

Perú: Un Nuevo Patrón de Consumo Energético

Jorge Manco Zaconetti

En las siguientes líneas se expone la realidad energética del país, mostrando los desequilibrios entre reservas y producción de energía, el extraordinario déficit de la balanza comercial de hidrocarburos que seguirá a pesar de Camisea, la necesidad de inversiones en la exploración y explotación petrolera, además de la trascendencia de cambiar el perverso patrón de consumo energético del país basado en el petróleo.

La explotación de Camisea será positiva en la medida que se asuman políticas creativas que generen, fomenten e incentiven el desarrollo de un mercado interno para el gas natural con precios justos a los consumidores, con mayores regalías para el Estado y por ende mayores recursos para las regiones.

1. REALIDAD ENERGÉTICA

La realidad energética del Perú es crítica a pesar de los grandes recursos naturales que posee, como son los recursos gasíferos de Camisea y lotes adyacentes, el gran potencial hidráulico desaprovechado, reservas de carbón no explotadas comercialmente. Sin embargo, nuestra matriz energética es

dependiente del petróleo crudo como fuente de energía comercial, con el agravante de que los precios internacionales del petróleo y derivados inciden en las tarifas eléctricas, en los combustibles, en los costos de la industria, de la actividad minera, pesquera, etc.

Ello es más grave aún si existe consenso entre los expertos al señalar que los tiempos del petróleo barato han terminado y que debiéramos acostumbrarnos a precios mayores a los US \$ 50 el barril con las consecuencias que ello significa para un país importador como el nuestro. En la actualidad el precio promedio del barril de petróleo es de US\$ 72.00 que sumados a los costos adicionales que supone la importación tales como fletes, seguros, aranceles, márgenes, almacenamiento se elevan por encima de los US \$ 81 por barril de petróleo importado.

Por principio debemos reconocer que somos un país marginal en materia de producción de petróleo crudo, nunca fuimos un país petrolero como si lo es México o Venezuela, que producen más de 3 millones de barriles diarios, ni siquiera somos un mediano productor como Colombia con más de 700 mil barriles diarios de producción. Este es uno de los grandes "mitos" que desde la educación y la política se ha impuesto en nuestro país, que en el mejor momento de su historia en la década de los ochenta apenas produjo 200 mil barriles diarios de petróleo.

Hoy, sea por el factor agotamiento de los campos maduros de Talara con más de 100 años de explotación comercial y el Zócalo Continental, por falta de inversión, no se producen actualmente más de 31 mil barriles diarios, cuando a inicios de los ochenta su producción era de 69 mil barriles por día. En la selva nororiental, en los casos de los lotes 1-AB y lote 8, cada día producen menos petróleo, cuando no hace mucho producían 65 mil barriles diarios, y en el presente la producción conjunta de ambos lotes no supera los 40 mil barriles con altos costos ambientales.

Desde hace 40 años la política energética en nuestro país sigue privilegiando el consumo de petróleo sin optar por desarrollar una cultura de consumo de recursos energéticos alternativos como el gas natural, los líquidos de gas natural, la hidroenergía, el carbón nacional. Estos recursos debieran ser utilizados a plenitud, respetando la diversidad regional en el marco de una integración energética que permita ganar competitividad al Perú.

Sin una dotación de energía segura, oportuna, a precios razonables no es posible alcanzar una senda de crecimiento económico en el mediano y largo plazo.

Un principio fundamental de la economía energética es que cada país debe utilizar, entendiéndose consumir más, los recursos que posee con el objeto de alcanzar la autonomía energética que conjuntamente con la autonomía alimentaria constituyen una condición "sine que non", básica, necesaria mas no suficiente para lograr el desarrollo económico.

En tal sentido, cabe reconocer qué tipo de energía consumimos o cómo nos alimentamos, para saber si un país o un individuo se ubica en un estadio racional o irracional de consumo.

2. (DES) EQUILIBRIO: PRODUCCIÓN / CONSUMO DE ENERGÍA

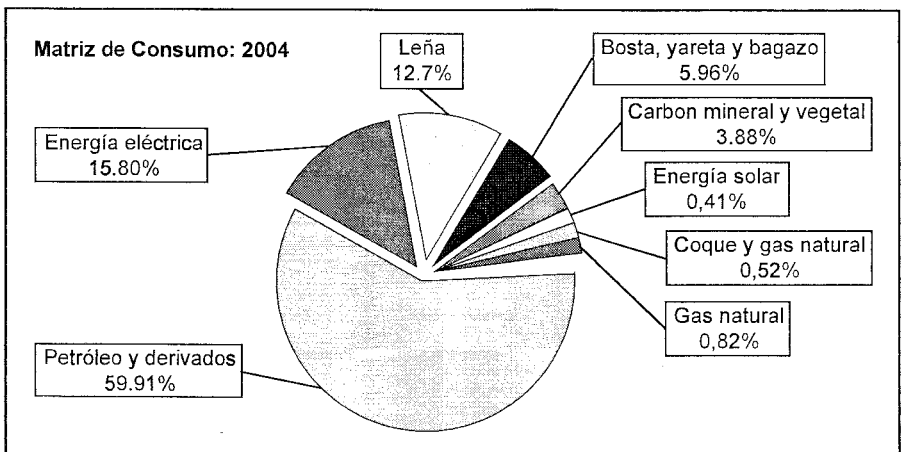
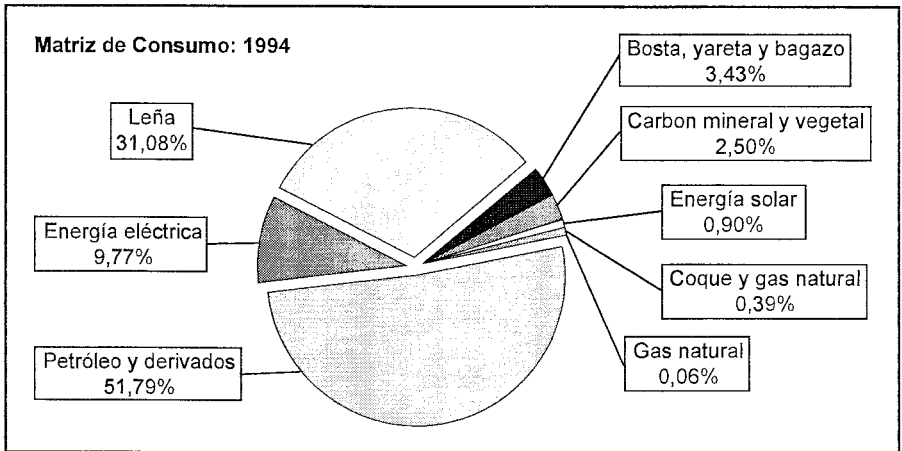
El perverso patrón de consumo energético se expresa en el des balance entre la producción y las reservas probadas de energía comercial. Como se aprecia en el Cuadro N.º 1: "Perú: Estructura del Consumo de Energía Primaria y Comercial" y en el Cuadro N.º 2: "Perú: Producción y Reservas de Energía Primaria Comercial", y , la importancia del petróleo en la producción de energía comercial es preponderante, y ello no tiene su correlato con el nivel de reservas probadas de dicho recurso natural.

Cuadro N.º 1

PERÚ: ESTRUCTURA DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA Y COMERCIAL

	1994	2003	2004*
Petróleo y derivados	51,79%	58,25%	59,90%
Energía eléctrica	9,77%	16,22%	15,80%
Leña	31,08%	14,93%	12,7%
Bosta, yareta y bagazo	3,43%	5,57%	5,96%
Carbon mineral y vegetal	2,50%	4,07%	3,88%
Energía solar	0,90%	0,52%	0,41%
Coque y gas industrial	0,39%	0,50%	0,52%
Gas natural	0,06%	0,19%	0,82%

(*) Estimado según las estadísticas de British Petroleum



Fuente: Balance Nacional de Energía 1997-2003, del Ministerio de Energía y Minas

Así, como fuente de energía comercial, el petróleo crudo viene disminuyendo, en 1997 representaba el 72% de la producción, al 2002 ha disminuido a 56.5%, el 2003 representaba el 55.3% y para el 2004 dicha participación es de 51%; sin embargo sigue liderando en la producción de energía primaria comercial, y ello no variará significativamente en el tiempo, si el país no adopta como política de Estado el cambio de la matriz energética de manera energética y planificada, en una interacción entre el Estado, las empresas, los usuarios y consumidores, en el marco de una estrategia nacional de desarrollo.

