó por parte de Repsol una estrategia de contracción de las inversiones de riesgo, adquisición de nuevas áreas en países con perspectivas geológicas más

Desde el Estado se operó la transformación de la concepción dominante del petróleo como recurso estratégico a commodity, despojándolo de todo sesgo estratégico en función de la libre apropiación y comercialización en manos del capital petrolero.

rentables, “monetización” de las reservas de gas y obtención de grandes dividendos en el corto plazo.

Tras la crisis político-económica de 2001 y la devaluación del tipo de cambio, la política estatal se orientó a una mayor regulación del mercado de hidrocarburos mediante la aplicación de retenciones y la creación de una nueva empresa estatal, Enarsa, cuya principal función es importar gas y combustibles con el fin de cubrir los déficits energéticos generados por el sector privado. A fines de 2007, el nuevo escenario político propició que el Grupo Petersen, encabezado por empresarios argentinos al mando de la familia Eskenazi, comprara el 14,9% de YPF S.A. En mayo de 2011 adquirió otro 10% y, por lo tanto, la composición accionaria de la ex petrolera estatal quedó conformada de la siguiente manera: 58,23% en manos de Repsol, 25,46% del Grupo Petersen y el 16,31% restante corresponde a fondos de inversión internacionales. La denominada “argentización” de YPF aún tiene más interrogantes que certezas, incluso con el anuncio del descubrimiento de megayacimientos de petróleo y gas no convencional. La experiencia de las últimas dos décadas indica que el comportamiento de las petroleras privadas no varía según su procedencia nacional o extranjera: todas ellas se han orientado a maximizar sus ganancias y a reducir sus inversiones en territorio argentino.

Balance

La prédica neoliberal sostuvo que con las privatizaciones, la apertura comercial y la desregulación de los mercados se pondrían fin a décadas de privilegios para ciertas industrias “ineficientes”, que sólo habían podido prosperar al amparo de la protección arancelaria y de los contratos con empresas y reparaciones públicas. Así, se desmanteló gran parte de las funciones empresarias del Estado mediante la privatización de sus principales empresas, entre ellas, una de sus históricas insignias: YPF.

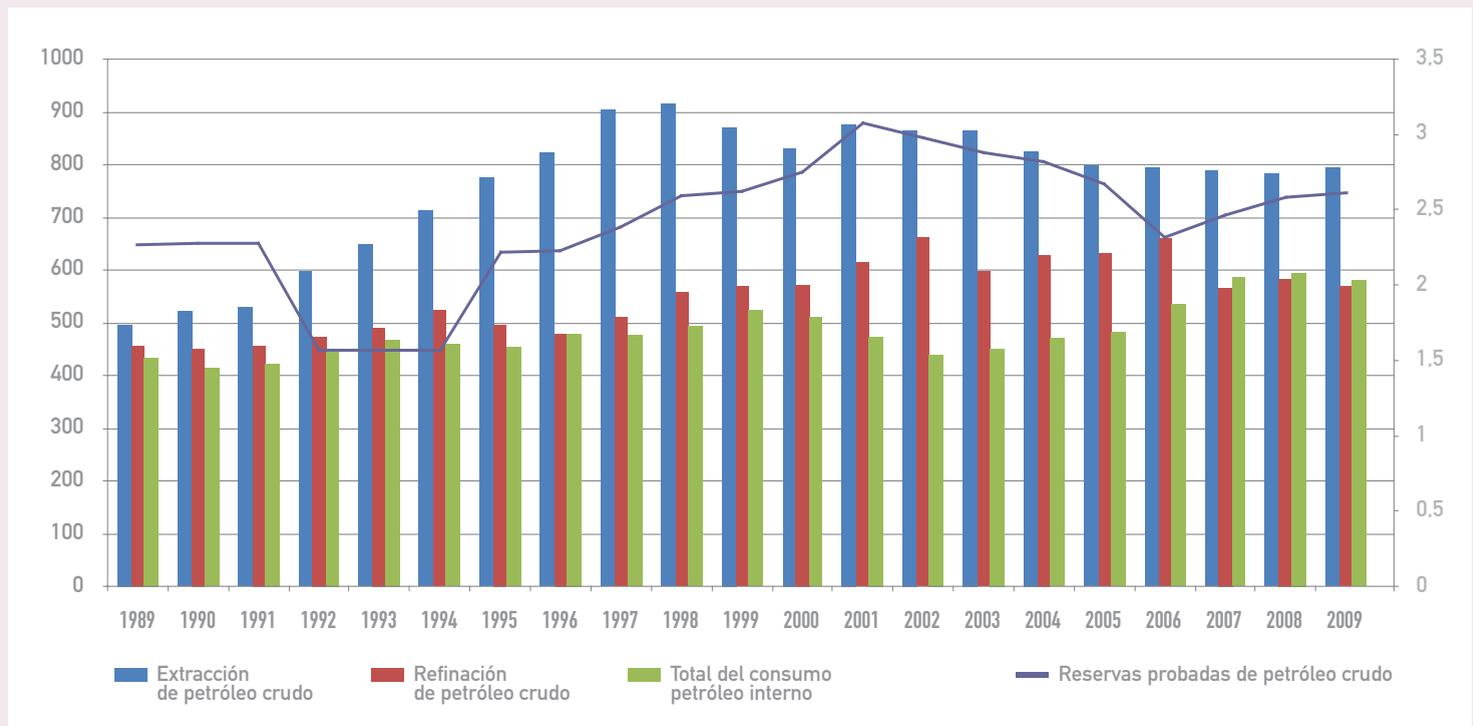
Sin lugar a dudas, a 20 años de la privatización de la petrolera estatal, el balance de la política de hidrocarburos no puede ser menos optimista, ya que su traspaso al sector privado no logró resolver los principales problemas que buscaba solucionar: el estancamiento de la producción y de los stocks de reservas probadas y la falta de inversiones de riesgo en la exploración de nuevos yacimientos.

Efectivamente, en los años inmediatamente posteriores a la privatización de YPF, reformas estructurales mediante, la extracción de hidrocarburos se aceleró a partir de una sobreexplotación de la dotación de reservas que habían sido descubiertas, en su mayoría, por inversiones hundidas realizadas por YPF mientras era estatal. Así, con saldos producidos por encima de la demanda interna, con el mercado desregulado y sin una empresa estatal que ordene la dinámica interna del sector, una de las principales vías de captación de renta por parte de las principales firmas fue exportar los hidrocarburos sin incorporarles valor agregado.

En cuanto al petróleo, la relación entre el alza de la extracción, la explosión de las exportaciones de crudo, el estancamiento de la refinación y la estabilidad de la demanda interna fue la lógica

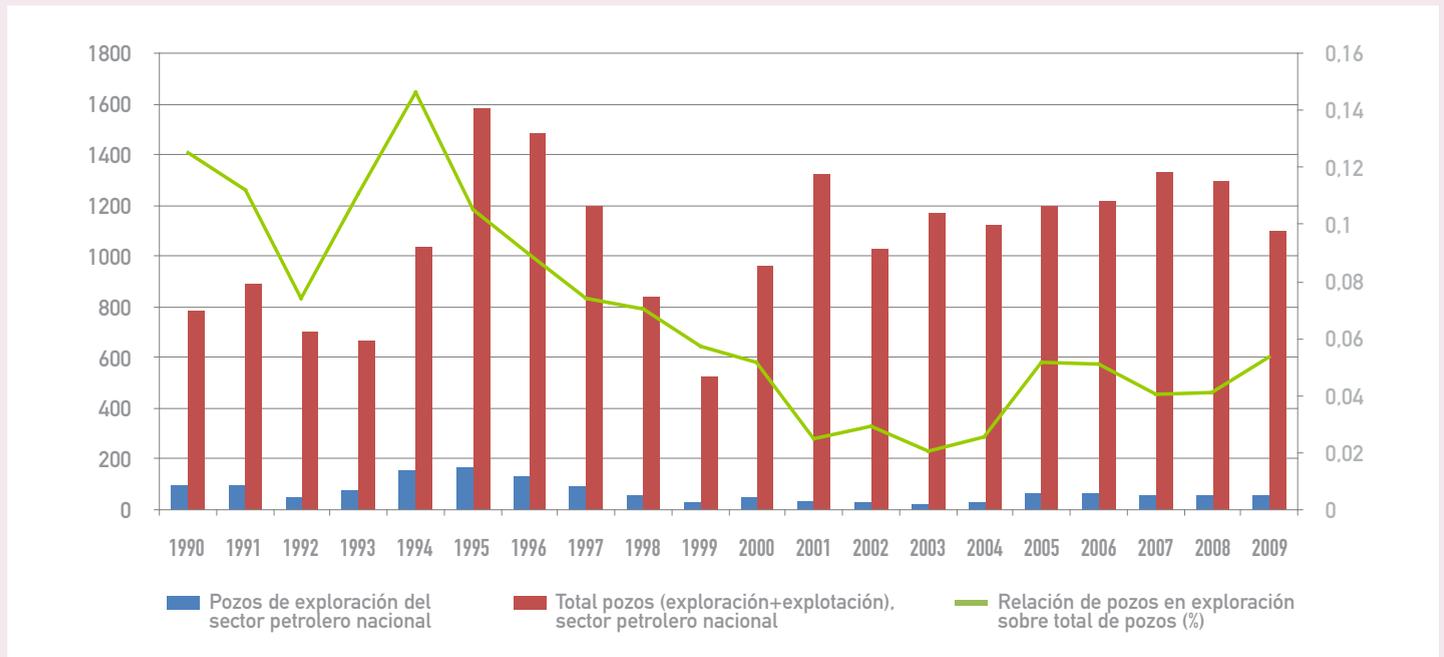
La transferencia al sector privado de la explotación del gas derivó en una depredación de las reservas comprobadas. La apertura de las exportaciones, sumada a una sostenida caída de la exploración, tuvo como resultado la drástica caída del horizonte de reservas a lo largo del período.

GRÁFICO 1. Total de extracción de petróleo crudo (miles de barriles diarios), de refinación de petróleo crudo (miles de barriles diarios), del consumo petrolero interno (miles de barriles diarios) y de las reservas probadas de petróleo crudo (billones de barriles). Argentina. 1989-2009



Fuente: Elaboración propia en base a información estadística de la Energy Information Administration, Estados Unidos. <http://www.eia.gov/>

GRÁFICO 2. Pozos en exploración, pozos en desarrollo y participación porcentual de los pozos en exploración sobre los pozos totales. Argentina. 1990-2009.



Fuente: Elaboración propia en base a la información suministrada por la Secretaría de Energía de Argentina

que estructuró, en líneas generales, la década de la convertibilidad (1991-2001) (Gráfico 1). Luego de la devaluación de 2002, y con el cambio interno en los precios relativos junto a las retenciones, se fue volviendo cada vez menos atractivo exportar el crudo producido con libre disponibilidad. A partir de allí, se acentuaron las exportaciones de los refinados, especialmente en el período 2001-2007 (Gráfico 3).

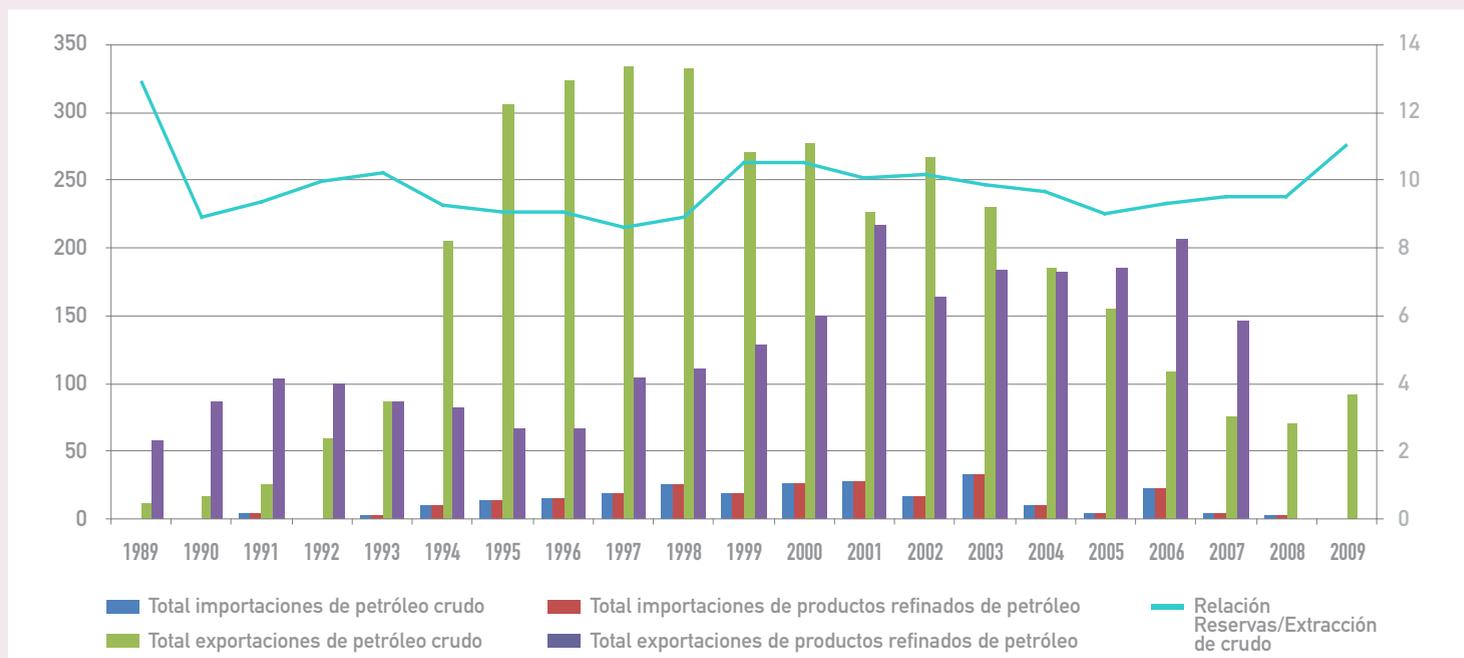
Sin embargo, este proceso de transferencia de activos y de ingresos públicos producidos por la privatización de YPF, conllevó una fuerte caída de la inversión de riesgo por parte del (ahora) oligopolio de empresas privadas. La sobreexplotación de los yacimientos con reservas probadas y la magra actividad exploratoria que se verifica en la dismi-

nución de los pozos de exploración respecto de los pozos de desarrollo (Gráfico 2) suscitaron una sostenida caída de, en primer lugar, las reservas, sobre todo a partir de 2000; y en segundo lugar, de la relación entre extracción y reservas (situación que se ve agravada por una reducción en los stocks extraídos) (Gráfico 3).

El panorama desolador se completa con la dinámica del sector en la última década: al aumento del consumo interno de petróleo y de las exportaciones de combustibles se le suma la caída de la extracción, de las reservas y de la inversión de riesgo, situación que conllevó a que las importaciones fueran significativas en muchos años del período (Gráfico 3). En definitiva, este panorama explica las constantes crisis de abastecimiento de combustibles y el alza de sus precios que el país viene padeciendo desde 2005 en adelante.

En relación con el gas natural, la extracción creció sostenidamente entre 1990 y 2006, consolidándose en el primer lugar de la matriz energética nacional debido al consumo intensivo en centrales eléctricas, fundamentalmente.

GRÁFICO 3. Total de exportaciones e importaciones, petróleo crudo y derivados (miles de barriles diarios); y horizonte de reservas (años). Argentina. 1989-2009



Fuente: Elaboración propia en base a información estadística de la Secretaría de Energía Argentina, del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (www.iapg.org.ar) y de la Energy Information Administration, Estados Unidos. <http://www.eia.gov/>

Durante los primeros ocho años de los '90, el crecimiento del consumo interno fue mayor que el ritmo de extracción (Gráfico 4), situación que explica, en primera instancia, que durante ese período las importaciones hayan sostenido la ecuación gasífera interna.

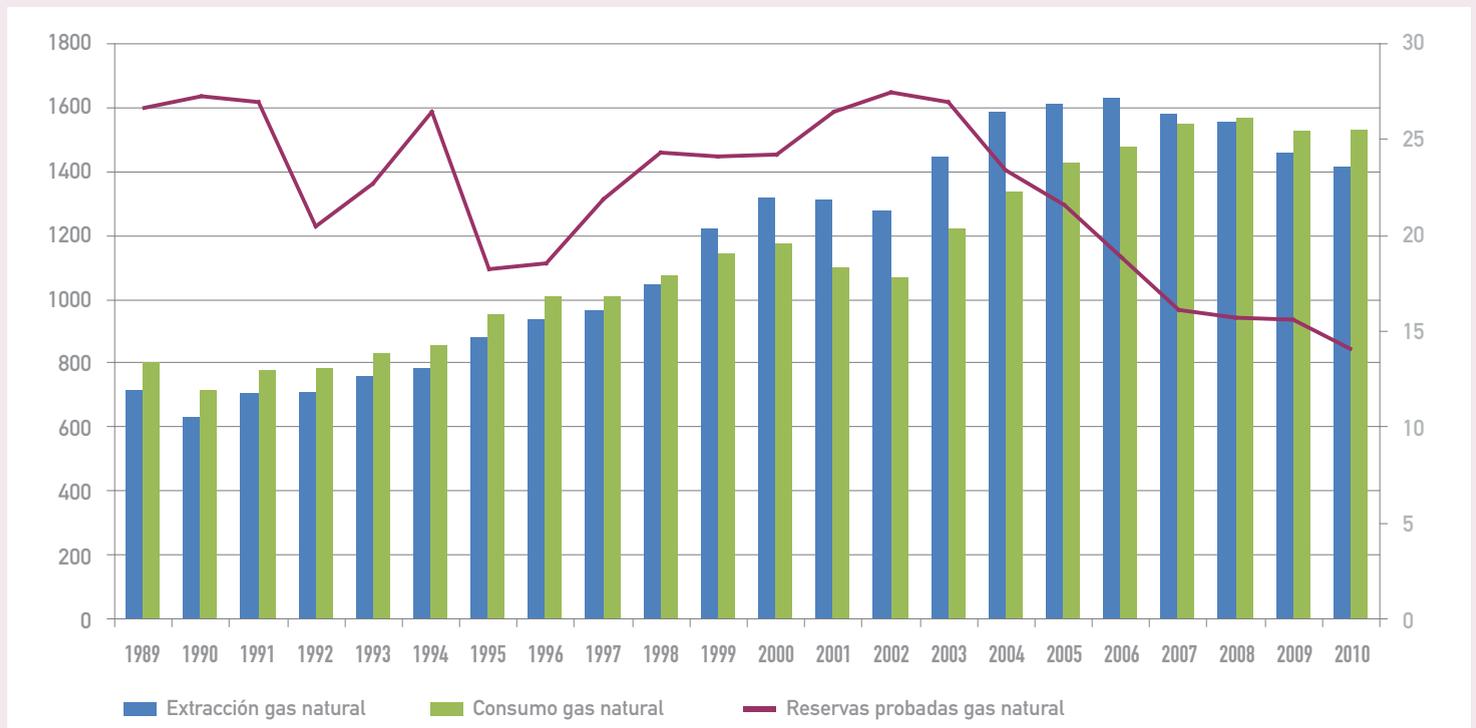
Sin embargo, la construcción de diez gasoductos a partir de 1996 facilitó la apertura indiscriminada de la exportación, incrementándose en los siguientes diez años. Desde la perspectiva de las empresas privadas, la exportación con precios internacionalizados fue un incentivo para aumentar la extracción de gas, creciendo por sobre el consumo interno desde entonces y hasta 2007 (Gráfico 5). En este último año comienzan a caer las exportaciones y se

vuelve a un nuevo período de importaciones para cubrir la creciente demanda del consumo interno y la caída de la extracción (pero ahora a precios mucho más elevados que los de principios de la década anterior).

La transferencia al sector privado de la explotación del gas derivó en una depredación de las reservas comprobadas. La apertura de las exportaciones, sumada a una sostenida caída de la exploración, tuvo como resultado la drástica caída del horizonte de reservas a lo largo del período (Gráfico 5).

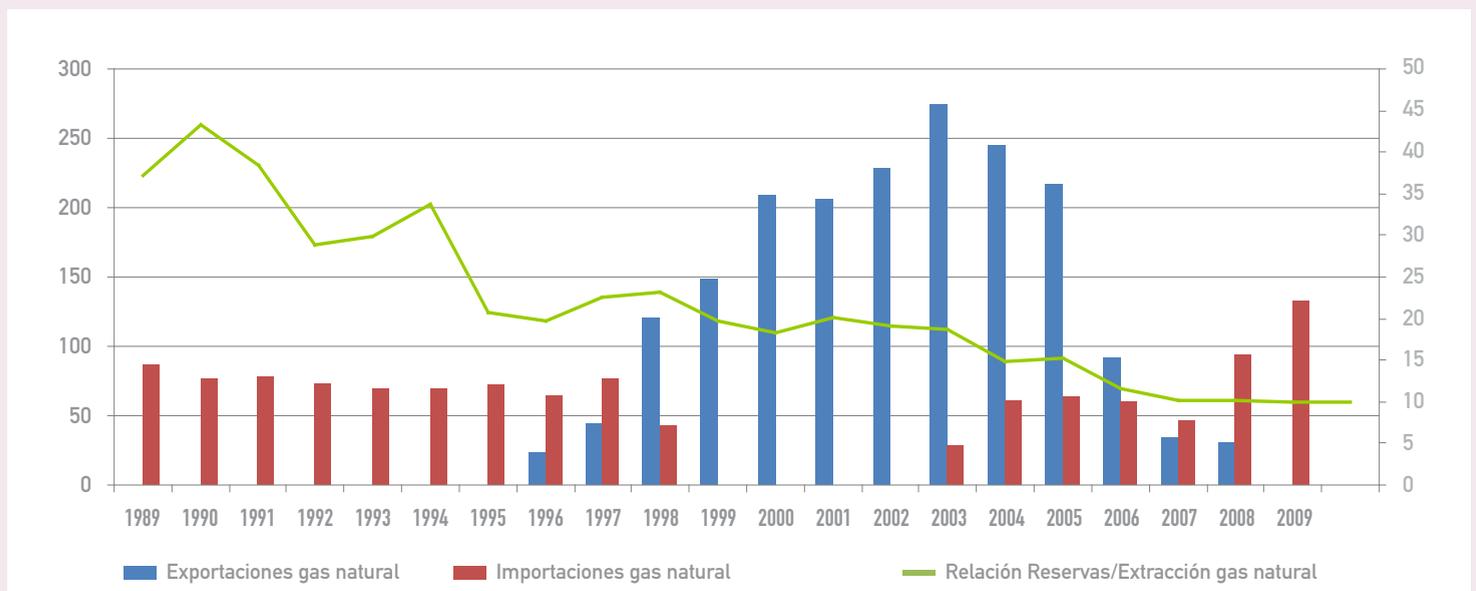
Conjuntamente, la transformación del sector bajo los preceptos neoliberales dio origen a un oligopolio privado: cuatro empresas explican cerca del 66% de la extracción de petróleo (Repsol YPF, Pan American Energy, Chevron y Petrobras, en ese orden), cuatro empresas extraen el 75% del gas (Repsol YPF, Total Austral, Pan American Energy y Petrobras) y tres firmas representan el 80% de la capacidad de refinación (Repsol YPF, Shell y Esso). Por lo tanto, la desregulación y privatización no generó la prometida competencia sino una importante concentración del mercado, liderado en todos los rubros por Repsol YPF.

GRÁFICO 4. Total de extracción y consumo interno de gas natural (billones de pies cúbicos) y de reservas probadas (trillones de pies cúbicos). Argentina. 1989-2010



Fuente: Elaboración propia en base a información estadística de la Energy Information Administration, Estados Unidos. <http://www.eia.gov>

GRÁFICO 5. Total de exportaciones e importaciones de gas natural (billones de pies cúbicos); y horizonte de reservas (años). Argentina. 1989-2009



Fuente: Elaboración propia en base a información estadística de la Secretaría de Energía Argentina, del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (www.iapg.org.ar) y de la Energy Information Administration, Estados Unidos. <http://www.eia.gov/>

La enajenación del instrumento mediante el cual el Estado controlaba el mercado de hidrocarburos privó al país de una política de exploración y explotación racional acorde con las necesidades sociales.

Perspectivas

El petróleo y gas no convencional presentan nuevas perspectivas y renovadas discusiones alrededor de los hidrocarburos. En primer lugar, aún no se sabe exactamente cuál es el real stock de las reservas descubiertas; en segundo lugar, si bien se sabe que los costos de extracción son más elevados (se estima que serán dos o tres veces más caros que el actual), no está claro cuál terminará siendo el costo real. Así, esta situación depara, al menos, dos interrogantes. El primero, ¿quién asumirá el incremento en los costos: las petroleras, los consumidores o el Estado? Si la tendencia actual no se modifica, el Estado seguirá cubriendo la diferencia, resguardando tanto los costos del mercado interno como la rentabilidad empresarial. El segundo, ¿cuál va a ser el destino de estos recursos no convencionales: exportación o mercado interno? Es de esperarse una renovada presión privada por orientar los recursos hacia los mercados internacionales donde obtendrían una mayor rentabilidad.

La falta de certezas ante estas y otras preguntas tiene origen en la ausencia de una petrolera estatal verticalmente integrada, como era YPF. Según lo analizado anteriormente, la enajenación del instrumento mediante el cual el Estado controlaba el mercado de hidrocarburos privó al país de una política de exploración y explotación racional acorde con las necesidades sociales. También implicó la privación de ingresos que hubiesen permitido el desarrollo de energías alternativas y en su lugar promovió la transferencia de ganancias extraordinarias hacia el sector privado.

Adicionalmente, una empresa estatal similar a YPF permitiría “regular” la actividad privada y generar información estadística propia y confiable. En los rubros de refinación y distribución de combustibles facilitaría la ampliación de la capacidad instalada y evitaría los recurrentes cuellos de botella provocados por inversiones que el sector privado nunca realizó. Del mismo modo, influiría decisivamente en el establecimiento de precios acordes con los costos de producción internos. Por último, es imprescindible como herramienta de integración regional a través de empresas estatales como PDVSA, Petrobras, YPFB, entre otras.

En contraste, petroleras privadas y medios de comunicación hegemónicos vuelven a congraciarse esta vez detrás de la mentada “crisis energética” con el fin de pujar por mejores precios tanto en boca de pozo como en bocas de expendio, incentivos fiscales para la exploración y libertad de exportación. Mientras tanto, el Estado nacional cubre el crecimiento de la demanda mediante la importación de gas natural y combustibles, generando incertidumbre respecto del constante deterioro de la balanza comercial. Otro factor de incertidumbre lo constituye la disputa entre los principales accionistas de Repsol por el control de la empresa, amenazando potencialmente la continuidad de los planes de inversión en el mercado argentino. La política petrolera local, entonces, quedaría supeditada a una relación de fuerzas corporativa, ajena a los intereses industriales, comerciales y sociales del país.

En definitiva, en tiempos en que se avanza hacia una ampliación de derechos en la esfera política, social, cultural y económica, la recuperación de una empresa petrolera estatal verticalmente integrada es la herramienta ineludible no sólo para afrontar los problemas analizados, sino también para la democratización del sector de hidrocarburos.

(1) *Becario CONICET, Instituto Gino Germani, Docente de la carrera de Sociología de la UBA.*

(2) *Becario CONICET, Instituto de Altos Estudios Sociales (UNSAM), Docente de la carrera de Sociología de la UBA y de la UNSAM*



por
**MARIANO A.
BARRERA**
*Lic. en Ciencia
Política (UBA) ¹*

LA DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA UN DEBATE PENDIENTE

EN UN CONTEXTO DE CAÍDA DE LAS RESERVAS
Y DEL NIVEL DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS
ES ESENCIAL INVERTIR EN EL DESARROLLO Y
CONSTRUCCIÓN DE FUENTES ALTERNATIVAS DE ENERGÍA
ACORDES A LAS POTENCIALIDADES DEL PAÍS.



*A la memoria de Daniel Azpiazu,
por su inmensa solidaridad y su constante apoyo.*

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos 25 años del siglo pasado y principios del presente consolidaron una estructura de producción y consumo dependiente de recursos escasos y no renovables como el petróleo y el gas natural. La marcada caída del nivel de reservas y de extracción de hidrocarburos, producto de las medidas implementadas principalmente desde 1989, combinada con los altos y crecientes niveles de consumo doméstico de electricidad y combustibles desde 2003, ponen al sistema al límite de su capacidad instalada. En ese sentido, esta crítica situación presenta un escenario propicio para entablar una férrea discusión en torno de la necesidad de diversificar la matriz energética vigente, entendiéndola como la articulación de diversas fuentes que garantizan las necesidades de energía del país.

Las fuentes de energía se dividen en primarias y secundarias. Mientras que las primeras aluden a las diversas energías en el estado en que se extraen de la naturaleza sin mediar procesos que la transformen (hidráulica, eólica, solar, gas natural, petróleo, etc.), la segunda de las fuentes incluye los diversos productos energéticos elaborados a partir del procesamiento de las energías primarias (electricidad –generada por cualesquiera de estas: eólica, hidráulica, petróleo, etc.–, gas distribuido por redes, derivados de los hidrocarburos, entre otros).

En este contexto, si bien actualmente existe la decisión política de comenzar a diversificar la matriz energética, la marcada caída en la inversión en obras de infraestructura durante el último cuarto del siglo pasado –como consecuencia de las crisis económicas y de las políticas neoliberales que cedían la planificación al libre juego de las “fuerzas del mercado”– puede atentar contra su rápida modificación debido a los tiempos de maduración de estas obras.

Antecedentes y legados críticos

Hacia finales de la década de 1960 la necesidad de diversificar la matriz energética para reducir la incidencia de los hidrocarburos comenzó a emerger en los análisis. En este sentido, el tercer gobierno peronista (1973-1976), que tenía como uno de sus pilares la instrumentación del Plan Trienal para la Reconstrucción y la Liberación Nacional –una propuesta relativamente integral que otorgaba al Estado un lugar central en la planificación del desarrollo nacional–, en lo referido al sector energético pretendía implementar una activa política de fomento a las energías renovables.

Conforme esto, en el apartado del sector energético se sostenía: “En la Argentina existe una estructura de consumo totalmente inversa a la estructura del potencial y [se encuentra] agravada [por] el desaprovechamiento del recurso renovable. Ante un 38% de reservas hidroeléctricas su aprovechamiento actual es menor que el 2%, mientras que para un 20% de recursos de gas y petróleo, su utilización es de un 90%”; y concluía: “La utilización de los recursos naturales no guarda relación con las reservas de los mismos, observándose una fuerte distorsión en cuanto al excesivo uso de petróleo para generación eléctrica y el desaprovechamiento de los recursos hidroeléctricos”.

En conformidad con el análisis presentado, se había realizado una serie de proyecciones hasta 1987 tendientes a incrementar la potencia energética instalada a partir de recursos renovables y abundantes. En tal escenario se proponía una modificación progresiva al incrementar fuertemente la participación de la energía hidroeléctrica, la nuclear, el carbón y en menor medida el gas, disminuyendo en términos relativos la del petróleo. En efecto, mientras que entre 1973 y 1985 el alza proyectada para la energía hidroeléctrica giraba en torno del 27% anual acumulativo (muy por encima del crecimiento esperado del total de energía, 7,5%), el acrecentamiento del gas natural y petróleo se estimaba en el orden del 5% anual; en lo relativo al carbón y a otros combustibles vegetales, se planificaba un aumento del 10% anual. Por su parte, se estimaba que en ese lapso la energía nuclear –que hasta entonces no existía como fuente energética– representaría un 3% de la matriz.

De este modo, hacia 1985, en base a las proyecciones realizadas, la producción primaria de energía hubiera estado compuesta por un 71% de gas natural y petróleo (reduciendo 19 puntos porcentuales la participación de 1973), 9% de carbón (7 puntos por encima), 2% otros combustibles vegetales (-4 puntos), 15 hidráulica (13 puntos de incremento) y 3% nuclear. Para alcanzar esta configuración de la matriz, se había proyectado un nivel de inversión en generación de energía eléctrica, entre 1973 y 1987, cercano a los 5.300 millones de dólares de 1973, con una marcada concentración en la hidroelectricidad, al destinar el 77% del total de la inversión a la construcción de represas, el 17% a centrales nucleares y el 5% restante a la producción por medio de petróleo, gas natural y sus derivados.

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos 25 años del siglo pasado y principios del presente consolidaron una estructura de producción y consumo dependiente de recursos escasos y no renovables como el petróleo y el gas natural.

El golpe de Estado militar-civil de marzo de 1976 significó un quiebre en diversos órdenes de la sociedad argentina. En materia de política económica, reconfiguró el sentido de la intervención estatal, estableciendo su funcionalidad hacia el capital más concentrado, a través de, entre otras medidas, la implementación de “privatizaciones periféricas”, relegando la planificación estratégica. En cuanto al sector energético, la dictadura postergó las grandes obras de infraestructura y puso mayor énfasis en la necesidad de que el sector privado tuviera mayor injerencia en las inversiones. En este sentido, el capital comenzó a invertir en uno de los principales sectores generadores de renta, los hidrocarburos. Dos situaciones pueden ejemplificar lo mencionado: primero, la construcción de la represa hidroeléctrica binacional Yacyretá-Apipé, que en 1973 se había planificado su puesta en funcionamiento para 1980, pero terminó inaugurándose en 1994, y se logró finalizar con la altura prevista (cota 83) en 2011. Segundo, ciñéndose a los hidrocarburos, el gobierno de facto potenció el accionar del capital privado que operaba como contratista en tanto que consideraba que YPF no estaba en condiciones de explotar esos yacimientos. Conforme esto, transfirió treinta áreas en producción a un acotado número de empresas, a partir de lo cual la petrolera estatal debió compartirles un crudo que había descubierto, a un valor alrededor de cuatro veces mayor al de sus costos, con la consecuente transferencia de renta al sector privado y el deterioro en sus estados contables. Asimismo, estas firmas (entre ellas, Techint, Pérez Companc y Macri) incrementaron sus beneficios en

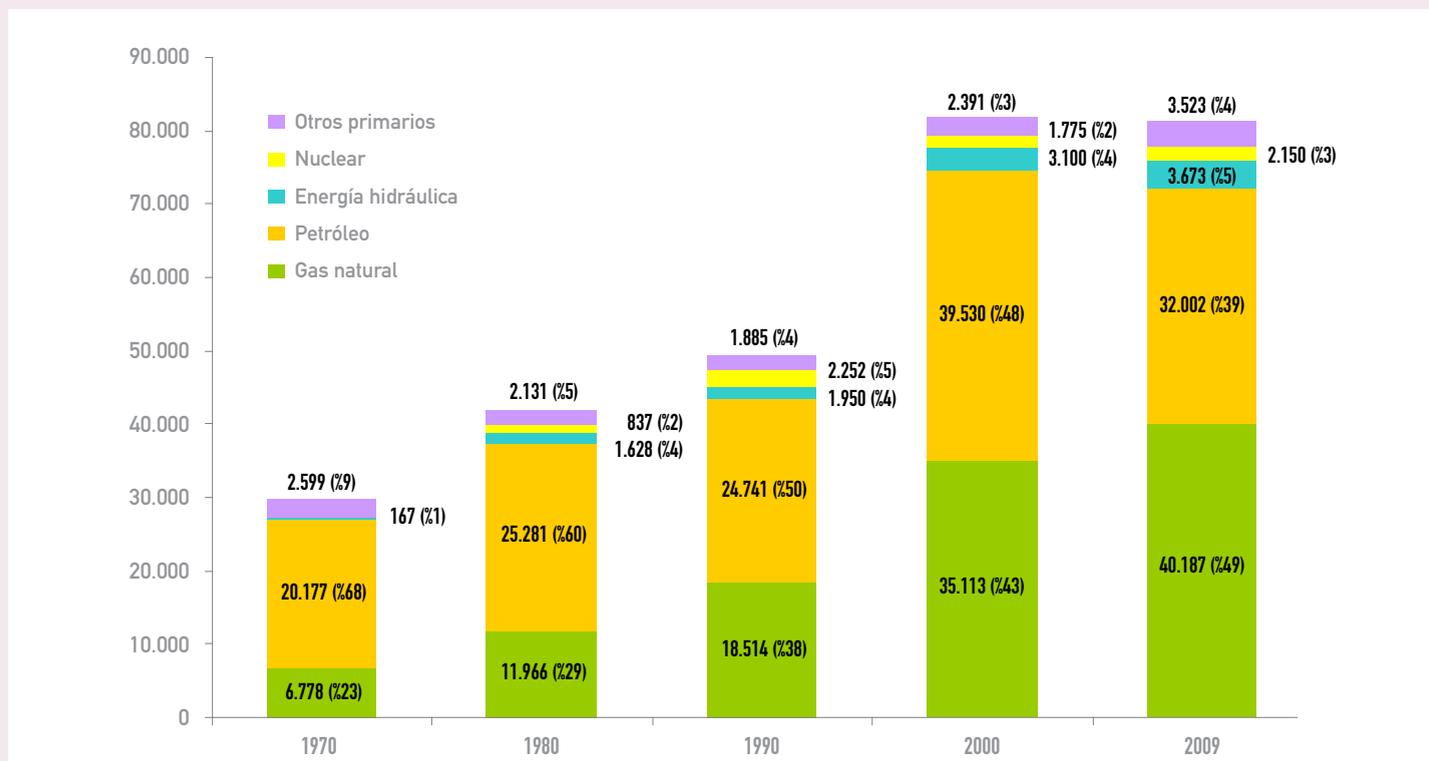
calidad de proveedores “cautivos” de las empresas públicas, entre ellas YPF.

Posteriormente, durante el gobierno radical de Raúl Alfonsín, la situación energética conservó el esquema trazado por la dictadura como consecuencia de la crisis económica y, a su vez, no se supo –o no se procuró– revertir el entramado económico social conformado durante ese período. En este sentido, a pesar de la maduración de ciertas centrales hidroeléctricas, persistió la dependencia de los hidrocarburos como fuente de energía primaria, con mayor implicancia del gas natural dado que desde la década de 1960 se había proyectado el aumento de su participación, el cual cobró un impulso mayor con el descubrimiento en 1977, por parte de YPF, del megayacimiento Loma de la Lata, en Neuquén. Tal como se observa en el Gráfico 1, desde 1970, con una participación de los hidrocarburos en torno del 90%, se aprecia un marcado incremento en la injerencia del gas natural en detrimento del petróleo.

Finalmente, con el gobierno de Carlos Menem se consolidó esta tendencia con el agravante de haber dejado librado al “mercado” el desarrollo estratégico del sector energético, lo que redundó en que no se iniciaran nuevas obras de infraestructura vinculadas a represas hidroeléctricas y que, por ejemplo, se detuviera la construcción de la tercera central nuclear, Atucha II. La amplia política de privatizaciones y “desregulación” de los mercados implementada en los '90 significó la enajenación de las represas –con excepción de Salto Grande y Yacyretá-Apipé–, la concesión de las áreas de petróleo y gas natural y la venta –entre otros activos estratégicos– de la principal firma del país y bastión del desarrollo hidrocarburífero, YPF. En consecuencia, la ausencia del Estado en materia de política de desarrollo energético –debido a que, según se estimaba, las propias “fuerzas del mercado” en libre competencia generarían los mecanismos necesarios para que se garantizara una “eficiente” asignación de los recursos– implicó la transferencia de la capacidad de planificación y regulación al sector privado, contribuyendo a la conformación del “oligopolio energético”, el cual centró sus inversiones en sectores que le garantizaban un recupero de la inversión a corto plazo.