Resulta evidente el desbalance del petróleo, respecto a su participación en los niveles de reservas probadas por tipo de fuente energética, tal como se puede observar en los cuadros respectivos. Las reservas de este recurso apenas tienen una participación del 9.64% en 1997 y al año 2004 de 8.5%; es decir, en materia de energía dependemos de un recurso cuya reserva es relativamente menor frente a otros recursos como el gas natural, la hidroenergía, y los líquidos de gas natural.

En otros términos, la dependencia sobre el petróleo, recurso escaso para nuestro país, nos lleva a crecientes importaciones, que generan mayores déficits en la balanza comercial de hidrocarburos, que representa un drenaje de divisas para una economía empobrecida como la peruana, y representa un riesgo creciente para el crecimiento de la economía peruana por los altos precios internacionales del crudo.

Cuadro N.º 2

PERÚ: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL

	1997	1998	2001	2002	2003	2004
Petróleo crudo	72,00%	68,16%	57,20%	56,45%	55,30%	51,00%
Hidroenergía	10,66%	13,96%	19,62%	23,36%	23,90%	29,70%
Gas natural + Líquido GN	17,18%	17,70%	23,02%	20,00%	20,60%	19,10%
Carbón Mineral	0,18%	0,18%	0,16%	0,19%	0,20%	0,20%

Esta situación debe cambiar para depender lo menos posible de los altos precios del petróleo internacional, precios altamente volátiles que en última instancia se explican por factores especulativos, de riesgo político, y por las políticas regulatorias de la producción de cárteles como la OPEP y de las grandes empresas transnacionales.

Por efecto contrario, en el Cuadro N.º 2: "Perú: Producción y Reservas de Energía Primaria Comercial", se constata el desbalance existente entre las reservas de gas natural y la producción de energía con dicho recurso, cuya explotación comercial se ha iniciado desde agosto del 2004 con la llegada del gas natural a la costa (Pisco) y la incipiente campaña por la distribución y venta industrial y doméstica del gas natural en Lima Metropolitana, como se analizará más adelante.

Cuadro N.º 3

RESERVAS PROBADAS DE ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL

	1997	2001	2002	2003	2004
Gas Natural*	35,12%	38,53%	37,58%	38,00%	43,60%
Hidroenergía	30,62%	27,13%	26,53%	26,00%	23,10%
Líquido del gas natural*	11,78%	14,01%	13,65%	16,10%	17,70%
Petróleo*	9,64%	8,52%	10,29%	10,10%	8,50%
Carbón mineral*	8,35%	7,82%	7,64%	7,90%	6,60%
Uranio	4,50%	4,0%	3,91%	1,90%	3,40%

(*) Para el año 2001, cifras a diciembre del 2000. Para el año 2002, cifras a diciembre del 2001

Fuente: Balance Nacional de Energía 1998 - 2001 - 2002 - 2003 - 2004, del Ministerio de Energía y Minas

Este recurso lidera las reservas probadas de energía primaria comercial. Así, el gas natural en 1997 concentraba el 35.12%, para el 2003 representaba el 38%, y para el 2004 aumenta a 43.6%; esta participación irá en aumento por los estudios y trabajos de exploración y prospección tanto en los lotes adyacentes a Camisea tales como los lotes 56, 57, 58 como del propio Camisea (lote 88).

Ello es más urgente y necesario para superar la discusión sobre la necesidad de exportación del gas natural hacia los mercados de Norteamérica (México y Estados Unidos), e integrarse en el anillo energético con los países del sur en especial Chile y Argentina. Esta situación supone e impone una mayor actividad exploratoria para confirmar definitivamente los volúmenes de reservas de gas natural que a la fecha no superan los 11.7 trillones de pies cúbicos, tal como se puede observar en el siguiente Cuadro N.º 4: "Perú: Reservas Probadadas de Gas Natural"

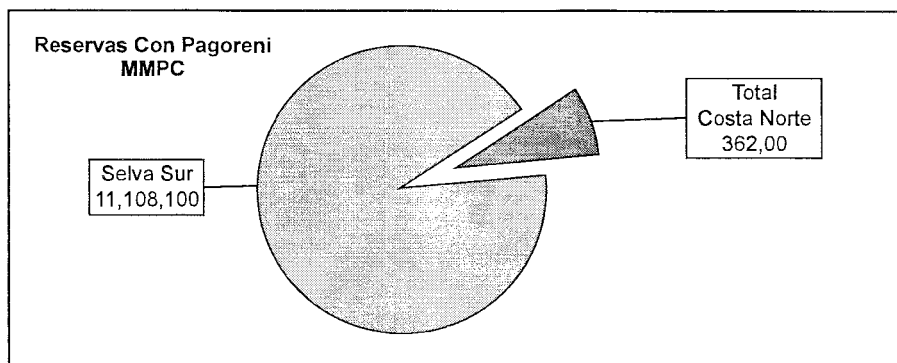
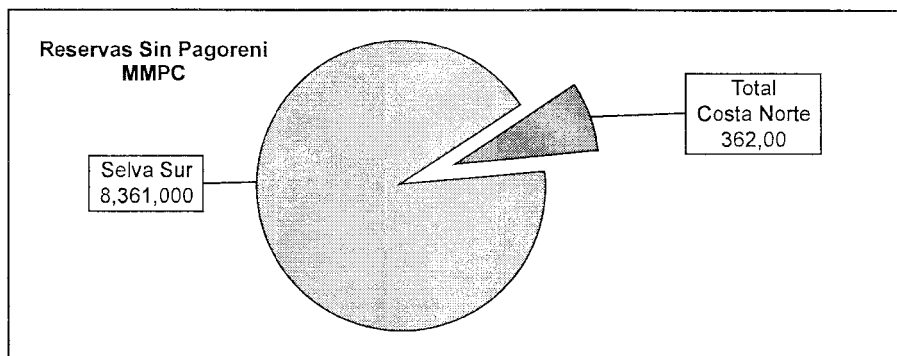
Cuadro N.º 4

PERÚ: RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL
(en millones de pies cúbico - MMPC)

Periodo	Costa Norte	Zócalo	Total Costa N	Selva Central	Selva Sur	Total Selva	Total País
2003*	187,000	175,000	362,000	253,000	8,108,100	8,361,100	8,723,100
2003-2004**	187,000	175,000	362,000	253,001	11,108,100	11,361,101	11,723,101

(*) En selva sur, considera solo las reservas de Camisea

(**) En selva sur, considera las reservas de Camisea y Pagoreni



Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos 1999 - 2003, del Ministerio de Energía y Minas.

En el mismo sentido, existe un des balance entre las reservas de líquidos de gas natural, que conjuntamente se obtienen con el gas natural. En otros términos, al obtener el gas húmedo por un proceso de separación (proceso criogénico) se tienen gas natural seco y los líquidos de gas natural, que valen estos últimos tanto como el petróleo. Estos líquidos posteriormente son fraccionados a altas temperaturas como si fuesen tratados por una refinería de petróleo, y se obtienen diversos derivados tales como el gas licuado de petróleo o gas doméstico (GLP), las naftas que son una especie de gasolinas crudas que se están exportando y el diesel 2.

Según el Cuadro N.º 3: "Reservas Probadas de Energía Primaria Comercial", las reservas de los líquidos de gas natural constituyen para el 2004 el

15 % de las reservas probadas de la energía primaria comercial, superando de lejos las reservas probadas de petróleo. Se debe considerar que la categoría de hidrocarburos engloba el petróleo crudo, el gas natural y los líquidos de gas natural. Lo que determina su estado natural y por tanto sus diferencias, es la relación molecular existente entre el carbono y el hidrógeno como líquido y en estado gaseoso.

En el caso de los líquidos de gas natural su cotización es casi equivalente al petróleo, con un diferencial de US\$ 3 a US\$ 5 menos. Por ello, se podría decir que en Camisea, los líquidos de gas natural constituyen el "lomo fino", y el gas natural el "hueso", desde el punto de vista comercial, pues los líquidos son fácilmente transportables y comercializables a diferencia del gas natural.

Así, por ejemplo según declaraciones de altos directivos de Pluspetrol, la producción de líquidos de gas natural (LGN) en Camisea sería inicialmente de 33 mil barriles diarios, con posibilidades de aumentar a los 70 mil barriles. Ello supondría por razones estrictamente técnicas que para obtener 6.4 mil barriles diarios de líquidos se deben extraer 100 millones de pies cúbicos de gas natural.

Por lo tanto, si la actual producción de líquidos es de 35 mil barriles, el gas natural extraído supera los 515 millones de pies cúbicos al día, pero de los cuales se comercializan no más de 100 millones, y el resto es reinyectado en razón de la debilidad del mercado interno para el gas natural. Hay que considerar que desde el 2001 cuando se firmó el contrato, y el 2002 cuando se empezó la construcción de los gaseoductos, uno para el gas natural y el otro para los líquidos de gas natural, se tenía conocimiento que dicho recurso llegaba a Lima el 2004. De allí, la necesidad de un planeamiento estratégico para acelerar la construcción de un mercado interno y el cambio de matriz energética.