De esta manera, la desarticulación de las políticas prefiguradas en el Plan Trienal y la posterior primacía del “mercado” en tanto que “regulador”, tuvieron como correlato la consolidación del petróleo y el gas natural como principales fuentes de energía primaria. En consecuencia, el crecimiento de la generación de electricidad entre 1989 y 2003 se explica en un 85% (61% si se considera hasta 2009) por las centrales térmicas de ciclo combinado dado

GRÁFICO 1. Evolución de la producción de energía primaria, 1960-2009 (en Ktep y %)



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía

que, por un lado, permiten un rápido reembolso de la inversión y, por el otro, insumen un recurso –gas natural– que, por el “atraso cambiario” de la convertibilidad, se conseguía a un precio bajo medido en moneda local. Conforme esto, hacia 2009 el 89% de la producción (87% considerando el consumo) primaria de energía depende de los hidrocarburos (Gráfico 1), con el agravante de que 10 empresas –8 de las cuales son extranjeras en su origen de capital– concentran el 90% de la extracción de petróleo y gas natural. Así, la arquitectura del mercado diseñada tiene como correlato que estas 10 firmas privadas concentren y controlen, cuanto menos –a raíz de que poseen inversiones en otras fuentes de energía como también en los distintos eslabones de la cadena–, el 80% de la producción de energía primaria del país.

El caso de Petrobras, empresa que adquirió los activos del grupo local Pérez Companc, permite ejemplificar el mencionado proceso de integración vertical y de afianzamiento oligopólico sobre el “mercado ampliado de la energía”. En efecto, en el

sector hidrocarburífero –el cual impacta directamente en la matriz primaria y secundaria energética, por ser la fuente principal– la petrolera brasileña tiene una participación del 7% y 10% de la extracción de crudo y gas natural del país, respectivamente; controla de forma indirecta el gasoducto Transportadora de Gas del Sur S.A. (que abastece el 60% del consumo doméstico), y de manera directa Oleoductos del Valle S.A. (el cual traslada el 33% del crudo nacional); dispone, a su vez, del 5% de la destilación del crudo nacional con sus participaciones en las refinerías Dr. Ricardo Eliçabe y Refinor, y, finalmente, tiene injerencia en la comercialización de combustibles a través de las diversas estaciones de servicio de su propiedad. Por su parte, la empresa también opera en el mercado de generación de energía, primero, por medio del control total de las firmas Petrobras Electricidad Argentina, Central Termoeléctrica Genelba e Hidroeléctrica Pichi Picun Leufú, y, segundo, por la participación indirecta en las centrales de ciclo combinado Termoeléctrica José de San Martín S.A. y Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. Asimismo, interviene en la comercialización internacional de petróleo y energía a través del control de la compañía World Energy Business S.A. y de los segmentos de transporte, distribución y comercialización de energía producto de su participación en Enecor (Energía de Corrientes) y en Edesur (en el área metropolitana). Como señaló correctamente Daniel Azpiazu en su libro *Las privatizaciones en la Argentina*, la concentración y centralización del capital en este sector “cobra suma relevancia porque (...) los precios

–desregulados; en rigor, regulados por el oligopolio petrolero– del crudo, de los combustibles líquidos y del gas en ‘boca de pozo’ asumen un papel decisivo en la determinación de las tarifas finales del gas natural y de la energía eléctrica”.

La “autorregulación” del mercado y la eliminación de YPF generaron un proceso de sobreexplotación de los yacimientos de petróleo y gas natural que, como se aprecia en el Gráfico 1, entre 1990 y 2000 redundó en un aumento de la extracción en torno del 56% y 90%, respectivamente, cuya finalidad fue la exportación de los recursos al extranjero, dado el leve incremento del consumo interno. Esta política implicó la venta al exterior, entre 1989 y 2009 –con mayor incidencia hasta 2002– de un volumen equivalente a 7 y 1 años del consumo doméstico de 2009 de petróleo y gas, respectivamente. A su vez, para maximizar la renta, el capital privado redujo considerablemente desde 1995 las inversiones de riesgo: de 103 pozos de exploración realizados en 1988 se descendió a 30 en 1999, creciendo levemente hasta alcanzar los 59 pozos en 2009. Esta combinación originó una importante caída tanto de la productividad de los yacimientos como de las reservas hidrocarburíferas. En este sentido, el horizonte se redujo de 13 y 31 años de petróleo y gas natural, respectivamente, en 1989 a 9 y 7 en 2009 (sin considerar las nuevas reservas “no convencionales” sobre las cuales no hay información certera). Otro resultado de las políticas aplicadas fue el estancamiento en la capacidad instalada de las refinerías, ya que era más rentable exportar el recurso sin procesar.

Apuntes y propuestas sobre la coyuntura

La historia reciente de la Argentina demuestra que la ausencia de una planificación estatal en sectores tan sensibles y estratégicos genera, en el mediano y largo plazo, problemas estructurales en la economía que pueden presentarse como “cuellos de botella” u obstáculos al crecimiento. El marcado incremento desde 2003 del consumo energético nacional (basado principalmente en gas natural y, luego, en petróleo), combinado con el estancamiento de la producción primaria de energía (Gráfico 1), impacta directamente en el incremento de las importaciones de combustibles (asociado, a su vez, a la saturación de la capacidad instalada de las refinerías) para abastecer tanto al creciente parque automotor como a las distintas usinas generadoras de electricidad. Las ascendentes compras al exterior de combustibles –con un barril de crudo que oscila en torno de los 80 y 100 dólares, cuando las exportaciones en los ‘90 fluctuaron en derredor de los 20 dólares– frente a un volumen constante de ventas externas en dicho rubro, pueden ocasionar que en 2011 el “balance energético” sea deficitario. En efecto, entre 2003 y 2010 las compras de combustibles y energía crecieron a una tasa anual acumulativa del 35%, mientras que en los primeros 8 meses de 2011 se incrementaron un 113% respecto de igual período del año anterior.

En este contexto, resulta esencial invertir en el desarrollo y construcción de fuentes alternativas de energía acordes con las potencialidades del país: eólica en el sur, hidráulica en el centro, solar en el noroeste, nuclear, etc. Si bien estas obras demandan una fuerte inversión inicial, por lo

general presentan bajos costos de mantenimiento, se proveen de “combustible” gratuito –con excepción de la nuclear– y, fundamentalmente, pueden ser desarrolladas con tecnología local. En este sentido, el INVAP desarrolló turbinas eólicas que se adaptan a los vientos domésticos, con costos inferiores a las importadas; situación similar a la de la planta nuclear de baja potencia Carem. En cuanto a la hidroelectricidad, actualmente se considera que aprovechando el potencial del país podría quintuplicarse la producción de energía de esta fuente, con la posibilidad de realizarlo a través de proveedores y fuerza de trabajo locales. Frente a los crecientes costos de los hidrocarburos (por su escasez y ligazón con los conflictos políticos mundiales y presiones locales), el desarrollo local de nuevas energías permitirá consolidar una masa crítica y un avance científico que redundará en costos decrecientes en estas tecnologías, con la consecuente contribución a la reducción de la dependencia externa tecnológica y de divisas.

De este modo, la diversificación energética es necesaria para evitar el impacto negativo tanto en la balanza externa como en materia fiscal, pero también por la posibilidad de, por medio de la producción de energía primaria a través de emprendimientos estatales, comenzar a licuar el poder de mercado de un acotado número de grupos económicos locales y conglomerados extranjeros que dominan la cadena de producción energética y presionan para fijar precios.

Para ello, la recuperación por parte del Estado de la explotación de los recursos hidrocarburíferos y, principalmente, de su renta, deviene una estrategia necesaria, no sólo por la oportunidad que habilita para generar un fondo de reservas con dichas divisas que permita financiar la diversificación de la matriz energética para convertirla en sustentable, sino porque posibilitaría que las utilidades del sector fueran reinvertidas en la exploración de nuevos yacimientos, ámbito en el que el capital privado no demostró interés.

(1) Mg. en Economía Política con Mención en Economía Argentina (FLACSO), candidato a Doctor en Ciencias Sociales por la FLACSO. Becario del CONICET y del Área de Economía y Tecnología de la FLACSO



COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN LA ARGENTINA SITUACIÓN DEL MERCADO DE NAFTAS Y GASOIL

EL CONSUMO DE COMBUSTIBLES
CRECE SOSTENIDAMENTE DESDE 2003
PERO LAS POLÍTICAS EN MATERIA
ENERGÉTICA DE LOS ÚLTIMOS AÑOS
SÓLO HAN SIDO COYUNTURALES.
ES INDISPENSABLE RECUPERAR LA
POLÍTICA ENERGÉTICA COMO POLÍTICA
DE ESTADO Y DESARROLLAR UN PLAN
ESTRATÉGICO A LARGO PLAZO.



por
**FERNANDA
SACKS**
Licenciada en
Economía (UNS)*

(*) Estudiante del Magister en Ingeniería de Procesos Petroquímicos (UNS)

E

l análisis de la situación actual de los combustibles líquidos en la Argentina requiere la consideración de las reformas que alcanzaron a los mercados energéticos durante los años noventa y que definieron el ambiente económico en que operarían las empresas presentes en los mismos. En efecto, estas reformas han delineado la estructura de los distintos mercados, la conducta de los actores que operan en ellos, principalmente en términos de inversión y producción, y el desempeño alcanzado.

La reestructuración del sector energético a principios de los años noventa obedeció a un vasto programa de reformas que alcanzó a distintos sectores de la economía. Las medidas implementadas al efecto implicaron la desregulación de los mercados energéticos comercializables, la apertura a la participación de actores privados, un mayor grado de libertad en la movilidad de los capitales financieros y un cambio radical del rol del Estado, que abandonó las funciones empresariales centrando su atención en las funciones de regulación y control.

De esta forma, las decisiones de inversión y producción en el sector han sido y son resueltas por actores privados que deciden en función de sus intereses, los cuales no siempre coinciden con el interés social, hecho que podría contrastar con la garantía de abastecimiento, objetivo prioritario de toda política energética.

El marco teórico implícito en las mismas es la teoría de los mercados disputables, cuya implicancia normativa principal es la inconveniencia de la regulación en los mercados que sean disputables (es decir, aquellos en que la entrada es libre y la salida es sin costos) ya que los mecanismos de mercado producirían una solución mejor. Sin embargo, en aquellas industrias caracterizadas por la presencia de monopolios u oligopolios, cuyos mercados no sean disputables, la regulación resulta indispensable para proveer un mayor bienestar.

Históricamente los principales sectores demandantes de gasoil han sido el agropecuario y el transporte. A partir del año 2004 las centrales eléctricas han emergido como otro de los principales actores en la demanda de este combustible debido a las restricciones en la oferta de gas natural.

Estructura del mercado

La actividad de refinación se caracteriza por la presencia de costos hundidos y de importantes economías de escala, lo que hace que el número de actores que operan en el mercado sea reducido. Los costos hundidos son aquellos costos de inversión que generan una corriente de beneficios sobre un horizonte largo de tiempo pero que nunca pueden ser recuperados o al menos no rápidamente. Las economías de escala determinan que a medida que aumenta la producción se reducen los costos unitarios.

Estas particularidades de la actividad promueven la integración vertical (principalmente con el eslabón de comercialización, ya que en general las estaciones de servicio se identifican con la marca de las empresa refinadoras) y la concentración; y constituyen una importante barrera de entrada al mercado limitando la competencia potencial de las importaciones.

En efecto, cuatro empresas (YPF, Petrobras, ESSO y Shell) concentran alrededor del 90% de las ventas al mercado interno, siendo YPF el líder he-

gemónico de este mercado. Cabe destacar que YPF y Petrobras también operan en el *upstream* de la cadena (exploración y extracción de hidrocarburos).

En la participación según el número de estaciones de servicio por bandera no existen diferencias respecto de lo que acontece en torno a la comercialización de combustibles. Según el Registro de Bocas de Expendio de Combustibles, se encuentran operativas alrededor de 4.800 estaciones de servicio, concentrando las empresas mencionadas aproximadamente el 60% de las bocas de expendio.

En consecuencia, a pesar del carácter comercializable de los derivados, el mercado presenta características de oligopolio con bajo grado de disputabilidad, constituyendo la regulación un instrumento imprescindible para compatibilizar el interés privado y el social.

Oferta de combustibles

En los últimos años el sector de refinación no ha recibido inversiones significativas. La capacidad instalada ha permanecido prácticamente constante, excepto por el establecimiento de algunas pequeñas destilerías en el interior del país y algunas plantas de conversión. Los principales cambios en la capacidad de refinación se verificaron en las unidades tendientes a obtener una mayor cantidad de derivados intermedios (hidrocraqueo e hidrotreamiento de

diesel) y a mejorar la calidad de las naftas (reforming catalítico).

En consecuencia, para acompañar el crecimiento de la demanda de combustibles a partir de la salida de la convertibilidad se ha incrementado la utilización de la capacidad de refinación, encontrándose actualmente en el máximo técnico (más del 90% en los últimos años).

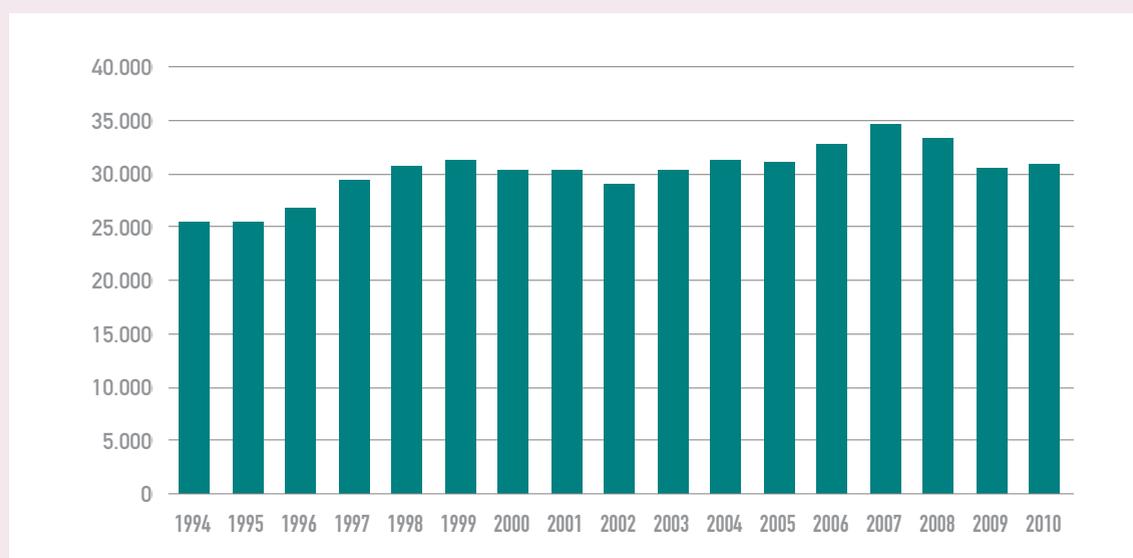
Si bien se han puesto en marcha inversiones bajo el programa Refino Plus (Resolución 1.312/2008) que podrían llegar a atenuar la situación, muchas de estas obras estarán operativas entre los años 2012 y 2014.

Adicionalmente, la industria de refinación enfrenta un escenario con menor nivel de producción de crudo, en particular de crudos livianos (mayor ° API), y con condiciones adversas para abastecerse en el mercado internacional. En efecto, el crudo de la cuenca neuquina, que se caracteriza por ser más liviano, ha visto reducida su producción los últimos años ganando participación el crudo de la cuenca del Golfo San Jorge (de menor ° API). Importarlo implicaría pagar el precio internacional (alrededor de 80 dólares el barril) en lugar del valor al que cotiza en el mercado interno fijado por la Resolución N° 394/2007 (47 dólares). Esta situación tampoco sería una solución viable ya que el sector de refinación está operando a máxima capacidad.

Esto supone una alimentación con crudos cada vez más pesados que limita la capacidad de procesamiento y conversión a destilados medios. En efecto, estos crudos permiten producir mayor proporción de combustibles pesados como fuel oil, utilizado en la generación de electricidad, mientras que los livianos (en especial los extraídos en la cuenca neuquina) son aquellos cuya refinación produce más destilados medios y naftas.

Si se analiza la oferta por tipo de combustibles en el período 1994/2010, se observa que la producción de gasoil crece hasta el año 1999 y a partir de allí se mantiene prácticamente constante en torno a los 12 millones de m³. La producción de naftas registra un récord de 7,86 millones de m³ en 1999,

GRÁFICO 1. Petróleo procesado. Total país (en miles de m³). Años 1994/2010



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

GRÁFICO 2. Producción de gasoil. Total país (millones de m3)

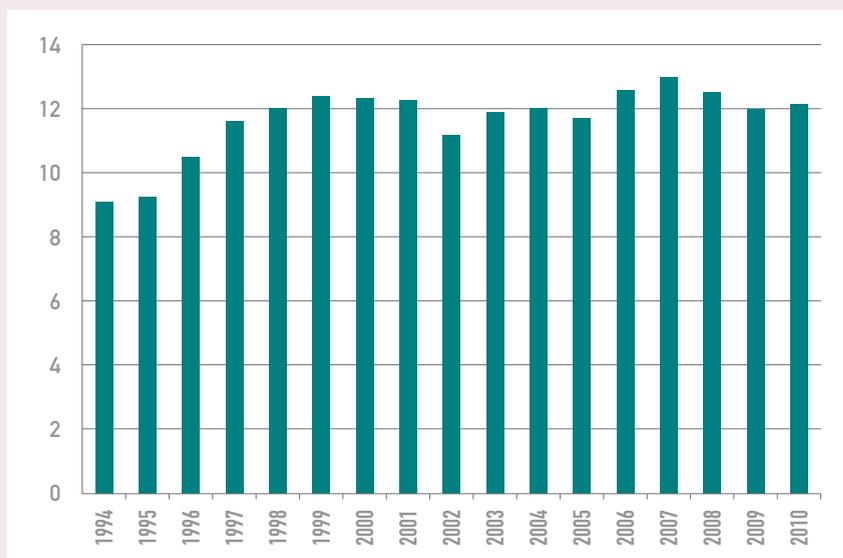
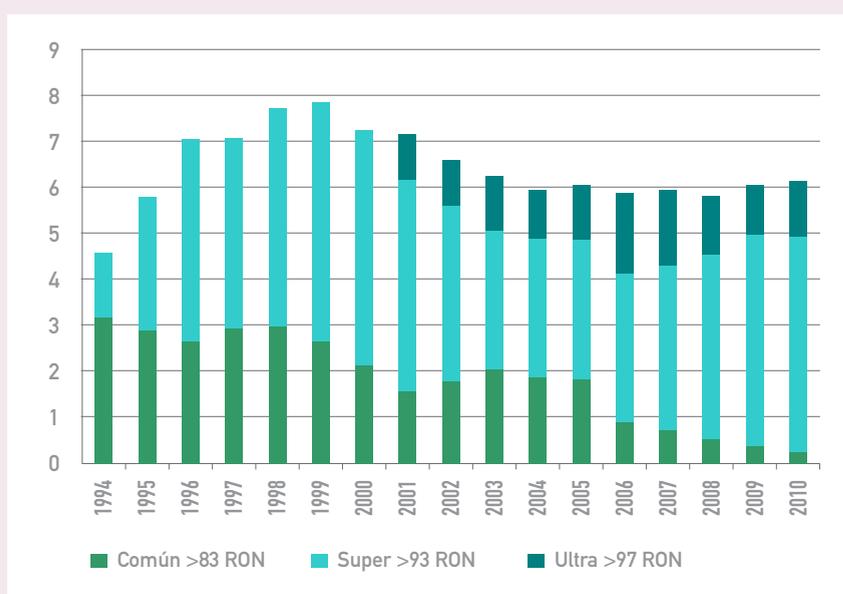


GRÁFICO 3. Producción de naftas por tipo. Total país (millones de m3)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

año a partir del cual comienza a disminuir; y si bien se recupera hacia el año 2005, no se logra alcanzar los valores registrados en el segundo quinquenio de la década de los noventa. Cabe señalar que la elaboración de nafta común se encuentra en franco descenso, aumentando en el mix de producción la participación de la nafta súper y partir del año 2001 la participación de la ultra.

Durante el año 2010 se produjeron aproximadamente 18,29 millones de m3 de combustibles líquidos, 12,14 millones de m3 de gasoil y 6,15 millones de m3 de naftas.

Estos valores son un 1,08% y 1,91% superiores, respectivamente, a los registrados en el año anterior.

La Resolución N° 1.283/2006 de la Secretaría de Energía establece las especificaciones técnicas que deben cumplir todos los combustibles que se comercialicen para consumo en el país. El objetivo es adaptar la calidad de los mismos atendiendo a las nuevas tendencias mundiales en materia ambiental y a las realidades del mercado automotor. En este sentido, ha incorporado nuevas categorías de combustibles –gasoil ultra o grado 3 y nafta de alto octanaje, ultra o grado 3– y establece especificaciones a alcanzar durante los próximos años. En el caso particular del gasoil, la resolución contempla una reducción gradual del contenido de azufre.

Dichas especificaciones y los plazos de entrada en vigencia fueron flexibilizados por la Resolución N° 478/2009, ante la necesidad de cubrir la creciente demanda de gasoil con producción interna, ya que el mayor precio del combustible importado impactaría sobre los precios internos. Para alcanzar los límites establecidos se requiere la remoción de azufre del gasoil y esto ocasiona una pérdida de rendimiento y consecuentemente disminuye la producción de este combustible.

Demanda de combustibles

La demanda de gasoil registra un descenso a partir de 1998, profundizándose la caída en el período 2001-2002 como consecuencia de la crisis económica. A partir del año 2003 crece ininterrumpidamente hasta el año 2008. La disminución experimentada entre los años 2008 y 2009 podría explicarse por la menor actividad económica, principalmente por la crisis del sector agropecuario.

GRÁFICO 4. Ventas de gasoil al mercado interno. Total país (millones de m3)

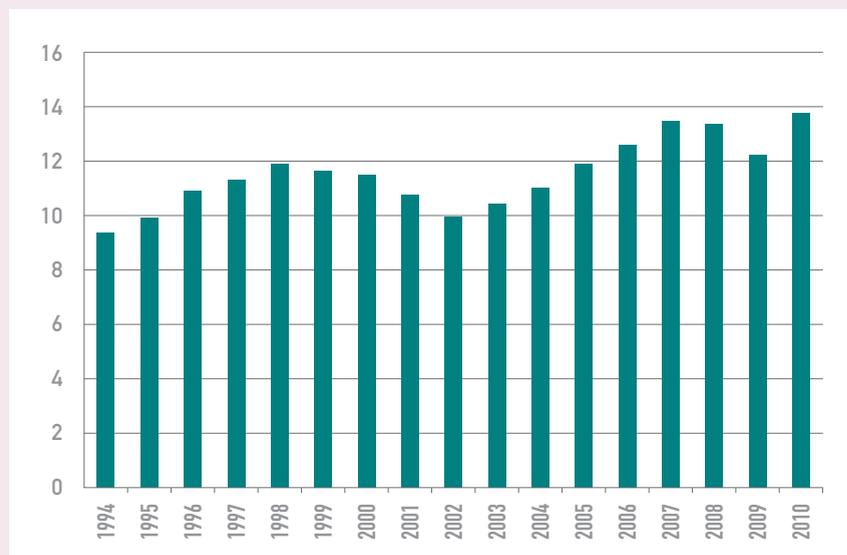
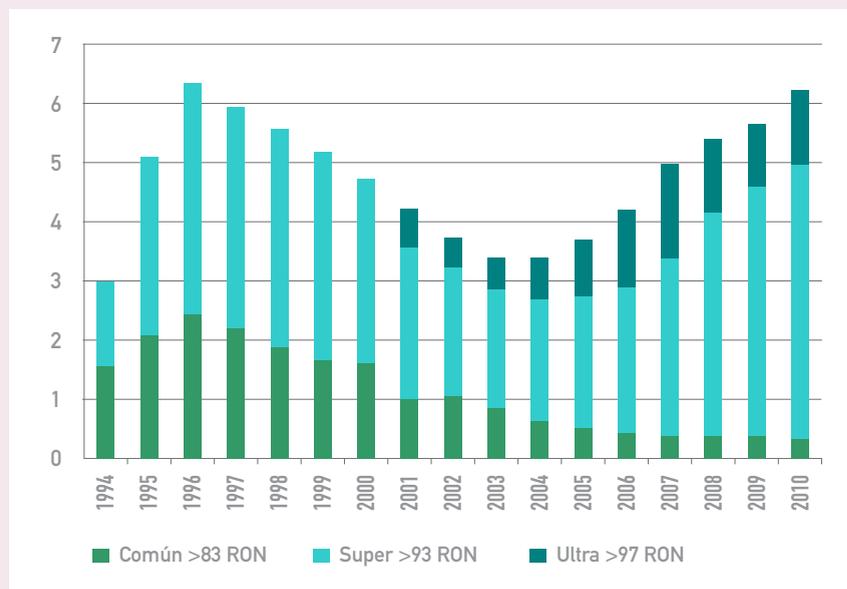


GRÁFICO 5. Ventas de naftas por tipo al mercado interno. Total país (millones de m3)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

Cualquier escenario de crecimiento futuro plantea la necesidad de recurrir a la importación creciente de combustibles para cubrir la demanda del transporte, del sector agropecuario y de la generación eléctrica.

Históricamente los principales sectores demandantes de gasoil han sido el agropecuario y el transporte. A partir del año 2004 las centrales eléctricas han emergido como otro de los principales actores en la demanda de este combustible debido a las restricciones en la oferta de gas natural. Según los datos publicados por Cammesa, la demanda de gasoil para este destino en el año 2010 alcanzó los 1,67 millones de m3, el doble del valor registrado en 2008. Adicionalmente, en la generación térmica se ha recurrido a la importación de fuel oil.

En cuanto a las naftas, se observa una fuerte recuperación de las ventas al mercado interno a partir del año 2003, registrando un incremento en el período 2003-2010 del 85% aproximadamente.

Durante el año 2010, el consumo de combustibles totalizó aproximadamente 20 millones de m3, 13,77 millones de m3 gasoil y 6,23 millones de m3 de naftas. Estos valores son 12,7% y 10,27% superiores, respectivamente, a los registrados en el año anterior.

Los actores presentes en estos mercados tienen su racionalidad, objetivos y estrategias, siendo función de las políticas públicas compatibilizar los objetivos de dichos actores con los objetivos de desarrollo de largo plazo del país.

Precios

Los precios de los combustibles exhiben una tendencia ascendente en los últimos cuatro años, aumentando entre diciembre de 2009 y diciembre de 2010 un 14,31% el gasoil y un 30,54% la nafta súper. Si bien los precios están formalmente desregulados desde la década de los noventa, en los últimos años ha habido una fuerte presión sobre los mismos por parte del gobierno, registrándose una diferencia de precios importante con los vigentes en los mercados de la región. A principios del año 2008 se dispuso, en el marco de la ley 20.680-Ley de Abastecimiento, la prohibición de exportar combustibles y el retraimiento de los precios a los vigentes al 31/10/2007, con la finalidad de asegurar el abastecimiento del mercado interno a "precios razonables". En este mismo sentido, se dictaron las resoluciones N° 295/10 y 13/11, esta última derogada en marzo de este año por la resolución N° 46/11.

Cabe señalar que los precios tienen un fuerte componente impositivo, sólo el 50% del precio al público del gasoil y el 45% en el caso de las naftas corresponden al precio del producto en sí. La diferencia existente entre el precio al público y el precio del insumo al estacionero junto con su rentabilidad, se destina a impuestos directos e indirectos.

Balance de oferta y demanda: importaciones crecientes

El análisis de la oferta y la demanda de combustibles pone de relieve la falta de alineación entre el mix de demanda y la capacidad de producción: existe un mayor consumo de gasoil respecto de los otros combustibles, compensándose las faltas estacionales con importaciones desde hace más de una década.

Las exportaciones de gasoil sufrieron una fuerte retracción en tanto se destina la producción a satisfacer la demanda interna. La oferta local es completada con crecientes importaciones, pasando el país de ser exportador neto a ser importador neto de este combustible en el año 2005. El volumen de gasoil importado se incrementa a partir del año 2004, alcanzando los 1,47 millones de m³ en 2010.

Las exportaciones de naftas totalizaron 14.970 m³ en el año 2010, representando la nafta común la mayor proporción (60%) del volumen total exportado. En los últimos tres años no se han realizado exportaciones de nafta súper. Al igual que en el caso del gasoil, los saldos exportables de naftas se han reducido considerablemente en los últimos años derrumbándose totalmente en 2008 debido en parte a la aplicación del nuevo esquema de retenciones. El volumen importado de las distintas categorías alcanzó los 140.224 m³ en el año 2010, convirtiéndose el país también en un importador neto de naftas. La categoría ultra representó el 66,62%, desplazando por primera vez a la súper.

Cabe señalar que las crecientes importaciones se realizan a precios internacionales, muy por encima de los precios vigentes en el mercado interno, diferencia que se cubre con subsidios.

Conclusiones

Si bien la Argentina se caracterizó por autoabastecerse y destinar un remanente a la exportación, en los últimos años se convirtió en un importador neto de gasoil y recientemente de naftas.

El consumo de combustibles se ha incrementado significativamente acompañando el crecimiento que experimentó la economía posconvertibilidad. En el contexto actual, y aun cuando se han puesto

GRÁFICO 6. Importaciones y exportaciones de naftas
Total país. Años 2001/2010

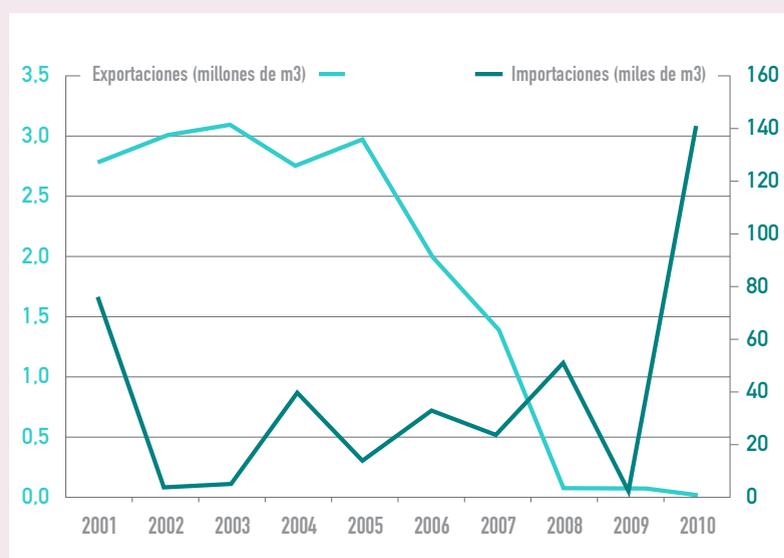
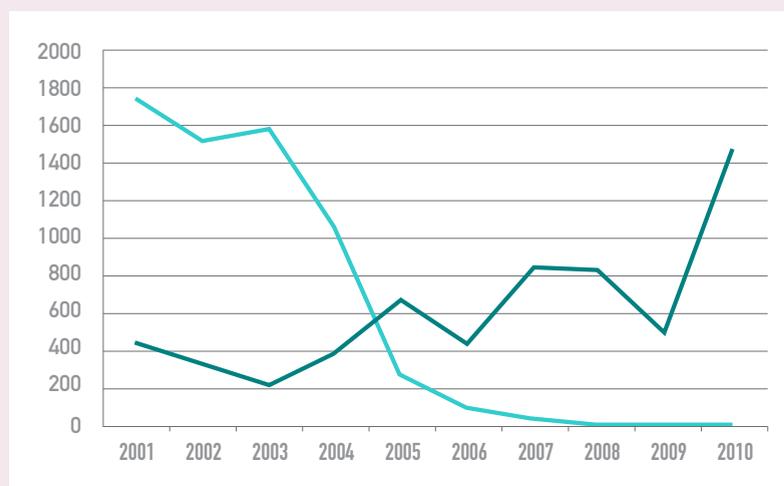


GRÁFICO 7. Importaciones y exportaciones de gasoil
Total país (miles de m3). Años 2001/2010



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

en marcha inversiones bajo el programa Refino Plus, resulta difícil sostener el mayor consumo de combustibles teniendo en cuenta la limitada capacidad de refinación y de disponibilidad de crudo.

De este modo, cualquier escenario de crecimiento futuro plantea la necesidad de recurrir a la importación creciente de combustibles para cubrir la demanda del transporte, del sector agropecuario y de la generación eléctrica.

Las causas de la escasez de combustibles no son coyunturales sino estructurales, consecuencia de la falta de inversiones en materia energética desde hace dos décadas.

Las políticas llevadas a cabo en materia energética en los últimos años sólo han sido coyunturales: restricción de las exportaciones, importación de fuel y gasoil como sustitutos del gas natural para generación térmica, y del segundo para transporte y agro, subsidios, controles de precios, entre otras.

En los años noventa prevalecía la concepción de que la política activa resultaba innecesaria. No obstante, el desempeño del sector posterior a las reformas implementadas plantea la necesidad de que el Estado tenga un rol más protagónico en la formulación de políticas energéticas.

Los actores presentes en estos mercados tienen su racionalidad, objetivos y estrategias, siendo función de las políticas públicas compatibilizar los objetivos de dichos actores con los objetivos de desarrollo de largo plazo del país.

La política energética no resulta antagónica al sistema de mercado sino complementaria. Resulta insoslayable recuperar la política energética como política de Estado y desarrollar un plan estratégico a largo plazo.

¿QUÉ ES EL GAS NO CONVENCIONAL? ASPECTOS TÉCNICOS BÁSICOS Y DESARROLLO EN LA ARGENTINA

LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES SE ENCUENTRA TODAVÍA EN UNA ETAPA INICIAL. ES NECESARIO INCORPORAR LA TECNOLOGÍA QUE PERMITA REDUCIR LOS COSTOS, VOLVIENDO VIABLE SU EXTRACCIÓN, Y EVITAR ASÍ LA DEPENDENCIA EXTERNA EN MATERIA ENERGÉTICA.



por
ARIEL
CARIGNANO

*Lic. en Economía
Universidad Nacio-
nal de Córdoba**

Es conocido por todos que tanto las reservas como la producción de hidrocarburos vienen declinando de manera sistemática durante los últimos años. En contraposición, su demanda registra una tendencia ascendente, la cual se debe, en gran parte, al sostenido crecimiento económico que se produjo en el país en los últimos años. Esta situación tuvo como consecuencia que el país perdiera su condición de autoabastecido, debiendo recurrir, de manera creciente, a las importaciones de productos energéticos para, de esta manera, cerrar la brecha entre oferta interna y la demanda, la cual viene ampliándose de manera sistemática. Ante este panorama, surge el interrogante en relación a cuáles serán las fuentes de abastecimiento de energía necesarias para satisfacer la creciente demanda, reduciendo así la dependencia externa.

En este contexto, y desde hace un tiempo, se viene escuchando cada vez con mayor fuerza hablar de los denominados "Recursos No Convencionales". Esta situación se fundamenta en algunos estudios preliminares que dan cuenta de una gran base de recursos en el país, donde se destacan los existentes en la cuenca neuquina. Si bien hay muy buenas expectativas en cuanto al potencial de los mismos, las empresas todavía se encuentran en una etapa de exploración y evaluación. Por esta razón es necesario ser cautos y esperar los resultados de los trabajos exploratorios y de análisis para tener una real medida del posible impacto sobre la producción y las reservas.

El resurgimiento del tema es consecuencia de los avances tecnológicos que mejoraron las técnicas extractivas, permitiendo reducir costos, y haciendo que los recursos que anteriormente no resultaban comercialmente explotables pasen a serlo.

En realidad, no se trata de descubrimientos de nuevos reservorios, ya que la existencia de los mismos es conocida por los principales agentes de la industria desde hace algunos años. Sin embargo, el resurgimiento del tema es consecuencia de los avances tecnológicos que mejoraron las técnicas extractivas, permitiendo reducir costos, y haciendo que los recursos que anteriormente no resultaban comercialmente explotables pasen a serlo.

Además, las características particulares de este tipo de yacimientos hacen que su explotación resulte más onerosa, por lo que se requieren mayores precios para hacer que los proyectos se tornen viables. De todas formas, ya se comienza a vislumbrar un importante impacto económico, principalmente en Neuquén, debido al desembarco de las principales empresas operadoras a nivel mundial, lo que se traduce en importantes compromisos de inversión. A su vez, estos últimos generan impactos multiplicadores sobre el resto de la economía, ya que por las características de su producción implican mayores desembolsos y contratación de mano de obra.

¿Qué es el gas no convencional?

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca madre. La misma está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se acumularon durante largos períodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello. Si además se dan algunas condiciones que no permiten que el hidrocarburo se escape, se dice que existe una trampa geológica, y la roca donde queda alojado el petróleo, gas y agua se conoce como roca reservorio. Las mismas presentan, generalmente, buenas condiciones de permeabilidad y porosidad que permiten la explotación comercial de los mismos mediante el uso de técnicas tradicionales.

En el caso de los reservorios no convencionales, el hidrocarburo es generado de manera similar a la descrita anteriormente. La diferencia radica en que, mientras que en los convencionales el hidrocarburo migra y se aloja en la roca reservorio, en los no convencionales en general permanece en la roca que los generó. Es decir, en estos casos, la roca generadora y la roca reservorio son la misma.

Esta situación se da como resultado de la muy baja permeabilidad que presenta la roca generadora, lo que impide que se produzca el proceso de migración primaria. Esta propiedad se encuentra relacionada con la facilidad que tiene un fluido para moverse a través del reservorio. Para tener una idea, en los no convencionales, esta propiedad es más de 1.000 veces inferior a la encontrada en los reservorios convencionales.

Al hablar de los yacimientos no convencionales, hay que tener en cuenta que las características de la roca donde se encuentran alojados definen diferentes tipos de reservorios. Cuando el gas se encuentra atrapado en arenas compactas, se denomina *tight sands*, mientras que si es en una roca, se conoce como *shale gas*. También existe otro tipo de yacimiento no convencional, que es el conocido

como *coalbed methane*, que está compuesto por metano proveniente del carbón.

A su vez, estos yacimientos también pueden caracterizarse a través de diferentes propiedades que presentan, las que influyen sobre el tipo de hidrocarburo que contienen y las técnicas necesarias para su producción. Por un lado, el contenido orgánico total (COT), que mide el porcentaje de contenido orgánico que posee una roca. Otro indicador es la maduración térmica del mismo, que se mide a través de la reflectancia de la vitrinita (Ro), e indica el grado de madurez térmica de la materia orgánica, la cual está correlacionada con la generación de los hidrocarburos. Estas dos últimas propiedades, sumadas a la permeabilidad y al tipo de gas generado y almacenado, son las que definen las características principales de los yacimientos no convencionales.

Estas particularidades llevan a que la exploración, perforación, terminación y producción deban adaptarse a cada caso particular. En el caso de la etapa exploratoria, se requiere de una información mucho más detallada, en cuanto a la extensión, espesor y presión de los reservorios. Para esto resulta imprescindible realizar una sísmica 3D junto a estudios geofísicos y geoquímicos, además del análisis de perfiles extraídos de la formación.

En esta etapa resulta de importancia conocer las fracturas naturales que puedan estar presentes en la formación, ya que las mismas, junto a la información anterior, sirven de base para el diseño de las fracturas hidráulicas posteriores.

Luego, en la etapa de perforación, uno de los cambios más importantes que permitieron el desarrollo de los yacimientos no convencionales es la mejora en la tecnología de perforación dirigida. Esto implica perforar en forma vertical hasta la profundidad en la que se detectó la presencia de hidrocarburos, para luego modificar la dirección del mismo y, generalmente, continuar haciéndolo de manera horizontal. El objetivo radica en cubrir la mayor distancia posible de la roca, ya que al presentar una baja permeabilidad sólo se puede recuperar el gas que no esté muy alejado del pozo.

Como se dijo, esto último es consecuencia de la muy baja permeabilidad que presentan estos

yacimientos, por lo que de no realizarse algún tipo de estimulación, el volumen de gas recuperado no alcanzaría para que el mismo resulte económicamente viable. Para subsanar esta situación, las mejoras en las técnicas de fracturación hidráulica permitieron reducir costos e incrementar la productividad del pozo. El objetivo de la misma consiste en generar grietas artificiales en la roca, para mejorar la permeabilidad e incrementar el flujo de hidrocarburos hacia el pozo. Para llevar a cabo estas fracturas, es necesario bombear grandes cantidades de agua y arena, junto a ciertos compuestos químicos, a presiones muy elevadas. De esta manera, este compuesto rompe la roca, creando grietas y generando así las condiciones para extraer el gas.

Las características geológicas definirán, en gran parte, el perfil de producción de estos pozos, a la vez que el volumen de recursos totales extraíbles.

Recursos de gas no convencional en la Argentina

La actividad exploratoria en la Argentina, en cuanto a lo no convencional, se encuentra todavía en una etapa inicial. Si bien se conoce desde hace un tiempo la existencia de estos recursos, su cuantificación y posible paso a reservas necesita todavía de mayores inversiones en exploración para contar con mejor información sobre las características particulares de las diferentes cuencas en relación con su potencialidad y viabilidad económica.

En este sentido, durante el mes de abril de 2011, la U.S. Energy Information Administration, del U.S. Department of Energy, publicó un estudio realizado para 48 cuencas sedimentarias en 32 países, donde se expone una estimación de recursos de *shale gas*. Este informe sitúa a la Argentina como una de las regiones con mayores potencialidades geológicas, en términos de recursos técnicamente recuperables, ubicándose en tercer lugar, sólo detrás de China y Estados Unidos, con un total de 774 trillones de pies cúbicos (TCF). Para tener una base de comparación, este mismo informe muestra que las reservas de gas natural actuales en el país ascienden a 13,4 TCF. Aquí también resulta necesario aclarar que estos

recursos no son directamente asimilables a las reservas, ya que para entrar en esta última categoría es necesario que su extracción resulte económicamente rentable, y conocer el porcentaje recuperable de los mismos. Además, este estudio no incluyó a Rusia ni a los países de Medio Oriente, los cuales poseen las mayores reservas comprobadas de gas a nivel mundial.

Este estudio identifica cuatro cuencas en la Argentina con potencial de recursos no convencionales. La Austral, San Jorge, Chacoparanaense y la Neuquina, siendo esta última la que presentaría mayor prospectividad. En esta última, la Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería de la Provincia de Neuquén llevó a cabo un estudio para caracterizar las formaciones Vaca Muerta y Los Molles, las dos principales que tiene la provincia en cuanto a potencialidad. En este caso, y con una metodología diferente al del estudio anteriormente mencionado, se estimó un valor de 170 TCF de recursos técnicamente recuperables para la formación Vaca Muerta, y de 130 a 192 TCF en Los Molles. Estas estimaciones son preliminares y presentan un alto grado de incertidumbre, por lo que resulta necesario continuar con los estudios para una mejor caracterización de la cuenca.

Aspectos económicos de la producción no convencional

La existencia de hidrocarburos bajo la superficie adquiere importancia real sólo si el mismo resulta económicamente explotable. Es decir, para que el recurso se convierta en reserva, y pueda ser extraído, es necesario que con las técnicas y precios actuales el mismo genere un flujo de fondos que permita pagar la inversión y obtener la rentabilidad requerida por la industria. En este sentido, varios son los factores que definirán la economicidad o no de los proyectos no convencionales.

En primer lugar, y en relación con los ingresos, las características geológicas definirán, en gran parte, el perfil de producción de estos pozos, a la vez que el volumen de recursos totales extraíbles. Si bien en la Argentina todavía los mismos se encuentran en etapa de ensayos, la experiencia internacional muestra que la producción comienza en niveles muy elevados, para luego declinar rápidamente, y estabilizarse en valores bajos durante 20 o 30 años. Es por esto que se requiere de una mayor cantidad de pozos en cada locación, teniendo, estos proyectos, un período de repago más prolongado que los convencionales. Aquí resultará muy importante para la mejora de la productividad un mayor conocimiento del subsuelo que permita optimizar

el diseño de las fracturas hidráulicas, maximizando el volumen extraído.

Por otro lado, uno de los factores más importantes, sino el más, es el precio en boca de pozo recibido por las empresas operadoras. Es bien sabido por todos el retraso en los precios de los productos energéticos. Esta situación es mucho más acentuada en el caso del gas natural que para el petróleo. En este último caso, el precio interno registró una importante recuperación en los últimos años, alcanzando valores cercanos a U\$S 62 por barril, un 30% más que los U\$S 47 observados a comienzos de 2010.

No es tan así para el gas natural, que en la actualidad registra un precio promedio cercano a los U\$S 2,7 MMBtu, sólo un 6% por encima del precio del año anterior. Aquí existe una importante diferencia en función del destino del gas. Es decir, la industria paga un precio superior, mientras que el costo para los consumidores residenciales es sensiblemente inferior. La posibilidad de recomponer este precio jugará un papel muy importante sobre el ritmo de perforación y producción de este tipo de yacimientos, ya que debido a las inversiones y técnicas de producción necesarias, los costos son superiores a los registrados en los yacimientos convencionales.

Para tener una base de comparación, algunos estudios muestran que en Estados Unidos, con 10 años de experiencia en este tipo de producción que generaron una ostensible reducción en los costos, el precio de corte por MMBtu que hace rentable la explotación oscila entre los U\$S 4,9 y U\$S 7,9, con un promedio de U\$S 7. En este sentido, la Secretaría de Energía de Nación a través del Programa Gas Plus aprobó proyectos que por las características de su producción necesitan un mayor precio para ser rentables. Algunos de ellos tienen precios aprobados que van desde los U\$S 4 a U\$S 7 por MMBtu.

Si bien las perspectivas son positivas en cuanto al aspecto geológico, todavía la exploración se encuentra en una etapa temprana, siendo necesario continuar con los estudios para lograr una mejor caracterización de las distintas cuencas.

Es necesario trabajar para evitar posibles cuellos de botella vinculados con la falta de equipos de perforación y bombeo, lo que retrasaría la puesta en marcha de este tipo de proyectos.

Aquí el problema radica en que para obtener ese precio, la operadora debe conseguir el comprador, pero dados los problemas registrados en los últimos años, en cuanto a cortes de suministro, las empresas todavía se encuentran reacias a firmar un contrato por un mayor precio, sin la seguridad de que luego no sufrirán cortes en caso de ser necesario atender la demanda domiciliaria.

En cuanto a los costos, el monto de las inversiones necesarias se ve incrementado por la necesidad de realizar perforaciones dirigidas. Además, el proceso de fracturación hidráulica eleva significativamente los costos, constituyéndose en una de las principales erogaciones. Para dar un ejemplo, el costo actual de perforación y terminación de un pozo convencional se encuentra hoy entre de los U\$S 5 y U\$S 7 millones, mientras que la empresa Apache invirtió cerca de U\$S 24 millones en un pozo horizontal, a un objetivo no convencional, en el área Anticlinal Campamento, en la provincia de Neuquén.

Como se mencionó anteriormente, las fracturas se realizan a través de la inyección de grandes cantidades de agua y arena, junto con algunos químicos a elevadas presiones. Debido a que esta agua vuelve a salir de la formación, es necesaria someterla a un proceso de tratamiento antes de desecharla, lo que incide también de manera importante sobre la estructura de costos.

En relación con este último punto, el manejo del agua, resultará importante el diseño de una apropiada regulación ambiental. Si bien la misma tendrá un impacto sobre los costos de producción, es importante a los efectos de la preservación del medio ambiente.

Conclusión

En definitiva, ante la situación actual, caracterizada por una persistente declinación en la producción de hidrocarburos y una demanda creciente, a la Argentina se le presenta una buena oportunidad para el desarrollo de recursos hidrocarburíferos no convencionales, tendientes a atenuar la creciente dependencia externa de los recursos energéticos.

Esta aseveración se basa en estudios preliminares, que dan cuenta de una extensa base de recursos en cuatro cuencas sedimentarias situadas en el país, siendo la neuquina la de mayor potencial. Si bien las perspectivas son positivas en cuanto al aspecto geológico, todavía la exploración se encuentra en una etapa temprana, siendo necesario continuar con los estudios para lograr una mejor caracterización de las distintas cuencas.

Otro desafío importante se vincula con las consideraciones económicas. Por más que el país cuente con un elevado volumen de recursos, si su extracción no resulta económicamente viable, los mismos permanecerán en el subsuelo. Aquí será de vital importancia acortar la curva de aprendizaje, utilizando la experiencia obtenida en otros países, e incorporando los avances tecnológicos tendientes a lograr una reducción de costos.

Por otro lado, más allá del incremento en la productividad, resulta necesario adecuar los precios en boca de pozo, que a nivel local se encuentran muy por debajo de los valores internacionales. A esto hay que sumar el hecho de que hoy los precios de los servicios petroleros se encuentran entre un 20% y un 30% por encima de los registrados en otras partes del mundo.

En relación con este tema, surge otro desafío importante, ya que el desarrollo de campos no convencionales exige la perforación de un mayor número de pozos y disponibilidad de potencia para las fracturas. Por esto, es necesario trabajar para evitar posibles cuellos de botella vinculados con la falta de equipos de perforación y bombeo, lo que retrasaría la puesta en marcha de este tipo de proyectos.

Por último, si bien la producción a partir de yacimientos no convencionales puede aportar a apaciguar la declinación actual y mejorar el horizonte de reservas del país, es importante llevar a cabo estudios técnicos y una legislación ambiental adecuada que contribuyan a evitar posibles daños al medio ambiente, vinculados al uso de químicos y al manejo del agua resultantes de las fracturas hidráulicas.



por
MARIANA
MATRANGA ¹
MARTÍN
GUTMAN ²

GAS Y PETRÓLEO NO CONVENCIONAL **PERSPECTIVAS Y DESAFÍOS PARA SU DESARROLLO EN LA ARGENTINA**

LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES APARECEN COMO UNA SOLUCIÓN AL AGOTAMIENTO DE LAS RESERVAS. EL ESTUDIO DE CASOS PIONEROS Y CONDICIONES LOCALES MUESTRA QUE EL PRINCIPAL DESAFÍO RESIDE EN APROVECHAR LAS OPORTUNIDADES MITIGANDO EL IMPACTO AMBIENTAL.

H

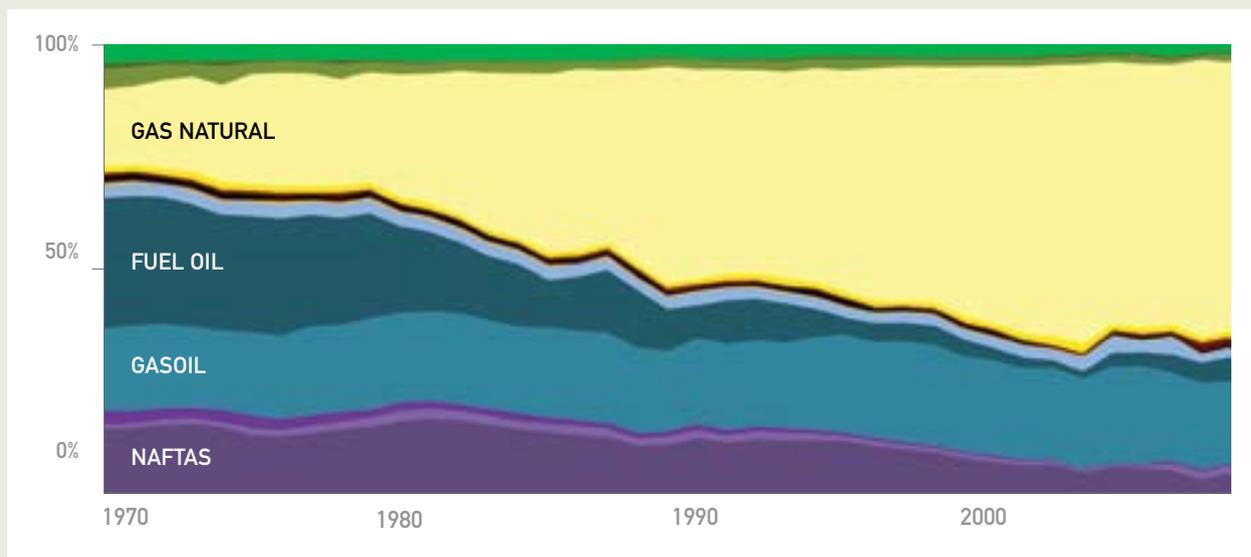
asta la década de los '80 la Argentina consumía naftas, gasoil, fuel oil y gas natural en proporciones similares. Durante esa década, el gas comenzó a abrirse paso en la matriz energética –desplazando principalmente al fuel oil y a las naftas– hasta alcanzar una participación máxima en el consumo de combustibles fósiles superior al 60% a principios de este siglo. Desde entonces la participación del gas en la matriz ha dejado de crecer, no se han reportado grandes descubrimientos de gas ni de petróleo y las reservas de estos recursos han ido disminuyendo conforme progresaba su explotación. Hasta aquí, esto es historia conocida.

Los anuncios oficiales ocurridos este año sobre nuevos recursos de petróleo y gas en la formación Vaca Muerta de la cuenca neuquina fueron recibidos con cierto escepticismo en algunos sectores. Esto puede deberse a varias cuestiones, entre ellas su ubicación y su precio. La ubicación de

estos recursos es el mismo lugar geográfico del yacimiento que ha provisto gran parte del gas y petróleo extraído en la historia del país y el elevado precio de venta que este gas requeriría para hacer comercialmente viable su explotación se alinea con la discusión sobre los límites al precio del gas que forman parte de la agenda pública de las productoras desde hace años.

En primer lugar, respecto de la ubicación, corresponde aclarar que las formaciones rocosas que alojan hidrocarburos en sus cavidades se encuentran a distintas profundidades y por lo tanto puede haber varias en una misma región geográfica. La existencia de la formación Vaca Muerta no es nueva

GRÁFICO 1. Distribución del consumo anual de combustibles en Argentina (toneladas equivalentes de petróleo, %)



Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía, Ministerio de Planificación Federal, República Argentina (1970-2008)

para geólogos e ingenieros que conocen la cuenca y que han detectado la presencia de gas al atravesar esta formación durante la etapa de perforación de pozos más profundos. Cabría entonces preguntarse, si su existencia era tan conocida, ¿por qué no se ha explotado ni hablado de ella en la prensa hasta ahora? ¿Por qué –en cambio– sí se ha producido gas y petróleo de formaciones más profundas, siendo que mayor profundidad implica casi necesariamente mayor costo? La respuesta a esta pregunta reside justamente en la característica de la roca que aloja al hidrocarburo, que hace muy difícil su extracción, tanto que no se lo consideraba extraíble. Grandes inversiones en investigación han permitido el desarrollo en los últimos años de ciertos avances tecnológicos que, aplicados de forma conjunta, modifican esta visión, o la línea divisoria entre lo que se considera “extraíble” y lo que no.

Conviene entonces revisar en qué consisten estas tan comentadas nuevas tecnologías sin perder de vista el orden de magnitud del que estamos hablando, más que nada en comparación con lo que ya conocemos. Si hay algo que caracteriza a la explotación no convencional son los números grandes.

Las formaciones rocosas que alojan hidrocarburos en sus cavidades se encuentran a distintas profundidades y por lo tanto puede haber varias en una misma región geográfica.

Tecnología convencional

En una formación “convencional” los fluidos se alojan en las cavidades o poros de la roca reservorio (como una esponja rígida rellena de petróleo o gas) y la facilidad con que el fluido se extrae depende fundamentalmente de la permeabilidad de esta roca. Por este motivo en lo sucesivo hablaremos de gas o petróleo de manera indistinta, ambos son fluidos que deben moverse a través de un medio poroso sólido para poder ser extraídos. Resulta bastante intuitivo que cuanto mayor sea el tamaño medio de poro y cuanto más interconectadas estén estas cavidades entre sí, más fácilmente fluirá el gas a través de la roca. A grandes rasgos, la perforación de un pozo convencional consta de las siguientes etapas: se perfora verticalmente, luego se entuba (se introduce un tubo llamado casing) y se cementa a su alrededor para asegurar que no habrá fugas por fuera del casing (el conocido y reciente derrame del Golfo de México corresponde justamente a una falla en la cementación, entre otras contingencias). Luego de la perforación se procede a la terminación, donde se punza el casing en la zona de la formación, entre otras tareas. En algunos casos también forma parte de la práctica convencional fracturar la roca alrededor del pozo en la zona de interés para provocar grietas que faciliten el movimiento del fluido desde el interior de la formación hacia el casing, ya que las aberturas provocadas brindan mayor área a través de la cual fluir. Una vez que el pozo se considera terminado comienza la etapa de producción.

Si intentáramos una perforación de este tipo en una formación no convencional, el pozo no produciría más que el gas alojado en los centímetros adyacentes al casing y se “desinflaría” rápidamente.

Tecnologías, insumos e intensidad de la explotación no convencional: razones de su elevado costo

En una formación no convencional los intersticios donde el gas se aloja son mucho menores en tamaño y están mucho menos interconectados entre sí. El aspecto no convencional de su explotación es justamente el requerimiento adicional de otras tecnologías y técnicas que, combinadas, hacen posible la perforación y terminación de un pozo productivo: varios kilómetros de perforación multidireccional, grandes cantidades de energía de bombeo, agua y arenas de fractura y una importante variedad de compuestos químicos. Además, es necesaria la multiplicidad de pozos desde una misma locación en superficie que se extienden horizontalmente por debajo, y muchísimas locaciones (*well pads*) de perforaciones múltiples poco espaciadas entre sí con el objeto de cubrir de forma intensiva el área a explotar.

En resumen, para llevar este gas hasta la superficie, hay que ir a buscarlo hasta los confines de la roca madre, algo que hace una década no era posible y hoy lo es, si estamos dispuestos a pagar por ello un precio alto. El aspecto tecnológico de última generación es tan clave en la explotación de reservorios no convencionales como su envergadura masiva, que implica la industrialización a gran escala de la región bajo explotación, como nunca se ha

Perforación multidireccional

En particular la perforación horizontal con tendidos de varios kilómetros de longitud permite el acceso a capas relativamente delgadas de roca con laterales extensos. Esta tecnología es necesaria para penetrar en el interior de la formación tanto como sea posible ya que el gas no se encuentra concentrado en una región sino uniformemente distribuido en la roca y sin muchas posibilidades de moverse de allí.

Enormes cantidades de energía de bombeo, agua tratada y arenas de fractura

La técnica llamada *hydro-fracking* (fractura hidráulica) consiste en la generación de fracturas múltiples en la roca mediante la inyección de agua gelificada a alta presión y el rellenado de estas grietas con arenas de gran permeabilidad especialmente diseñadas para mantener las fracturas abiertas mientras se facilita el paso de gas. Se requieren grandes equipos de bombeo (y alimentar sus motores), enormes volúmenes de agua, del orden de millones de litros por pozo, tanto para provocar la fractura como para llevar la arena hasta los extremos más alejados de las fracturas ramificadas. Una fractura en un pozo convencional no suele requerir más de unos cuantos miles de litros por pozo.

Aditivos químicos específicos

Se agregan al agua de fractura para modificar sus propiedades, como por ejemplo, aumentar su viscosidad durante la fase de fractura para mejorar su capacidad de arrastre de la arena (lo cual a su vez implica un marcado aumento de la potencia requerida de bombeo a altas presiones).

Baterías de pozos múltiples

En cada punto de perforación en superficie no alcanza con un solo pozo como sucede en el caso convencional, sino que se requieren hasta 8-10 pozos en lo que se denomina *multiple well-pad* (batería de pozos múltiples). Para explotar con una eficiencia razonable un reservorio no convencional se necesita un espaciado equivalente a una batería por cada ~2-10 km². De esta forma, en combinación con la perforación horizontal y el *hydro-fracking*, se logra el máximo acceso posible a toda la extensión de la formación.

visto en un yacimiento convencional de volúmenes equivalentes, tanto por debajo como por encima de la superficie.

En el Gráfico 2 se muestra un triángulo de recursos al que se apela frecuentemente en la industria petrolera para esquematizar las características de los reservorios de gas y petróleo. Allí se muestran los reservorios conocidos como *tight* (apretado) en los que el gas se encuentra en arenas de baja permeabilidad, de más fácil extracción que los *shale* (arcillas) donde el gas se encuentra atrapado en la roca madre y requieren para su desarrollo mayores cantidades de arena y agua de fractura que los *tight* pero producen menos gas. También existen otros tipos de reservorios no convencionales como *coal bed methane* (gas metano en mantos de carbono) o hidratos (metano y otros hidrocarburos livianos combinados con agua en un sólido similar al hielo), que aún tienen poco desarrollo en el mundo dado que el gas se obtiene a muy baja presión o mezclado con importantes cantidades de dióxido de carbono que hay que separar del gas por ser corrosivo (además es un gas de efecto invernadero, aunque esto no es contemplado en la legislación de casi ningún país y bien podría ser atractivo para proyectos de captura y secuestro de carbón).

Una vez que el gas alcanza la superficie, sigue la misma línea de proceso sin importar si proviene de la roca madre o de la roca reservorio: requiere tendidos de ductos, *manifolds* (baterías de válvulas), antorchas y hornos de calentamiento, plantas deshidratadoras, estaciones compresoras, plantas de ajuste de punto de rocío y plantas de endulzamiento para alcanzar finalmente la especificación requerida para ser inyectado en los gasoductos troncales.

Los otros costos

Hasta aquí, nos hemos referido a los costos desde el punto de vista de la extracción propiamente dicha. Hay dos costos importantes de los que no se cuenta todavía con estimaciones precisas y una clara determinación de las partes involucradas a reconocerlos y afrontarlos, y en tanto no se los considere y estudie, se subestiman. Son los costos de investigación y desarrollo in situ necesarios para lograr la producción del recurso y los costos socio-ambientales que vendrán de la mano con la explotación.

GRÁFICO 2.
Triángulo de recursos de gas y petróleo

Reservorios convencionales (volúmenes pequeños de fácil desarrollo)

Reservorios no convencionales (volúmenes grandes de desarrollo difícil)



Fuente: Adaptado de Masters JA: "Deep Basin Gas Trap, Western Canada," AAPG Bulletin (1979) 63, No. 2: 152 y Perry K, Lee J.: Topic paper #29 "Unconventional Gas", NPC Global Oil and Gas Study (2007) 7.

Al inicio se requiere una gran inversión en investigación, lo que implica perforaciones de prueba en muchas locaciones aplicando la mejor combinación de teoría, tecnología y fuerza motriz para que el pozo produzca. Esta evaluación comprende un análisis que va desde la geomecánica del suelo, los fluidos de terminación y fractura hasta el tipo de arena apropiada. Esto se hace probando: perforando y ensayando. Una vez que se ha logrado producir de varios pozos en distintas locaciones puede decirse que se conoce el reservorio y se lo puede explotar, antes de eso se cuenta con una gran probabilidad. Las formaciones de roca madre no son todas iguales y si bien por supuesto hay que mirar lo que vienen haciendo los líderes en el tema, primero Estados Unidos y luego Canadá, su experiencia nos brindará tan sólo un muy buen punto de partida.

Estudiando lo sucedido en el último lustro en los estados de Texas, Pennsylvania y Nueva York, las provincias de British Columbia, Alberta y Quebec, y lo que al respecto sostienen las agencias de protección ambiental de Estados Unidos (EPA) y Canadá (Environment Canada), veremos que no está todo dicho en la materia. Mientras que en Nueva York y en Quebec los gobiernos han puesto un freno a los permisos de fractura hasta tanto las comisiones de estudio de impacto creadas ad hoc entreguen sus respectivos reportes, el aeropuerto de Dallas-Fort Worth en Texas (cuenca Barnett Shale) tiene absolutamente todo su territorio subterráneo atravesado por centenares de líneas de pozos horizontales cuyos pads son observados con intriga por los pasajeros de los aviones, en Pennsylvania (cuenca Marcellus) ya se han perforado desde 2008 más de 1.500 pozos y la provincia de British

Columbia (cuencas Montney, Horn River), a pesar de seguir teniendo su matriz fuertemente dominada por la energía hidráulica y utilizar el gas natural solamente para entregar megavatios a la red en hora pico, ha visto cómo se disparaba exponencialmente la inversión de capital, el empleo, el cobro de regalías, las ventas de gas a regiones vecinas y una infinidad de actividades asociadas en cadena a la explotación del gas en el noreste de la provincia, mientras los residentes se preguntan si es conveniente que la Comisión del Gas y el Petróleo (OGC) sea la encargada de fomentar la explotación del recurso y a la vez de regular la actividad, en lo que detectan un claro ejemplo de conflicto de intereses. La inteligencia táctica estaría en adelantarse a los problemas estudiando los casos pioneros. En este sentido el impacto ambiental se erige como un gran signo de interrogación con opiniones encontradas de las partes involucradas como puede verse en los diarios regionales de estos lugares.

Cuando se señala el potencial impacto ambiental de esta actividad se tiene en cuenta su efecto directo en el aire, el agua, el suelo y el paisaje natural de la región, más el efecto indirecto que estos impactos tendrían en la salud y calidad de vida de la población. La estimación no es sencilla, ya que involucra el efecto acumulativo de cada actividad e insumo en el proceso de explotación para toda la vida útil del yacimiento: desde la cantidad de pozos a perforar por mes y por kilómetro cuadrado, los requerimientos de agua, la naturaleza de los químicos inyectados, la potencia de bombeo necesaria y la disposición final del agua utilizada en la fractura hasta el movimiento diario de personal y equipos por la zona: su consumo de combustible, el requerido trazado de caminos, los miles de camiones y camionetas circulando por los yacimientos, decenas de equipos de perforación y terminación moviéndose entre locaciones, frecuencia de vuelos hacia las capitales desde otras regiones y capacidad hotelera, entre otros.

La explotación de gas no convencional tiene asociado un marcado aumento en las emisiones tanto de gases de efecto invernadero (GEI) como de los contaminantes clásicos del aire, no sólo involucra de manera directa la combustión de gas y sus consecuentes emisiones sino que además provoca un incremento de toda la actividad asociada que sólo

Desde el punto de vista de la infraestructura, la principal diferencia entre la explotación convencional y la no convencional está bajo tierra, y puede afirmarse con tranquilidad que casi toda la inversión ya hecha en superficie podrá utilizarse para el gas o petróleo provenientes de la roca madre.

puede medirse en su totalidad haciendo un estudio de Análisis de Ciclo de Vida para toda la cadena. La magnitud y eficiencia de la explotación se reflejará en las emisiones de contaminantes al aire proveniente de la combustión de todas estas máquinas que transforman combustibles fósiles en electricidad, presión de bombeo o habilidad para transportarse. Miles de motores –o cientos de miles, según quién y cómo lo estime– con sus caños de escape podrían significar un deterioro de la calidad del aire local similar al de las zonas urbanas: monóxido de carbono, óxidos nítricos, compuestos orgánicos volátiles, dióxido de azufre y material particulado (precursores del ozono troposférico, irritantes del sistema respiratorio y causantes de niebla fotoquímica –smog– y eutrofización) y una huella de carbono para el gas no convencional superior incluso a la del carbón por su emisión de GEI (dióxido de carbono, metano, óxido nitroso).

En cuanto a la tierra, implicaría una gran solicitud de recursos, particularmente de toma y disposición final de agua. Por definición, la explotación de un recurso finito como los combustibles fósiles no es sustentable, pero puede aspirar a ser sustentable respecto de los recursos renovables involucrados en la operación. ¿Cómo se abastecerán estos volúmenes de agua, desde qué fuentes? De nuevo, esto puede no ser un problema, pero no lo sabemos aún. Además, una vez que el pozo entra en producción se produce agua, y en particular durante el primer período se produce parte del agua que se inyectó durante la fractura (~10%), con sus aditivos o lo que quede de ellos. Asumiendo que existe una forma de utilizar y devolver el recurso hídrico de modo sustentable, deben contemplarse en los costos de explotación los asociados al adecuado tratamiento del agua para disposición final.

Desde 1947 hasta la fecha en Estados Unidos se han fracturado más de 1,4 millones de pozos convencionales. En la Argentina, la Secretaría de Energía exige la comprobación de sellos que contienen el crecimiento de las fracturas mediante ensayos que evalúan su presión de ruptura y limita las fracturas a esos valores. Sin embargo el *hydro-fracking* intensivo es el aspecto más cuestionado en las regiones del mundo donde ya hay explotación y los residentes se preguntan si esta técnica puede causar contaminación de la napa o incluso pequeños movimientos sísmicos. Un ciudadano común no es experto en sismología ni en la porción subterránea del ciclo hidrológico, pero notará inevitablemente el aumento de la actividad en la región. Es necesario el diálogo de las partes y la divulgación de estudios de validez científica; el silencio sólo alimenta sospechas, sean estas fundadas o no. Después de todo, el dueño del recurso es el pueblo de la cuenca, al menos para la ley argentina, y para tomar una decisión responsable hay que saber.

¿Vamos a considerar los gastos de reparación del ambiente de las sociedades futuras en el precio de lo que producimos y consumimos hoy? Retrasar esta respuesta es responder “No”.

Oportunidades

Si hay algo que abunda aquí son las oportunidades, sobre todo las asociadas al desarrollo regional económico y social. Ni hablar del gran alivio que este recurso proporcionaría a una matriz energética tan solicitada como la nuestra y con un nivel de demanda en aumento. La Argentina tiene hoy un objetivo en mente y la determinación para lograrlo: el crecimiento de la industria nacional. Para crecer necesita energía y su capacidad instalada de generación depende hoy en día en su mayor parte de los combustibles fósiles. La discusión estratégica sobre diversificación, sobre todo en lo que a recursos renovables respecta, es atinada pero escapa a los límites de este artículo y es innegable que, explotado con inteligencia, este recurso puede impulsar a la región y posicionarla como líder en la materia, si participa en toda la cadena productiva desde la generación de conocimiento a nivel académico y la formación de mano de obra calificada hasta la producción de insumos críticos para todo el Mercosur, como serían por ejemplo las arenas de fractura, que hoy en día llegan a la Argentina en barco.

Desde el punto de vista de la infraestructura, la principal diferencia entre la explotación convencional y la no convencional está bajo tierra, y puede

afirmarse con tranquilidad que casi toda la inversión ya hecha en superficie podrá utilizarse para el gas o petróleo proveniente de la roca madre. Al fin y al cabo, el gas y el petróleo son los mismos, sólo que alojados en la zona de la cual es difícil extraerlos. Una vez que alcanzan la superficie, dan vida a la capacidad ociosa que dejó atrás el recurso convencional. Una gran parte de la inversión ya está hecha; tendidos de ductos, plantas de tratamiento y estaciones compresoras son la principal ventaja con la que cuentan las cuencas como la neuquina. Basta mirar un mapa de gasoductos y cuencas con chances de producir para elegir a Neuquén como candidata. Lo mismo vale para Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

Los números grandes son el sello de esta actividad y se trasladan a sus insumos. Miles de kilómetros de caños son sólo la punta del ovillo, el gas no convencional requiere más insumos tanto de consumibles (gas, combustible, agua tratada, químicos, arenas de fractura) como de bienes durables (cañerías, accesorios, equipos mecánicos y de proceso) y no hay que olvidarse de lo más importante: recursos humanos (personal calificado y profesionales tanto en operación como en áreas de diseño). Los talleres existentes en la Argentina tienen toda la capacidad y el *know how* para fabricar las instalaciones adicionales requeridas ya que son similares a las existentes: plantas deshidratadoras, tanques atmosféricos y a presión, compresores, antorchas, etc. Toda esta demanda de bienes y servicios tiene, aguas arriba en la cadena productiva, el efecto adicional de la creación de puestos de trabajo en las empresas proveedoras de bienes y servicios.

Las arenas de fractura son en algunos casos naturales, pero la mayoría es artificial ya que deben satisfacer especificaciones de grado de empacotamiento y permeabilidad mientras se las somete simultáneamente a alta temperatura y alta presión, y muchas más cualidades para las cuales se las diseña casi a medida de la roca a fracturar. En British Columbia, Canadá, las operadoras señalan con fastidio que la mayor parte del costo de una bolsa de arena de fractura es el flete. Aquí sucede lo mismo, no hay fabricante local que provea de arena al mercado argentino. Si se encara esta explotación con visión estratégica, el diseño y la fabricación nacional de arenas de fractura deberían estar en la agenda, incluso con proyecciones de exportación al Mercosur.

Perspectivas

Nos encontramos como sociedad frente a un dilema. Por un lado contamos bajo nuestro suelo con una de las mayores cantidades del mundo de un recurso fósil caro de extraer para el cual ya tenemos gran parte de la inversión en superficie realizada y con capacidad ociosa en aumento mientras vemos declinar los yacimientos actuales. Por otro lado nuestro PBI crece como pocos países del mundo y con él los requerimientos energéticos. Entendemos que esto representa una oportunidad única para el desarrollo industrial nacional y para el nivel de empleo regional pero no sabemos con exactitud el costo verdadero y último que esta actividad implicará, principalmente para el pueblo residente de la cuenca que será el más afectado. Este efecto se sentirá tanto en su crecimiento económico como en su paisaje natural, su suelo y su aire. Como argentinos, además, esto implicará aumentar nuestras emisiones de GEI. Actualmente estamos en un valor promedio si nos comparamos con los países del Anexo I del Protocolo de Kyoto (aquellos que se han comprometido a reducir sus emisiones) y esta actividad nos ubicará más alto en el ranking. Por ahora podemos participar de los proyectos MDL (Mecanismos de Desarrollo Limpio) y hacer negocios con los países del Anexo I, amparados en el consenso global que entiende que es justo que los países ya industrializados reduzcan sus emisiones más urgentemente. Mientras tanto, en tanto que país firmante, calculamos y reportamos periódicamente nuestras emisiones a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático. Esa es la foto hoy, pero nadie puede asegurar cuál será el consenso político global al respecto dentro de unas décadas.

El momento de analizar, estudiar e invertir es ahora, y estamos a tiempo de hacerlo con la seriedad y responsabilidad dignas de la Argentina que queremos ser hoy y mañana.

(1) *Ingeniera Química (UBA, Diploma de Honor). Investigadora de la Facultad de Ingeniería UBA.*

(2) *Ingeniero Químico (UBA) y Master en Reservoir Evaluation and Management (Heriot Watt, Edimburgo)*

Que la República Argentina atraviesa por una situación energética complicada ya no es ninguna novedad, como tampoco lo son las causas por las que se llega a ella, entre las que podemos mencionar la falta de inversión en el sector, la falta de planificación, las deficiencias regulatorias del modelo vigente y el continuo crecimiento de la actividad productiva en los últimos años. Siendo este último el argumento más utilizado por el Estado para relativizar la crisis. La realidad es que el sistema nacional de energía está al límite de su capacidad técnica.

Como paliativo a esta situación, a lo largo de estos años a nivel nacional se han ido instrumentando distintas medidas tendientes al uso racional de este recurso tan importante para la actividad productiva y la consecuente generación de puestos de trabajo. En el ámbito nacional se propuso aplicar un sistema de premios y castigos sobre los usuarios a través de una resolución emitida por la Secretaría de Energía de la Nación. En reglas generales, todo usuario que tuviera un consumo mayor al registrado en el mismo período del año anterior debía pagar un recargo. La justificación de esta medida se basaba en el hecho de que la energía que consumimos los argentinos procede mayormente de recursos no renovables, nuestra matriz energética es altamente hidrocarburífera. No obstante esto, las medidas impuestas castigaban al crecimiento productivo.

Partiendo de un criterio de solidaridad compartida en procura del beneficio general de los argentinos, Río Negro adhiere a los objetivos del programa pero sin la aprobación del sistema de premios y castigos, sino que diseña una ambiciosa campaña de concientización en el uso racional de la electricidad.

Con el convencimiento de que el uso racional debe formar parte de nuestra cultura, y una vez instaurado el tema entre los usuarios se logra un aporte importante en la sustentabilidad del sistema y resultados a largo plazo perdurables, se diseñó el modelo. El objetivo era lograr que los rionegrinos tomen conciencia de lo que significa tener energía



UREE: CAMPAÑA DE USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA IMPLEMENTADA EN LA PROVINCIA DE RÍO NEGRO

por
MARÍA DEL
CARMEN RUBIO
*Mg. en Economía
Energética**

LA EXPERIENCIA DE RÍO NEGRO MUESTRA CÓMO A TRAVÉS DE LA INFORMACIÓN Y CAPACITACIÓN DE LOS CIUDADANOS SE PUEDE LLEGAR A UN USO EFICIENTE Y RESPONSABLE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA QUE PERMITA ENFRENTAR Y EVITAR LOS PROBLEMAS DE ABASTECIMIENTO.

disponible. Darles información sobre los mecanismos que se utilizan para la obtención de la misma, cómo se produce, y los recursos que se requieren (como dijimos, en su mayoría no renovables), para que con ello decidan un uso más eficiente.

A partir de esta toma de conciencia colectiva comienza a tener importancia y sentido el hacer un uso racional de estos recursos. Uso Racional de la Energía Eléctrica (UREE), no significa no usar, ni no poder utilizar los elementos que nos brinda la tecnología disponible en el mercado. Por lo contrario, nos permite evaluar al momento del uso de un determinado equipamiento, si existe otro en el mercado de las mismas prestaciones y que requiera menos energía, es decir, más eficiente.

Cuando somos racionales, utilizamos lo óptimo, lo justo y lo necesario. Ser conscientes de que esos recursos que se pierden con luces encendidas que no estamos usando, equipos prendidos que no utilizamos, acondicionadores de aire con temperaturas demasiado bajas, etc., los ahorramos y pueden ser utilizados de manera más óptima por nosotros mismos para otro tipo de uso o por otros usuarios del sistema.

La campaña apuntó a una amplia difusión de la problemática y a las acciones que todos podemos adoptar en materia de UREE, y que requieren un mínimo esfuerzo de cada uno. El fin es generar excedentes de energía en el sector residencial, que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía producto del crecimiento del nivel de actividad económica, y no pueden restringir su uso sin afectar la producción y el crecimiento del empleo.