Además se están exportando los derivados de los líquidos de gas natural. Según señalan los voceros de Pluspetrol la empresa operadora del gas de Camisea, de los 35 mil barriles diarios de producción de los líquidos de gas natural que se están extrayendo a la fecha (mayo 2006), al ser fraccionados a altas temperaturas, el 50% se convierte en propano y butano que derivan en el GLP, es decir un promedio de 17 mil barriles diarios de este derivado de vital importancia en la economía familiar. Un 40% se convierte en nafta, es decir un poco más de 13 mil barriles se transforman en una especie de gasolina natural de la cual se pueden obtener gasolinas de alto octanaje previa refinación.

Perú: Un Nuevo Patrón de Consumo Energético

Y, por último un 10% de los 35 mil barriles de líquidos del gas natural se convierten en diesel 2, un poco más de 3.5 mil barriles diarios, cantidad insuficiente que no resuelve nuestra dependencia de este derivado y por tanto el parque automotor seguirá consumiendo este producto altamente contaminante. En tal sentido, el efecto Camisea de sustitución del diesel 2 en especial del transporte será marginal, al menos que se adopten creativas y enérgicas medidas de sustitución.

Por tanto, si la producción de gas natural que hace posible tal extracción debe estar en promedio por los 515 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD), de los cuales se considera aproximadamente 100 millones como producción fiscalizada, es decir producción comercial sujeta al abono de regalías, resulta un imperativo nacional y racional la construcción de un mercado interno para el gas natural. Por tanto, antes que exportar este hidrocarburo se debe construir un mercado interno y de encontrarse más reservas de gas natural proceder a la exportación con las mayores ventajas para el Estado peruano.

Mas la explotación de las reservas de gas natural y líquidos de gas natural de Camisea en el Cusco, descubiertas en los primeros años de los ochenta, posibilita por primera vez en la historia de la energía en el Perú, el cambio del patrón de consumo energético, basado en el gas, recurso natural no renovable que tenemos en abundancia. Esta es una exigencia y una demanda histórica, para una mayor racionalidad económica al servicio de las empresas, usuarios y familias para hacer del consumo del gas natural la columna vertebral de la matriz energética.

Se debe tener presente que los beneficios de Camisea se percibirán en el mediano y largo plazo en el proceso de cambiar el patrón de consumo energético, para depender menos del petróleo y tener al gas natural y condensados como recurso fundamental en la matriz energética en nuestro país.

El fomento de la producción y consumo del gas natural como alternativa en la matriz energética supone recrear las condiciones para su valorización, pues constituye un absurdo económico que un país pobre "queme y ventee" gas natural particularmente el gas asociado con el petróleo por la ausencia de un marco promotor para el almacenamiento temporal del gas natural, y la falta de normas ambientales estrictas que prohíban dichas prácticas por ser altamente contaminantes como sucede en las operaciones del Zócalo Continental, en las operaciones de Talara y en la selva nororiental a cargo de la empresa argentina Pluspetrol Norte.

Como también resulta paradójico que el precio en "boca de pozo" del gas natural que se exportaría en el 2010 proveniente del lote 56 sea menor al precio vigente en el mercado interno que hoy proviene del lote 88. Si bien la exportación, y los mercados externos resultan fundamentales para la monetización de nuestros recursos gasíferos, se trata de capitalizar los recursos del Estado por medio de las regalías que conforman parte de la renta gasífera y del impuesto a la renta.

Si bien en la lógica y gestión privada la explotación de dichos recursos naturales el objetivo central es la maximización de los beneficios, y teniendo presente que el Estado solamente percibe de la renta gasífera las llamadas regalías gasíferas, las mismas que se fijan como una participación sobre el precio en "boca de pozo" y posteriormente percibiría el impuesto a la renta luego de 8 años de iniciada la explotación comercial, en razón del llamado beneficio de "arrastré de pérdidas", depreciación acelerada, resulta un imperativo capitalizar la participación del Estado, para acelerar el cambio de la matriz energética (construcción de ductos regionales, centrales térmicas a gas natural, incentivos a la importación de parque automotor a gas natural etc), y la contribución regional (canon gasífero regional), teniendo siempre presente que en algún momento dicho recurso natural se agotará.

Es decir, por Camisea la empresa argentina Pluspetrol como representante de las empresas consorciadas recién pagará el impuesto a la renta el 2012, pues comercialmente recién opera desde agosto del 2004, en cambio las regalías pactadas como una participación del 34,24% del precio en "boca de pozo" se abonan mensualmente a la empresa pública responsable de la fiscalización y promoción de la inversión, y supervisión de los contratos petroleros, como es PerúPetro, que transfiere dichos recursos al Ministerio de Economía y Finanzas.

Se trata pues de promover un cambio de la matriz energética que transite del petróleo al gas natural, para ganar competitividad de la industria y en general de la actividad económica construyendo un mercado interno que permita la integración gasífera del país, pues el gas no solamente está yacente en la selva sur oriental sino que lo tenemos en la costa norte, en el zócalo continental y en la selva central (Aguaytía), como se puede observar en el cuadro "Perú: Reservas de Gas Natural"

3. PETRÓLEO: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DECRECIENTES

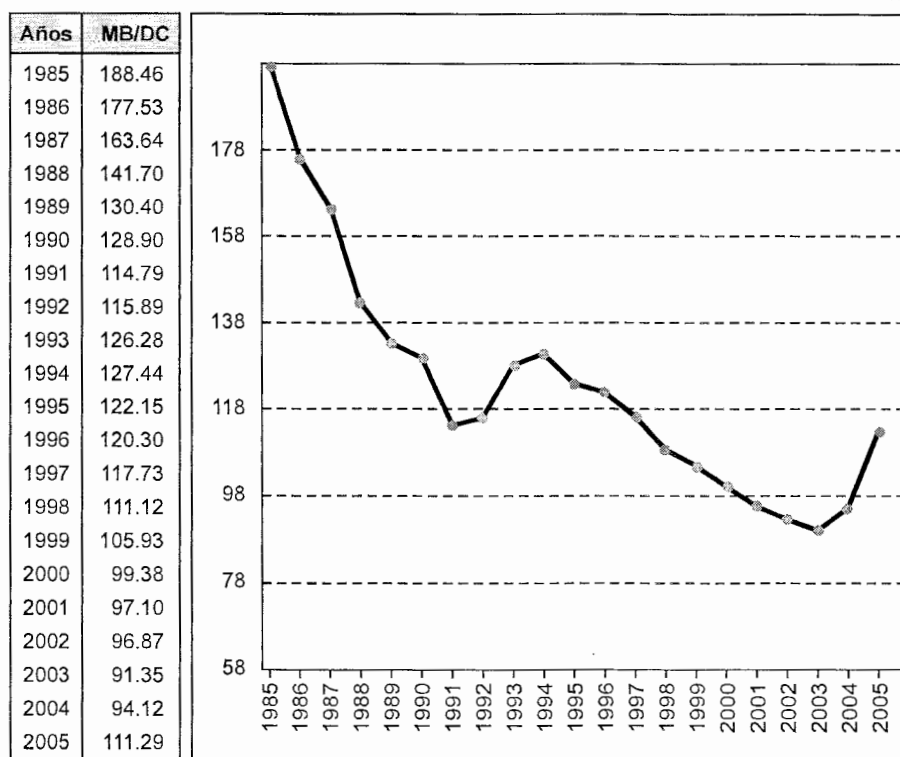
El Cuadro N.º 5: "Perú: Producción Anual de Hidrocarburos Líquidos 1985-2005" expone dramáticamente la realidad petrolera del país. La producción

Perú: Un Nuevo Patrón de Consumo Energético

promedio anual en barriles de crudo tiene una clara tendencia decreciente. Así, en el año 1985 se producían 188 mil barriles diarios, en el 2004 la producción interna disminuye a 94 mil barriles, sin embargo en el 2005 existe un ligero incremento, 111 mil barriles diarios (por efecto de la explotación de Camisea). Las razones explicativas son varias, y van desde la ausencia de un marco promotor para la inversión privada en actividades de riesgo, la débil campaña exploratoria de un promedio de 5 pozos exploratorios por año en la década de los noventa, cuando en los años setenta se perforaban como promedio 25 pozos, y en los ochenta 19 pozos por año.