La crisis actual de nuestro sistema energético se encuentra en todas las etapas de la cadena energética, generación, transporte y distribución. Las causas son diversas como ya dijimos y un UREE no las va a solucionar. Para ello, se requieren políticas energéticas sustentables, medidas económicas acordes a los requerimientos, cambios regulatorios, entre otros. Pero el UREE, definitivamente, mitiga los problemas, permite ahorrar recursos y establece una política de eficiencia a largo plazo. En síntesis, se puede decir que los beneficios de un UREE son:

- Ahorramos energía.
- Ahorramos inversiones en la cadena energética.
- Disminuimos el costo de la factura energética.
- Permite mejoras tecnológicas: cuando las personas empiezan a elegir sus artefactos por la eficiencia, no por el precio, eso directamente provoca mejores tecnologías.
- Disminuye la afectación al medio ambiente.

A partir del 2004 la provincia de Río Negro empezó a instrumentar su propio programa de uso racional de la electricidad. Este programa se puede separar en tres partes:

1 Difusión general

La difusión del programa de uso racional de la electricidad ha comprendido una serie de publicidades sobre el tema en los distintos medios de comunicación, radio, televisión y periódicos, de la provincia. También en los municipios y oficinas públicas se brindó información, folletería y cartelería relacionada con el tema.

Para llegar al sector residencial, en una primera instancia se decidió adjuntar a cada factura de electricidad un folleto explicativo sobre cómo ahorrar energía, con esta herramienta llegamos aproximadamente a 200 mil usuarios provinciales del servicio eléctrico.

Se agregó información sobre el tema en la página web del Ente, junto con una aplicación que permite que los usuarios puedan hacer el cálculo de la energía que consume cada tipo de aparato eléctrico, y de esta manera empezar a concientizarlos sobre el concepto de eficiencia.

Se prepararon stands institucionales para participar de las principales fiestas populares de la provincia, como la Fiesta Nacional de la Manzana, la Fiesta Nacional de la Pera, etc. En estos stands, además de brindar información general sobre las funciones del Ente Provincial Regulador de la Electricidad (EPRE) con relación al UREE, se puso a disposición de los usuarios un módulo de autoconsulta. Allí los visitantes pudieron usar una plataforma con contenidos referidos al uso racional de la electricidad, con consejos y simulaciones de consumo, con las mismas características que el que está disponible en la web. Por otra parte, durante las temporadas vacacionales, en los principales centros turísticos rionegrinos, como el balneario Las Grutas y la ciudad de San Carlos de Bariloche, se realizó una campaña de difusión importante. Se distribuyeron folletos informativos y se dieron consejos para usar racionalmente la electricidad. Estos centros de turismo presentan una marcada estacionalidad de consumo, que conlleva a una serie de problemas en el abastecimiento energético de los mismos en cada temporada.

El fin es generar excedentes de energía en el sector residencial, que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía producto del crecimiento del nivel de actividad económica.

2

Capacitación en las escuelas

Se ha puesto un acento muy especial en el desarrollo de este programa de uso racional de la electricidad en los niños y jóvenes, ya que se convierten en un efecto multiplicador de difusión en la sociedad de magnitud importante. Se firmó un convenio con el Ministerio de Educación de la provincia con el objeto de realizar una serie de actividades en las escuelas de la provincia, relacionadas con el tema.

Dentro de este convenio se fijó una capacitación brindada por el EPRE a todos los alumnos de los últimos dos años de las escuelas técnicas, a partir del año 2008. El programa de capacitación incluyó los siguientes temas.

- Uso racional de la electricidad.
- Fuentes de energía eléctrica.
- Transformación de la energía.
- Crisis energética.
- Consumo de energía y medio ambiente.
- Calentamiento global - cambio climático.
- Uso racional y eficiente de la energía.
- Energía alternativa.
- Herramientas y cambios de hábitos.

Prevención de accidentes eléctricos en el hogar

- Efectos fisiológicos del accidente eléctrico.
- Riesgo eléctrico - Elementos de protección.
- Hábitos y costumbres erróneas.
- Instalaciones seguras.
- Cambios de hábitos.

Esta actividad nos permitió tener un contacto directo con los adolescentes, relevar inquietudes, consultas y, además del UREE, dar a conocer las funciones del EPRE.

Dentro del programa de capacitación se estableció como estímulo un concurso para los alumnos que participaran del mismo. Todos los involucrados en la capacitación debían formar grupos de trabajo y presentar un proyecto sobre el tema que pudiera ser implementado dentro de su comunidad educativa.

El premio para el equipo ganador y para el colegio era el financiamiento del proyecto por parte del EPRE y un viaje de estudio para todo el curso recorriendo lugares relacionados con la actividad energética de la provincia, como las centrales hidráulicas, térmicas, la planta de elaboración de agua pesada, etcétera.

El EPRE estableció los lineamientos básicos que debían cumplir los proyectos, los plazos de presentación y fue el encargado de proceder a la evaluación y calificación de los mismos. En esta primera etapa, si bien originalmente estaba prevista la financiación de un solo trabajo, por la calidad de la presentación de algunos proyectos, el directorio del EPRE decidió financiar a los cinco mejores, que fueron ejecutados en los distintos establecimientos.

En una segunda etapa del programa, realizada al año siguiente, 2009, se ensayaron algunos cambios en esta capacitación con el fin de propiciar una mayor participación y darle continuidad dentro de los programas escolares. Esta vez se optó por capacitar a un grupo de docentes, que fueron designados por los directores de los establecimientos secundarios.

Estos docentes se trasladaron a la sede central del EPRE, en Cipolletti, donde recibieron la capacitación y todo el material para que pudieran armar sus clases en los respectivos establecimientos. De esta manera se logró, además de simplificar significativamente la labor del EPRE por la coordinación con cada colegio, el traslado y la logística de implementación que requería el sistema anterior, brindar toda la información a los docentes en forma directa, e incorporar el temario del UREE al programa escolar en una de las materias que se cursan en el anteúltimo año del colegio.

En esta oportunidad, también, una vez que los docentes realizaron la capacitación de los alumnos, el EPRE lanzó el concurso entre los alumnos participantes, como motivador de estudio y profundización del tema. Dicho concurso se hizo con la misma metodología del año anterior, se financió al mejor proyecto, y el curso ganador realizó el viaje de estudio por los lugares de interés energético en el Alto Valle de Río Negro-Neuquén.

3

Capacitación en el sector empresario

En el sector empresario de la provincia se organizaron en una primera instancia jornadas de información y capacitación en la problemática energética en general.

Para ello se firmó un convenio con la Fundación Bariloche, que fue la responsable de brindar las conferencias y los talleres en cinco localidades de la provincia. El temario utilizado en las mismas fue:

- **Uso eficiente y/o racional de la energía.**
Definición y alcance. Acciones autónomas e inducidas. Beneficios en los sectores clave. Oportunidades en el abastecimiento y consumo de energía. Barreras y obstáculos. La necesidad de políticas públicas. Antecedentes nacionales. Experiencia internacional. Listado preliminar de opciones concretas en diferentes sectores.
- **La situación energética.**
El contexto nacional. Circunstancias, amenazas y desafíos. La problemática a nivel regional. Los sectores y usos críticos. Las fuentes de mayor importancia. Necesidades de corto y mediano plazo.

Estas conferencias cumplieron el objetivo de hablar de la problemática energética, explayarse sobre todas las ventajas que podían obtener los empresarios aplicando UREE en sus empresas, e iniciar un primer contacto con el sector empresario. En aquella oportunidad se adelantó que el paso siguiente sería avanzar en acciones puntuales con los agentes interesados en desarrollar políticas de uso racional en su industria.

Finalizadas las conferencias, la Fundación Bariloche elevó al EPRE un informe final con el detalle del contenido de las conferencias dictadas y las conclusiones arribadas. En dicho informe se plasmó su opinión sobre la situación energética de la provincia, se realizaron una serie de propuestas para contribuir a un abastecimiento energético más sustentable, y se identificaron algunos de los sectores productivos que presentan las mayores potencialidades de implementación de UREE.

Los sectores productivos son los más afectados por una crisis de abastecimiento, por lo tanto es necesario centrar esfuerzos en analizar las potencialidades que presenta cada sector de implementar un UREE y los beneficios que esto le produce.

Si bien los esfuerzos deben plantearse para la totalidad de los sectores, los sectores productivos son los más afectados por una crisis de abastecimiento, por lo tanto es necesario centrar esfuerzos en analizar las potencialidades que presenta cada sector de implementar un UREE y los beneficios que esto le produce. Avalando lo indicado sobre la importancia de este sector, se aprecia que en nuestra provincia aproximadamente el 70% de la demanda corresponde a los grandes usuarios, incluyendo la administración pública y el alumbrado.

Con el objeto de obtener más información sobre la detección de las necesidades y requerimientos de los distintos sectores productivos, se elaboró una encuesta que fue entregada a los grandes usuarios de la provincia con la factura de energía. Del análisis de la respuesta de las encuestas surgieron las necesidades, los requerimientos y se delinearon los distintos sectores productivos según las zonas geográficas en que se divide la provincia:

- Empaques.
- Frigoríficos.
- Industrias.
- Restaurantes.
- Grandes comercios.
- Hoteles.
- Industrias mineras.
- Bancos.
- Dir. Prov. de Agua, sistemas de bombeo.

La idea central de los talleres a implementar era convocar al personal técnico responsable de las industrias, comercios, etc., que posea amplio conocimiento de las instalaciones eléctricas, del equipamiento instalado, etc., y el funcionamiento productivo de la empresa. Y además de estos, a los representantes de cada una de las cámaras que nuclean estos sectores, para que sean ellos mismos quienes manifiesten cómo ven las oportunidades del uso eficiente de la energía y dónde detectan las principales barreras y obstáculos en sus industrias.

Se los capacitaría en:

- La metodología a implementar para lograr sistemáticamente un programa de UREE en la industria.
- Detallar dónde están los potenciales ahorros de energía de cada sector y capacitar a los responsables para que puedan detectarlos y cuantificarlos.
- Establecer el marco general y particular de una política de UREE en el sector.
- Diseñar un plan de acción.
- Dar los lineamientos teóricos para que los responsables puedan fijar objetivos y metas a lograr, que sean cuantificables y verificables.
- Instruir sobre cómo organizar los roles y responsabilidades dentro de la empresa para lograr una mejor eficiencia en el consumo energético.
- Realizar una evaluación integral de los procesos, para analizar la eficiencia energética, con miras al uso eficiente de los recursos de producción.
- Hacer un diagnóstico energético para aprender sobre el proceso que permita identificar las mejoras a implementar.
- Armar un procedimiento de control y monitoreo de los resultados. Dentro del plan de trabajo que se diseñe se deberá mencionar la necesidad de que cada empresa designe un responsable de la ejecución e implementación de la campaña de UREE. Este sujeto será el que pueda evaluar los resultados obtenidos y corregirlos en el transcurso de la misma si no cumplieran con los objetivos previstos.

De todos los sectores productivos detectados, a la fecha sólo se pudo concretar el taller para los empresarios y técnicos operadores de las industrias frigoríficas de la provincia. Quedando pendiente la realización del taller en el resto de los sectores productivos.

En este taller se trabajó en conjunto con la Federación de Productores de Río Negro y Neuquén y con la Cámara Argentina de Fruticultores Integrados, lo cual permitió integrar no sólo a los empre-

sarios en forma directa sino también a los responsables de las distintas cámaras y organizaciones que trabajan con este sector, por lo que el efecto multiplicador de conocimientos fue relevante. Se tuvo una concurrencia importante del sector y la capacitación brindada por especialistas del tema cumplió con todos los objetivos propuestos.

Lamentablemente, aun teniendo el programa previsto y elaborado para continuarlo, y de esa manera llegar al resto de los sectores productivos, durante el año 2011 no se le dio continuidad. Esperamos retomar las actividades en el año 2012.

Aún queda mucho por hacer, el trabajo en las escuelas públicas de la provincia está planteado, se le dio continuidad por parte de los docentes. No obstante resulta absolutamente necesario realizar por parte del Ente un trabajo de seguimiento, de vinculación, de intercambio con los directivos, docentes y alumnos de los distintos establecimientos educativos en forma permanente.

En cuanto al sector productivo, como se dijo, se tienen los lineamientos de los talleres específicos, falta su implementación, contactar a los especialistas en cada tema y llevar a cabo la organización de los mismos.

Por otra parte, un sector importante de la sociedad, la administración pública, no se ha enfocado a la fecha. Si bien está plasmado dentro del diseño general de la campaña trabajar con este sector en forma puntual, aún no se han encontrado los mecanismos adecuados para llevar a cabo esto. Los motivos son variados y en su mayoría de índole política. Estas instituciones presentan características muy particulares que deben ser abordadas de manera especial para lograr una capacitación a todos los agentes involucrados en estas instituciones de manera que dé frutos. Aquí es fundamental realizar una modificación en el uso de la energía en estas instituciones, donde los agentes involucrados no tienen un perjuicio directo por los montos de la factura de energía que abonan, ni tampoco toman decisiones en cuanto al equipamiento eléctrico instalado. Por otra parte, esas instituciones, por el rol que ocupan en la sociedad, deben dar el ejemplo de eficiencia y uso racional.

A pesar de todo lo que falta, considero que el camino construido fue importante, la metodología implementada con respecto a la difusión fue un éxito, se logró instalar el tema en las escuelas, en las oficinas públicas y en el sector empresario. Se deberá dar continuidad al plan elaborado teniendo en cuenta que la eficiencia energética es una actividad continua en el tiempo.



LA INSTALACIÓN DE PARQUES EÓLICOS ABRE LA POSIBILIDAD DE GENERAR ESPACIOS DONDE CONFLUYAN ENERGÍA, CONOCIMIENTO E INDUSTRIA, BRINDANDO ASÍ UNA SOLUCIÓN AL ATRASO ESTRUCTURAL DE ALGUNAS ZONAS DEL PAÍS.

por SERGIO R. CABEZAS ¹, PATRICIA I. LARIA ², VERÓNICA RAMA ³ y JOAQUÍN RODRÍGUEZ ⁴

AEROGENERADORES UN POSIBLE DISTRITO INDUSTRIAL EN EL NORTE DE LA PATAGONIA

Desarrollo, tecnología social y distritos industriales

El desarrollo es un proceso virtuoso, que eleva simultáneamente la calidad de vida y la cohesión social. Como transformación genuina se “incrusta” territorialmente, permitiendo que las fuerzas centrípetas surgidas de las raíces históricas, culturales y productivas neutralicen las presiones centrífugas de los mercados. Surge del predominio de la dinámica ecológica-creativa de la producción por sobre la financiera-extractiva. Implica una transición a la economía del conocimiento, requiriendo organizaciones de elevado capital intelectual. Debe gestionarse estratégicamente sobre la base de la valoración de la inteligencia y creatividad de las personas, Asumiendo que las regiones son sistemas biológicos abiertos y sufren la pérdida irreversible de los flujos materiales y energéticos, el desarrollo requiere finalmente una racionalidad productiva basada en el concepto de negentropía y utilización máxima de la fotosíntesis.

La noción de Tecnología Social (TS) identifica una forma especial de diseñar, desarrollar, implementar y gestionar tecnología, para resolver problemas sociales y ambientales y generar dinámicas de inclusión social y desarrollo sostenible.

Las regiones con “atraso estructural” requieren de una Estrategia Regional de Innovación (ERI), para definir espacios que integren crecientemente a las empresas con las instituciones locales.

Denominados por la literatura “*distritos industriales*”, “*localizaciones high tech*” “*milieu innovativos*” o “*cluster*”, estos complejos institucionales gestionados localmente, intensivos en conocimiento y coordinación, generan bienes y servicios que permiten la expansión de la sociedad a la vez que prote-

gen y reproducen sus recursos humanos y naturales.

En la figura del Distrito Industrial Inducido (DII) que propone este artículo, convergen las categorías de ERI, TS y las múltiples dimensiones que caracterizan a un proceso de desarrollo.

Antecedentes

INVAP Ingeniería SA, rama industrial del Grupo INVAP, se especializa en Desarrollos, Ingeniería, Fabricación, Montajes, Puesta en marcha, Equipos Especiales y Servicios. En forma autónoma se desempeña en las áreas de Tecnología Industrial, Medio Ambiente y Energías Renovables, especialmente Eólica.

Comercializa aerogeneradores basados en la turbina IVS 4.500 de 4.5 KW y está abocada al desarrollo de turbinas de 25 a 30 KW, del equipo EOLIS 15 de 1,5 MW (apto para el centro y sur de la Patagonia) y del futuro modelo de 2 MW.

El desafío consiste en que estos estimulantes logros tecnológicos-productivos transformen la realidad productiva y social de la región centro-sur de la provincia de Río Negro, que cubre el 60% de la superficie con una población de 40.000 habitantes y sufre de un “retraso estructural” relativo respecto de las zonas atlántica, cordillerana y de los valles. Gobiernos y actores sociales comparten el diagnóstico (subdesarrollo, desertificación, migración) y la necesidad de un cambio social sustentable. Una estrategia posible es la conformación de un DII con eje en la producción de generadores eólicos, gestionada por una “agencia promotora” coordinada por INVAP y una red de instituciones.

El presente artículo resume los resultados de una experiencia de investigación-acción de los autores interactuando con gobiernos locales, organismos públicos y expertos científicos, con el objetivo de concretar un aporte al desarrollo local. Se destaca entre estas instituciones INVAP Ingeniería, fuente de información, datos e ideas del Programa Educación, Economía y Trabajo del Instituto de Investigaciones en Ciencias de la Educación de la Facultad de Filosofía y Letras – UBA.

El aprovechamiento de la energía del viento patagónico, mediante un gran esfuerzo regional de tecnología y organización, podría marcar el inicio de una profunda transformación en Río Negro y en la Nación.

De molinos a un distrito industrial

El aprovechamiento de la energía del viento patagónico, mediante un gran esfuerzo regional de tecnología y organización, podría marcar el inicio de una profunda transformación en Río Negro y en la Nación. Con datos de la Asociación Europea de Energía Eólica (EWA), se ha estimado el impacto de esa decisión en 100 millones de dólares de actividad económica inmediata, dos mil ocupaciones directas, 160 mil indirectas, más los efectos multiplicadores. El cambio puede comenzar si las organizaciones de desarrollo se concentran en la inducción del DI apelando a la acción colectiva. La combinación energía eólica-industria ofrece excelentes ejemplos en España, con 438 parques y una densa estructura para la gestión de reparaciones de equipos en Madrid.

Alta potencia: Cerro Policía

El proyecto de INVAP de dos parques eólicos en Cerro Policía (25 turbinas de 2 MW cada parque) aportaría 100 MW al Sistema Interconectado Nacional. Para Río Negro podría significar un "salto" industrial a partir de la red de proveedores, equipos y profesionales. El contenido cognitivo de la actividad es elevado y demanda ocupaciones coincidentes con la oferta de las universidades locales.

INVAP puede incorporarse con diseños propios, alta calidad y precios competitivos al mercado internacional de la energía eólica (30.000 MW y 40 millones de dólares), que crece al 25% anual. La exportación podría suceder a la producción de tecnología y equipo potenciando el puerto de San Antonio Este.

Mediana potencia: Las Perlas

Un problema básico de esta localidad rionegrina es la restricción en la provisión de agua, gas y energía. INVAP está en posición de proyectar dos equipos de 30 KW, cuyo prototipo está en fase de fabricación, para complementar y mejorar el servicio eléctrico, abriendo la posibilidad de un esquema de generación distribuida.

Los actores sociales de Las Perlas aportarían la intervención de la cooperativa local, iniciando un verdadero aprendizaje de organización colectiva en la entrada de un área natural protegida de incalculable valor paleontológico.

Baja potencia: la meseta

Los equipos de energía y riego en asentamientos aislados de la meseta central rionegrina constituirían la infraestructura básica para actividades ganaderas, agrícolas y de turismo sustentable.

En el área predominan grandes campos de cría de ovejas. Inquilinos, pequeños propietarios y población nativa viven aislados en condiciones inadecuadas, con falta de agua y energía, sufriendo la desertificación y mortandad de los animales. Los sistemas viento-diesel de INVAP, que generan energía a 380 voltios para bombeo de agua, iluminación y otros usos, con bancos de baterías de 48 voltios, son aplicables a estos sitios. La instalación de equipos individuales de 4,5 o 9 KW mejoraría las condiciones de vida de los residentes, les permitiría fortalecer la ganadería ovina e iniciar otras actividades como horticultura, silvicultura y turismo no convencional.

Los treinta años de reestructuración regresiva de la industria nacional significaron para Río Negro la pérdida de pymes metalúrgicas asociadas a la fruticultura. La privatización de la actividad hidrocarbúfera impactó de manera similar en la provincia de Neuquén.

La estrategia de un DII asociada a los aerogeneradores permitiría recuperar ese potencial, mediante la integración de una red local de proveedores. Será imprescindible la creación de nuevas empresas y reforma de las existentes, partiendo de un análisis riguroso de bienes, servicios, tecnologías y conocimientos requeridos.

Debe resaltarse el impacto que el DII podría tener sobre el empleo. La producción de partes y servicios de aerogeneradores requiere perfiles ocupacionales tecnológicamente intensivos: ingenieros químicos, eléctricos, mecánicos, expertos en materiales, profesionales del diseño y la climatología, ambientalistas, especialistas en proyectos, ingenieros especializados en aerodinámica y dinámica computacional de fluidos, expertos en política energética, empresas especializadas en el transporte de materiales pesados, profesionales de la informática.

Esta línea estratégica abre a la comunidad autóctona "ventanas de oportunidad" generando nuevas ocupaciones de alta coincidencia con la oferta de egresados de universidades locales y de los sistemas educativos provinciales.

Esta línea estratégica abre a la comunidad auténticas "ventanas de oportunidad" generando nuevas ocupaciones de alta coincidencia con la oferta de egresados de universidades locales y de los sistemas educativos provinciales.

Conclusiones

La relación tecnología-innovación-desarrollo asume una complejidad particular en cada espacio local. Habitualmente las restricciones institucionales y de gestión son las que explican la dicotomía entre un desarrollo científico-tecnológico notable y el atraso ecológico, social y económico de su entorno. El desafío es construir nuevos roles para las instituciones y los actores sociales.

La experiencia de investigación-acción resumida en este artículo constituye un esfuerzo en esa línea, y permite concluir que las universidades pueden desempeñar un papel activo, asimilándose a la figura de "agente promotor" o "emprendedor de política" citado por la literatura, fomentando el trabajo entre instituciones, concretando contactos, reuniones y diseñando una agenda común.

La figura del DII puede ser la arquitectura social apropiada para avanzar en integración social mediante la circulación de conocimientos.

En la estrategia de un DII convergen las múltiples dimensiones que caracterizan una transformación para el desarrollo. Sus raíces teóricas recuperan la experiencia italiana, proporcionando una estructura conceptual alternativa a la convencional, verdaderamente útil y realmente aplicable cuando y donde se requiere gestión para el cambio. En el DII no sólo es central el Estado, sino toda la trama institucional existente, siendo especialmente interesantes las agencias de desarrollo, que condensan un amplio espectro de visiones, intereses e ideas sobre el desarrollo local.

La clave en la promoción de un DII es la organización, como interfase que transforma la dinámica

abstracta de la producción en términos de gestión integral para el contexto. Su objetivo es integrar agentes independientes a través de la comunicación y el compromiso, convirtiéndolos en actores sociales autónomos estrictamente conectados. Esto requiere equipos que trasciendan las organizaciones particulares, integradores versátiles que manejen los códigos tecnológicos, organizacionales y comunicativos necesarios para una experiencia de desarrollo local. Se trata de una habilidad compleja y definida que sólo se adquiere por experiencia directa, práctica repetida y observación cuidadosa. Estas habilidades particulares están en las organizaciones, se han acumulado a lo largo de décadas como demuestra la experiencia compartida con INVAP Ingeniería, complejo científico de experiencia singular de negocios en pequeña escala, pero profunda en contenido empresarial.

Esta investigación ha interpretado la innovación como concepto flexible, de múltiples dimensiones y aplicaciones, que incluye desde un nuevo producto dentro de una empresa hasta una transformación social profunda. Un DII "norpatagónico" diseñado y gestionado por actores locales (agencias de desarrollo local, la empresa tecnológica) puede constituir una verdadera innovación social que conjugue energía, conocimiento e industria.

(1) Ingeniero Industrial, Magíster en Economía y Política Energético Ambiental, Secretario de Investigación de la Facultad de Economía y Administración de la Universidad Nacional del Comahue.

(2) Magíster en Desarrollo Económico de América Latina, Doctora en Ciencias Sociales, Profesora e investigadora del Departamento de Economía de la Universidad Nacional del Comahue.

(3) Licenciada en Administración, Master en Economía y Desarrollo Industrial con Especialización en Pequeñas y Medianas Empresas, Profesora e investigadora del Departamento de Economía de la Universidad Nacional del Comahue.

(4) Licenciado en Economía. Investigador del Departamento de Economía de la Universidad Nacional del Comahue.

CENTRAL ELÉCTRICA ESCUELA EN LA UNIVERSIDAD NACIONAL DEL COMAHUE

GENERACIÓN DE
ENERGÍA ELÉCTRICA A
PARTIR DE FUENTES DE
ENERGÍA RENOVABLES,
REDUCCIÓN DE
EMISIONES Y MEJORA
EN LA FORMACIÓN
DE PROFESIONALES Y
TÉCNICOS

EL PROYECTO ENCARNA UNA APUESTA DOBLE, AVANZAR EN EL USO DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA UN DESARROLLO SUSTENTABLE Y LA FORMACIÓN DE PROFESIONALES Y TÉCNICOS DESDE LA UNIVERSIDAD PARA LA REGIÓN. UN CAMBIO DE PARADIGMA EN LA PRODUCCIÓN DE CONOCIMIENTOS.

por
ALEJANDRO A.
PALAVECINO ¹

CARLOS V. M.
LABRIOLA ²



La energía es fundamental para el desarrollo de bienes y servicios esenciales para el bienestar humano; la producción y el consumo de energía primaria en general y la generación de energía eléctrica en particular, constituyen elementos críticos en el desarrollo de la sociedad. Sin embargo las tecnologías empleadas para su obtención y distribución dan origen a impactos sobre el medio ambiente, que a su vez terminan afectando negativamente en el bienestar de los ciudadanos.

La generación de energía eléctrica en la Argentina tiene un muy importante componente térmico, es decir, dependiente de combustibles fósiles, lo que implica emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera. Ese tipo de generación alcanzó en el año 2006 a ser el 56% del total de la generación, como consecuencia de ello las emisiones de CO₂ también han ido creciendo y en el período 2002-2007 tuvieron un 111% de incremento, a pesar de que el consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios creció un 35% para ese mismo período. En otras palabras las emisiones crecieron mucho más que el consumo de energía eléctrica.

Por ese motivo es importante considerar las fuentes de energías renovables como una herramienta para el desarrollo sustentable, puesto que son capaces de sustituir a los combustibles fósiles y a otras fuentes de energía contaminantes. Sin embargo las inversiones en energías renovables han sido insignifican-

tes en comparación con las inversiones realizadas en generación con combustibles fósiles, lo cual es incompatible con la protección del medio ambiente.

Hablar de emisiones nos lleva invariablemente al Protocolo de Kyoto, en el cual se establecieron los mecanismos para hacer frente al problema mundial del cambio climático y las metas a cumplir por los países firmantes. El mismo protocolo establece además mecanismos cuyo objetivo principal es ofrecer a las partes medios para recortar las emisiones con menos gastos, promoviendo el desarrollo de un mercado global de comercialización de permisos y/o créditos de carbono. Uno de estos dispositivos se llama Mecanismo para el Desarrollo Limpio.

El Mecanismo para el Desarrollo Limpio (MDL) tiene dos objetivos: ayudar a los países desarrollados a cumplir sus metas de reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y apoyar a los países en vías de desarrollo con la transferencia de tecnologías y fomentar el desarrollo sostenible.

El calentamiento global es provocado por un exceso de gases en la atmósfera, fundamentalmente dióxido de carbono, metano y óxidos nitrosos. Estos gases se producen principalmente como consecuencia del uso de combustibles fósiles, de la agricultura y de los vertederos de basura.

Cambio climático

El cambio climático está provocando fenómenos como la sequía y las inundaciones, las que son cada vez más frecuentes, además se le atribuyen un mayor número de huracanes e incendios forestales; a largo plazo se espera la subida del nivel del mar con la consecuente afectación de las poblaciones costeras.

El calentamiento global es provocado por un exceso de gases en la atmósfera, fundamentalmente dióxido de carbono, metano y óxidos nitrosos. Estos gases se producen principalmente como consecuencia del uso de combustibles fósiles, de la agricultura y de los vertederos de basura.

El Informe de la Convención marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de noviembre de 2010 indica que “para mantener las subidas de la temperatura media mundial y los correspondientes impactos del cambio climático lo más bajos posible es necesario tomar medidas rigurosas de reducción de las emisiones. Está claro que el paso a una sociedad de bajas emisiones requiere una reorientación de los patrones mundiales de crecimiento económico. Para eso hacen falta cambios innovadores a corto y medio plazo en la tecnología de todos los sectores de la economía.

“Según la Agencia Internacional de la Energía, en 2030 la demanda mundial de energía habrá aumentado un 55%. En el período hasta 2030, la infraestructura mundial de suministro de energía requerirá una inversión total de 26 billones de dólares, de los cuales aproximadamente la mitad será necesaria en países en desarrollo. Si el mundo no consigue que esas inversiones sean respetuosas con el medio ambiente dirigiéndolas a tecnologías ecológicas, en 2050 las emisiones habrán aumentado un 50% en vez de disminuir un 50% como la ciencia nos exige”.

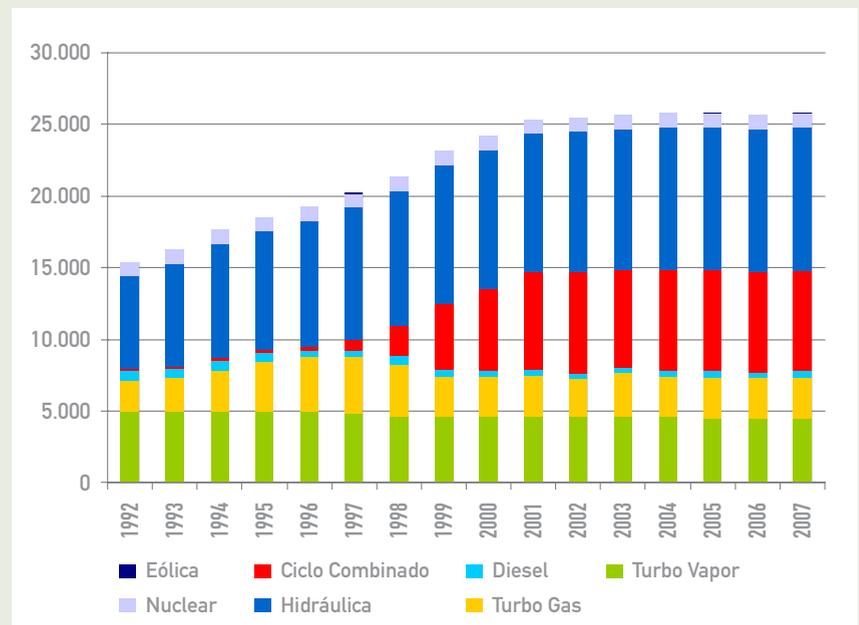
La generación de energía eléctrica en la Argentina

En la década de los '90 la Argentina transformó su sector energético efectuando un cambio total en las reglas de juego que regían en la industria. En lo que se refiere a la energía eléctrica, se desreguló la actividad de la generación quedando reguladas las del transporte y la distribución.

En este contexto las inversiones se orientaron a aumentar la generación de energía eléctrica con gas natural debido a la disponibilidad de ese combustible a bajo costo, transformándola en altamente dependiente de la industria de hidrocarburos.

El siguiente gráfico muestra la evolución en la participación creciente del equipamiento térmico (Ciclo Combinado, TV, D, y TG) en la potencia instalada en el período 1992-2007.

GRÁFICO 1. Potencia instalada por medio de generación (en MW)



Fuente: CAMMESA, Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A

A comienzos del año 2002 se produce la devaluación del tipo de cambio, esto provocó en los tres años siguientes una reactivación industrial; la economía creció a tasas del 8% anual, la oferta de energía eléctrica pudo expandirse mientras hubo capacidad disponible ociosa, sin embargo no se verificó un aumento en la capacidad productiva. Este aumento en el consumo condujo al sector energético a un importante problema de abastecimiento de gas natural, con la capacidad de transporte de gas natural cercana a la saturación, ausencia de inversiones en generación eléctrica y fuerte crecimiento del consumo de gas natural y de la energía eléctrica.

Entonces aparece la necesidad de la utilización de otros recursos disponibles a los efectos de poder satisfacer la demanda.

Esto se tradujo en un consumo muy importante de los combustibles alternativos como fuel oil, gasoil y carbón, y a la asignación del gas por nominación, por parte de la Secretaría de Energía, a aquellas máquinas que no dispusieran de combustible alternativo y su generación resultara indispensable para el abastecimiento de la demanda.

En la generación termoeléctrica los combustibles líquidos avanzan en la sustitución del gas natural tal como se puede observar en el siguiente cuadro.

TABLA 1. Participación de los combustibles en la generación térmica

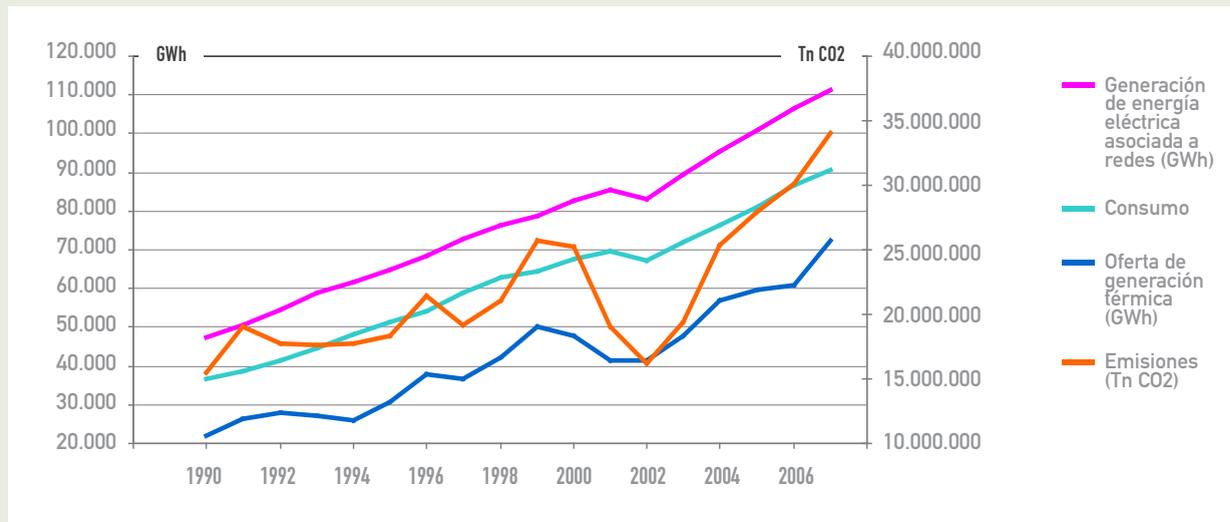
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Gas natural	97,90%	97,80%	88,20%	84,90%	82,60%	77,80%	76,10%	78,90%
Fuel oil	0,30%	1,50%	8,90%	11,10%	13,50%	14,40%	15,90%	11,70%
Gasoil	0,20%	0,20%	0,90%	0,60%	1,10%	1,10%	5,00%	6,20%
Carbón	1,50%	0,50%	2,10%	3,40%	2,80%	2,80%	3,00%	3,20%

Fuente: CAMMESA, Compañía administradora del mercado mayorista eléctrico S.A

En la década de los '90 la Argentina transformó su sector energético, efectuando un cambio total en las reglas de juego que regían en la industria. En lo que se refiere a la energía eléctrica, se desreguló la actividad de la generación quedando reguladas las del transporte y la distribución.

Emisiones de CO2

Las emisiones de CO2 han venido creciendo con la generación térmica tal como se muestra en la Figura 2, sin embargo entre los años 2000, 2001, 2002 y 2003 aparece primero un cambio en la tendencia y luego una marcada disminución en las emisiones. Son varios los factores que motivaron esta disminución, uno de ellos es la entrada en servicio de nuevos ciclos combinados y la conversión de plantas de generación TG a CC, con lo cual se mejoró notablemente el rendimiento de las máquinas térmicas. Esta tendencia continúa hasta el año 2003. Por otra parte, la crisis económica ocurrida en los años 2001 y 2002 provocó una caída en el consumo de energía eléctrica y consecuentemente caída en las emisiones. A partir del 2002, las emisiones crecen, en el año 2004 alcanzan los valores del año 2000 y para el año 2007 el crecimiento acumulado desde el 2002 fue del 111% mientras que la energía creció un 35%,

GRÁFICO 2. Generación de energía eléctrica y emisión de CO₂

Fuente: CAMMESA y elaboración propia

principalmente debido a la sustitución de gas natural por combustibles líquidos, tal como se explicó en el punto anterior.

Sin embargo la observación de los valores de emisiones de CO₂ por cada GWh generado nos permite concluir que la mejora en la eficiencia del parque térmico ocurrida entre los años 2000-2003 permitió que recién en el año 2007 se alcancen valores similares a los de los años 1992/93.

Central Eléctrica Escuela

Una Central Eléctrica Escuela en el ámbito de una Facultad de Ingeniería es algo novedoso, principalmente desde el punto de vista de la producción de conocimientos. En particular se busca poder generar saberes en lo que respecta a los procesos de generación de energía, procedimientos de operación y mantenimiento, y ensayo y prueba de nuevos equipos y materiales.

Además, este proyecto tiene la finalidad de producir conocimientos en los campos de los biocombustibles, las energías eólica e hidráulica, estudios ambientales y reducción de las emisiones, así como también servirá para la formación de recursos humanos propios (alumnos de la facultad) y externos (personal de empresas), cubriendo una importante necesidad formativa para la región.

La central funcionará con energía eólica, hidráulica, biogás y biodiesel, con cuya generación se abastecerá de energía a la misma facultad y otras dependencias de la universidad.

Biocombustibles

Por biocombustibles se entiende a los combustibles renovables de origen biológico, en el caso de la Central Eléctrica Escuela se tiene previsto utilizar biogás y biodiesel. El biodiesel es considerado “neutro” desde el punto de vista de las emisiones de CO₂, en virtud de su origen vegetal. Se asume que el carbono liberado a la atmósfera ha sido antes absorbido por las plantas durante su etapa de crecimiento, por lo cual existe un ciclo cerrado planta-atmósfera que mantendría constante la cantidad de carbono, esto considerando únicamente la fase de generación.