Cuadro N.º 5

PERÚ: PRODUCCIÓN ANUAL DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS, 1985 - 2005
(en miles de barriles día calendario)



Fuente: Boletín de la Dirección General de Hidrocarburos (MINEM) / Anuario Estadístico de Hidrocarburos del MINEM, 1995, 1998, 2000 y 2003

Cuadro N.º 6

PERÚ: RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO 1990 - 2004
(en miles de barriles)

Periodo	Reservas Probadas	Reservas Probables	Reservas Posibles
1990	382,181	349,211	3,102,321
1991	380,866	362,236	3,208,534
1992	362,564	352,248	3,182,361
1993	358,628	376,308	3,199,870
1994	390,439	370,972	3,679,239
1995	366,089	399,607	3,314,770
1996	340,266	352,190	3,756,968
1997	323,521	339,752	4,288,138
1998	355,745	480,590	4,264,312
1999	309,764	428,004	4,318,671
2000	323,393	408,930	4,848,071
2001	399,560	360,280	5,120,476
2002	374,052	349,493	5,123,708
2003	352,532	353,774	5,113,543
2004	379,316	411,634	5,073,192

Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos 1999 - 2003 (MINEM)
Informe de Reservas de Hidrocarburos 2004 (MINEM)

Si se tiene presente que para encontrar un yacimiento comercial hay que perforar no menos de 15 pozos exploratorios, se puede entender la caída de las reservas probadas de crudo y los bajos niveles de producción. Se debe asumir que a pesar de las importantes reservas de gas y líquidos de gas natural de Camisea, y de las posibilidades de encontrar más reservas en lotes colindantes, nuestra dependencia del petróleo se mantendrá a pesar de todo, al menos que exista un planeamiento estratégico para sustituir en lo posible el petróleo por el gas natural en la matriz energética.

En el presente, la situación petrolera se agrava por la evidencia de que parte de la producción interna está constituida por un crudo cada vez más pesado proveniente del Lote 1-AB y en menor medida del lote 8 que como tal no es apropiado para su transformación dadas las características de las refinerías que

operan en el país, que están calibradas para procesar crudo ligero superior a los 25° grados API, medida internacional que determina su gravedad. Por tanto, el crudo pesado tiene que ser exportado casi íntegramente y por el contrario hay que importar crudos livianos.

En el mismo sentido, las reservas probadas de petróleo en el período 1990-2004 tienen una tendencia decreciente como se puede observar en el **Cuadro N.º 6: “Perú: Reservas Probadas de Petróleo”**. Así, mientras que en 1984, las reservas probadas eran del orden de los 636 millones de barriles, en 1990 nuestras reservas probadas eran de aproximadamente 382 millones de barriles, en el 2004 éstas están bordeando los 379 millones. Es decir, una disminución del orden del 40% en el período de referencia.

Sin embargo, la situación es más grave si se analiza la calidad de las reservas probadas en razón que buena parte de ellas está constituida por reservas de crudo pesado. Por tanto, teóricamente con el nivel de producción interno para el 2004 de 94 mil barriles diarios que anualizados representan 34.3 millones de barriles, el país tendría menos de 11 años de reservas aseguradas en razón de la relación reservas /producción (379 millones de reservas entre 34 millones de barriles de producción al 2004). En realidad, la situación es tanto más crítica cuanto se aprecie que una gran parte de estas reservas son de crudo pesado y tendrán que exportarse a un precio muy inferior al que se tendrá que pagar por el crudo importado, que hoy bordea los US \$ 70 el barril.

4. BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS DEFICITARIA

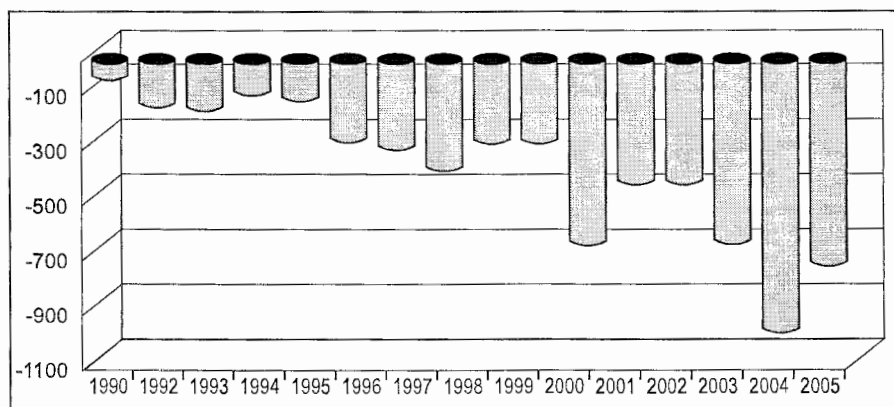
Esta realidad puede observarse en el **Cuadro N.º 7: “Perú: Saldo de la Balanza Comercial de Hidrocarburos”** y el **Cuadro N.º 8: “Perú: Importación de Petróleo, Diesel 2 y Gas Licuado de Petróleo”** donde resulta evidente la situación deficitaria de la balanza comercial de hidrocarburos, llegando a superar para el 2004 un saldo neto negativo de US \$ 1,029 millones, aunque en el 2005 se gasta en divisas US\$ 780 millones, cifra menor por el efecto Camisea, pero aun no se revierte las importaciones de crudo y derivados.

Se debe tener presente que nuestro país hacia 1988 perdió la capacidad de ser un país exportador neto de petróleo, y desde esa fecha hasta la actualidad la balanza comercial de hidrocarburos es negativa, es decir importamos más en relación a nuestras exportaciones.

Cuadro N.º 7

PERÚ: SALDO DE LA BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS
(en millones de dólares)

Año	Balanza Comercial (X-M)	Año	Balanza Comercial (X-M)	Año	Balanza Comercial (X-M)	Año	Balanza Comercial (X-M)
1990	-52.5	1994	-138.9	1998	-352.5	2002	-491.9
1991	-185.2	1995	-323.2	1999	-352.6	2003	-723.8
1992	-187.8	1996	-372.0	2000	-713.2	2004	-1,029.0
1993	-124.3	1997	-451.5	2001	-503.8	2005	-780.0



Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos 1998 - 2005
Informe Mensual de la Dirección General de Hidrocarburos del MINEM.

Evidentemente para los próximos años el déficit no desaparecerá, en la medida que se mantenga el patrón de consumo energético y los precios internacionales del crudo se mantengan por encima de los US \$ 50 el barril. En tal sentido, el efecto Camisea debiera tender a sustituir lo más rápidamente posible parte de las importaciones de crudo.

Analizando los componentes más importantes de la importación de hidrocarburos de un país pobre y subdesarrollado como el Perú, desde 1990 a abril del 2006, se ha gastado divisas por la importación de crudo, derivados como el diesel 2 y gas licuado de petróleo en el orden de los US \$ 12,319 millones, que resultan equivalentes a casi cuatro proyectos de inversión de la magnitud de Camisea.

Perú: Un Nuevo Patrón de Consumo Energético

Ello significa que entre 1990 al 2006 (abril) la importación de crudo ha sido por un valor de US \$ 8,479 millones, según el cuadro citado. Esta importación de petróleo resulta necesaria para las refinerías que operan en el país, y que corresponden a Petroperú, en especial Talara, y, desde 1996 la refinería La Pampilla operada por la transnacional española Repsol/YPF. En el 2005 como promedio en términos de valor se importaba más de US \$ 4.6 millones de crudo por día.

En el mismo sentido, las importaciones de diesel 2 han representado entre 1990 al 2006 (abril) valores equivalentes a los de US \$ 3,171 millones. Esta importación de diesel 2 combustible altamente contaminante resulta necesaria para el parque automotor que desde inicios de la década de los 90 ha sido favorecida por

Cuadro N.º 3

PERÚ: IMPORTACIÓN DE PETRÓLEO, DIESEL 2 Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO
(en miles de dólares)

Periodo	Crudo (a)	Diesel 2 (b)	Gas Licuado Petr. (c)	Total Anual (d=a+b+c)
1990	149,566	111,393	19,820	280,779
1991	246,926	68,958	22,033	337,917
1992	200,841	118,468	21,097	340,406
1993	154,605	88,045	18,995	261,645
1994	122,730	110,115	26,962	259,807
1995	294,982	200,002	34,964	529,948
1996	421,032	224,841	34,785	680,427
1997	565,232	114,556	26,665	797,738
1998	473,744	149,797	19,263	607,563
1999	361,615	337,163	30,087	541,499
2000	614,452	193,083	54,790	1,006,405
2001	589,839	143,400	61,087	844,009
2002	646,360	257,375	63,923	853,682
2003	867,345	443,308	106,476	1,231,196
2004	1,073,195	404,308	97,904	1,614,408
2005	1,696,581	404,418	30,992	2,131,990
2006*	690,830	139,259	2,436	832,525
TOTAL	8,479,045	3,170,531	669,842	12,319,418

(*) Acumulado de enero a abril del 2006

Fuente: Anuario Estadístico de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas
Boletín Mensual de la Dirección General de Hidrocarburos

una política tributaria, que ha alentado el consumo y la importación del diesel 2, combustible donde somos deficitarios en detrimento de las gasolinas.