El biogás es un combustible que se genera en medios naturales o bien en dispositivos específicos por el efecto de reacciones de biodegradación de materia orgánica; la biodegradación se produce por la acción de microorganismos, como las bacterias metanogénicas entre otras, en ausencia del aire (ambiente anaeróbico). Las bacterias consumen el carbono y el nitrógeno produciendo una combinación de gases que está formado por un 70% de metano, un 20% de dióxido de carbono y un 10% de monóxido de carbono y ácido sulfídrico. El metano presente en el biogás, sin embargo, sí es considerado un GEI y es mucho más potente que el dióxido de carbono, con un potencial de calentamiento 21 veces más que este. Por lo tanto, la captura y combustión de metano y su transformación a dióxido de carbono y agua en un quemador, generador u otro aparato resulta ser una reducción neta significativa de emisiones de GEI.

Generación

Puesto que la energía generada servirá para abastecer a la misma Facultad de Ingeniería y dependencias, con el fin de determinar el consumo de energía a abastecer, se realizó un estudio durante el año 2010 en las diferentes estaciones del año. De esa forma se pudieron obtener las curvas de demanda de potencia típicas por cada tipo de día (hábil, semihábil y feriado) y para cada época del año. En base a esta información fue posible determinar cuánto generará cada fuente (eólica, hidráulica, biogás y biodiesel).

El proyecto se prevé completarlo en tres etapas a partir de la conclusión de los estudios, la primera corresponde a la instalación de la generación hidráulica y eólica con una potencia de 5 KVA cada una, en la segunda etapa se instalará la generación térmica con biogás y una potencia de 50 KVA y en la tercera se instalarán otros 50 KVA de generación térmica a partir de biodiesel, como se puede apreciar en el siguiente cuadro.

TABLA 2. Configuración del Parque de Generación (KVA)

	G 1	G 2	G 3	G 4
Etapa 1	5 Eólica	5 Hidráulica		
Etapa 2	5 Eólica	5 Hidráulica	50 Biogás	
Etapa 3	5 Eólica	5 Hidráulica	50 Biogás	50 Biodiesel

Fuente: Elaboración propia

Con esta configuración del parque y en conocimiento del consumo de energía, se calculó la energía anual que generará la central y la que será necesaria adquirir a la empresa distribuidora de energía local, la cual se presenta en el cuadro 3.

A partir de este esquema de generación se calculó el CO2 evitado de emitir a la atmósfera por kW instalado de generación térmica tradicional, en función de un despacho diario de generación según la demanda de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Comahue (FIUNCo).

TABLA 3.

		AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3
Potencia máx. demandada (kW)		120	135	150
Potencia máx. generada (kW)		10	60	110
Energía generada (kWh/año)	Eólico e Hidráulico	43.805,00	43.805,00	43.805,00
	Biogás	-	232.891,00	248.113,20
	Biodiesel	-	-	88.359,72
Energía comprada (kW/año)		272.241,83	79.186,41	14.891,50
Compra a CALF				

Fuente: Elaboración propia

Emisiones de CO2 evitadas de emitir a la atmósfera

Para calcular las emisiones evitadas se utilizó una de las metodologías aprobadas por el MDL para proyectos de pequeña escala tipificados como de Tipo I: Actividades de proyectos de energías renovables con una capacidad máxima de producción equivalente de 15 MW (o equivalente apropiado) (AMS I.A./Versión 14 Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories).

● Base de referencia

Viene determinada por el consumo de combustible de la tecnología utilizada, o que se habría utilizado en ausencia de la actividad de proyecto. Determina la base de referencia anual (en kWh), las emisiones se calculan multiplicando esta por el Factor de Emisión de CO2 del combustible desplazado.

El Factor de Emisión proporciona la cantidad en toneladas de CO2 equivalentes que se logran reducir o evitar por cada MWh generado o evitado, y es la base de la reducción de las emisiones de GEI atribuibles a la instrumentación de los proyectos de ahorro de energía eléctrica, energías renovables o cogeneración, que impactan en la generación de energía eléctrica.

La Secretaría de Energía calcula el Factor de Emisión para la Red Argentina de Energía Eléctrica para cada año, con el objeto de que sean utilizados en proyectos del sector eléctrico para que sean presentados ante el MDL y fomentar los mismos. Este fue el que se utilizó para calcular las emisiones anuales que se evitarán con el funcionamiento de la Central Eléctrica Escuela.

Los resultados netos de emisiones evitadas en su fase de operación se exponen en la siguiente tabla con un valor mínimo y un máximo para cada año del proyecto.

Se observa una creciente reducción en las emisiones producto de la incorporación sucesiva de máquinas en los tres años en los que está proyectada la implementación del proyecto, además la

TABLA 4. Resultados

	AÑO 1		AÑO 2		AÑO 3	
	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO	MÍNIMO	MÁXIMO
Eólico e Hidráulico	21.79	22.89	21.79	22.89	21.79	22.89
Biogás	-	-	115.75	116.91	123.31	124.55
Biodiesel	-	-	-	-	43.91	44.36
Emisiones evitadas	21.79	22.89	137.54	139.80	189.01	191.80

Fuente: Elaboración propia

energía es creciente, con lo cual la generación acompaña ese crecimiento.

Analizando individualmente las emisiones de CO₂ evitadas por tipo de fuente, se observa que la generación eólica e hidráulica se mantiene constante debido a las premisas del despacho, la cual es de mínima emisión.

La generación con biogás es creciente acompañando al consumo y llega a abastecer hasta el 63% de la energía esperada para el año 3 con la consecuente reducción de las emisiones.

La generación con biodiesel es la última en ser despachada, con lo cual es menor su aporte de energía; de acuerdo a la potencia instalada quedaría disponibilidad para abastecer otras dependencias de la universidad y de esa manera maximizar la reducción en las emisiones.

Conclusiones

La región sobre la cual tiene influencia la FIUNCo cuenta con una importante cantidad de centrales generadoras de energía eléctrica del tipo hidráulico y térmico. La formación de técnicos operadores de esas centrales hasta el presente es realizada por las empresas generadoras de energía, con lo cual se viene a cubrir un déficit importante en su formación. Este recurso formativo tiene el valor agregado de la reducción de emisiones.

De acuerdo con los resultados obtenidos se puede concluir que se consigue reemplazar hasta un 96% la compra de energía al sistema interconectado por generación con fuentes de energía limpia, con esta premisa se obtuvo una reducción en las emisiones de hasta 191.80 t CO₂ para el año 3 del proyecto en adelante.

Este proyecto tiene la finalidad de producir conocimientos en los campos de los biocombustibles, las energías eólica e hidráulica, estudios ambientales y reducción de las emisiones, así como también servirá para la formación de recursos humanos propios (alumnos de la facultad) y externos (personal de empresas), cubriendo una importante necesidad formativa para la región.

(1) Ing. Electromecánico orientación Electricidad (UBA). Master of Science en Energía Renovable y Medio Ambiente en la Universidad de Reading, Reino Unido. Docente e investigador de la Facultad de Ingeniería UNCo.

(2) Ing. Industrial con orientación Mecánica de la UNCo, maestrando de la Maestría en Intervención Ambiental con orientación Ingeniería Ambiental de la Universidad Nacional del Comahue.

PROSPECTIVA TECNOLÓGICA ¿EN QUÉ Y CÓMO PUEDE AFECTAR LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA?

A LO LARGO DE LA HISTORIA LA ENERGÍA Y LA TECNOLOGÍA HAN IDO DE LA MANO. ¿QUÉ DESARROLLOS SON NECESARIOS PARA ALCANZAR CANASTAS ENERGÉTICAS MÁS EFICIENTES, LIMPIAS, DIVERSIFICADAS Y FLEXIBLES, QUE PERMITAN REDUCIR LAS EMISIONES DE GEI Y LOS IMPACTOS AMBIENTALES?

por **ÁNGELA INÉS CADENA**¹, **RICARDO DELGADO**² y **MÓNICA ESPINOSA**³



Energía y tecnología es un binomio que tiene su origen en el descubrimiento del fuego y en la elaboración de las primeras herramientas, cuya utilización dependía de la aplicación de la energía humana y de la pericia con que se realizaba. Con el surgimiento de la máquina de vapor se produce un cambio radical en la productividad y en el ingreso de la población, como lo ilustra la figura 1. La aplicación en instrumentos sofisticados de la energía disponible en la naturaleza, junto con algunos cambios demográficos, constituyen un punto fundamental en la historia económica de la humanidad.

A partir de esta época, conocida como la revolución industrial, se logra una mayor oferta de bienes y se disminuyen los tiempos de producción, con la consecuente generación de una mayor riqueza. Esta, desafortunadamente no se distribuye en forma uniforme, creándose una “gran divergencia” o brecha en los ingresos.

En relación con la energía, luego de la madera, se comenzó a utilizar el carbón en las máquinas de vapor y posteriormente el petróleo y la electricidad (producida a partir de los energéticos anteriores y de la hidroenergía) en distintos equipamientos, dando forma a la producción y transporte de bienes y a la organización de la sociedad moderna. La figura 2 nos muestra cómo ha sido la evolución de las diferentes fuentes de energía a lo largo de

la historia y cómo se ha ido configurando la canasta de energéticos primarios que conocemos hoy en día. Si bien en ella se presenta el consumo de energía para un país específico, ese comportamiento es representativo del mundo industrializado. Como se observa, los combustibles fósiles han sido y son los energéticos dominantes en esta sociedad.

Se puede afirmar que la sustitución de una fuente dominante de energía primaria por una nueva ha sido determinada por las ventajas y oportunidades que las nuevas tecnologías ofrecen para su utilización y aplicación. La aplicación comercial de las nuevas fuentes y tecnologías depende de su competitividad frente a las existentes. En las circunstancias actuales de precios del petróleo, se ha dinamizado la búsqueda de nuevas alternativas que pueden cambiar la canasta energética en el largo plazo.

¿Qué se puede esperar entonces en relación con la canasta futura de energéticos? En primer lugar, esta va a estar determinada por las demandas derivadas de la industrialización, la motorización y la urbanización, principalmente en las economías emergentes. Igualmente por el desarrollo de nuevas fuentes como las renovables y de tecnologías para las etapas de extracción (de crudos y gases no convencionales), transformación (entre ellas la nuclear), transporte y utilización.

Adicionalmente a estos factores hay que tomar en consideración, como se mencionó, el precio del petróleo, el cual va a influenciar las posibilidades de participación de estas nuevas fuentes renovables y de la oferta de los combustibles fósiles no convencionales. Finalmente, las restricciones ambientales locales, regionales y globales y las preocupaciones por una mayor sostenibilidad del desarrollo van a influenciar la conformación de esta canasta. De esta manera, al binomio energía-tecnología se suma el binomio economía-medio ambiente.

Según los análisis realizados recientemente por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, en un escenario de referencia, el suministro de ener-

GRÁFICO 1. Ingreso por persona a través del tiempo (Ingreso en 1800 es igual a la unidad)



Fuente: Gregory Clark. A Farewell to alms. Princeton University Press. 2007

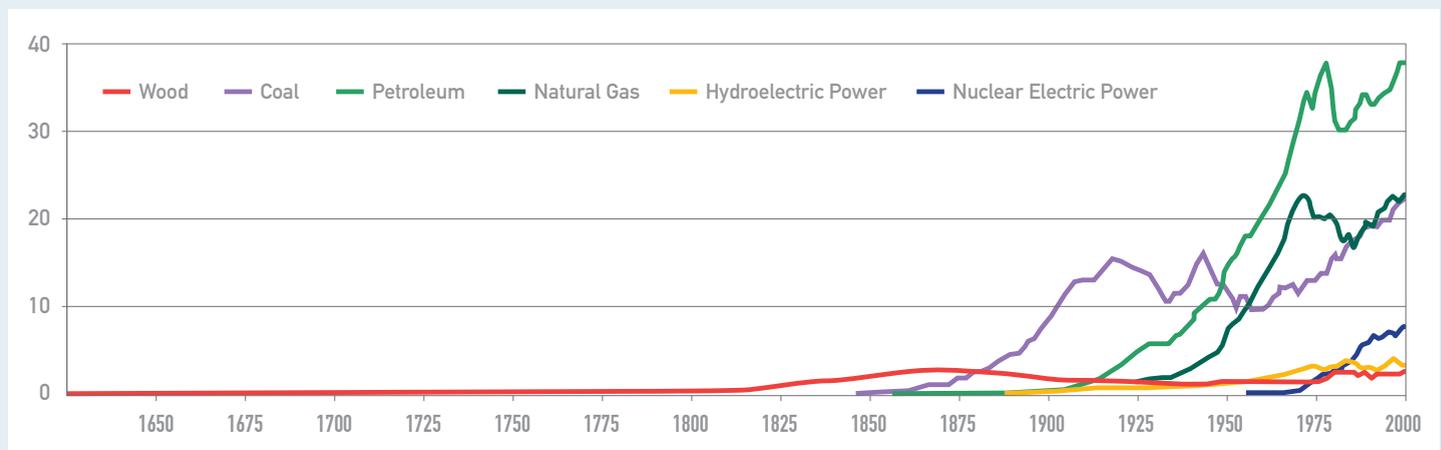
El cambio hacia sistemas energéticos más productivos y con menores impactos ambientales requerirá de continuadas inversiones en I&D, demostración y difusión.

gía deberá incrementarse en por lo menos un 53% en el período 2008-2035: 18% en países que pertenecen la Organización Económica para la Cooperación y el Desarrollo (OECD) y 85% en los no OECD. El consumo de los países en desarrollo supera el de los países industrializados a partir del 2007 y se espera que sea un 50% superior en el 2035.

Aunque la oferta energética será más diversificada en el mediano plazo, los combustibles fósiles continuarán cubriendo una fracción apreciable del consumo energético. Dentro de estos combustibles habrá una alta participación de los líquidos y de los gases no convencionales, que crecen en forma importante en Estados Unidos, Canadá y Brasil. El consumo del carbón crecerá en los países no OECD de Asia; incremento que dependerá de las restricciones ambientales y del desarrollo de tecnología de utilización más limpia y de captura de carbono. Las figuras 3 y 4 permiten contrastar escenarios menos y más favorables en la penetración de los gases no convencionales en las canastas energéticas mundiales.

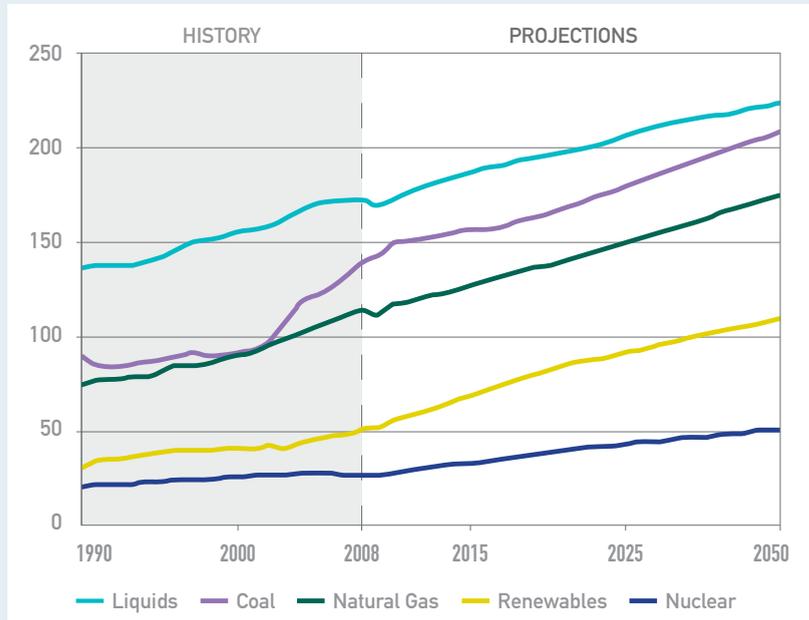
En relación con los energéticos secundarios, la misma fuente prevé un crecimiento significativo de la electricidad, aumentando en un 84% en el mismo periodo. Se espera igualmente un crecimiento importante de fuentes (renovables) y tecnologías limpias (nuclear), aunque su participación no será significativa en los próximos años, dada la inercia tecnológica del sector y las

GRÁFICO 2. Consumo de energía por fuente en Estados Unidos. 1635-2000. Miles de Billones de BTU



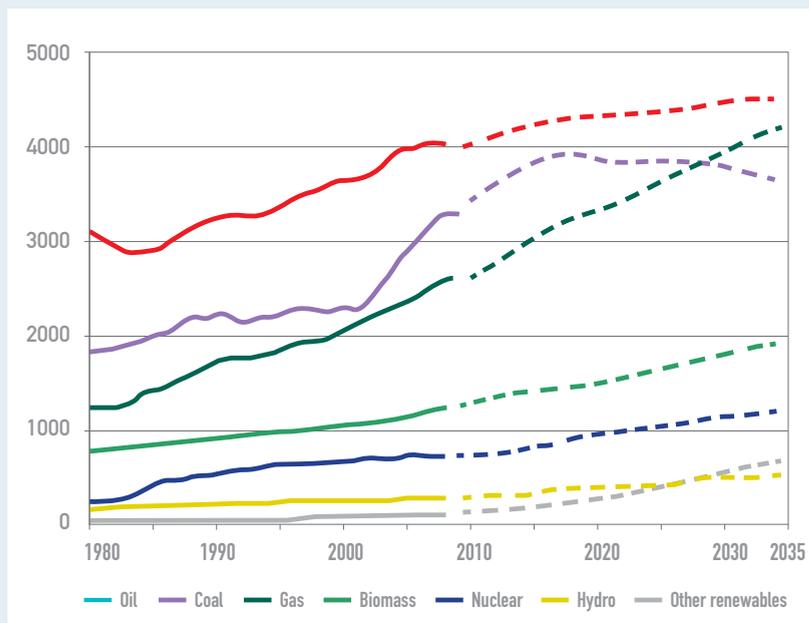
Fuente: <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/perspectives.cfm>

GRÁFICO 3. Consumo mundial de energía primaria en el escenario de referencia. Histórico y proyecciones. 1990-2035. Miles de Billones de BTU



Fuente: Energy Information Agency. US Department of Energy International Energy Outlook. 2011

GRÁFICO 4. Consumo mundial de energía primaria en el escenario de alta penetración de gases no convencionales. Histórico y proyecciones. 1980-2035. Millones de toneladas de petróleo equivalente



Fuente: International Energy Agency. World Energy Outlook 2011. Special report:--- CORTAR

altas demandas esperadas. El cambio hacia sistemas energéticos más productivos y con menores impactos ambientales requerirá de continuadas inversiones en I&D, demostración y difusión.

En los últimos años se ha observado una tendencia sostenida de disminución de la intensidad energética, derivada de las presiones por una mayor competitividad económica y por una reducción de la contaminación ambiental. A pesar de lo anterior, se puede concluir que los pronósticos tradicionales no anuncian cambios significativos en la canasta energética con la que se atendería el crecimiento sostenido de la demanda en el mediano plazo, diferentes a una mayor participación de los combustibles fósiles no convencionales y de las energías renovables (principalmente hidroenergía y eólica). No obstante lo anterior, en un escenario de altos precios del petróleo y de mayor consenso sobre la necesidad de realizar acciones que mitiguen el cambio climático (y fortalezcan la capacidad de adaptación), se podría anticipar un escenario más optimista.

En este contexto, se podrían lograr canastas energéticas más eficientes, limpias, diversificadas y flexibles, con mayores esfuerzos por: 1) encontrar soluciones eficientes, basadas en la innovación tecnológica; 2) diseñar políticas e incentivos que favorezcan la penetración de nuevas tecnologías y lleven a una mayor eficiencia energética, y 3) desarrollar una mayor conciencia (preferencia) ambiental en los individuos a través de la educación para lograr cambios en los patrones de consumo.

Diversos autores, entre ellos Lacker y Sachs, señalan que una estrategia robusta para una energía sostenible puede iniciarse con mejoras en las tecnologías existentes pero requiere una transición hacia un sistema energético "descarbonizado". Para lograrlo plantean que es necesario inversiones importantes en I&D, en tópicos como (i) carboquímica (proceso Fisher-Tropsch), (ii) captura y secuestro de carbono, (iii) extracción de carbón de la atmósfera y (iv) vehículos híbridos. Como esta transición debe darse en todo el mundo, subrayan la importancia del apoyo de los países industrializados.

En el campo de los combustibles fósiles, otros autores resumen los avances en la extracción y aprovechamiento de fuentes no convencionales de energía fósil como los hidratos de metano y la gasificación subterránea de carbón (UCG por sus siglas en inglés). El aprovechamiento de estos recursos puede contribuir con el objetivo de proveer energía con una huella de carbono reducida con respecto a las fuentes usadas actualmente.

Los hidratos de metano son un energético disponible en prácticamente todas las zonas costeras del mundo y a pesar de no ser totalmente una fuente carbono neutral, sí reduce las emisiones con respecto al carbón o al petróleo.

Por otro lado, la gasificación subterránea de carbón requiere yacimientos de carbón con unas condiciones específicas. Esta tecnología permite obtener un gas combustible a partir de carbón mineral proveniente de yacimientos a grandes profundidades, es decir, imposibles de aprovechar por la minería tradicional. De esta manera, con la gasificación subterránea del carbón se obtienen dos ganancias de manera simultánea. La primera es la obtención de energía de un recurso que de otra manera no se podría aprovechar. La segunda es la reducción del impacto ambiental del uso de esta energía con respecto a las convencionales. Al tratarse de un proceso subterráneo, las emisiones generadas por el uso del carbón no alcanzan la atmósfera quedando almacenadas en el subsuelo, con lo que se logra una huella de carbono baja por el aprovechamiento de esta energía.

El desarrollo de estas tecnologías puede verse acelerado por aumentos en la demanda de energía, escasez de los energéticos convencionales o aumento en las restricciones a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Estas dos tecnologías son un ejemplo de cómo los requerimientos de energía y las restricciones ambientales se pueden unir para desarrollar soluciones que atiendan de manera simultánea ambas necesidades.

En el campo de la producción de electricidad, la tecnología nuclear constituye una posibilidad

Los pronósticos tradicionales no anuncian cambios significativos en la canasta energética con la que se atendería el crecimiento sostenido de la demanda en el mediano plazo, diferentes a una mayor participación de los combustibles fósiles no convencionales y de las energías renovables (principalmente hidroenergía y eólica).

de contar con las cantidades de energía requeridas para soportar los crecimientos económicos esperados con bajos niveles de emisión. Sin embargo, las dificultades por garantizar una operación confiable (recientemente recreadas) pueden desacelerar su penetración y frenar la investigación en sistemas avanzados. Algunos países y grupos sociales han manifestado su férrea oposición a esta alternativa energética y esperan lograr un desarrollo acelerado de las energías renovables, con mayores escalas de producción y mejor competitividad.

Por el momento y a pesar del gran impulso que han tenido estas fuentes, no sólo a nivel de I&D, sino de reglas para favorecer su participación en la generación eléctrica en diversos países, su contribución aún no ha sido significativa, pero seguramente lo serán en un futuro. Además, los esfuerzos de I&D y de experiencias en el mercado alrededor de estas tecnologías han favorecidos otros cambios importantes en la industria eléctrica.

Los sistemas eléctricos han tenido modificaciones en cuanto a la organización de la industria y a los esquemas de coordinación y regulación en los últimos años. Se han creado mercados mayoristas de energía eléctrica y se avanza hacia la consolidación de los mercados minoristas. Como resultado de la inclusión de diferentes agentes en esta industria con una mayor orientación de negocios se ha acelerado la participación de fuentes y tecnologías de pequeña escala, de sistemas de acumulación y de equipos de transporte eléctrico.

Concomitante con estos cambios, los avances en otras ramas del conocimiento e industriales, como son los esquemas y algoritmos de control, los sistemas de comunicaciones, de almacenamiento y manejo de información, y de fabricación de equipos denominados inteligentes, hacen posible una participación más activa de los consumidores en la gestión de su demanda y la instalación y operación de sistemas de generación cercana a los centros de consumo, con capacidad de interactuar con la red. Lo anterior se ha conocido como sistemas de redes inteligentes y generación distribuida.

Los sistemas de potencia se mueven hacia la implementación de esquemas más flexibles, debiendo garantizar una mayor accesibilidad y asegurar el cumplimiento de los estándares de confiabilidad y seguridad establecidos. Uno de los retos más importantes para las empresas de distribución es el de convertir las tradicionales redes de distribución eléctrica en “redes activas” que permitan garantizar la calidad de la energía. Estas redes deben predecir y gestionar el uso eficiente de la energía eléctrica, mejorar la confiabilidad y la seguridad, e incrementar la flexibilidad en la operación. Para lo anterior, en las “redes activas” se debe dar la incorporación de sensores, comunicaciones y sistemas de medición y gestión en tiempo real, facilitando la participación de los consumidores e integrando la oferta de generación distribuida al sistema eléctrico existente.

En cuanto a las políticas y los incentivos diseñados para lograr reducciones de GEI en forma costo-efectiva, se puede afirmar que no han logrado los resultados esperados. Los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kyoto

han resultado en altos costos de transacción y una baja implementación de las opciones identificadas y planteadas. A pesar de los relativos fracasos en Copenhague y en Cancún, se espera que haya un mayor compromiso al nivel de las políticas para lograr un mayor desarrollo tecnológico, mayores estándares de eficiencia y una producción más limpia.

Opciones como la de colocar un precio (impuesto) a las emisiones deben ser analizadas en forma cuidadosa. En opinión de muchos autores esta sería la mejor señal para estimular procesos de cambio técnico importantes. Otros autores también coinciden en la necesidad de complementar los mecanismos tipo precios, con políticas claras de innovación e investigación y con metas de participación de las diferentes fuentes y tecnologías en el caso de las canastas energéticas. La conveniencia de estas últimas medidas debe ser analizada para el contexto de cada mercado eléctrico en cada país.

Igualmente, se proponen los NAMAs (National Appropriate Mitigation Actions) como alternativas interesantes para la mitigación de gases de efecto invernadero y para mejorar las capacidades nacionales de adaptación. En la Conferencia de Partes 16, realizada en Cancún, los países en desarrollo acordaron adelantar acciones voluntarias para reducir las emisiones esperadas en el escenario de referencia en 2020 y mejorar las capacidades de adaptación. Los países desarrollados acordaron apoyar esta iniciativa mediante la creación de un fondo para soportar financieramente su realización.

Finalmente, con relación a las preferencias, está claro que la educación ha logrado una mayor sensibilización de la sociedad frente a la problemática ambiental. Las moratorias nucleares y las objeciones al desarrollo de proyectos minero energéticos así lo ilustran. Sin embargo, algunos autores observan que aún hay que hacer esfuerzos para entender los determinantes del consumo y acciones que eviten que la sociedad quede “encerrada” en patrones no sostenibles. Por ejemplo, se sabe que en la selección de los modos de transporte los factores de comportamiento tienen tanta importancia como los factores técnicos y económicos, y por lo tanto la implementación de medidas e incentivos que busquen generar cambios en el comportamiento de los usuarios deberían ser considerados como parte de las políticas.

Una estrategia robusta para una energía sostenible puede iniciarse con mejoras en las tecnologías existentes pero requiere una transición hacia un sistema energético “descarbonizado”.

El consumo de energía per cápita y de emisiones continuará con una tendencia al aumento si no se realizan esfuerzos por entender y modificar los patrones de consumo de la sociedad.

Análisis realizados a partir de la composición de los gastos de los hogares en Inglaterra en el período 1968-2000, muestran que la energía requerida para satisfacer necesidades calificadas como básicas o materiales han permanecido prácticamente constantes. En contraste, se ha presentado un incremento importante en el consumo de energía para aquellas actividades relacionadas con la recreación y el desplazamiento, con el consecuente aumento de las emisiones. El mismo autor de estas mediciones planteaba que si bien la innovación tecnológica había permitido reducir la intensidad energética, había ofrecido nuevas alternativas de consumo. Como consecuencia, el consumo de energía per cápita y de emisiones continuará con una tendencia al aumento, si no se realizan esfuerzos por entender y modificar los patrones de consumo de la sociedad.

La posibilidad de sustentar una buena dinámica de crecimiento con trayectorias energéticas de menor impacto ambiental dependerá de la posibilidad de establecer y mantener las instituciones adecuadas y las reglas del juego para lograr la

eficiencia económica, viabilizar esquemas para la atracción del capital necesario, y garantizar la distribución de los excedentes de esta actividad. Asimismo, dependerá también de la capacidad de construir y mantener una base científica y tecnológica que permita el desarrollo y adaptación de nuevas tecnologías y conocimiento a las necesidades y condiciones locales, y lo que sería aún más interesante e importante, saltar etapas tecnológicas hacia sistemas más modulares y flexibles.

Los países en desarrollo deben encontrar sus propias trayectorias de crecimiento y desarrollo sostenible. Los niveles de demanda de energía aún son muy bajos en algunos países, como resultado de economías pobremente industrializadas. Atender los requerimientos de la población, lograr un mejor desarrollo agrícola y un mayor desarrollo industrial requerirá de buenas dosis de energía. Otros países cuentan con recursos fósiles abundantes que mal (no tan mal) o bien aportan recursos para el funcionamiento de las economías. Investigaciones en tecnologías más eficientes y para la captura de emisiones deben ser desarrolladas, por ejemplo, a partir de recursos de regalías. Finalmente hay que mencionar que algunos países han hecho esfuerzos importantes para estimular la penetración de algunas fuentes o medidas de eficiencia energética y hoy cuentan con canastas energéticas relativamente limpias.

Aunque en términos generales se puede decir que la disponibilidad de recursos energéticos no parece haber sido una restricción al desarrollo, la desigual distribución geográfica de las reservas, las limitaciones en el acceso a formas comerciales de energía para segmentos de población y los impactos ambientales derivados de su utilización, podrían llevar a situaciones críticas de suministro y erosionar las posibilidades de desarrollo.

(1) Profesora Asociada de la Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia. Ingeniera Eléctrica y PhD en Management Science.

(2) Asistente de investigación de la Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia. Ingeniero Eléctrico con maestría en Ingeniería Eléctrica.

(3) Asistente de investigación de la Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia. Ingeniera Ambiental con maestría en Ingeniería Ambiental.

EL COSTO DE CAPITAL EN LA INDUSTRIA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA



por
ALFONSO JOSÉ
MATEO RUIZ
*Ministerio de
Energía Eléctrica de
Venezuela*¹

EL COSTO DE CAPITAL ES SÓLO UNO DE LOS COMPONENTES DEL COSTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. ¿CÓMO SE CALCULA? ¿QUÉ ELEMENTOS TOMA EN CUENTA? ¿CUÁL ES EL COSTO DE CAPITAL DE CADA TECNOLOGÍA?

La industria de suministro de electricidad puede dividirse funcionalmente en generación, transmisión, distribución y comercialización. La generación es la producción de electricidad. Consiste en transformar en electricidad otras formas de energía. La producción de electricidad puede utilizar combustibles líquidos, gas natural, carbón, energía nuclear, energía hidráulica, combustibles renovables, turbinas de viento y tecnologías fotovoltaicas. Las distintas tecnologías tienen diferentes estructuras de costos. El costo de generación de electricidad se puede dividir en cuatro renglones: costos de capital, costos de combustible, costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables de operación y mantenimiento. Este artículo se enfoca en el costo de capital.

Cálculo del Costo de Capital en [\$/año]

El costo de capital (Ccap) para una planta de generación dada se determina según la siguiente ecuación:

$$Ccap = P * R \quad [$/año] \quad (1)$$

Pero:

$$P = Icap * Cap \quad [\$] \quad (2)$$

Por lo tanto:

$$Ccap = Icap * Cap * R \quad [$/año] \quad (3)$$

Donde:

P: Valor Presente de la Inversión [\\$]

Icap: Impulsor de costos de capital [\$/kW]

Cap: Capacidad Instalada de la planta [kW]

R: Factor de Recuperación de Capital [1/año]

El impulsor de costos de capital indica el costo de la planta por kilovatio instalado y depende principalmente del tipo de tecnología a utilizar, en segunda instancia depende de la demanda de este tipo de generación durante un período. Por ejemplo, en la actualidad se ha generado una demanda muy robusta por los aerogeneradores para construir granjas eólicas; esta alta demanda ha presionado al alza los precios de estos al mismo tiempo que ha incrementado el plazo de entrega por parte de las empresas que lo manufacturan.

La capacidad instalada de la planta consiste en la escala de planta que posee mejor factibilidad técnica y económica. Por ejemplo, para una planta nuclear una escala de 2.000 MW sería la adecuada, mientras que para una planta de ciclo combinado sería suficiente con unos 500 MW.

El factor de recuperación de capital se obtiene por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{((1 + i)n) * i}{((1 + i)n) - 1}$$

Donde:

i: Tasa de interés o tasa de retorno en base anual [expresada como fracción].

n: Vida útil de la planta generadora [años].

Entonces, la ecuación (1) es la relación que permite encontrar la cantidad, Ccap, de una serie uniforme de flujos de efectivo que ocurren al final de cada uno de los n períodos de interés, la cual equivaldría a, o podría cambiarse por, el equivalente actual P (Valor Presente de la Inversión), que ocurre al inicio del primer período.

La ecuación (1) permite obtener el costo de capital en \$/año, pero si se desea obtener este costo en \$/MWh, será necesario dividir el término por la energía generada durante el año.

Las distintas tecnologías tienen diferentes estructuras de costos. El costo de generación de electricidad se puede dividir en cuatro renglones: costos de capital, costos de combustible, costos fijos de operación y mantenimiento y costos variables de operación y mantenimiento.

Cálculo de la energía generada anual

La energía generada anual se calcula de la siguiente manera:

$$E = \text{Cap} * \text{Fcap} * 8.760 \quad [kWh/año]$$

Donde:

Fcap: *Factor de Capacidad [adimensional]*
*Las horas del año se calculan para 365 días * 24 horas/día*

El factor de capacidad se utiliza para medir la extensión de uso de una planta, frecuentemente es también llamado factor de planta o de uso. Si durante un período dado una planta se mantiene a máxima capacidad, es evidente que es utilizada a su máxima extensión u operada a un factor de capacidad de 100 por ciento. Este factor se define como:

$$\text{Factor de capacidad} = \frac{L_{\text{prom}}}{\text{Cap}}$$

Cálculo del costo de capital en [\$/MWh]

Este cálculo corresponde al cociente entre el costo de capital y la energía generada anual, se expresa en MWh para obtener una cifra con valores enteros de fácil manejo, ya que de otra manera su magnitud sería menor que la unidad.

Tasa de retorno

El cálculo de la tasa de retorno constituye un tema que ocuparía un artículo completo, ya que abarca temas diversos de finanzas que no pudieran dejarse a un lado. Sin embargo, existen ciertas cualidades que deben ser mencionadas, como las siguientes.

Los cálculos del costo de capital se hacen usualmente en dólares de EE.UU. por ser una moneda que ha mantenido una estabilidad histórica superior a otras monedas latinoamericanas, por lo tanto el retorno corresponde a valores que pueden ubicarse entre el 8 por ciento como límite inferior y hasta un 20 por ciento como límite superior.

En algunos países la tasa de retorno para las inversiones en el sector eléctrico ha sido fijada en 10 por ciento como medida gubernamental, razón por la cual se va a utilizar este valor en los ejemplos que se muestran.

La tasa de retorno tiene mucho que ver con el riesgo que se está acometiendo en la inversión, por lo tanto, si esta se ejecuta en un país con una tasa de riesgo país elevada, esta incrementará la tasa de retorno y viceversa.

Si se compara entre sectores en un mismo país, el de electricidad resalta por ser uno de los que engloba menor nivel de riesgo.

Ejemplos de costo de capital

A continuación se presenta una tabla que contiene ejemplos para una gran variedad de diferentes tecnologías de generación de electricidad. En esta se puede observar que la tecnología solar fotovoltaica es definitivamente la que posee el mayor costo de capital con un valor de 236,3 \$/MWh, mientras que en el otro extremo se encuentra la turbina de combustión avanzada con apenas 9,7 \$/MWh. Es necesario señalar que el costo de combustible constituye una porción importante del costo de generación, sobre todo cuando se trata de combustibles fósiles líquidos, por lo tanto el orden observado en los costos de capital no necesariamente se mantendrá cuando se evalúen en su totalidad todos los renglones incluidos en el costo de generación.