Por último, las importaciones del gas licuado de petróleo o gas doméstico (GLP) han representado valores de US \$ 670 millones desde 1990 hasta abril del 2006. Se supone que el efecto Camisea nos ha convertido en autosuficientes en este derivado del petróleo, pero que sin embargo seguimos importando al 2006.

Con Camisea se ha incrementado la producción de hidrocarburos, pues a los 76 mil barriles diarios de petróleo producidos (en la costa norte, 20 MB/DC, del Zócalo, 10.3 MB/DC, y en la Selva Nor oriental 40 MB/DC), debemos sumar los 35 mil barriles de LGN de Camisea, más los 3.7 LGN MB/DC de Aguaytía, y próximamente los 2.2 mil LGN barriles diarios provenientes del Lote Z-2B operado mediante un Contrato de servicios por la empresa Petrotech.

Es decir, la producción total de hidrocarburos líquidos está sobre los 114 mil barriles diarios. Mas teniendo presente que una parte de la producción provenientes de los lotes de la selva norte Lote 1-AB y 8 se exportan, por ser crudo pesado que no puede ser transformado por las refinerías locales, lo cierto y evidente es que seguimos importando crudo a precios internacionales y los líquidos de gas natural que también se valorizan a precios internacionales.

Sin embargo, en la producción de las gasolinas somos excedentarios, pues la nafta o gasolina primaria de Camisea se exporta, en lugar de sustituir al petróleo importado. Sumado a ello, que en el GLP somos también excedentarios, pues con el GLP obtenido a partir de los LGN seguimos importando GLP por más de US \$ 2 millones en lo que va del año 2006, cifra reducida en relación a los flujos de años anteriores.

El caso del GLP es particularmente grave: a los productores locales tales como PetroPerú, Refinería La Pampilla (Repsol/YPF), que obtienen el gas licuado del petróleo, se debe sumar la producción de GLP producto de la separación del gas natural húmedo para obtener líquidos (LGN) tales como lo realiza las empresas Eléctrica de Piura (EEPSA), y Aguaytía.

En total la producción de GLP antes de Camisea era de 9 mil barriles diarios, para un consumo de 18 mil barriles de GLP. Evidentemente el resto se saldaba con importaciones realizadas por Solgás, Z Gas, y PetroPerú. Ahora a la producción local de 9 mil barriles diarios, se deben sumar los 16 mil barriles de

Camisea (Pluspetrol) más los 1,200 barriles de GLP obtenidos de los LGN del Lote Z-2B. Es decir, con la producción local actualmente más que se cubre los requerimientos del mercado interno del gas doméstico que está sobre los 18 mil barriles diarios.

Con una producción interna de más de 26 mil barriles diarios de GLP y un consumo de 18 mil existe un saldo que se está exportando a Ecuador, El Salvador, USA y Chile a precios relativamente más bajos que los vigentes a nivel interno afectando los intereses de los usuarios y consumidores.

En verdad, cuando la exportación del gas natural licuefactado sea una realidad a partir del 2010, se tendrá un efecto directo que debiera revertir significativamente el saldo negativo de la balanza comercial de hidrocarburos. Se debe asumir que el gas que se exportará a México y de aprobarse la integración energética a los vecinos del sur, los ingresos por exportación por dicho concepto serán del orden de US \$ 800 millones anuales solamente por la exportación de gas licuefactado, que es el gas natural enfriado a altas temperaturas, para ser convertido a líquido y de tal forma ser transportado en buques tanqueros.

Se debe entender que la exportación del gas natural licuefactado es una decisión empresarial privada, donde el Estado no interviene con ninguna inversión. Es más, como objetivo y política de Estado se debieran monetizar las reservas de gas, incorporando la necesidad de recrear una demanda externa que sea el estímulo para mayores inversiones en los lotes adyacentes 57 y 58 que permitan "nuevos descubrimientos de gas natural". Por lo menos esa fue la experiencia de Bolivia, de Argentina, Colombia, donde la demanda externa fue el incentivo para mayores inversiones con objetivo de descubrir mayores reservas.

Por tanto, no hay que olvidar, que si bien resulta loable asegurar las reservas energéticas para las futuras generaciones, no debemos obviar que las reservas de gas natural de Camisea fueron descubiertas por la empresa transnacional Shell en los años 1983-1984, y recién en el 2000 se firmó el contrato para su explotación comercial con el consorcio liderado por Pluspetrol.

Si bien hoy Camisea es una realidad hay que tener cuidado que no nos pase lo que sucedió con el guano y el salitre en el siglo XIX, y el caucho; que al margen que tales recursos fueron mal utilizados y despilfarrados, más tarde fueron sustituidos por otros recursos, o sucedáneos más económicos como el salitre artificial. El gas natural como recurso energético está destinado a ser el hidrocarburo

más importante del siglo XXI ante el evidente deterioro de las reservas de petróleo a nivel mundial. Teniendo presente que el principal mercado son los Estados Unidos de Norteamérica y México, es lógico pensar que el gas proveniente del Perú está en competencia con el gas de Alaska, de las Islas Skajalin (Rusia), de Indonesia, de las Bahamas, y también hay que decirlo con las reservas de Bolivia.

5. EFECTO CAMISEA EN LA MATRIZ ENERGÉTICA

En el mercado de combustibles derivados del petróleo el efecto sustitución por el gas natural será limitado en el corto y mediano plazo, al menos que se adopte una política de Estado para el cambio de consumo de la matriz energética. Argentina demoró 50 años para convertir al gas natural en la columna vertebral de su matriz, el Perú debe aplicar una serie de políticas sectoriales en el marco de un planeamiento estratégico.

Como se analizará en los cuadros respectivos seguiremos dependiendo del diesel 2 que no se producen íntegramente en el país y un tercio de su consumo es importado, por el contrario seremos excedentarios en la producción de gas licuado de petróleo (GLP), nos sobrá más petróleo residual industrial en la medida que se sustituya en la generación térmica de la electricidad y en el uso industrial de las calderas. En el mismo sentido, tendremos excedentes de gasolinas que sí se producen totalmente en el país, gracias al llamado efecto sustitución tal como analizaremos a continuación.

El Cuadro N.º 9: “Estructura de la Demanda Estimada de Combustibles Derivados de Petróleo en el Mercado Nacional 2005-2014” donde se estima la demanda de combustibles derivados del petróleo al 2014, es ilustrativo para mostrar la estructura o composición de la demanda. Así destaca, que de una demanda de 159 mil barriles diarios en el 2005, donde se puede asumir que la demanda es equivalente al consumo, prácticamente el 43% de la demanda está conformada por el consumo del diesel 2 en un volumen 68 mil barriles diarios, derivado que no producimos en su integridad como se ha podido observar en los cuadros anteriores.

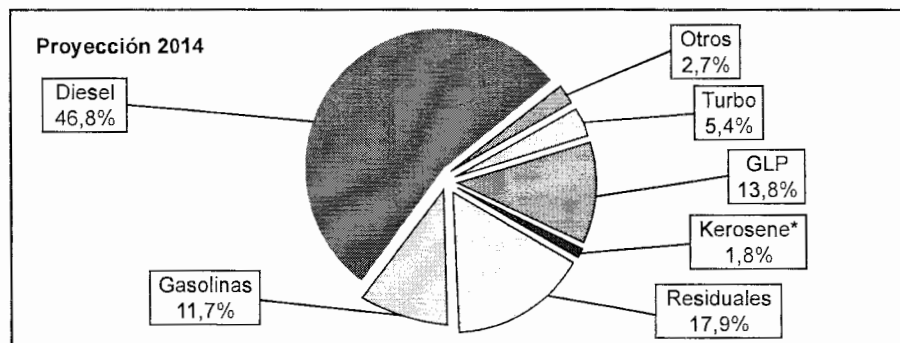
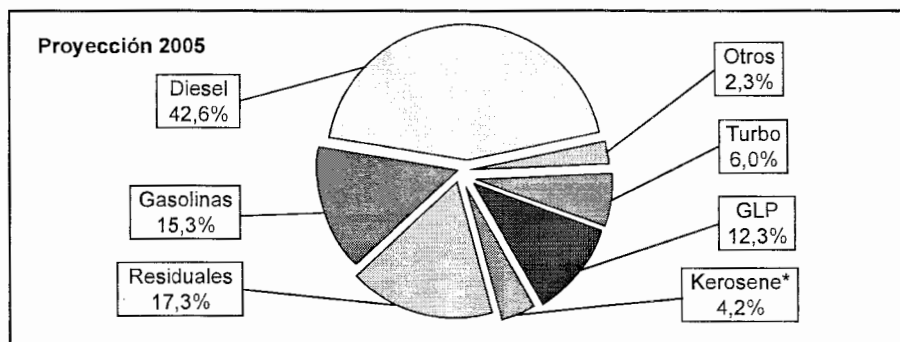
El abaratamiento relativo de este derivado por razones tributarias en relación a las gasolinas en especial de 84 y 90 octanos, dado que el diesel no abona el 8% de impuesto de rodaje y el impuesto selectivo al consumo es menor en relación a las gasolinas. Ello ha posicionado al diesel como el principal combustible consumido a pesar de su alto nivel contaminante.

Cuadro N.º 9

ESTRUCTURA DE LA DEMANDA ESTIMADA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DE PETROLEO EN EL MERCADO NACIONAL 2005 - 2014

Derivados	2005		2004	
	MBDC	Participación	MBDC	Participación
Diesel	67.7	42,6%	97.8	46,8%
Gasolinas	24.3	15,3%	24.4	11,7%
Residuales	27.5	17,3%	37.4	17,9%
Kerosene*	6.6	4,2%	3.7	1,8%
Gas Licuado de Petróleo	19.5	12,3%	28.8	13,8%
Turbo	9.6	6,0%	11.3	5,4%
Otros	3.7	2,3%	5.6	2,7%

MBDC: Miles de barriles por día calendario



Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2005 - 2014
 Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas

El diesel 2 se utiliza en el parque automotor, en la generación eléctrica y la industria representando el 43 % de la demanda, los petróleos industriales que son usados en las calderas industriales, empresas pesqueras y mineras significan el 18% de la demanda de combustibles; sumado al Kerosene y Turbo que representan el 10% de la misma; se debe asumir que el kerosene de pernicioso consumo popular y el turbo para la aviación son reconocidos como destilados medios, donde con un 15% del costo adicional se convierte el kerosene en turbo A, es decir combustible de aviación de alta calidad. Esta es una paradoja de la pobreza donde los pobres resultan consumiendo un combustible de lujo.

Por último, sumando el consumo de las Gasolinas utilizada en el parque automotor, en sus diversas calidades de octanaje 84, 90, 95, 97 que representan apenas el 15% de la demanda interna de combustibles. Y, el GLP o gas licuado de petróleo con un 12%.

Se debe entender que por razones técnicas solamente el parque automotor gasolinero puede ser adaptado al consumo del gas natural, mas no así los motores llamados petroleros que utilizan el diesel 2. Al margen que el balón de gas natural de uso automotriz, llamado en Argentina GNV (gas natural vehicular) o GNC (gas natural concentrado) es más resistente por la mayor presión del gas natural concentrado frente al GLP por ejemplo, que sería también un competidor de la masificación del gas natural en el parque automotor.

Cuadro N.º 9

PERÚ: DEMANDA ESTIMADA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DE PETRÓLEO (Considerando el Efecto Sustitución del Gas Natural)										
Derivados	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Diesel	66.1	67.3	69.0	71.3	73.8	76.2	79.3	82.5	85.8	89.2
Gasolinas	24.0	23.7	23.2	22.5	21.8	21.5	21.3	21.0	20.6	20.3
Residuales	25.0	23.4	21.4	20.9	20.7	20.4	21.1	21.8	22.4	23.3
Kerosene*	6.6	6.2	5.6	5.1	4.6	4.1	3.7	3.2	2.7	2.3
GLP	19.4	20.2	20.9	21.7	22.4	23.2	24.1	24.9	25.8	26.7
Turbo	9.6	9.8	10.0	10.2	10.4	10.5	10.7	10.9	11.1	11.3
Otros	3.7	3.9	4.1	4.3	4.5	4.7	4.9	5.1	5.4	5.6
TOTAL	154.4	154.5	154.2	156.0	158.2	160.6	165.1	169.4	173.8	178.7

(*) Requerimientos de kerosene para ser utilizados como tal. MBDC: Miles de barriles por día calendario
Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2005 - 2014

Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas

De allí, la necesidad de un cambio estructural en el fomento de las importaciones de autos, camiones, camionetas y transporte de servicio público en base a gas natural para hacer efectivo la sustitución de las gasolinas por el gas natural como lo ha hecho Argentina y Brasil. Ello es más urgente y necesario en razón que más del 58 % del Parque automotor está constituido por motores que utilizan diesel 2 y esta característica se mantendrá por encima del 51% en el 2014. Es decir, se estima que para esa fecha el Parque Automotor a diesel 2 sea el 51% del número de unidades que conforman el Parque Automotor del país, con el agravante que su conformación está determinada por el transporte pesado y público.

Según el Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014, publicación del Ministerio de Energía y Minas, se compara la demanda estimada al 2014 de combustibles derivados de petróleo en el mercado nacional, sin considerar el efecto de sustitución en el mercado de combustibles y considerando el efecto sustitución; de ese análisis resulta evidente el efecto sustitución en los residuales industriales, en las gasolinas, en el diesel 2 y en menor medida en el gas licuado de petróleo (GLP).

Es así que en el **Cuadro N.º 10: "Perú: Sustitución de Derivados de Petróleo"** resume el efecto sustitución en el mercado de combustibles por el uso del gas natural teniendo en consideración el sector industrial, residencia/ comercial y automotriz y el tipo de combustible en el período mencionado.

Así, para el 2010 el Sector Industrial deberá sustituir 7.5 MB/DC (miles de barriles por día calendario) del diesel 2 por gas natural y 12.3 MB/DC por concepto de residuales. En su conjunto se estima un efecto global de 19.8 MB/DC para el 2010 y de 22.7 MB/DC para el 2014. Este sería el efecto más importante de la sustitución del gas natural en el mercado de combustibles. Lo deseable desde el punto de vista del cambio de matriz, es que la iniciativa de sustitución de los combustibles como el diesel y residuales tal como lo han realizado empresas como Sudamericana de Fibras, Alicorp, Vidrios Industriales, Cerámicas San Lorenzo, Cerámicas Lima etc. sea multiplicado gracias a las bondades del gas natural como combustible al margen de las economías en los costos, ganancias ambientales y mantenimiento de las calderas y generadores, por una mayor limpieza de las operaciones.

En el mismo sentido, en el sector Residencial/Comercial para el 2010 el efecto sustitución apenas sería de 2.3 MB/DC, asumiendo en los kerosenes un monto de 0.9 MB/DC y en el GLP de 1.4 MB/DC, para ser estimado al 2014 en 3.6 MB/DC. En todas las experiencias exitosas de masificación del gas natural el consumo residencial y automotriz ha sido minoritario pero de gran efecto sicosocial.

El gas natural tiene múltiples usos en la industria pues se utiliza en las calderas de vapor, o en termas para calentamiento de agua. El Gas natural puede reemplazar competitivamente la utilización del petróleo residual y de la leña. Igualmente es utilizado como combustible y como insumo para la producción de otros bienes. También es aprovechado en la industria metalúrgica y en la producción de úrea y fertilizantes.

El caso del Sector Vehicular es más grave, pues el efecto sustitución es mínimo, puesto que para el 2010 apenas se estima que se sustituirá 3.1 MB/DC de gasolinas por el uso de las gas natural, para terminar el 2014 con 4.1 MB/DC. Ello resulta más preocupante en razón de las proyecciones del crecimiento del parque automotor con motores gasolineros y de diesel 2.