TABLA 1. Costo de capital para plantas nuevas en tecnologías de generación eléctrica

Tasa de interés: 10% | Vida útil, n: 5 | Factor de recuperación de capital R: 11,017%

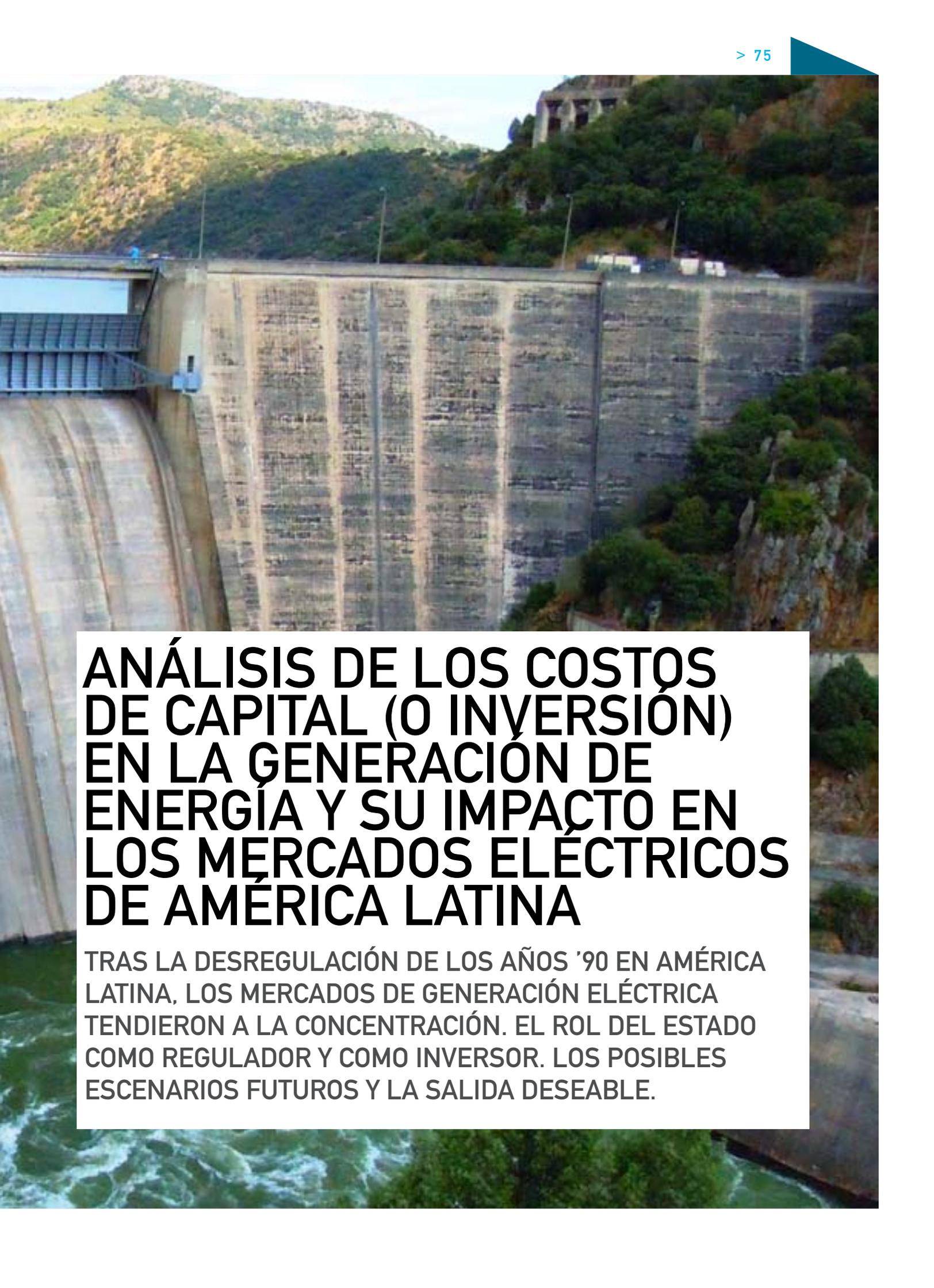
TECNOLOGÍA	TAMAÑO (MW)	TIEMPO DE CONSTRUCCIÓN (AÑOS)	FACTOR DE CAPACIDAD	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	IMPULSOR DE COSTOS DE CAPITAL (2010) (\$/KW)	TARIFA DE GENERACIÓN POR COSTOS DE CAPITAL (\$/MWH)
Ciclo Rankine convencional con limpieza de carbón	1.300	4	0,85	Carbón	2.809	41,6
Ciclo combinado con gasificación de carbón integrada	1.200	4	0,85	Carbón	3.182	47,1
IGCC con secuestro de carbón	520	4	0,85	Carbón	5.287	78,2
Ciclo combinado convencional	540	3	0,85	Gas Natural	967	14,3
Ciclo combinado avanzado	400	3	0,85	Gas Natural	991	14,7
Ciclo combinado avanzado con secuestro de carbón	340	3	0,85	Carbón	2.036	30,1
Turbina de combustión convencional	85	2	0,85	Gas Natural	961	14,2
Turbina de combustión avanzada	210	2	0,85	Gas Natural	658	9,7
Celdas de combustible	10	3	0,90	Hidrógeno	6.752	94,3
Nuclear avanzada	2.236	6	0,80	Uranio	5.275	82,9
Generación distribuida base	2	3	0,85	Fuel Oil No. 2	1.416	21,0
Generación distribuida pico	1	2	0,85	Fuel Oil No. 2	1.701	25,2
Biomasa	50	4	0,80	Biomasa	3.724	58,5
Geotérmica	50	4	0,80	Vapor	2.482	39,0
Residuos sólidos urbanos (RSU)	50	3	0,85	RSU	8.237	121,9
Hidroeléctrica convencional	500	4	0,65	Agua	2.221	43,0
Eólica	100	3	0,35	Viento	2.409	86,6
Eólica costafuera	400	4	0,35	Viento	6.056	217,6
Solar térmica	100	3	0,50	Sol	4.636	116,6
Fotovoltaica	150	2	0,25	Sol	4.697	236,3

Fuente: Elaboración propia en base a datos extraídos de estadísticas sanitarias mundiales 2010 – OMS

(1) Ing. Mecánico (Universidad Central de Venezuela). Máster en Administración de Empresas (Instituto de Estudios Superiores de Administración, IESA). Diplomado en Procesos de refinación de petróleo (Universidad del Zulia, LUZ). Profesor de la Escuela de Ingeniería Mecánica, UCV.



por
**SERGIO BOTERO
BOTERO**
*Profesor Asociado,
Universidad
Nacional de Colombia
Sede Medellín*



ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE CAPITAL (O INVERSIÓN) EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA Y SU IMPACTO EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DE AMÉRICA LATINA

TRAS LA DESREGULACIÓN DE LOS AÑOS '90 EN AMÉRICA LATINA, LOS MERCADOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA TENDIERON A LA CONCENTRACIÓN. EL ROL DEL ESTADO COMO REGULADOR Y COMO INVERSOR. LOS POSIBLES ESCENARIOS FUTUROS Y LA SALIDA DESEABLE.

Los mercados eléctricos han cambiado radicalmente en las últimas décadas. Anteriormente en América latina se tenían monopolios verticalmente integrados, en su mayoría de propiedad pública. Algunos países emprendieron una reestructuración de sus sistemas, Para los años '90 la mayoría de los países emprendieron procesos de reestructuración, los cuales se caracterizaron por la introducción de la competencia en el mercado y la participación del capital privado. Actualmente en América latina hay diversidad en los tipos de estructura de estos sistemas. Algunos países conservan el monopolio estatal mientras otros tienen mercados competitivos con diferentes niveles de participación privada. Ciertos países tuvieron un regreso al control estatal de los activos mientras que otros están haciendo gestiones por ampliar los mercados más allá de sus fronteras nacionales en procesos de integración regional (por ejemplo Centroamérica).

En los países en que se llevó a cabo, la reestructuración estuvo enmarcada por un cambio en la concepción del Estado. Se argumentó que anteriormente el Estado comprometía gran cantidad de sus recursos (y cupo de deuda externa) para la provisión de energía eléctrica existiendo grandes necesidades en otros aspectos sociales más prioritarios, además de que en algunos casos estas enti-

dades resultaron altamente ineficientes y corruptas. De ahí que bajo el nuevo concepto el Estado buscó dejar de ser un proveedor de servicios, permitiendo que otros agentes asumieran las inversiones y la provisión de los mismos, para pasar a ser más bien un regulador o árbitro de estos agentes.

Una de las razones para que el Estado fuera propietario de las empresas eléctricas era que se necesitaban cuantiosas inversiones para construir grandes proyectos de generación (principalmente hidroeléctricos en América latina), los cuales tenían unos costos de inversión tan altos que era prácticamente imposible que un actor privado tuviera acceso a esos montos de capital.

Sin embargo, a comienzos de los '90 se dio un gran salto tecnológico al desarrollarse la tecnología de Turbinas de Gas con Ciclo Combinado (TGCC), la cual permitió que se pudieran construir proyectos

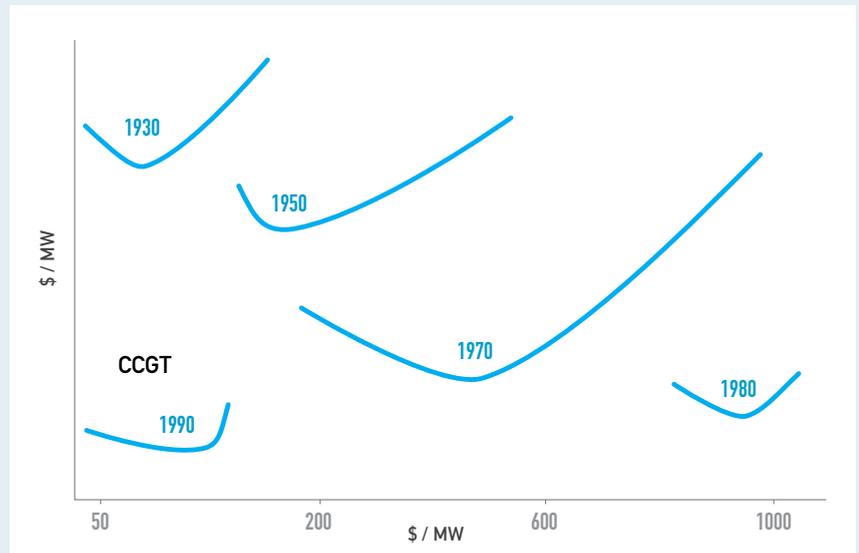
La generación de energía eléctrica presenta todavía economías de escala considerables (esto es, mientras mayor sea el tamaño de un proyecto, menor será su costo de instalación por MW, o su costo de generación de energía por kWh), especialmente en las plantas hidroeléctricas.

termoeléctricos pequeños a precios muy competitivos, tal como se muestra en la figura 1, los cuales lograban costos competitivos a una escala relativamente baja, permitiendo la partición horizontal en la generación, además de que los montos de inversión requeridos eran significativamente menores a los de las décadas pasadas, facilitando que los actores privados pudieran invertir y ser competitivos en el mercado. Adicionalmente, al tratarse de plantas pequeñas (del orden de 100 MW) era posible hacer una división horizontal de la actividad de generación, permitiendo que se ampliara el número de competidores y se presentara disputabilidad en el mercado, situación básica para alcanzar mayor eficiencia económica. Es así como se presentaron las condiciones adecuadas para que los mercados eléctricos con preponderancia térmica y amplia disponibilidad de gas natural se desregularan introduciendo la competencia, tal como ocurrió en Inglaterra.

Aunque los avances tecnológicos permitieron reducir el tamaño y los costos en las plantas térmicas, en realidad la generación de energía eléctrica presenta todavía economías de escala considerables (esto es, mientras mayor sea el tamaño de un proyecto, menor será su costo de instalación por MW, o su costo de generación de energía por kWh), especialmente en las plantas hidroeléctricas. Es así como la eficiencia por competencia (en la cual se obliga a una segmentación horizontal de la propiedad de activos de generación en busca de aumentar la disputabilidad del mercado) en algunas ocasiones puede ir en contra de las eficiencias por tamaño o escala.

En este orden de ideas, en el momento en que se llevó a cabo la reestructuración de los mercados de América latina, cada país tenía condiciones muy particulares a las cuales se debió adaptar el modelo. Dichas condiciones tuvieron que ver básicamente con los tamaños de los mercados, las fuentes energéticas disponibles y la posibilidad de eficiencia por economías de escala. A continuación se hará un breve análisis de los costos que se consideran en la generación de energía eléctrica.

GRÁFICO 1. Evolución de los costos de inversión de las tecnologías de generación termoeléctrica. Plantas Térmicas



Fuente: Hunt y Shuttleworth, *Competition and Choice in Electricity*, 1996

Costos de la electricidad

Hay dos tipos de costos de energía eléctrica que hay que tener en cuenta cuando se hacen análisis financieros y económicos, ambos obviamente están relacionados, pero tienen diferentes implicaciones.

Costo de inversión, también llamado como costo de capital (por su traducción literal del término utilizado en inglés *“Capital cost”*), y representa la cantidad de dinero o capital que hay que invertir para construir una planta eléctrica, se representa normalmente en valor absoluto (\$) para saber el monto total de construcción de una planta, o en valor específico en (\$/kW), por unidad de capacidad de generación o potencia, esta unidad es el W, o cualquiera de sus múltiplos (kW, MW, GW, TW, etc.). Algunos autores lo llaman también costo de instalación con el fin de diferenciarlo del término financiero “costo de capital”, el cual en análisis financiero representa la tasa de retorno esperada por un inversionista.

Costo de generación, en \$/kWh, indica el costo real de producir una unidad de energía de electricidad, normalmente esta unidad es el kWh. Esto incluye todos los costos en que se incurrió para generar la energía, incluye todos los costos tanto fijos como variables para generar la energía, entre ellos están: costos de inversión equivalente, de operación, mantenimiento, combustibles (si así lo requiere).

Cuando se habla de un costo de inversión equivalente en \$/kWh o “nivelado” (en inglés este término es conocido como *“levelized capital cost”*), consiste en convertir la suma del costo de inversión a un equivalente en \$/kWh, esto se hace normalmente convirtiendo este costo en un pago equivalente por período,

TABLA 1. Costo de generación y sus componentes para diferentes tecnologías (centavos de dólar/kWh)

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD (MW)	COSTO DE GENERACIÓN (cent / kWh)	COSTOS FIJOS OyM (cent / kWh)	COSTOS VARIABLES OyM (cent / kWh)	COSTOS COMBUSTIBLE (cent / kWh)	COSTO DE INVERSIÓN EQUIVALENTE (cent / kWh)	% INVERSIÓN/ GENERACIÓN
Hidroeléctrica	300	4,25	0,40	0,35	0,00	3,50	82,35%
Gas natural, ciclo combinado	300	5,57	0,10	0,40	4,12	0,95	17,06%
Carbón, turbina vapor	300	4,47	0,38	0,36	1,97	1,76	39,37%
Combustoleo, turbina vapor	300	7,24	0,35	0,30	5,32	1,27	17,54%
Eólica	10	6,77	0,66	0,26	0,00	5,85	86,41%

Fuente: Adaptado de ESMAP, World Bank, 2007

dividiéndolo por la generación de energía en el período. Para hacer esta conversión se debe utilizar un factor de equivalencia financiera, el cual es función de la tasa de interés utilizada y el tiempo de pago del monto inicial. Debido a que se representa como un pago periódico, este rubro pasa a ser parte de los costos fijos.

Dependiendo de la tecnología que se utilice, el costo de inversión equivalente puede ser un componente muy relevante del costo de generación. Un comparativo de la participación de costos de inversión se presenta en la tabla 1 para diferentes tecnologías. Se puede ver claramente que en las tecnologías hidroeléctrica y eólica la participación del costo de inversión representa más del 80% del costo de generación, mientras que para las termoeléctricas este porcentaje es menor. De hecho, en las hidroeléctricas este componente es muy alto, puesto que es una tecnología que requiere una inversión inicial considerable en comparación con los costos de operación y mantenimiento, además de que no se debe hacer ningún gasto en “combustible”, o fuente de energía primaria para generación. El otro extremo son las termoeléctricas, las cuales tienen un costo de inversión relativamente bajo, pero que para su operación requieren consumir grandes cantidades de combustible.

Es importante notar que estos precios son hechos bajo unos supuestos específicos de costos

de combustibles, factores de carga, tasas de interés y vidas útiles. Por lo tanto es probable que los precios no reflejen características propias de cada país, sin embargo sí ilustran unos datos aproximados de la composición del costo de generación.

La tabla anterior presenta el costo de inversión equivalente en UScents/kWh, sin embargo resulta importante ver este valor por kW instalado, y en sus montos absolutos, tal como lo muestra la tabla 2.

Tal como se puede observar, de las tecnologías anteriores la energía hidroeléctrica es la que tiene un mayor costo de inversión por kW instalado, este dato se vuelve aún más dramático cuando se van a calcular los costos totales. Los montos de inversión para una hidroeléctrica resultan ser muy altos, y es importante notar que para un inversionista privado, aunque su principal criterio cuando hace una inversión es obtener una tasa de retorno alta, también busca minimizar el monto invertido.

TABLA 2. Costo de generación para diferentes tecnologías

TECNOLOGÍA	CAPACIDAD (MW)	COSTO DE INVERSIÓN (U\$S / kW)	COSTO TOTAL (M / U\$S)
Hidroeléctrica	300	2.000	600
Gas natural, ciclo combinado	300	650	195
Carbón, turbina vapor	300	1.020	306
Combustoleo, turbina vapor	300	880	264
Eólica	10	1.440	14,4

Fuente: Adaptado de ESMAP, World Bank, 2007

Efectos de las economías de escala de proyectos hidroeléctricos

Los mercados eléctricos de Sudamérica se han caracterizado por tener preponderancia de la generación hidroeléctrica, y es un hecho que para muchos proyectos el sector privado no tiene suficiente capacidad financiera como para asumir los montos requeridos. Es así como a pesar de que se tiene una tendencia a abrir el mercado, la realidad es que los gobiernos en su mayoría asumen estas inversiones a través de las empresas eléctricas de su propiedad o en las que tienen participaciones mayoritarias, o dando las garantías necesarias para su desembolso. Algunas empresas privadas que tengan una notable posición dominante en su mercado también tienen la posibilidad de asumir estos proyectos (el caso más claro se presenta en el mercado chileno), pero definitivamente es muy poco probable que una empresa privada mediana o pequeña en un mercado competitivo se aventure a invertir en grandes proyectos hidroeléctricos.

En la tabla anterior se presentaban los datos para una hidroeléctrica típica de 300 MW, sin embargo existen proyectos de mucho mayor tamaño, los cuales pueden representar economías de escala significativas. La tabla 3 muestra algunos grandes proyectos hidroeléctricos que se tienen actualmente en Sudamérica, para las plantas con capacidad superior a 1000 MW, los costos de inversión oscilan entre 1500 y 950 U\$/kW.

No sobra decir en este punto que algunos de los grandes proyectos hidroeléctricos han tenido gran oposición de diferentes sectores de la sociedad por sus impactos ambientales, y es posible que los costos económicos (para la sociedad) sean mayores a los presupuestos aquí descritos, sin embargo este análisis queda fuera del alcance de este artículo. Adicionalmente, en la tabla se presentan los costos estimados por los promotores de los proyectos. La experiencia ha demostrado que es muy probable que estos montos aumenten cuando se construyan y entren en operación definitivamente. Aun con estas consideraciones, es importante notar el efecto

En el momento en que se llevó a cabo la reestructuración de los mercados de América latina, cada país tenía condiciones muy particulares a las cuales se debió adaptar el modelo. Dichas condiciones tuvieron que ver básicamente con los tamaños de los mercados, las fuentes energéticas disponibles y la posibilidad de eficiencia por economías de escala.

TABLA 3. Costos de inversión de diferentes proyectos hidroeléctricos de gran escala en Sudamérica

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	COSTO TOTAL (M / U\$S)	COSTO/kW (U\$S / kW)
Hidosogamoso (Colombia)	820	1.400	1.707
Coca Codo (Ecuador)	1.500	1.600	1.067
Pescadero Ituango (Colombia)	2.400	2.290	954
Hidroaysen (Chile)	2.750	4.000	1.455
Belomonte (Brasil)	11.000	12.454	1.132

Fuente: Ministerio de Minas y Energía - Colombia, 2009. Hoy.com.ec, 2008. Instituto para el Desarrollo de Antioquia, 2009. International Rivers, 2010. Ministerio de Minas y Energía - Brasil, 2011

Los mercados eléctricos de Sudamérica se han caracterizado por tener preponderancia de la generación hidroeléctrica, y es un hecho que para muchos proyectos el sector privado no tiene suficiente capacidad financiera como para asumir los montos requeridos.

de la economía de escala en comparación con proyectos de 500 MW o menos, en los cuales los costos de instalación son superiores a 2.000 U\$\$/kW.

Si se comparan los tamaños de estas plantas con el tamaño de los mercados, y considerando que estos proyectos serán llevados a cabo por agentes ya existentes (en su mayoría públicos), los cuales normalmente tienen plantas de generación con una participación alta en el mercado, está claro que estos agentes entrarán a aumentar su posición dominante en el mercado. De esta forma se disminuirá la posibilidad de que haya competencia en los mercados, sin embargo se podrán ofrecer precios más bajos en virtud de la economía de escala lograda.

En algunos países se ha vuelto a un control estatal de la industria eléctrica, mientras que para otros países que siguen bajo la modalidad de mercado, actualmente se está presentando una tendencia a que haya reconcentración en la generación de energía, en su mayoría por parte de agentes con propiedad pública (o mixta con mayoría pública), y los reguladores han comenzado a reconocer que

no pueden defender las economías de competencia a ultranza, reconociendo que evidentemente hay economías de escala.

En los casos mencionados, aunque hay mayor participación en la generación de las empresas con capital público (o en su mayoría público), se ha mantenido la naturaleza de entidades con cierto grado de independencia corporativa. En este sentido no se ha coartado la posibilidad de participación de empresas del sector privado, sin embargo, tal como se mencionó anteriormente, las empresas de propiedad estatal tienden a asumir los proyectos de mayor escala, mientras que los privados están invirtiendo en proyectos menores.

Por parte de los organismos reguladores se ha evidenciado un reconocimiento de que la concentración en el mercado es difícil de detener, especialmente cuando se requiere la expansión del sistema y la construcción de nuevos proyectos. En este sentido se está entrando a regular los costos de generación en caso de que se presente posición dominante en el mercado.

Integración de mercados, eficiencia por competencia y por escala

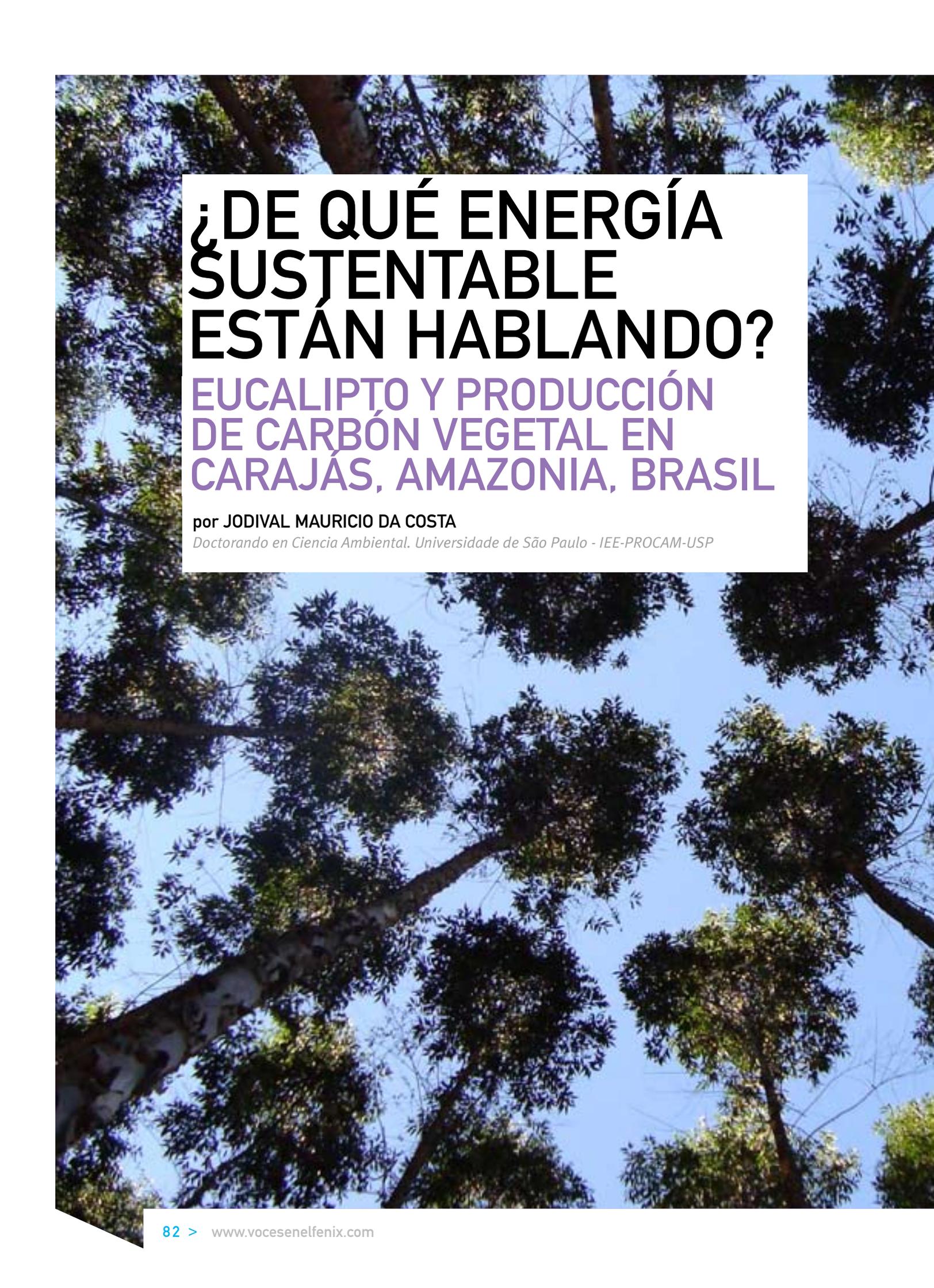
A manera de conclusión, se observa que los cambios que se hicieron en los mercados eléctricos en los noventa siguieron un modelo que se basaba en una eficiencia por competencia donde los diferentes agentes generadores del mercado tenían una baja participación. Sin embargo, en la práctica se ha dado una concentración de los mercados en parte debido a las condiciones de la disponibilidad de recursos hidroeléctricos a gran escala (también puede haber un efecto de concentración del mercado por la búsqueda de consolidación de posiciones competitivas, lo cual no se analiza en este artículo), y a los tamaños relativamente pequeños de los mercados. Tal parece que esta concentración en los mercados nacionales es difícil de evitar, y la justificación económica se da por las economías de escala que se logran en este tipo de proyectos, sobrepasando la racionalidad de las eficiencias por competencia. En este sentido los entes reguladores han comenzado a aceptar la concentración, y están dejando de intentar regular la competencia mediante restricciones a la participación horizontal en la actividad de generación, para pasar a regular tarifas en caso de que se observe una posición dominante. De todas formas, se debe tratar de evitar la concentración en caso de que se compruebe que los agentes del mercado están fusionándose o haciendo compras con el fin de consolidar posiciones dominantes; estos casos se deberían tratar en forma distinta de las consolidaciones por construcción de nuevos proyectos a gran escala.

En este sentido, los mercados nacionales pueden tomar dos caminos diferentes:

- Llegar a situaciones en las cuales se consoliden las posiciones dominantes, pudiendo alcanzar un escenario de monopolios regulados, algo no muy diferente del escenario que se tenía en los países con “regulación negociada” antes de la introducción de las reformas en los '90, presentándose la posibilidad de nacionalizar los recursos.

Los entes reguladores han comenzado a aceptar la concentración, y están dejando de intentar regular la competencia mediante restricciones a la participación horizontal en la actividad de generación, para pasar a regular tarifas en caso de que se observe una posición dominante.

- O, más deseable para el autor, que se integren los mercados para formar mercados regionales, de esta forma el tamaño del mercado de generación se ampliaría pudiendo lograr que se redujera la concentración de la propiedad en los mercados de generación, dando cabida a los grandes proyectos. Con esta situación se tendría “lo mejor de los dos mundos”: por una parte se tendría una eficiencia económica por economías de escala y también por competencia. Obviamente, para la integración de los mercados nacionales en mercados regionales se deben dar unas condiciones de armonización de sistemas regulatorios, y grandes inversiones en sistemas de interconexión, sin embargo se considera que estos costos serían plenamente justificados con los beneficios que se obtendrían.



¿DE QUÉ ENERGÍA SUSTENTABLE ESTÁN HABLANDO?

EUCALIPTO Y PRODUCCIÓN DE CARBÓN VEGETAL EN CARAJÁS, AMAZONIA, BRASIL

por JODIVAL MAURICIO DA COSTA

Doctorando en Ciencia Ambiental. Universidade de São Paulo - IEE-PROCAM-USP

LA INDUSTRIA ES UNO DE LOS PRINCIPALES SECTORES DEMANDANTES DE ENERGÍA. LA ATENCIÓN A ESTA DEMANDA PUEDE TENER DIVERSOS IMPACTOS EN EL MEDIO AMBIENTE. ¿QUÉ ESCONDE LA NOCIÓN DE DESARROLLO SUSTENTABLE? ¿QUÉ INTERESES SE MUEVEN POR DETRÁS DE ESTE DISCURSO?

Las cuestiones del medio ambiente y el desarrollo sustentable de las empresas

La relación entre el medio ambiente y el desarrollo, que cobró fuerza como una propuesta alternativa al modelo urbano-industrial durante los movimientos de contracultura en la década de 1960, comenzó a ser incorporada por el propio capitalismo desde la década de 1980. Se nos muestra así un fuerte discurso político y económico. En la actualidad, los grandes conglomerados industriales han recurrido a este discurso del “desarrollo sustentable” para calificar sus acciones productivas. Sin embargo, es preciso discutir de qué “desarrollo sustentable” están hablando las empresas. ¿Qué es lo que se busca sustentar? ¿Para qué y para quién se busca la sustentabilidad?

La producción siderúrgica en Carajás se estableció en la década de 1980. Diseñada como una actividad complementaria para la extracción del mineral de hierro, esa actividad se desplegó a lo largo del eje del ferrocarril en las provincias de Pará y Maranhão, Amazonia, Brasil.

Esta actividad se ha convertido en una de las causas de los impactos ambientales a lo largo de ese eje, debido a que la producción necesita de

energía producida a partir del carbón vegetal, lo que contribuye al proceso de deforestación. Por lo tanto, siempre ha sido causa de muchas críticas sobre el manejo del medio ambiente. De este modo, mantener la producción de lingotes de hierro teniendo como fuente de energía el carbón vegetal producido a partir de la deforestación amazónica se vuelve cada vez más problemático.

Una alternativa que está empezando a ser utilizada por algunas empresas es la producción de carbón vegetal a partir de la quema de los árboles plantados bajo el sistema de monocultivo. Sobre todo, a partir de la plantación de eucalipto en tierras compradas y arrendadas por la industria siderúrgica, considerada por los empresarios del sector como una nueva fase de la actividad productiva basada en el trípode “producir de forma sustentable, integrando el respeto por el medio ambiente con el crecimiento de las comunidades de los alrededores”.

A continuación, destacamos tres elementos que consideramos esenciales para entender la elección del monocultivo de eucalipto para hacer carbón y la adopción del discurso del “desarrollo sustentable”.

En la actualidad, los grandes conglomerados industriales han recurrido a este discurso del “desarrollo sustentable” para calificar sus acciones productivas. Sin embargo, es preciso discutir de qué “desarrollo sustentable” están hablando las empresas. ¿Qué es lo que se busca sustentar? ¿Para qué y para quién se busca la sustentabilidad?

Monocultivos para la producción de carbón vegetal y el discurso del desarrollo sustentable de la producción siderúrgica en Carajás, Amazonia

El primero es la llamada “crisis ambiental”, situación en la que el medio ambiente pasa a ser concebido como un problema por el modelo urbano-industrial. Esta problemática se ha incorporado en el discurso de las grandes empresas por lo menos en las últimas dos décadas, asociándose la imagen de una empresa a la llamada responsabilidad ambiental de la misma. Trabajar la imagen de las empresas relacionadas con la forma de desempeño ambiental (marketing verde) se convierte en una estrategia para mantener la producción y el beneficio sin tener que cambiar el modelo de acumulación del capital. En la Amazonia, se considera la deforestación como un grave problema ambiental, y la salida de la lista de las empresas que deforestan la región es una estrategia de mercado. Esta primera razón, por lo tanto,

podemos decir que está relacionada con el contexto y la ideología de la sustentabilidad ambiental actual. La segunda, relacionada con la primera, es la devastación de la foresta amazónica. La microrregión de Carajás, donde están instaladas las industrias siderúrgicas, es llamada por el Estado brasileño “arco de deforestación”, marcada por la deforestación para actividades ganaderas, producción del carbón vegetal, los monocultivos y mercado de la madera. En la década de 1990, las presiones sobre la práctica de la deforestación en la Amazonia aumentaron. Políticas públicas para los forestas tropicales se implementaron e intensificaron las acciones críticas de las organizaciones de la sociedad civil contra la práctica de la deforestación. Por lo tanto, existe un marco inviable para el mantenimiento de estas actividades en la Amazonia, incluida la deforestación para la producción de carbón vegetal.

En tercer lugar, hay una gran cantidad de tierra disponible para el cultivo, uniendo los intereses de los empresarios siderúrgicos y de los grandes terratenientes de la región. Así, los propietarios de las industrias de hierro quieren superar la crisis energética promovida por el problema de la deforestación en la región con la producción de carbón vegetal a partir de monocultivos de eucalipto, el que necesita de grandes extensiones de tierra. Esta búsqueda de tierras para el cultivo de eucaliptos despierta el interés de los terratenientes que apuestan por el arrendamiento y venta de sus propiedades como una nueva forma de acumulación. Las primeras plantaciones de eucalipto, que tuvieron lugar hace poco más de una década, se encuentran estratégicamente ubicadas, ya que están cerca de las redes de transporte y facilitan el flujo. Además del contrato de arrendamiento (forma de utilización de la tierra por otros a cambio de un precio establecido en el contrato), las empresas están comprando tierras para facilitar el monocultivo. El uso del suelo para este tipo de monocultivo está avanzando rápidamente en la Amazonia, tanto para la generación de energía como para la industria papelera.

Impactos del monocultivo de eucalipto en Carajás: consideraciones finales

El avance del monocultivo de eucalipto en la Amazonia brasileña ya ha producido los efectos que nos permiten diseñar un futuro y advertencias sobre el marco para el uso de la tierra. Aquí no entramos en la discusión sobre los efectos de las propiedades químicas y biológicas de la planta en el suelo, cuestionamos los impactos sociales y ambientales, incluyendo la posibilidad de que esta actividad puede alentar la deforestación que dice combatir.

Uno de los resultados que obtenemos es que esta actividad de monocultivo de eucalipto, que es fuertemente apoyada por un discurso de sustentabilidad, es una alternativa a la conservación de modelo energético adoptado y el mantenimiento del modelo económico en la región.

En 2008, sólo la empresa Iberia tenía 39.900 hectáreas de tierra plantadas; en 2007 la siderúrgica Sinobras plantó más de 3.000 has, para alcanzar un total de más de 10.500 has plantadas de las 20.000 has existentes en sus 11 propiedades. Sidepar cuenta a su vez con dos plantaciones de un total de 48.000 has.

El monocultivo de eucaliptos actualmente en curso en la Amazonia carga muchas controversias, siendo el propio cultivo del eucalipto ya bastante controvertido. Pero nos concentraremos aquí en dos puntos importantes: primero, entendemos que la iniciativa de las fundiciones de empezar a sustituir la madera de los bosques nativos por eucalipto es importante, si pensamos en el impacto que esta actividad causa cuando utiliza carbón proveniente del bosque.

Sin embargo, las investigaciones muestran que hay una tendencia a que el avance del monocultivo de eucaliptos puede producir una nueva forma de concentración de la tierra en Amazonía guiado por el discurso del “desarrollo sustentable” y el desarrollo de la región. Esta concentración de la propiedad de la tierra puede no ser el objetivo directo de las empresas, pero es el resultado de la búsqueda de sustentabilidad de la actividad de fundición y, además, la constitución de un mercado forestal para la empresa. Más importante que la intencionalidad son los resultados que las acciones provocan. Algo que se configura como resultado de esta forma de uso de la tierra es la controversia en-

Esta actividad de monocultivo de eucalipto, que es fuertemente apoyada por un discurso de la sustentabilidad, es una alternativa a la conservación de modelo energético adoptado y el mantenimiento del modelo económico en la región.

tre el uso del suelo para los pequeños productores locales y la producción de eucalipto de gran escala como fuente de energía.

Hasta el momento no se han identificado los elementos que apuntan a un cambio en la forma de apropiación de la naturaleza. Utilizan el título de “desarrollo sustentable” o “sustentabilidad” para hablar del monocultivo de eucalipto porque, directamente, se deja de deforestar para plantar los árboles que serán consumidos en la producción de carbón. Es una acción importante, ya que puede contribuir a reducir la deforestación en esa zona. Pero no es un proyecto de interés ambiental, ni propone nuevas bases para el tratamiento de la relación entre la sociedad y la naturaleza. Sigue siendo el mismo paradigma de desarrollo y preserva el modelo de producción basado en grandes propiedades. El objetivo es, por lo tanto, mantener la matriz energética y la base productiva sin tener que alterar el modelo de acumulación.

EL MECANISMO PARA UN DESARROLLO LIMPIO EN AMERICA LATINA

EL CAMBIO CLIMÁTICO ES UNA REALIDAD CONTUNDENTE QUE AFECTA DE MANERA DIFERENCIAL A LOS PAÍSES DESARROLLADOS Y A LOS EN DESARROLLO. ES URGENTE ENCONTRAR SOLUCIONES GLOBALES QUE DEJEN DE LADO LOS INTERESES PARTICULARES PARA ENFRENTAR LOS DESAFÍOS FUTUROS.

por **LEONIDAS OSVALDO GIRARDIN**

Director del Programa de Medio Ambiente y Desarrollo de la Fundación Bariloche-Argentina. Investigador del CONICET-Argentina. Miembro del IPCC



E

l Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) está contemplado en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto (PK) y fue establecido con el fin de aportar al desarrollo sostenible de los países en desarrollo, a la vez de contribuir al objetivo último de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), en el sentido de estabilizar las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero (GEI) de forma de prevenir interferencias peligrosas con el sistema climático originadas en las actividades humanas. Así, el MDL establece que los países (partes) que asumieron compromisos cuantificados de limitación y/o reducción de emisiones de GEI (Anexo I de la CMNUCC/Anexo B del PK) pueden utilizar para cumplir con sus compromisos los Certificados de Emisiones Reducidas (CER) que surgen de la aplicación de actividades de proyectos de reducción y/o limitación de emisiones de GEI en países (partes) que no asumieron dichos compromisos cuantificados (No Anexo I de la CMNUCC / No Anexo B del PK).

Para que la reducción de emisiones que da origen a estos CER, resultantes de cada actividad de proyecto, puedan ser utilizadas por las partes del Anexo I para cumplir con sus compromisos, tienen que ser “certificadas” por entidades que designe la Conferencia de las Partes (COP), que es el órgano supremo de aplicación de la CMNUCC, a través de la Junta Ejecutiva del MDL. Además, tienen que cumplirse los siguientes requisitos: a) la participación de cada “parte” tiene que ser voluntaria; b) los beneficios tienen que ser reales, mensurables y a largo plazo, en relación con la mitigación del cambio climático, y c) las reducciones de emisiones tienen que ser “adicionales” a las que se producirían en ausencia de la actividad de proyecto certificada.

Como las Partes No Anexo I a la fecha no tienen asumidos compromisos cuantificados de reducción

El Mecanismo para un Desarrollo Limpio (MDL) fue establecido con el fin de aportar al desarrollo sostenible de los países en desarrollo, a la vez de contribuir al objetivo de estabilizar las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero (GEI) de forma de prevenir interferencias peligrosas con el sistema climático originadas en las actividades humanas.

de emisiones, estas reducciones se computan como la diferencia entre la situación sin la aplicación de estas actividades de proyecto (comúnmente denominada como Línea de Base) y una situación en la que se desarrollan dichas actividades de proyecto y, como resultado de las mismas, se producen menores emisiones de GEI que en la situación original. América latina (AL) fue una región pionera por su participación temprana en el MDL aun antes de que el tema estuviese instalado con fuerza en otras regiones, hoy muy activas, principalmente China, India y el Sudeste Asiático. Muchas oficinas gubernamentales de AL se han mostrado entre las más dinámicas en promover proyectos que pudieran aplicar a estos mecanismos, identificando opciones de mitigación en sectores clave para atraer inversiones.

Paradójicamente, transcurrido ya un tiempo de funcionamiento del MDL, se aprecian dos fenómenos: a) las experiencias más exitosas en el MDL no dependieron tanto del apoyo de los Estados sino que se dieron en países cuyo sector privado se mostró más dinámico en aprovechar estos mecanismos. El caso más claro en América latina es Brasil,

() El autor es responsable absoluto y único de las opiniones vertidas en este documento, no comprometiéndose por ello la opinión de las instituciones a las que pertenece.*

que no cuenta con un oficina de promoción al MDL, sino sólo con una autoridad nacional designada, y b) la región sufre en parte la “lógica perversa del MDL” que crea un incentivo a retardar la aplicación de medidas de mitigación, en tanto aquellas de menor costo (sustitución de combustibles en la generación de electricidad, desarrollo de energías renovables, acciones de eficiencia energética) ya han sido llevadas a cabo en la mayoría de los países de la región, principalmente entre las décadas de los '70 y los '90. Estas medidas ya forman parte de sus Líneas de Base y “encarecen” relativamente los proyectos que pueden considerarse adicionales, si se comparan con regiones que postergaron la aplicación de dichas medidas (como el Sudeste Asiático) y que compiten por imponer sus proyectos en el mismo ámbito. Esta situación lleva a cierto desánimo de la región respecto del MDL.