Cuadro N.º 10

PERÚ: SUSTITUCIÓN DE DERIVADOS DE PETRÓLEO
(en miles de barriles por día calendario)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Sector Industrial	4.2	8.7	13.2	15.6	17.6	19.8	20.5	21.3	22.2	22.7
Diesel	1.7	3.5	5.0	5.9	6.6	7.5	7.7	8.1	8.4	8.6
Residuales	2.5	5.2	8.2	9.7	11.0	12.3	12.8	13.2	13.8	14.1
Sector Residencial Comercial	0.1	0.3	1.1	1.5	1.8	2.3	2.7	3.0	3.3	3.6
Kerosene	0.0	0.1	0.4	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.3	1.4
GLP	0.1	0.2	0.7	0.9	1.1	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2
Sector Vehicular	0.3	0.7	1.3	2.0	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.1
Gasolinas	0.3	0.7	1.3	2.0	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.1
Efecto Global	4.6	9.7	15.6	19.1	22.2	25.2	26.5	27.9	29.4	30.4
Diesel	1.7	3.5	5.0	5.9	6.6	7.5	7.7	8.1	8.4	8.6
Residuales	2.5	5.2	8.2	9.7	11.0	12.3	12.8	13.2	13.8	14.1
Gasolinas	0.3	0.7	1.3	2.0	2.8	3.1	3.3	3.6	3.9	4.1
Kerosene	0.0	0.1	0.4	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.3	1.4
GLP	0.1	0.2	0.7	0.9	1.1	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2

Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2005 - 2014
Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas

Así el **Cuadro N.º 11: "Perú: Proyección del Parque Automotor"** expone dramáticamente la participación del diesel 2 por encima del 35% de las unidades como combustible en el Parque Automotor con sus efectos contaminantes, crecientes importaciones donde se estima que la demanda del diesel 2 pase en el 2005 de 67 mil barriles diarios a más de 97 mil barriles por día en el 2014. Por ello, sería recomendable que utilizando los mecanismos de mercado, se pueda desalentar la importación de motores diesel y fomentar la importación de motores a gas.

A ello debe sumarse una campaña publicitaria, y una mayor participación de ofertantes de servicios conectados al gas natural. Muy pocos ilustran a los transportistas en particular del servicio público que utilizan las gasolinas que por razones técnicas el costo de reconversión será de más de US \$ 800 al margen de la obsolescencia del parque automotor. Es verdad, que los automóviles que utilizan gasolinas podrán adaptarse al consumo del GNC (gas natural concentrado o también conocido como gas natural vehicular) que permitirá más economías en los costos con reducciones del 60 % en relación a las gasolinas.

Cuadro N.º 11

PERÚ: PROYECCIÓN DEL PARQUE AUTOMOTOR
(N.º de unidades)

Parque Automotor*	2005	2006	2007	2008	2009
Gasolina	874,978	910,465	947,391	985,815	1,025,797
Diesel	506,083	519,464	533,197	547,294	561,764
TOTAL	1,381,061	1,429,929	1,480,588	1,533,109	1,587,561

Parque Automotor*	2010	2011	2012	2013	2014
Gasolina	1,067,400	1,110,691	1,155,737	1,202,611	1,251,386
Diesel	576,616	591,861	607,509	623,570	640,056
TOTAL	1,644,016	1,702,552	1,763,246	1,826,181	1,891,442

(*) Año 2005 proyección del período 1999-2004/Período 2006-2014:

Promedio creciente del Parque Automotor

Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2005 - 2014

Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas

6. EFECTOS DEL GAS NATURAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO

En la actualidad, a más de un año del inicio de las operaciones comerciales de Camisea, sólo una pequeña porción del Gas Natural producido en el país (Talara, Aguaytía y Camisea) no más de 150 millones de pies cúbicos diarios es aprovechado económicamente, en especial en la generación eléctrica, con las limitaciones a que obliga las características hidrológicas del Perú y en menor medida en uso industrial.

Sin embargo, lo más grave es la utilización del diesel oil y el fuel oil (petróleo industrial o residual) que en su conjunto expresan entre el 5 y 10% de los recursos utilizados para la generación eléctrica según sea un año con lluvias o de sequía como sucedió en el 2004. En otras palabras en promedio del 100% de la producción eléctrica, el 5% es generado por turbinas a base del diesel 2 o residuales.

Esto es significativo debido a que la utilización de derivados del petróleo como el diesel y los residuales ejercen una determinación efectiva en las tarifas eléctricas, presionando a la subida de las tarifas, afectando así a los consumidores. Es decir, en las horas punta de mayor demanda, son las centrales térmicas que utilizan diesel las últimas que entran al sistema determinando el costo marginal que equivale al precio en el largo plazo. Es decir, las generadoras térmicas marginan el precio. De allí que resulta un imperativo la sustitución de los viejos generadores que utilizan o queman derivados del petróleo para la generación eléctrica.

Es más, se debe tener presente que el 55% de la potencia instalada eléctrica en nuestro país, estimada en megavatios (MW) está constituida por centrales y turbinas que utilizan petróleo diesel 2, residuales, carbón: La excepción está constituida por las centrales que utilizan gas natural tales como Eléctrica de Piura del grupo Endesa, la central de Etevensa del grupo Endesa, la Unidad de Santa Rosa de Edegel del grupo Endesa y Aguaytía que consume el gas extraído de la Maple.

Por tanto, de cambiar el patrón de consumo energético basado en los derivados del petróleo por el gas natural nos permitirá tener tarifas eléctricas más económicas determinando ahorros de capital en los sectores productivos, haciéndonos más competitivos a nivel industrial.

Frente a una situación tan grave como la descrita, resulta una triste paradoja que mientras que el Perú importa carbón de Colombia, EE.UU., para las

centrales térmicas de Enersur (Ilo) o las cementeras, en la costa del noroeste del país se ventee gas natural a la atmósfera por falta de disposiciones legales que permitan su mejor aprovechamiento o la prohibición expresa del venteo o quema del gas natural, considerando que se trata de Gas Natural Asociado que se produce inevitablemente con el petróleo, que es el hidrocarburo objetivo de los productores.

En la actualidad, el Perú es un importador neto de carbón y diesel. La masificación del consumo de gas natural permitirá sustituir en parte la importación de estos productos, favoreciendo no sólo el costo de la generación de electricidad sino también el medio ambiente. La utilización de gas natural en reemplazo de otros energéticos como el carbón o el diesel, favorecerá el medio ambiente, dado el alto grado contaminante de éstos últimos. Además, el gas natural es más económico que los otros insumos y permite un mayor rendimiento en las centrales térmicas, es decir la producción de electricidad utilizando el gas natural es mucho más económico y racional.

Si bien el combustible más utilizado por los generadores térmicos es el residual 500, se debe mencionar que tanto el diesel 2 como los petróleos residuales están exonerados desde 1997 del pago del impuesto al selectivo de consumo de combustibles, siempre y cuando sean empresas de generación eléctrica o mineras que hayan autonomizado su parte eléctrica, como Southern Perú Copper Corp. y las centrales térmicas de Ilo y II operadas por Enersur empresa del grupo Tractebel que consumen carbón importado pero también residuales, Egasa en la planta térmica de Mollendo, Shougang Hierro Perú con Shougasa en Marcona, etc.

La utilización del petróleo industrial 5 en las centrales térmicas de generación para el mercado eléctrico se ha incrementado en el 2004 en relación años anteriores en razón de la fuerte sequía que azotó la sierra central. Según estimaciones del organismo regulador, Osinerg, consideró para el 2005 una demanda de 42 millones de pies cúbicos diarios de gas natural para la generación eléctrica, lo cual difiere en gran medida con el escenario conservador estimado por el Ministerio de Energía y Minas en el Plan Referencial de Hidrocarburos del 2003 2012 y en el reciente Plan Referencial de Hidrocarburos que estima la demanda del gas natural hasta 2014.

Así, entre el 2005 y el 2010 se tendrían diversos estimados según sea el organismo y el Plan Referencial respectivo. Mas lo evidente es que el sector eléctrico resulta el motor, el sector más importante en la construcción del mercado interno para el gas natural. Ello es más importante si se tiene presente que el coeficiente de

	MMPCD		
	2005	2010	2025
OSINERG	42.4	115	532

PLAN MINEM:

Escenario Térmico	87	164	559
Escenario Hidrotérmico	87	115	380

electrificación del país no supera el 76% de la población. Por ello, teniendo en cuenta el tipo de escenario, o la fuente utilizada en millones de pies cúbicos diarios la utilización en la generación eléctrica resulta fundamental. En tal sentido, habrá tarifas eléctricas más bajas si se utilizan las turbinas de gas natural de ciclo combinado que reutilizan el vapor generado.

En verdad, la estimación realizada últimamente por el Ministerio de Energía y Minas en las proyecciones 2005 / 2014 donde se asume un escenario hidrotérmico que resulta el más realista dado que se considera que: "la demanda de energía eléctrica tendrá un crecimiento promedio de 4% y que la oferta eléctrica se incrementará con una combinación de centrales térmicas e hidráulicas". Así, para el 2010 se tendrá una demanda de 115 MMPCDC (millones de pies cúbicos diarios) y el 2025 de 380 MMPCDC.

En dicha publicación del ministerio, se proyecta que la demanda de gas natural para la generación eléctrica, entre el 2005 y 2025, en un escenario hidrotérmico, sería mayor, es decir habría una mayor utilización o consumo de gas natural en la generación térmica de electricidad, en el uso industrial, uso residencial, uso vehicular, transitando la demanda total del país de 148 MMPCDC en el 2005, hasta los 402 millones de pies diarios en el 2010, arribando a los 590 MMPCDC en el 2020 y de 759 millones de pies cúbicos diarios para el 2025.