Las posibilidades de emprender acciones de manera más inmediata están en aquellas actividades que influyen sobre las cantidades netas de GEI que se emiten. Aquí estaba puesta una cuota importante de esperanza en que el MDL pudiera contribuir a que las pautas de consumo y producción que acompañaran mayores niveles de desarrollo en los Países No Anexo I no fueran necesariamente las que siguieron los países industrializados para alcanzar su grado actual de desarrollo económico.

Cada acción concreta que se adopte en función de limitar las emisiones de GEI implica cierto tipo de sacrificios sobre las economías que las implementen. No es casual que uno de los puntos más conflictivos en la negociación internacional sobre estos temas esté relacionado con la distribución de los costos de mitigación entre los diversos países. Los problemas que cada sociedad tiene que enfrentar son distintos y los intereses de los diversos

América latina fue una región pionera por su participación temprana en el MDL, aun antes de que el tema estuviese instalado con fuerza en otras regiones, hoy muy activas, principalmente China, India y el Sudeste Asiático.

actores pueden ser conflictivos según sea la modalidad adoptada para hacer frente al cambio climático.

Desde lo económico hay dos temas fundamentales: a) quién debe pagar y b) qué uso debe ser priorizado para asignar los limitados fondos que están disponibles. Como los recursos que sean dedicados a determinadas acciones no van a estar disponibles para otros usos alternativos, los países menos desarrollados tendrán que decidir entre asignar recursos para la adaptación o la mitigación.

La heterogeneidad en la distribución geográfica de los efectos del cambio climático se va a sumar a otras ya existentes, en otros ámbitos, no sólo entre los diversos países, sino también entre regiones, sectores, actividades y grupos sociales. La incidencia del cambio climático será diferente sobre todos ellos, dependiendo de su nivel de vulnerabilidad, y las consecuencias que van a tener que soportar los países más pobres (y dentro de ellos los grupos sociales más desprotegidos) son desproporcionadamente mayores que su escasísima responsabilidad en haber llegado a la situación actual. Más allá de los esfuerzos de mitigación de emisiones de GEI que hagan países como, por ejemplo, la

Argentina (que, a pesar de ser el cuarto emisor en volumen de América latina, emite bastante menos del 1% del total mundial), van a estar obligados a adaptarse a los impactos que indefectiblemente van a sufrir y tendrán que hacer frente a significativos costos de adaptación.

No obstante, la mayor parte de los fondos disponibles a nivel internacional lo están para actividades vinculadas con la mitigación (principal responsabilidad de los países más desarrollados) en lugar de las dedicadas a la adaptación (principal urgencia de los países menos desarrollados), lo que se constituye en una barrera adicional para que los países más vulnerables puedan hacer frente a los desafíos del cambio climático.

El principal argumento de los países desarrollados para justificar la falta de financiamiento a las actividades de adaptación en los países en desarro-

Las experiencias más exitosas en el MDL no dependieron tanto del apoyo de los Estados sino que se dieron en países cuyo sector privado se mostró más dinámico en aprovechar estos mecanismos.

llo parte de considerar la adaptación como un tema de índole local, en lugar de tomarla como un problema global, como sí lo hacen con la mitigación. Así, nunca se va a dedicar una suma significativa de fondos para adaptación, en tanto organismos como el GEF sólo financian los costos adicionales (incrementales) en los que se incurre para atender un problema de carácter global.

La creación de un mercado de carbono no es otra cosa que la asignación de derechos de propiedad sobre el medio ambiente (que de eso se trata en el fondo). Más allá de las cuestiones éticas, también queda la duda de si darle un papel fundamental al

mercado para solucionar el problema del cambio climático global no es convocar al pirómano para que ayude a apagar el incendio. En realidad llegamos a la situación actual no por falta de mercado, sino por exceso del mismo. El problema es de falta de regulación más que de falta de libertad de mercado, la que de hecho nos llevó a esta situación. Que el mercado tiene serias limitaciones para resolver este problema lo muestra claramente la evolución de los valores de las unidades atribuidas en el Emisión Trading Scheme (ETS) de la UE, que pasaron de valer más de 30 euros a centavos, en pocos meses.

El argumento de que un mercado de permisos de emisiones difundido a nivel global puede llevar a la solución buscada, basándose en que el mercado de permisos de emisiones de SO₂ en Estados Unidos y el ETS-UE funciona, es falaz. Internacionalmente los países no reconocen una autoridad superior en la que hayan delegado atribuciones de aplicar sanciones, como sí lo hicieron en los dos sistemas citados. Es evidente que, en un sistema de este tipo, si alguien no cumple con las reglas del juego y no es penalizado, no hay incentivo alguno para que los demás actores cumplan con dichas reglas. Si un país pequeño no cumple, seguramente sea sancionado. ¿Pasaría lo mismo si no cumpliera alguna potencia mundial?

Hay dos cuestiones a considerar para entender qué está pasando: a) El propósito del PK es reducir y limitar las emisiones de GEI para estabilizar sus concentraciones atmosféricas, tal como fue acordado en la CMNUCC, no la creación de un mercado de carbono; y b) la reducción de emisiones requerida en el período 2008-2012 a los Estados parte del PK (la demanda) será notablemente inferior a la disponibilidad de créditos (la oferta). En estas condiciones es poco lo que se puede esperar del MDL para redistribuir ingreso entre ricos y pobres. Habría que ver cómo jugaría la potencial entrada en el juego de Estados Unidos, pero eso aún no está definido y sería, además, agregar otra especulación a las tantas que ya existen.

El MDL también tiene un papel limitado en el proceso de transferencia de tecnología y en su contribución al desarrollo sustentable de los países anfitriones de los proyectos (la mayoría de los CER emitidos se originan en proyectos de eliminación de metano en rellenos sanitarios, de reducción de óxido nitroso en el manejo de residuos animales y

El principal argumento de los países desarrollados para justificar la falta de financiamiento a las actividades de adaptación en los países en desarrollo parte de considerar la adaptación como un tema de índole local, en lugar de tomarla como un problema global, como sí lo hacen con la mitigación.

de eliminación de HFCs) y en el flujo de inversión extranjera directa que se genera (la mayoría de los proyectos se nutre de fondos provenientes del mercado financiero local). En realidad, se están priorizando proyectos que aprovechan el alto poder de calentamiento global de ciertos gases, lo que implica mayores reducciones de emisiones en términos de CO₂eq. a menores costos.

Existe, además, otro punto del que poco se habla: los mecanismos de Kyoto tienen razón de ser mientras las partes NAI no asuman compromisos cuantificados de reducción de emisiones. De lo contrario, estarían ante la situación paradójica de estar entregando a bajos costos sus opciones de mitigación más accesibles, quedando para ellos las más caras y difíciles de implementar en el momento en que eventualmente tuvieran que asumir un compromiso cuantificado.

Si tenemos en cuenta que los más vulnerables a los impactos esperados del cambio climático también son generalmente los más vulnerables a todo tipo de cambio en las condiciones de partida (los cambios en el proceso de globalización de los negocios, los cambios de precios en las materias primas y en los precios de los energéticos, etc.), la aplicación de políticas de desarrollo aparece como la mejor forma de encarar la adaptación al cambio climático. Una sociedad más justa, más igualitaria, mejor educada e informada, con mejores niveles de salud, está mucho más preparada para hacer frente a todos los desafíos, no sólo a los que presenta el clima.

Es importante tratar de integrar el MDL con las necesidades de adaptación y la reducción de vulnerabilidades de los países huéspedes. Es ridículo que la única relación entre MDL y adaptación sea la contribución del 2% del valor de los CER para la integración de un fondo, alimentando la paradoja de que los pobres se financien a sí mismos para cubrir sus

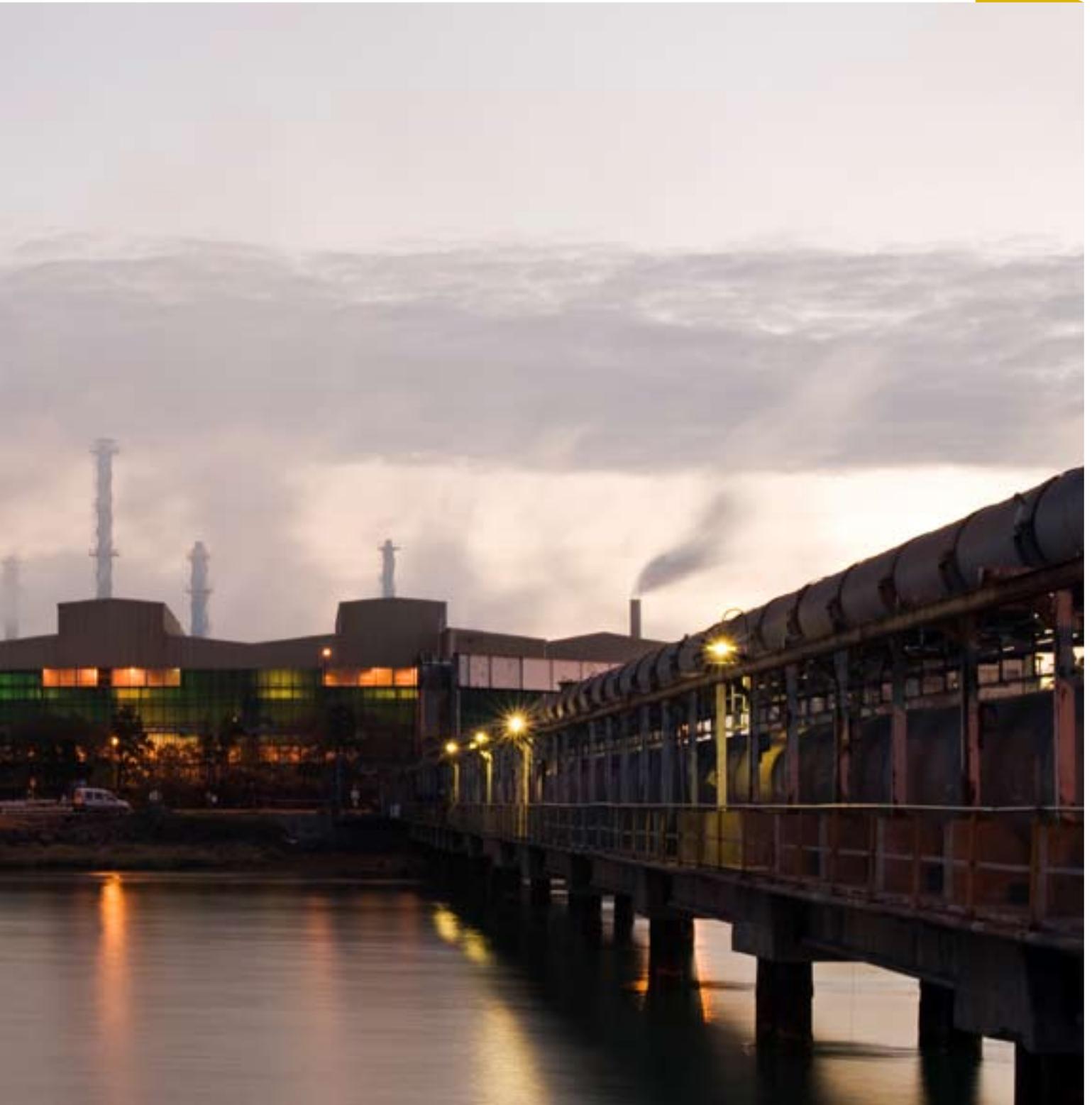
urgencias. Hay alguna esperanza cifrada en los programas de actividades (PoAs), pero si bien estos amplían un poco el abanico de posibilidades, no solucionan los problemas de fondo. El MDL debería relacionarse con un proceso más profundo de colaboración y facilitación de los procesos de desarrollo y transferencia de tecnología. De hecho, existe una renta de la que se apropian los países Anexo I mediante el aprovechamiento del MDL, en tanto hay un diferencial de costos notables entre lo que les costaría reducir una tonelada de CO₂eq. internamente, mediante la aplicación de medidas domésticas, y lo que efectivamente les cuesta acceder a los CER. Tal vez el problema principal es que, desde un primer momento, se crearon demasiadas expectativas y se pensaba que estos mecanismos (principalmente el MDL) iban a hacer las veces de un Robin Hood que redistribuyera recursos de los ricos a los pobres. Hasta ahora fue una especie de Hood Robin que hizo ricos a una serie de brokers e intermediarios, pero que tuvo una muy pobre contribución a la mejora en el bienestar de los más pobres y en cumplir con los objetivos de la convención. Hasta el momento, darle contenido al MDL para que efectivamente contribuya al logro de estos objetivos es aún una tarea pendiente.

por
FABIO E. SIERRA
VARGAS ¹

CARLOS A.
GUERRERO
FAJARDO ²



BONOS DE CARBONO Y PROGRAMA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN COLOMBIA



ANTE LOS ELEVADOS NIVELES DE CONTAMINACIÓN POR EL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES, COLOMBIA DESARROLLÓ UN PROGRAMA DE USO RACIONAL Y EFICIENTE DE LA ENERGÍA PARA REDUCIR LA EMISIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO Y MEJORAR LA CALIDAD AMBIENTAL Y EL BIENESTAR SOCIAL.

E

l uso de combustibles fósiles ha generado niveles preocupantes de contaminación por el incremento de la cantidad de dióxido de carbono en la atmósfera que genera el denominado calentamiento global. Para ello se han implementado medidas conducentes a disminuir la producción de los gases de efecto invernadero. Mecanismos como los bonos de carbono son herramientas internacionales útiles buscando tal fin. Colombia, así como la mayoría de países, ha implementado políticas públicas basadas en el beneficio social y económico buscando modificar comportamientos ambientales de los actores que intervienen en la transformación y uso de la energía mediante incentivos que combinan políticas de contaminación con regulación de emisiones.

En el Protocolo de Kyoto (inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kyoto, Japón, entra en vigor el 16 de febrero de 2005) se proponen mecanismos para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global (dióxido de carbono –CO₂–, gas metano –CH₄–, óxido nitroso –N₂O–, hidrofluorocarbonos –HFC–, perfluorocarbonos –PFC– y hexafluoruro de azufre –SF₆–, en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012. Uno de los mecanismos en mención son los bonos de car-

Colombia, así como la mayoría de países, ha implementado políticas públicas basadas en el beneficio social y económico buscando modificar comportamientos ambientales de los actores que intervienen en la transformación y uso de la energía mediante incentivos que combinan políticas de contaminación con regulación de emisiones.

bono. Los bonos de carbono representan el derecho a emitir dióxido de carbono, pudiendo comercializarlo con empresas que emiten más de lo permitido, beneficiando a las empresas que disminuyen su emisión, o que no los emiten directamente. Estos certificados pueden utilizarse en proyectos de generación usando energías renovables, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, cambio de tecnologías a tecnologías más limpias, forestación, mejor disposición de residuos agrícolas y urbanos, entre otros. Las emisiones de gases productores de efecto invernadero se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas CER. Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países “Anexo I” (industrializados, de acuerdo con la nomenclatura del Protocolo de Kyoto).

Protocolo de Kyoto y los bonos de carbono

El Protocolo de Kyoto fue firmado por los principales países industrializados, exceptuando a Estados Unidos. Para el cumplimiento de los plazos se están realizando inversiones en países subdesarrollados, para acreditarlas como si las reducciones hubieran sido en sus propios países. El Protocolo de Kyoto otorga a los Estados cierto grado de flexibilidad en los mecanismos por los cuales logran y miden sus reducciones de emisión. Estos se circunscriben a tres tipos de mecanismos:

Mecanismo de Desarrollo Limpio: los países industrializados pueden financiar proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo y recibir créditos por ello.

Implementación Conjunta: este mecanismo permite a los países adquirir unidades de reducción de emisiones a través del financiamiento de ciertos tipos de proyectos en otros países miembros.

Transacción de Emisiones: corresponde a un régimen de transacción internacional de emisiones que permite a los países industrializados comprar

Según el inventario de GEI para el año 2004, Colombia aporta el 0,37% (180.010 gigagramos) del total emitido en el mundo (49 gigatoneladas), y las emisiones individuales (per cápita) están por debajo del valor medio mundial y muy distantes de los valores registrados para Europa, Asia occidental y Norteamérica.

y vender créditos de emisiones entre ellos mismos. Los proyectos que pueden postular al Mecanismo de Desarrollo Limpio deben reducir o capturar gases de efecto invernadero (GEI) y corresponden principalmente a proyectos forestales y agrícolas, de transporte, energéticos y de manejo de residuos.

De acuerdo con lo establecido en el protocolo, el proyecto debe contribuir al desarrollo sustentable del país, debe contar con la aprobación de la autoridad nacional designada, debe contribuir a reducir los GEI y debe garantizar que las reducciones de GEI sean reales, medibles y de largo plazo.

Para el caso de Colombia, el país cuenta con tres grandes cualidades que le podrían permitir ser un importante actor internacional. Por un lado, su cobertura boscosa relativamente bien conservada. En segundo lugar, la matriz energética que en un 65% ya es limpia, pues utiliza la energía hidroeléctrica

para generar gran parte de los 13.500 Mw instalados en su sistema interconectado. Por último, el sector empresarial colombiano ha avanzado, a través de procesos de mejoramiento, en el uso eficiente de la energía.

Las soluciones planteadas actualmente para frenar el calentamiento global corren por cuenta de las iniciativas de las naciones, de las empresas y de los individuos. Uno de los sectores más activos en este sentido son los mercados de carbono, regulados y voluntarios, que mueven en promedio unos 125 mil millones de dólares al año en todo el mundo y su perspectiva de crecimiento se incrementa a medida que crece la conciencia por establecer modelos de desarrollo sostenibles. Se calcula que un 60% del empresariado colombiano está dispuesto a asumir compromisos para reducir sus emisiones y mitigar el impacto ambiental.

Teniendo en cuenta el marco regulatorio colombiano, se tiene como marco de referencia la ley 99 de 1993 (diciembre 22) con la cual se creó el Ministerio del Medio Ambiente, se reordenó el sector público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, y se organizó el Sistema Nacional Ambiental (SINA).

En su artículo 1 relacionado con los principios generales ambientales, se establece que la política ambiental colombiana seguirá los siguientes principios generales: “El proceso de desarrollo económico y social del país se orientará según los principios universales y del desarrollo sostenible contenidos en la Declaración de Río de Janeiro de junio de 1992 sobre Medio Ambiente y Desarrollo”.

En el artículo 4 se define el Sistema Nacional Ambiental (SINA) como el conjunto de orientaciones, normas, actividades, recursos, programas e instituciones que permiten la puesta en marcha de los principios generales ambientales contenidos en esta ley.

De acuerdo con la ley 697 de 2001 se declara este tema como de interés social, público y de conveniencia nacional y se establecen como políticas:

- Creación del Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía y Fuentes No Convencionales (Proure) para hacer que la cadena energética nacional cumpla con los niveles mínimos de eficiencia energética.
- Obligar a las empresas de energía a crear programas de uso racional y eficiente de energía (URE) para sus usuarios.
- Promover el uso de energías no convencionales en especial para las zonas no interconectadas.
- Promover la investigación y programas educativos relacionados con URE.

Incentivos e instrumentos financieros para el Uso Racional y Eficiente de la Energía

Dentro del marco del Proure se han formulado distintas políticas para estimular el uso e implementación de tecnologías más eficientes en pro del uso racional y eficiente de la energía. Dentro de estas políticas se encuentran:

El artículo 12 de la ley 633 de 2000 contempla beneficios tributarios para estimular el desarrollo de nuevas fuentes de energía así como en uso racional y eficiente de la energía, dándole importancia al desarrollo científico tecnológico e incluir proyectos de eficiencia energética en los planes de desarrollo económico y social del país.

De acuerdo con la ley 29 promulgada en 1990 se promueve el fomento de la investigación científica y el desarrollo tecnológico con herramientas tales como la deducción del 125% de la renta en inversiones en desarrollo científico y tecnológico mediante instituciones educativas. Aunque esta ley busca el desarrollo tecnológico del país, ha sido utilizada para el fomento de investigaciones de aplicación de alternativas conducentes al uso eficiente de la energía y el uso de energías renovables.

La ley 788 de 2002 busca promover proyectos para la implementación de tecnologías limpias reglamentando la disminución o no pago de im-

Esta cultura de sostenibilidad dará paso al desarrollo de programas de eficiencia energética en el país con el fin de aprovechar al máximo los recursos de que disponemos, generando reducciones duraderas en la emisión de GEI.

puestos de maquinaria y equipos en materia de fuentes no convencionales de energía (FNCE) y la exención de impuestos de rentas siempre y cuando se tramiten los certificados de reducción de emisiones de CO₂.

Dentro del marco de la legislación colombiana, se estableció el reglamento técnico de eficiencia energética, el cual contempla dentro de sus objetivos:

- Establecer medidas para fomentar el uso racional de la energía.
- Mitigar los impactos medioambientales generados por la utilización de maquinaria.
- Fomento de equipos de uso final de alta eficiencia energética.
- Proteger al consumidor.

Este reglamento técnico aplica tanto para equipos de uso final, nacionales e importados contemplados en las partidas arancelarias. Adicionalmente contempla y hace referencia a todas las normas técnicas colombianas (NTC) relacionadas con eficiencia energética, refrigeración, iluminación, máquinas eléctricas rotatorias, calefacción y balastos.

Dentro de este reglamento se especifican los requisitos con los cuales debe cumplir un fabricante para poder comercializar sus productos portando la etiqueta URE en la cual se busca informar al usuario de la calidad respecto de eficiencia energética del producto, los requisitos de restricción a la comercialización de equipos, el procedimiento para evaluar la conformidad de los consumidores y el procedimiento para la obtención de certificado de conformidad expedida por la entidad acreditada.

Plan Estratégico Nacional de Mercados Verdes (Ministerio de Energía y Minas 2002)

El aprovechamiento sostenible de la biodiversidad, los ecoproductos industriales y los servicios ambientales ofrecen ventajas competitivas nacionales e internacionales para la industria colombiana. Acceder a estos nuevos mercados con productos colombianos competitivos es el reto del Plan Estratégico Nacional de Mercados Verdes.

Este plan tiene como objetivo general consolidar la producción de bienes ambientalmente sostenibles e incrementar la oferta de servicios ecológicos competitivos en los mercados nacionales e internacionales contribuyendo al mejoramiento de la calidad ambiental y bienestar social. Este se enmarca a su vez dentro de cuatro objetivos específicos fundamentales.

El Plan Estratégico Nacional de Mercados Verdes planteado para los próximos diez años por el Ministerio del Medio Ambiente, pretende servir como marco nacional e institucional de referencia para guiar las actividades de las distintas instituciones relacionadas con los mercados verdes. Tiene por su misma naturaleza que cumplir con la doble misión de ser dinámico y adaptable a los desarrollos de los mercados verdes internacionales, para responder a las necesidades del país y a las oportunidades de mercado que este sector representa para Colombia en el nuevo siglo.

TABLA 1. División de productos ambientales

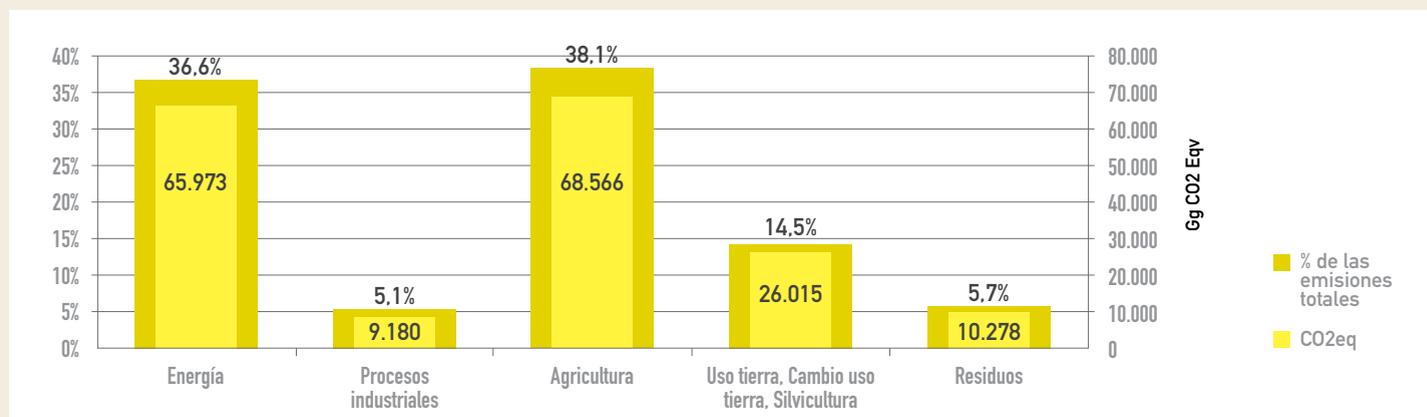
MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO	APROVECHAMIENTO SOSTENIBLE DE RECURSOS NATURALES	ECOPRODUCTOS INDUSTRIALES	SERVICIOS AMBIENTALES
Reducción y captura de GEI	Productos naturales no maderables (PNNM)	Productos manufacturados menos contaminantes	Ecoturismo o Turismo ecológico
	Agricultura ecológica	Tecnologías limpias y equipos de mitigación de impactos	Educación ambiental
	Biotecnología	Aprovechamiento de residuos y reciclaje	Gestión integral de residuos sólidos
	Productos naturales maderables (PNM)	Energías limpias	Proyectos de infraestructura para el tratamiento de vertimientos y emisiones
		Minería sostenible	Consultoría ambiental

Posibilidades de ingresar al mercado de bonos (caso Colombia)

Según el inventario de GEI para el año 2004, Colombia aporta el 0,37% (180.010 gigagramos) del total emitido en el mundo (49 gigatoneladas), y las emisiones individuales (per cápita) están por debajo del valor medio mundial y muy distantes de los valores registrados para Europa, Asia occidental y Norteamérica.

Aun cuando en Colombia no exista un gran aporte dentro del total de emisiones mundiales, sí existe una real posibilidad para la reducción de GEI, mediante la aplicación de estrategias que involucren a los sectores más implicados en la emisión de GEI.

GRÁFICO 1. Participación por sectores y emisión total de GEI año 2004



Fuente: Ideam, 2009

TABLA 2.

MÓDULOS Y CATEGORÍAS PRINCIPALES		% DE CO2 EQ
Energía	Transporte	12,1
	Industrias de la Energía	8,5
	Industrias manufactureras y de la construcción	7,3
Agricultura	Fermentación Entérica	18,5
	Suelos Agrícolas	18,1
USCUSS	Emisión de CO2 del Suelo	4,1
	Conversión de bosques y praderas	9,2
Residuos	Disposición de residuos sólidos en la tierra	5,0
Acumulado de los más representativos		79,8

Fuente: Ideam, 2009

Con el fin de lograr una nueva dinámica a la reconstrucción del tejido social del país, el Plan Estratégico Nacional de Mercados Verdes busca consolidar una cultura de sostenibilidad ambiental a la vez que fortalece la economía nacional. Esta cultura de sostenibilidad ambiental dará paso al desarrollo de programas de eficiencia energética en el país con el fin de aprovechar al máximo los recursos de que disponemos, generando reducciones duraderas en la emisión de GEI, confirmando lo dicho por Luis Alberto Moreno, presidente del BID: "América latina tiene ricas 'reservas' de eficiencia energética y apenas ha empezado a explotarla".



Proure: plan de acción 2010-2015

El Proure es un mecanismo de promoción del correcto aprovechamiento de la energía en Colombia, cuyo objetivo principal es lograr que todas las cadenas productivas se encuentren operando con un mínimo de eficiencia energética, sin llegar a perjudicar al medio ambiente. El Proure comprende la interrelación entre los diferentes sectores de la economía del país para lograr pleno conocimiento de sus cadenas productivas. El programa establece que para el 2015 la meta de ahorro deberá ser del 4 por ciento.

Según estudios del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la reducción en el consumo mediante la implementación de tecnologías más eficientes no sólo representa una disminución de los GEI, sino también un ahorro en inversión a largo plazo.

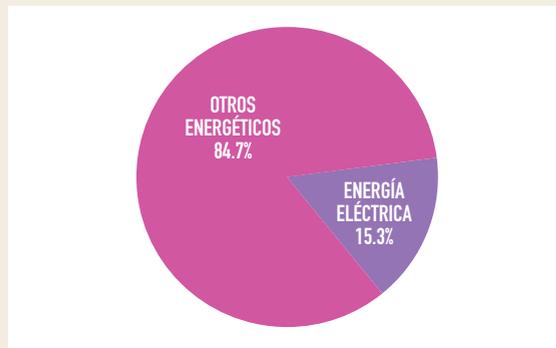
Para Colombia, alcanzar una disminución del 10% de energía en la próxima década implicaría inversiones en tecnologías y equipos eficientes por valor aproximado de 730 millones de dólares, con lo cual se reduciría el consumo de energía en 6.300 GW/h para el 2018.

En caso contrario, el país necesitaría invertir aproximadamente 2.300 millones de dólares para construir el equivalente a 14 turbinas de gas de ciclo abierto para producir los 6.300 GW/h de electricidad extra en el 2018.

En cuanto a los sectores no industriales, como lo son el sector comercial, público y de servicios, el incremento en la eficiencia de consumo energético puede hacerse mediante varias estrategias que contribuyan a la mitigación de los efectos producidos por los grandes consumos de energía eléctrica por iluminación y aire acondicionado, tecnología obsoleta, sistemas sobredimensionados y mala operación, como lo son:

- Difusión, promoción y aplicación de tecnologías y buenas prácticas en sistemas de iluminación, refrigeración y aire acondicionado.
- Diseño, construcción, reconversión energética y uso eficiente y sostenible de edificaciones.
- Caracterización, gestión de indicadores y asistencia técnica.
- Actualización o reconversión tecnológica del alumbrado público.

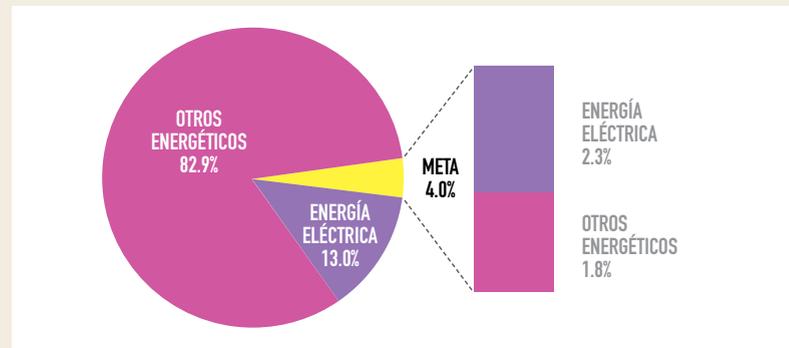
GRÁFICO 2. Consumo final de energía. 2008



Fuente: UPME, 2008

Adicionalmente, en el marco de la implementación de estrategias para la reducción de GEI, encontramos el Sistema de Gestión Integral Energética (SGIE), que es un programa estratégico para la innovación en la gestión empresarial, mediante la difusión y generación de nuevos conocimientos, y creación de capacidades e implementación del sistema en el sector empresarial.

GRÁFICO 3. Meta de ahorro en energía eléctrica y otros energéticos



Para la implementación del SGIE se deben seguir las siguientes etapas:

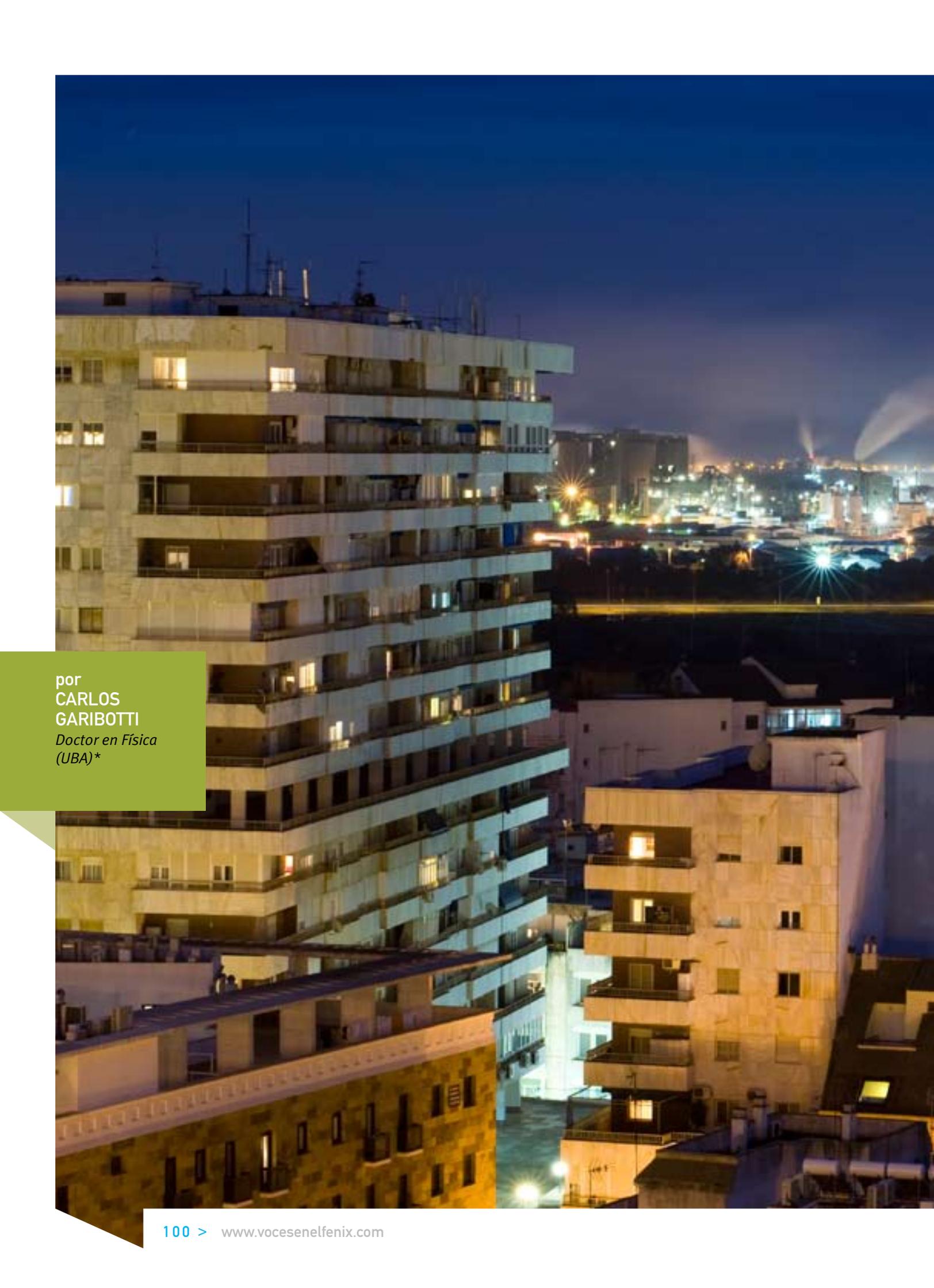
- Creación y consolidación de capacidades de formación y capacitación en nuevas tecnologías y SGIE.
- Implementación SGIE, lo que incluye:
 - Sensibilización de gerentes.
 - Caracterización energética de industrias.
 - Implementación del modelo SGIE en industrias.
- Desarrollar una estrategia y modelo de gestión de la información y mantenimiento, para lo cual se debe tener en cuenta:
 - El marco regulatorio normativo.
 - El modelo de gestión de la información y del conocimiento.
 - El modelo de gestión del mantenimiento centrado en la eficiencia.

Mediante la implementación de estos sistemas se pretende llegar a realizar la gerencia de la eficiencia energética, y de esta manera mantener constantemente monitoreado el consumo energético empresarial, estimulando la innovación tecnológica mediante la constante actualización de equipos en pro de la reducción en las emisiones de GEI, junto con la disminución en el consumo de energía, que como ya se vio anteriormente, no sólo permite a la industria estar a la vanguardia tecnológica, sino también un considerable ahorro energético, que se traduce en un ahorro en inversión a largo plazo.



(1) Doctor en Ingeniería (Universidad Kassel, Alemania). Profesor Asociado Universidad Nacional de Colombia. Director del Grupo de Investigación Mecanismos de Desarrollo Limpio y Gestión Energética GRIN.

(2) Doctor en Ingeniería Química, Msc. Ingeniería ambiental, Ingeniero Químico, Ingeniero Mecánico, Profesor asociado del Departamento de Ciencias Universidad Nacional de Colombia.



por
**CARLOS
GARIBOTTI**
*Doctor en Física
(UBA)**

SOSTENIBILIDAD Y ENERGÍA EN AMBIENTES URBANOS

MÁS DE LA MITAD DE LA POBLACIÓN MUNDIAL VIVE EN CIUDADES, Y DOS TERCIOS DE LA ENERGÍA QUE SE PRODUCE SE CONSUMEN EN ELLAS. ¿QUÉ MEDIDAS DEBEN TOMARSE PARA LOGRAR UN USO ENERGÉTICO EFICIENTE QUE PERMITA LA INCLUSIÓN SOCIAL Y NO PONGA EN RIESGO LA SUPERVIVENCIA DE LA ESPECIE?

La definición más aceptada de sostenibilidad ha sido dada por la Comisión Mundial de Medio Ambiente y Desarrollo en su informe Brundtland de 1987: “El desarrollo sostenible es el desarrollo que satisface las necesidades actuales sin poner en peligro la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer sus propias necesidades”.

Si bien el concepto de “necesidades” es un término amplio, está claro que la propuesta es que las generaciones futuras puedan utilizar los recursos del planeta con la misma intensidad con que los utilizan las generaciones actuales. Esto sin entrar a analizar la gran disparidad en el nivel de “necesidades” que logran satisfacer actualmente los distintos grupos humanos.

Los recursos contenidos en la Tierra son finitos y por lo tanto agotables, independientemente de los plazos y de la intensidad que se propongan para su explotación. Los únicos recursos que podemos suponer inagotables, al menos en tiempos geológicos, son los recibidos del exterior: la energía radiante que llega del sol y la energía gravitacional, que se

traduce en las mareas. La energía solar absorbida por la Tierra es de $3,85 \times 10^{24}$ Joules anuales; esta se aplica al calentamiento del ambiente terrestre, a la generación de biomasa, al movimiento de la atmósfera, etc. Si la comparamos con los $4,87 \times 10^{20}$ Joules anuales en que se estima el consumo actual de energía primaria y con los $5,80 \times 10^{19}$ Joules anuales de consumo de energía eléctrica, no parece necesario que la especie humana sobreexplota los recursos contenidos en la Tierra para obtener la energía que necesita para subsistir. Sin embargo la captación, almacenamiento, distribución y uso de esta energía, en sus versiones de solar directa, eólica o biomasa, requieren una disponibilidad de territorio, una tecnología y una infraestructura aún no completamente resueltas.

Un problema diferente se plantea con los restantes insumos: agua, aire y minerales, de los cuales no hay aporte externo. Aunque existe una gran disponibilidad de estos recursos en el planeta, el uso depredador que la especie humana hace de ellos origina amenazas a su propia supervivencia. Toda especie biológica toma insumos de la Tierra, los procesa para satisfacer sus necesidades y devuelve sus desechos, estos vuelven al sistema y, en general, se convierten en insumos para otras especies, cerrándose ciclos estables. Termodinámicamente estos ciclos se pueden renovar continuamente gracias al aporte externo de la energía solar que compensa el balance de entropía, estableciéndose un estado de sostenibilidad. Sin embargo se requieren períodos de tiempo apropiados para que cada ciclo se complete y para que cada especie participante se adapte a los cambios del ambiente donde evoluciona. El uso intensivo de energías fósiles y nucleares por parte de la especie humana, acompañado por los “avances” tecnológicos, ha aumentado los requerimientos selectivos de insumos y producido un aumento de los desechos, acelerando la evolución de los ciclos y hasta la ruptura de muchos de ellos, imposibilitando el mantenimiento de un equilibrio apropiado para la supervivencia de muchas especies y amenazando la del hombre. De este modo se

“El desarrollo sostenible es el desarrollo que satisface las necesidades actuales sin poner en peligro la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer sus propias necesidades.”

produce la acumulación acelerada de desechos producidos por el hombre, que resultan no procesables por otras especies, dando como resultado la degradación del medio ambiente, con acumulación de residuos de diversos grados de peligrosidad, con la consiguiente contaminación física, química y bacteriológica de ríos, lagos y mares, el aumento de los gases de efecto invernadero y la acumulación de residuos sólidos.

Para evitar que este proceso de deterioro alcance niveles tales que sea imposible retornar a un estado de equilibrio de los ciclos, es necesario tomar medidas para manejar apropiadamente los recursos, en particular la energía. Las generaciones humanas actuales entonces deberían tender paulatinamente a la sostenibilidad, regulando el uso de la energía fósil o nuclear disponible en el manto terrestre, mientras se avanza en la creación de las condiciones para que la humanidad pueda mantenerse sólo con la energía de aporte externo.

Dentro de las organizaciones de la sociedad humana, la ciudad es la que modifica más drásticamente el equilibrio natural. En efecto, por una parte, los sistemas urbanos tienen una total dependencia de la importación de recursos naturales y de energía, y exportan sus residuos hacia las zonas externas, circundantes o distantes, produciendo contaminación. Un sistema urbano no tiene capacidad suficiente para captar fuentes externas a la Tierra que le permitan compensar el aumento entrópico que produce con sus procesos y lo tiene que volcar al ambiente externo. Al hacerlo de forma desquiciada produce su rápido deterioro, que automáticamente impacta en la misma ciudad

Actualmente la mayor parte de la población mundial vive en ciudades y aproximadamente dos tercios del consumo energético mundial se producen en ellas, y este consumo es uno de los factores más importantes que aleja al desarrollo humano de la sostenibilidad.

y perjudica en el corto plazo (años) a las generaciones subsiguientes.

Si bien es termodinámicamente imposible lograr que una ciudad sea estrictamente sostenible, bajo las pautas mencionadas al inicio, es posible tratar de reducir su impacto sobre el medio. Actualmente la mayor parte de la población mundial vive en ciudades y aproximadamente dos tercios del consumo energético mundial se producen en ellas, y este consumo es uno de los factores más importantes que alejan al desarrollo humano de la sostenibilidad. Por esto, nos concentraremos en analizar las posibles vías de optimización del consumo energético en las ciudades.

Desde un punto de vista geográfico, un ambiente urbano podría ser descrito como un conglomerado de unidades inmuebles distribuidas en un espacio acotado de territorio, en el que se desarrolla un sistema de interacciones sociales y culturales entre personas y un intercambio de productos y servicios. Cada unidad tiene su propia logística de racionalización energética de acuerdo con el destino que tenga: vivienda, comercio, industria, escuelas, organismos de salud, etc. Si bien una ciudad tiene límites espaciales jurídicamente definidos, un análisis de su funcionamiento energético debe comprender también sus suburbios. Una ciudad surge de la acción de sus habitantes, de los planes individuales que se ejecutan continuamente, día tras día. La implementación de un plan de racionalización energética debe dar normas generales para orientar y regular estas acciones individuales.

Los elementos más importantes a analizar para optimizar el uso energético urbano son las formas de producción, almacenamiento, distribución y consumo de la energía y del agua, el transporte de personas y mercaderías dentro de la ciudad, los sistemas productivos de bienes y servicios, el manejo de los desechos sólidos y líquidos y las técnicas constructivas a aplicar.

El criterio básico para decidir las medidas conducentes a optimizar el uso energético urbano es analizar el impacto social, ambiental y económico

que esta racionalización puede provocar en la sociedad, procurando un equilibrio y su aceptación por los ciudadanos.

El principal elemento a considerar en la optimización es la forma urbana, es decir, la distribución espacial y diseño de la ciudad, y su grado de compatibilidad con la estructuración de las actividades económicas y sociales que se desarrollan en ella. La elección de la distribución más apropiada depende de la posición geográfica, de la topografía e hidrografía, de las vías de conexión con el exterior y de los tipos de actividades económicas dominantes en la ciudad. Debe procurarse una fácil circulación entre las áreas residenciales y los lugares de trabajo y un sistema descentralizado de servicios que facilite las actividades. Hay que tener en cuenta que uno de los factores más importantes que condicionan la distribución urbana y su crecimiento es el régimen de propiedad previa de la tierra. De hecho la expansión del área urbana está condicionada por la subdivisión de las propiedades rurales lindantes. De modo que, como primer paso de un programa de racionalización, es indispensable un estricto control de las autorizaciones de subdivisiones de tierras y loteos. Usualmente se acepta que una forma compacta para la ciudad es energéticamente más eficiente que un diseño extendido y desparramado. Está claro que de esta forma reduce las distancias de desplazamientos humanos, de los trayectos para provisión de insumos y servicios y de recolección de residuos, con la consecuente reducción en el consumo energético y de los tiempos empleados para los



desplazamientos. Sin embargo, el funcionamiento satisfactorio de una ciudad compacta puede tener un equilibrio relativamente inestable. En efecto, las deficiencias en la coordinación entre sus componentes pueden derivar en problemas de congestión de circulación, efectos de islas de calentamiento local, desborde de los servicios disponibles, tanto en transporte y abastecimiento como en los sistemas de salud y educación. Por otra parte los problemas sociales (pobreza, marginalidad, delincuencia, seguridad) resultan más agudos y evidentes y pueden ser más difíciles de abordar.

Durante muchos años el desarrollo de megaciudades pareció apropiado para el control de una economía y cultura global, pero ellas fueron creciendo con una parte importante de sus habitantes ubicados en viviendas precarias y barrios marginales, que por su forma de ocupación de la tierra requieren inversiones públicas muy altas para recibir los servicios elementales. Mientras que otra parte de los ciudadanos ocupan zonas "selectas" con buenas viviendas, acceso a servicios de educación y salud, centros de compras y artísticos, y restaurantes de moda. Si bien ese tipo de ciudad logra un buen nivel de aprovechamiento de la energía falla en su "eficiencia" social.

Las ciudades más pequeñas, en general, parecen ofrecer mejores condiciones de vida y mayores alternativas para un equilibrio social que las congestionadas megalópolis, ya que logran ofrecer facilidades equivalentes (aeropuertos, universidades, servicios de comunicación, actividades culturales, etc.), sin presentar sus principales falencias.

En cambio, una urbanización extendida implica altos costos energéticos para el traslado de personas y la distribución de bienes y servicios. Por lo tanto la optimización debería lograrse mediante la mayor autonomía de cada inmueble o grupo de ellos, sea en la provisión de agua, en la depuración de líquidos cloacales, en el reciclado de residuos y en una alta eficiencia energética de las construcciones. Estas condiciones constructivas deben ser obligatorias, a solventar en forma particular para los inmuebles de nivel medio o alto, y requerirán del apoyo municipal en sectores económicos de menores recursos.

En todos los casos es importante una organización por barrios, que cuenten localmente con escuelas, hospitales, bancos, comercios, oficinas públicas, salas de espectáculos, locales de esparcimiento, clubes deportivos y lugares de reunión ubicados a corta distancia de las viviendas. Disponer de estas facilidades dentro de un área accesible por calles peatonales y bicisendas reduciría el consumo energético y facilitaría la vinculación social. Para favorecer la aceptación de los ciudadanos de las actividades barriales, es necesaria una activa acción municipal que controle y promueva la actividad local, para evitar que la población ignore la participación barrial. Si bien también sería conveniente lograr la cercanía de los lugares de trabajo con las viviendas, la actual movilidad laboral lo convierte en algo difícil de concretar.

Establecida la distribución urbana, los sectores críticos para implementar medidas para aumentar la eficiencia energética son el transporte urbano de personas, mercaderías e insumos industriales, la provisión de agua potable, cloacas y disposición de líquidos servidos, iluminación pública, redes de energía eléctrica y térmica, recolección y tratamiento de la basura. Excluyendo industrias energéticamente intensivas, el transporte en general domina el consumo energético urbano. Este es un proceso disipativo e irreversible: para mover un objeto o persona de un sitio a otro se consume una energía proporcional a la energía cinética necesaria. Pero para "deshacer" el movimiento, o sea retornar al lugar de origen, se consume otro tanto. De modo



El criterio básico para decidir las medidas conducentes a optimizar el uso energético urbano es analizar el impacto social, ambiental y económico que esta racionalización puede provocar en la sociedad, procurando un equilibrio y su aceptación por los ciudadanos.

que es fundamental la implementación de un sistema de transporte público eficiente, bien conectado y confortable y la adopción de medidas para desalentar el uso de automóviles en la ciudad. El tipo de transporte a elegir (tren, metrovía, subterráneo, ómnibus, combis, etc.) depende de las características geográficas y distribución demográfica en la ciudad. Un medio que está tomando auge es el transporte por demanda (DRT), que, mediante pequeños vehículos en horarios pico, permite resolver trayectos y horarios para los que un transporte público permanente resultaría caro e ineficiente. Hay que destacar que la implementación y accesibilidad a los ciudadanos de nuevos sistemas de comunicaciones (Internet, telefonía) puede reducir notablemente la necesidad de desplazamientos personales para trabajos de oficina, educación, conferencias y reuniones.

Una reducción importante del consumo energético necesario para transportar los insumos utilizados por la ciudad se puede lograr si se consigue producir parte de los alimentos requeridos en su periferia rural. Adicional-

mente, esas explotaciones agrícolas circundantes, por una parte ayudarían a resolver el problema de las poblaciones marginales de menores recursos, y por otra pueden combinarse con la oferta de áreas de recreación, generando puestos de trabajo adicionales. La instalación en la ciudad de puntos de venta de alimentos producidos localmente facilitaría su competencia ante los grandes circuitos comerciales en beneficio de la población local.

El manejo del agua es otro elemento importante que incide en el consumo energético, cuya magnitud depende de las fuentes de provisión de agua que tenga la región. Este empieza por las plantas de potabilización, la red de distribución y finalmente la depuración y disposición de las aguas servidas. Es conveniente disponer de redes de aguas separadas para potables y naturales. Estas últimas destinadas a usos domiciliarios secundarios: sistemas refrigerantes, inodoros, lavado de pisos y vehículos, riego, etc. En primer lugar debe preverse la duplicación de cañerías y depósitos correspondientes en cada edificio, de modo de recircular las propias aguas grises. Esta agua puede eliminarse a través de la red de pluviales, aunque puede ser necesaria algún tipo de filtración previa, según el uso. De este modo la red cloacal y las plantas depuradoras podrían ser utilizadas sólo para las aguas negras, evitando su sobredimensionamiento y el consumo de energía del proceso de depuración.

Para los residuos sólidos existen varias medidas que pueden aplicarse para reducir el consumo energético: utilización de envases y embalajes retornables, selección domiciliaria, reciclado de materiales, gasificación de residuos orgánicos y barros de plantas depuradoras, etcétera.

Los sectores críticos para implementar medidas para aumentar la eficiencia energética son el transporte urbano de personas, mercaderías e insumos industriales, la provisión de agua potable, cloacas y disposición de líquidos servidos, iluminación pública, redes de energía eléctrica y térmica, recolección y tratamiento de la basura.

La iluminación pública puede ser mejorada con lámparas más eficientes y control automático de encendido.

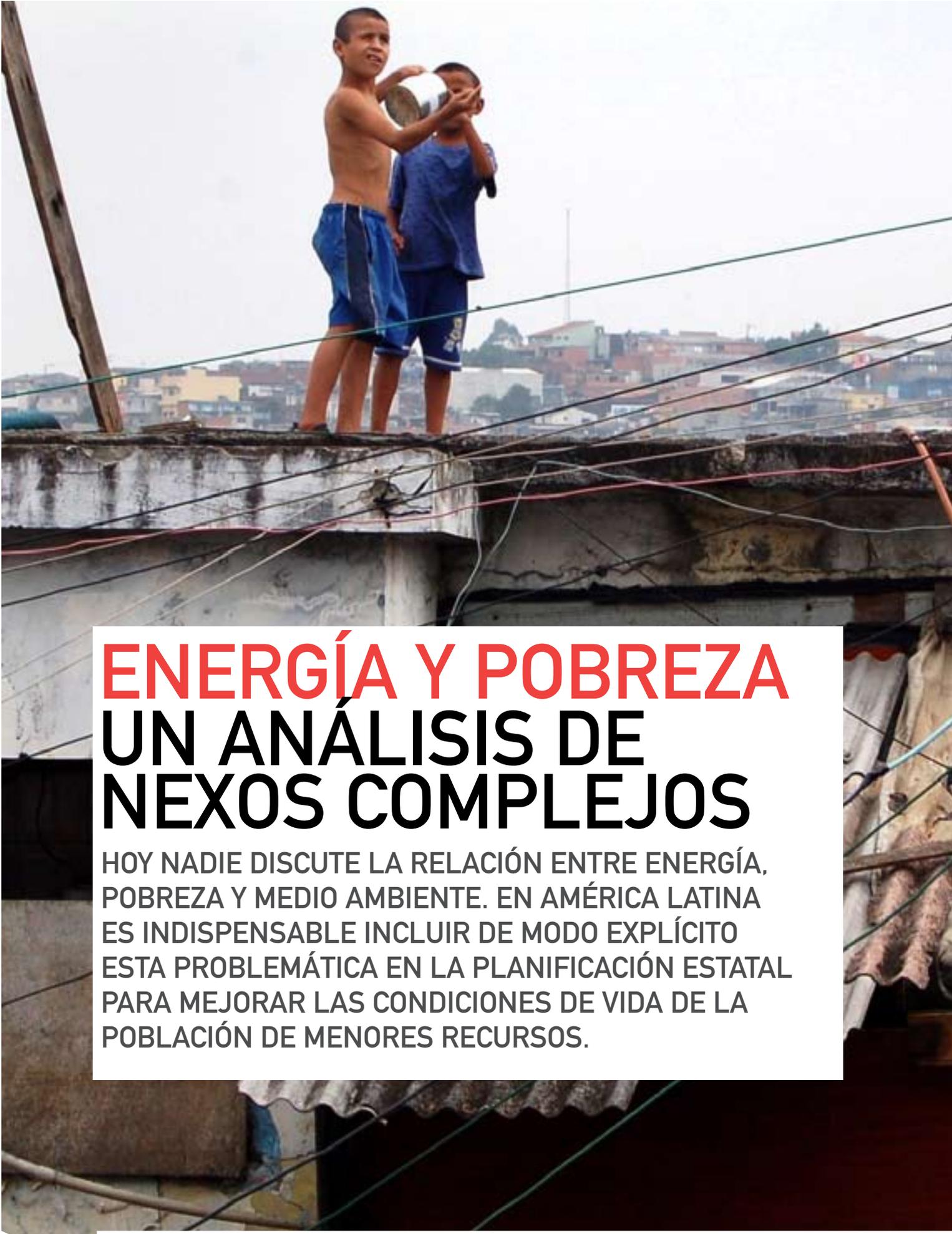
Un vez que se ha considerado la organización del espacio público, es necesario considerar las medidas que pueden tomarse para obtener un uso energético eficiente en los inmuebles que componen la ciudad, ya que las edificaciones son fuentes de elevado gasto energético. El criterio general puede enunciarse como que cada edificio logre el mayor nivel de sostenibilidad, en particular la energética. De este modo debe planearse que estructuralmente cada edificio requiera el mínimo de insumos y emita el mínimo de desechos al medio externo. Por supuesto esto no se refiere a las actividades a las que está destinado y se desarrollan en su interior, ya que las mismas deben evaluarse dentro del contexto económico y social. En el nivel individual se puede tender a una autosuficiencia energética implementando sistemas de aprovechamiento de energías renovables. Estos pueden ser paneles de calentamiento de agua, fotovoltaicos, eólicos o biogás producido con los residuos, que en un ámbito urbano pueden desarrollarse dentro de una economía de escala, aumentando su rentabilidad. Se debe notar que la factibilidad y eficacia de estas medidas depende de las condiciones climáticas del lugar.

Existen principios generales para lograr el control energético mediante el diseño de la arquitectura y una amplia bibliografía sobre esos temas, así que aquí sólo haremos una enunciación de ellos. Un

diseño adecuado puede prevenir o disminuir el consumo energético sin disminuir las condiciones de confort para los usuarios. La climatización del edificio, en la mayor parte de las regiones climáticas, representa el factor de mayor influencia en el consumo, lo cual ha contribuido, en muchas ciudades, al aumento de las dificultades de suministro eléctrico en el período estival y de gas en el invierno. Esto lleva a la necesidad de sobredimensionar las redes para satisfacer demandas de pico, causando un impacto negativo importante en las acciones de racionalización.

Los primeros parámetros a considerar en el diseño de un edificio son su orientación y forma. La orientación más conveniente depende de las condiciones climáticas y de soleamiento del lugar, mientras que las formas compactas son las más eficientes, particularmente en ciudades con climas con extremos térmicos. Un segundo punto es la "piel" del edificio, que debe ser planeada de modo de minimizar las pérdidas térmicas y lograr ganancias en cuanto a soleamiento e iluminación. En esta cobertura pueden incluirse elementos pasivos o activos de captación solar que contribuyan al confort térmico o lumínico. La distribución interna del edificio depende de su destino, pero son válidas reglas generales como la compartimentación interior del edificio, de modo de climatizar e iluminar sólo las zonas en uso. Existen actualmente una gran variedad de sistemas de automatización para regular temperatura, iluminación, abrir y cerrar cortinas, etc. Además de la parte térmica y lumínica ya se mencionó la conveniencia de separar los conductos de aguas potables, grises y cloacales.

Para concluir, se puede decir que el elemento fundamental para desarrollar una ciudad sostenible es la toma de conciencia del problema por parte de cada uno de sus habitantes y la colaboración de cada uno de ellos para lograrlo. Cada ser humano debe comprender que es necesario un uso racional y mesurado de los recursos en todos los ámbitos para que la humanidad no vea amenazada su subsistencia.



ENERGÍA Y POBREZA UN ANÁLISIS DE NEXOS COMPLEJOS

HOY NADIE DISCUTE LA RELACIÓN ENTRE ENERGÍA, POBREZA Y MEDIO AMBIENTE. EN AMÉRICA LATINA ES INDISPENSABLE INCLUIR DE MODO EXPLÍCITO ESTA PROBLEMÁTICA EN LA PLANIFICACIÓN ESTATAL PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE VIDA DE LA POBLACIÓN DE MENORES RECURSOS.



por
**ROBERTO
KOZULJ**

*Investigador Titular
de Fundación
Bariloche*

A

un cuando los vínculos entre energía, pobreza y ambiente son reconocidos por la comunidad internacional, las implicaciones operacionales de este consenso no se destacan claramente en las políticas de desarrollo ni en los documentos de planificación y de monitoreo para el logro de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM) en América latina y el Caribe.

Tradicionalmente, la energía sigue siendo considerada como un sector aparte, estableciéndose vínculos limitados entre el acceso a servicios energéticos y el logro de metas nacionales de desarrollo y de protección ambiental.

En términos de desarrollo histórico, el tema fue cobrando relevancia frente al desafío que implicaba incorporar millones de nuevos consumidores a la masa de los ya existentes. Este fenómeno fue visualizado de modo vinculado al suministro de energía a la población rural en los países del mundo en desarrollo, dominado desde la visión asiática y africana del problema, aplicable también a América latina. Este primer enfoque hegemonizó el tema a escala global entre 1990 y 2000, con el foco puesto en energías renovables

En general los hogares pobres e indigentes en áreas urbanas no acceden al gas natural en casi ningún país de la región. La mayor excepción es Colombia, pero aun allí, los estratos más bajos tienen escasa cobertura de este energético.

en sistemas aislados y, en general, involucrando muy bajas potencias y un limitado acceso a usos de la energía, totalmente alejado de una visión de la energetización rural integral.

Por encargo del Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CME o WEC en inglés), Fundación Bariloche realizó en el año 2000 una revisión bibliográfica del tema a nivel regional, señalando que este enfoque, si bien útil en otras latitudes y realidades, dejaba de lado el gran problema que estaba enfrentando la región con respecto al vínculo energía-pobreza en áreas urbanas y periurbanas. Con el ingreso de China a la Organización Mundial del Comercio (OMC) en 2001 y la consiguiente reconfiguración espacial de la producción, el consumo y el comercio, el panorama global de energía se modificó radicalmente, especialmente entre 2003 y 2008 y hasta la actualidad. Temas como la seguridad de suministro y sostenibilidad medioambiental comenzaron a primar, al tiempo que en el nuevo escenario de precios internacionales del petróleo, gas y otros energéticos, tanto los países autoabastecidos como los importadores tuvieron que hacer frente, bien sea a precios más altos para sus consumidores o bien recurrir a subsidios generalizados o focalizados. Por su parte, el problema que enfrentaron los distribuidores de electricidad fue el de la regularización de usuarios clandestinos, generalmente asociado a falta de capacidad de pago, aspecto que volvió a agudizarse.

Por otra parte, estudios realizados desde una visión originada en la región lograron introducir el tema de la problemática de los nexos entre pobreza y energía en áreas urbanas, periurbanas y rurales en la agenda mundial con una mayor claridad conceptual.

Seguidamente se describen algunos de los nexos y problemas asociados.

Principales problemas

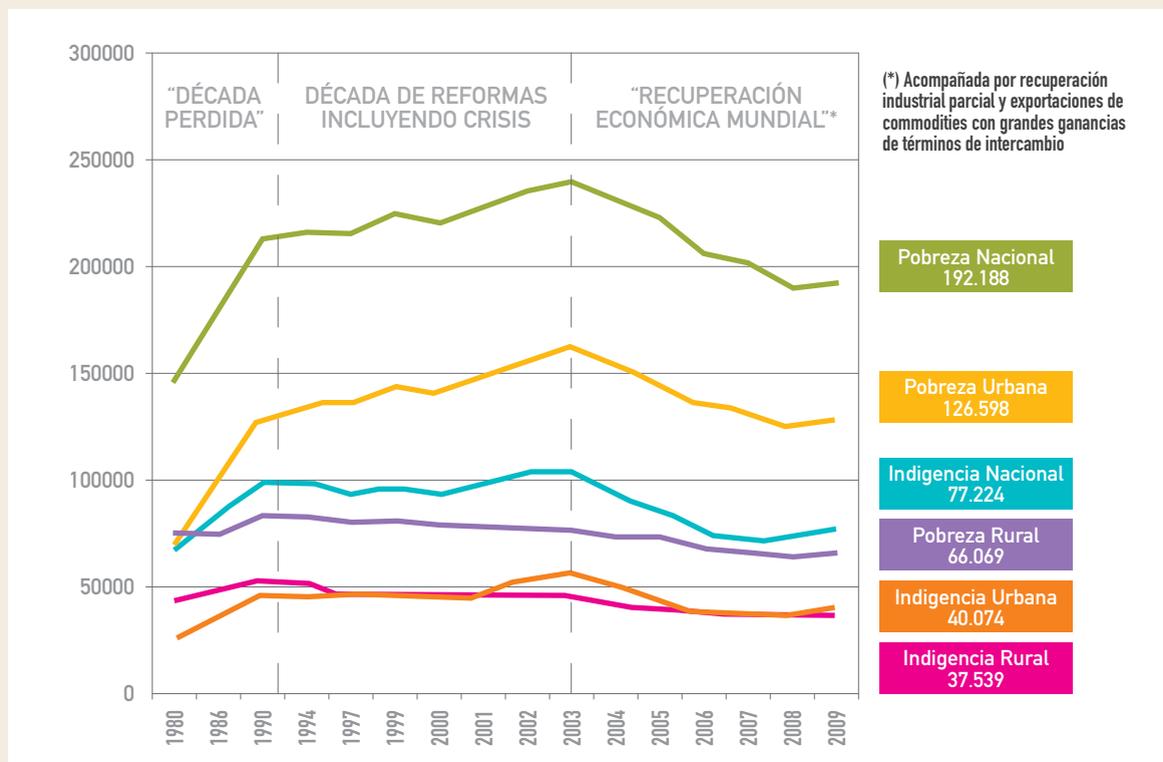
Los temas vinculados a la visión sobre los nexos entre energía y pobreza abarcan una serie de temáticas relacionadas: a) evolución de la pobreza a nivel regional; b) análisis de las fuentes energéticas que utilizan los pobres en comparación con los no pobres; c) grado de equipamiento de los hogares; d) problemáticas diferenciadas en áreas rurales y urbanas; e) diferenciación de la relación ingresos-gastos en energía entre los diversos estratos sociales; f) uso de leña; g) relaciones entre el acceso a la energía e índices de desarrollo humano; h) papel de las fuentes renovables; i) rol de la cooperación internacional; j) impacto de las reformas en América del Sur y Centroamérica sobre aspectos sociales y ambientales; y k) una propuesta preliminar respecto de la necesidad de incluir de un modo explícito la problemática energía-pobreza-medio ambiente en los marcos de planificación nacional a través de esquemas conceptuales precisos y uniformes, de modo tal de ir avanzando hacia la instalación de la temática de un modo orgánico entre las prioridades de los gobiernos de la región.

Evolución de la pobreza a nivel regional

Tal como se muestra en el gráfico 1, en América latina y el Caribe viven aún cerca de 192 millones de personas pobres, de las cuales 126 millones habitan en áreas urbanas. De ellos, 40 millones son indigentes. Asimismo la pobreza rural alcanza a 66 millones, de los cuales 37 millones son considerados indigentes o pobres en grado extremo.

La reducción absoluta del número de pobres sólo ha sido posible hasta el momento a través de mayores tasas de crecimiento. Pocos países tienen políticas activas para reducir la pobreza y la desigualdad. En los casos donde ello se aplica, la reducción de la pobreza puede ser un poco más profunda y no depender sólo del crecimiento económico –lo que facilita la reducción del desem-

GRÁFICO 1. Pobreza e indigencia en América latina y el Caribe: evolución 1980-2009 (miles de personas)



Fuente: Estimaciones propias con datos de la CEPAL

Los hogares pobres destinan invariablemente una mayor proporción de sus ingresos al pago de servicios de energía sean o no por redes. Estas relaciones son disímiles pero pueden ser de 5 a 16% de los ingresos para el 20% de menores ingresos en áreas urbanas frente a sólo 3% o menos en el caso del 20% de mayores ingresos.

pleo, causa inicial de pobreza estructural-, todo lo cual depende a su vez de las formas de inserción en el mercado global, las políticas internas y la gobernabilidad en el marco de un complejo mundo de interrelaciones financieras, comerciales y políticas que condicionan en gran medida la oferta de energía, habida cuenta de las reformas que transfirieron poder de decisión del Estado al sector privado en materia de inversiones y políticas de precios.

Análisis de las fuentes energéticas que utilizan los pobres en comparación con los no pobres

En general los hogares pobres e indigentes en áreas urbanas no acceden al gas natural en casi ningún país de la región. La mayor excepción es Colombia, pero aun allí, los estratos más bajos tienen escasa cobertura de este energético.

Siendo así, consumen por lo general GLP (garrapas) que por definición es en todos los casos un combustible más caro que el gas natural por redes aun bajo condiciones de subsidios como ocurre en la Argentina. En este caso, la precariedad de las viviendas junto a la tenencia de las mismas constituye una barrera que requiere de una política integral de acceso a servicios públicos sostenibles como componente de la política pública pro-activa.

En el caso de la electricidad, dependiendo de los esquemas de tarifas y subsidios, los usuarios pobres pueden pagar tarifas más caras que los usuarios de mayores ingresos por KWH consumido por cuanto las distribuidoras conciben reglas microeconómicas de maximización de beneficios no siempre equivalentes a eficiencia.

Cuando estos usuarios son clandestinos o “enganchados” a la red eléctrica, ponen en peligro sus vidas y se hallan en condiciones de ilegalidad. En estos casos además pueden consumir en exceso debido a equipamientos obsoletos, contribuyendo a un uso poco racional de la energía. Muchas empresas han comenzado a implementar alguna forma de tarifa social o programa específico para mitigar este problema que las afecta en imagen, en operatividad y rentabilidad.

En las áreas rurales los pobres suelen consumir leña y el acceso a la electricidad es muy limitado. Esto no sólo implica un uso inadecuado del tiempo, una carga sobre las tareas femeninas, de niños y jóvenes que pueden afectar la disponibilidad de tiempo para otras actividades, sino un desigual acceso a servicios básicos hoy indispensables (conservación de alimentos, Internet, iluminación, pero también básicos como acondicionamiento de ambientes, cocción y uso del agua).

Grado de equipamiento de los hogares

En general los sectores más pobres reflejan menores consumos de energía total. Esto debe ser interpretado en base al distinto grado de acceso al equipamiento doméstico, por ejemplo: heladeras, lavarropas, electrodomésticos, equipos de acondicionamiento, etc., y también al menor tamaño de las viviendas. Una ilustración de ello se halla en el documento de la iniciativa conjunta CEPAL-PNUD-GTAZ y Club de Madrid.

Sin embargo, cuando estos usuarios son de tipo clandestino es posible que utilicen artefactos obsoletos, de bajo rendimiento, lo que puede incidir en altos grados de pérdidas no técnicas y problemas de gobernabilidad a la hora de regularizar el uso de la energía.

El no acceso a fuentes modernas obliga también al no acceso a artefactos más modernos y eficientes y se vincula con uso de leña, kerosén o GLP.

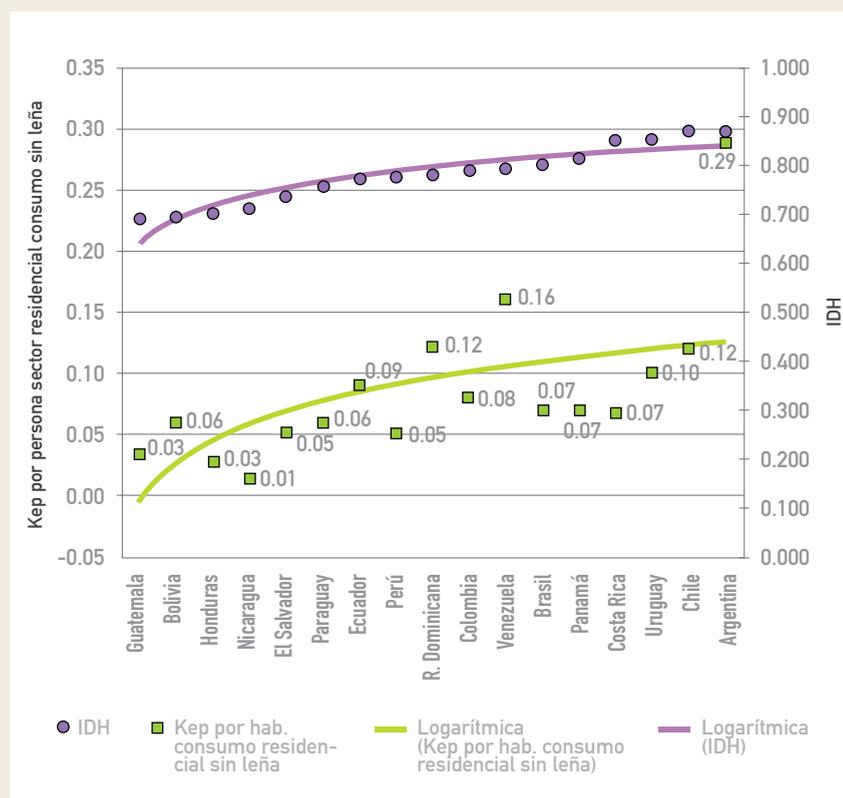
Diferenciación de la relación ingresos-gastos en energía entre los diversos estratos sociales

Los hogares pobres destinan invariablemente una mayor proporción de sus ingresos al pago de servicios de energía sean o no por redes. Estas relaciones son disímiles pero pueden ser de 5 a 16% de los ingresos para el 20% de menores ingresos en áreas urbanas frente a sólo 3% o menos en el caso del 20% de mayores ingresos. Esto constituye una clara inequidad social que se suma a otras que padecen los hogares pobres.

Uso de leña

Tanto en áreas urbanas, pero más en las rurales, la leña es consumida de modo autoapropiado. Dependiendo de los modos de uso y acceso a artefactos de calidad y estado satisfactorio, su utilización tiene incidencias sobre la salud (enfermedades respiratorias, riesgos de incendio, accidentes, etc.). Adicionalmente puede contribuir a la deforestación, aunque la mayor causa de este último fenómeno es la extensión de la frontera agropecuaria.

GRÁFICO 2. Consumo energético residencial por habitante e IDH



Fuente: Estimaciones propias sobre la base de información del SIEE de OLADE, Balances Energéticos Nacionales, CELADE, CEPAL y PNUD

Relaciones entre el acceso a la energía e índices de desarrollo humano

La correlación a nivel empírico entre acceso a fuentes modernas de energía e índices de desarrollo humano (IDH) se muestra en el gráfico 2 y es muy elocuente.

Dado que el IDH refleja un conjunto de indicadores vinculados al grado de modernización de las sociedades y su urbanización, conviene caracterizar la pobreza urbana y la rural. En el siguiente cuadro se resumen las diferencias cualitativas de la problemática energía-pobreza para pobres urbanos y rurales.

EN ÁREAS URBANAS	EN ÁREAS RURALES
Existe oferta de servicios energéticos - Dificultades de acceso por ingresos monetarios insuficientes e irregulares	Acceso limitado a fuentes modernas de energía como electricidad y GLP
Conexiones clandestinas a las redes de electricidad - Genera accidentes/ inseguridad/violencia	Menor nivel de equipamiento
Problemas de acceso a otros SE y servicios públicos - Vinculados a la precariedad de las viviendas y titularidad de los terrenos	Frecuente uso no sostenible de leña
Mayor autopercepción de desigualdad y de marginación social	Alto potencial de atender servicios básicos mediante fuentes renovables (solar, eólica, digestores de biomasa)
	Menor nivel de percepción de exclusión social a pesar de ser más pobres (sin ingresos monetarios aun se pueden satisfacer algunas necesidades básicas)
SOLUCIONES OBSERVADAS	SOLUCIONES OBSERVADAS
Subsidios no siempre focalizados	Servicios descentralizados
Métodos que pudieran ser discriminatorios (medidores prepagos)	Presencia / Interés de programas internacionales que subsidian el acceso a esas fuentes / Vínculos con Medio Ambiente / Sustitución de leña / Electrificación rural.
Marco de pensamiento adverso al otorgamiento de subsidios	

Papel de las fuentes renovables

Las fuentes renovables se vinculan con la posibilidad de acceso a la energía en áreas aisladas. Sin embargo estas fuentes son costosas. Su vinculación con la temática a nivel global se relaciona con el ya mencionado impacto de un mayor acceso a la energía a escala mundial –derivado de los procesos de modernización en Asia–, impulsados a su vez por la reconfiguración espacial de la producción, comercio y consumo ocurrida desde 2003. En tal sentido, las fuentes renovables son vistas como medio para mitigar impactos medioambientales y aumentar la seguridad energética a escalas mayores y no para áreas aisladas. Del mismo modo conforman un nuevo paradigma tecnológico principalmente impulsado desde naciones desarrolladas, aunque tanto China como Brasil y otros países han incurrido en importantes emprendimientos productivos de algunas fuentes renovables como la eólica. Su inclusión implica un nexo potencialmente contradictorio con el tema del costo de las tarifas, lo que significa la necesidad de focalizar subsidios tanto a estas fuentes como a los consumidores más pobres para la satisfacción de las necesidades básicas insatisfechas (NBI).

Rol de la cooperación internacional

En tanto la promoción de la sostenibilidad como prioridad de los modelos energéticos futuros proviene en general de los países desarrollados que han articulado una agenda mundial para la promoción de renovables y un liderazgo respecto del tema tecnológico y de cambio climático, las agencias internacionales proveen información, recursos y otros instrumentos donde muchas veces la articulación de estos ejes temáticos con la pobreza se halla presente. En tal sentido es muy importante que la región articule su propia visión sobre esta agenda, tratando de un modo más claro, desde el punto de vista conceptual, dichos nexos e impactos con la pobreza. En particular es necesario comprender que en los espacios locales, los mayores emisores son los sectores de mayores ingresos y, a nivel mundial, los países desarrollados. Así, sin demérito de colaborar con la mitigación de gases de efecto invernadero, los mayores desafíos en América latina consisten en superar la pobreza, entre cuyos medios se halla un mayor acceso a fuentes modernas y limpias de energía a costo razonable, en particular considerando que en general esta región tiene ya una matriz energética limpia.

Impacto de las reformas en América del Sur y Centroamérica sobre aspectos sociales y ambientales

Las reformas del sector energético en América latina y el Caribe han implicado, para muchos países, la privatización de activos, la desintegración de cadenas energéticas y un cambio conceptual respecto de fines y medios en los servicios públicos antes centralizados en el Estado.

En muchos casos, esto ha implicado un incremento en las tarifas o bien necesidades crecientes de subsidios. En ambas instancias, de no primar políticas públicas concretas respecto de la tarifa social y su alcance, el impacto social ha sido y es negativo, tanto más después de 2003, donde se modifica el escenario de precios internacionales de la energía.

Respecto de los impactos sobre el medio ambiente, las restricciones de oferta de gas, el creciente uso de combustibles líquidos y el encarecimiento de fuentes comerciales han derivado en mayores emisiones de CO₂, aunque la región no es una gran emisora.

Sin demérito de colaborar con la mitigación de gases de efecto invernadero, los mayores desafíos en América latina consisten en superar la pobreza, entre cuyos medios se halla un mayor acceso a fuentes modernas y limpias de energía a costo razonable.

Propuesta preliminar respecto de la necesidad de incluir de un modo explícito la problemática energía-pobreza-medio ambiente en los marcos de planificación nacional

Luego de haber analizado el complejo conjunto de nexos que atraviesa la relación entre energía y pobreza, y este par con el eje medio ambiente, resulta claro que sólo enfoques de análisis integrados de oferta y demanda de energía y que consideren la realidad de la región en el actual contexto y futuro macroeconómico y energético, pueden dar lugar a una visión coherente y viable de los modos en que el acceso a la energía para los sectores pobres debe ser abordado a partir del conjunto de sus elementos constitutivos.

Ello, sin dejar de remarcar que el acceso y accesibilidad a la energía es sólo uno de los tantos componentes del abordaje necesario para mitigar la pobreza extrema. En tal sentido la cuestión de la voluntad política y de la construcción social necesaria ocupa un espacio que excede al presente planteo.

(1) Miembro del Comité Académico de la Maestría en Economía y Política Energética y Ambiental. Facultad de Economía y Administración de la Universidad Nacional del Comahue/Fundación Bariloche. Director de la Escuela de Economía, Administración y Turismo de la Sede Andina de la Universidad Nacional de Río Negro. Miembro del Plan Fénix.

vocesenelfenix.com