Se estima por tanto que la demanda de gas natural considerando los diversos sectores en un escenario conservador en el período 2005-2025 totalizaría los 3.57 trillones de pies cúbicos (TCF) si se adopta la medida de expresión vigente en Estados Unidos, para los países latinoamericanos los trillones corresponderían a billones de pies cúbicos.

Si bien la realidad de Camisea y en un futuro de los lotes adyacentes donde se presume con un grado de confianza la existencia de mayores reservas de gas, constituyen la base para la vigencia de un nuevo patrón de consumo energético basado en el gas natural. Es importante repensar las posibilidades económicas de convertir al Perú en un exportador neto de electricidad antes que de gas natural. Si bien el mercado interno del gas tiene su llave inicial en la demanda eléctrica, para luego ampliarse a los sectores industriales, transportes, para terminar en el consumo residencial ello debe reflejarse en menores tarifas eléctricas.

Así, un mejor y mayor aprovechamiento de la producción del gas natural permitirá disminuir las tarifas eléctricas residenciales que en el presente están por encima de los US \$ 12 centavos de dólar por KW/H, expresados en soles constantes al poder adquisitivo de 1992. La masificación residencial en el uso del gas natural deberá presionar a la baja de las tarifas siempre y cuando existan mayores bienes duraderos a gas natural etc.

Esta disminución de las tarifas eléctricas residenciales, comerciales e industriales permitirá una mayor competitividad nacional y regional. Evidentemente el análisis de la evolución de las tarifas eléctricas en el Perú en el período 1992 al 2005 nos muestra que el Perú en el entorno latinoamericano, posee una de las tarifas más elevadas de la región.

Ello en razón de la determinación de las tarifas eléctricas por el productor menos eficiente que es reconocido por el sistema, que en este caso son las centrales térmicas. En tal sentido, el desplazamiento de las centrales térmicas que utilizan derivados del petróleo como el diesel por un mejor y mayor aprovechamiento del gas natural redundará en menores tarifas eléctricas favoreciendo a los consumidores y al país.

Si bien en la actualidad existe una sobreoferta eléctrica de más del 50% y las tarifas no bajan lo que debieran bajar y por el contrario existen presiones para elevar las tarifas en barra, que asume los costos de generación, transmisión más las pérdidas que ello conlleva como sucedió en la primera semana de octubre del 2005. De allí la necesidad nacional de utilizar intensivamente el gas natural en la generación eléctrica para tener electricidad a precios bajos, integrar eléctricamente el Perú y convertirnos en exportadores de electricidad. Ello es urgente y necesario en la medida que todos los usuarios han subsidiado y siguen subsidiando la rentabilidad del gasoducto de Camisea.

EPÍLOGO

Si bien actualmente las reservas probadas de la zona de Camisea (lotes 88 y 56) alcanzan los 11,1 TCF (trillones de pies cúbicos), adicionalmente, existen 4,4 TCF que están catalogados como reservas probables. La diferencia entre una categoría y otra refleja la probabilidad de poder extraer tal volumen y está íntimamente ligada a la intensidad de los trabajos de perforación realizados en el área.

Si como se ha expuesto la demanda nacional para los próximos 20 años alcanzará, aún en el escenario más optimista de crecimiento de gasificación en un escenario térmico un acumulado de 4,47 TCF. Si se concretara la exportación de LNG a México, habría que comprometer 4,2 TCF adicionales, con lo cual, quedaría un remanente hoy- de 2,43 TCF que podría utilizarse en la exportación de electricidad y/o en la integración gasífera con los países vecinos del sur.

El falso dilema del mercado interno versus la exportación se debería resolver con mayores inversiones en exploración para convertir las reservas probables en reservas probadas, pues de los 11,1 TPC existentes en lotes 88 (San Martín y Cashiriri) y 56 de Camisea (Pagoreni, Mipaya), el factor de recuperación es de 78%, por lo tanto a nivel comercial nuestras reservas probadas serían equivalentes a 8.6 Trillones de pies cúbicos tal como lo reconocen las fuentes de EIA, la fuente internacional más autorizada en materia de energía.

Por tanto, si bien las supuestas reservas disponibles serían de 2,46 TCF en verdad no habría reservas suficientes para asegurar el mercado interno y al mismo tiempo vender a México, al menos que exista una agresiva actividad exploratoria donde se perforen más de 20 pozos exploratorios anuales.

Si bien teóricamente es un error asumir que el concepto de reservas probadas es un concepto estático, cuando es realmente dinámico. Las reservas irán creciendo en el tiempo conforme brindemos los incentivos para que vengan mayores inversiones en exploración. Y la experiencia internacional demuestra que no existe mejor incentivo para explorar que saber que existen mercados externos donde venderlo, donde realizar y valorizar el gas natural. En tal sentido, el Perú atraviesa una gran oportunidad histórica de convertirse en una plataforma de exportadora de gas licuefactado hacia México y de gas natural a los vecinos del sur.

Perú: Un Nuevo Patrón de Consumo Energético

El Perú debe asegurar la estabilidad política y la seguridad jurídica para el fomento de la inversión transnacional y la capitalización o monetización de las reservas de gas. Por ello, si se cierran las puertas a la exportación no habría interés en mayores inversiones exploratorias, que es lo que el país requiere, pues no tendría sentido encontrar más gas si no hay mercado externo al cual venderlo.

Hoy día, el lote 56 (Pagoreni) tiene 2,8 TCF probados sólo porque falta perforar más pozos que permitan completar la evidencia que se tiene por medios indirectos (sísmicos y simulaciones). En el pasado cercano la Shell a fines de los noventa perforó un pozo y estimó las reservas en ese orden, ahora Hunt, SK de Corea y Repsol/YPF están interesados en exportar el gas de dicho lote. Este año se inicia las perforaciones del lote 56, así como las operaciones de exploración de los lotes aledaños a Camisea, tanto el lote 57 de Repsol como el lote 58 de Petrobras donde se presumen mayores reservas de gas que convertirían al Perú en el tercer país con las mayores reservas de gas después de Venezuela y Bolivia.

BIBLIOGRAFÍA

Briceño Ruiz, J. Bustamante Ana

"La Integración Latinoamericana: Entre el Regionalismo Abierto y la Globalización". Ed. Universidad de los Andes, Mérida - Venezuela, 2002.

Banco Central de Reserva del Perú

"Notas Semanales: 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004"; Lima Perú.

Banco Central de Reserva del Perú

"Memorias Anuales: 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004". Lima Perú.

Campodónico Humberto

"El Ajuste Petrolero- Políticas Empresariales en América Latina de Cara al 2000". Ed DESCO, Lima Perú, diciembre de 1996.

CEPAL

"La Inversión Extranjera en América y El Caribe, 2001". Ed. Naciones Unidas, Chile, mayo del 2002.

CEPAL

"Globalización y Desarrollo", Documento del Vigésimo Noveno Período de Sesiones de la CEPAL- Brasilia, Brasil, 6 al 10 de mayo del 2002.

EDEGEL

"Memoria Anual 2002-2004". Lima-Perú

Energy Information Administration

"Balance Energético de los Países de la OCDE, 2000 Y 2001". Ed. 2002

Energy Information Administration

"Informe Anual Año 2000". Ed. 2002.

Manco Zaconetti Jorge

"Las Políticas Energéticas en la Comunidad Andina".Ed. Consejo Consultivo Laboral Andino.Lima Perú,Marzo 2003

Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

"Anuario Estadístico de la Dirección General de Hidrocarburos (Perú)"; 1996-1997; 1998; 1999; 2000; 2001; 2002; 2003. Lima Perú.

Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

"Plan Referencial de Hidrocarburos de la Dirección General de Hidrocarburos (Perú) 2003-2012; 2004-2013; 2005-2014"

Ministerio de Energía y Minas (MINEM)

"Balance Nacional de Energía, 1997, 1998, 2002, 2003 y 2004". Lima Perú.

OSINERG

"Operación del Sector Hidrocarburos", Publicación mensual (desde el 2004 abril 2006). Lima-Perú.

Perúpetro

"Estadísticas Petroleras 2003; 2004; 2005".Lima Perú.

SUNAD-Perú

"Boletín Estadístico de Comercio Exterior, Regímenes Definitivos; de la Superintendencia Nacional de Aduanas. Lima Perú. Varios años: entre 1995 al 2005.

DIRECCIONES VIRTUALES

- Banco Central de Reserva del Perú www.bcrp.gob.pe
- Camisea www.camisea.com.pe
- Dirección General de Electricidad del MINEM
www.minem.gob.pe/electricidad/inicio_presen_dge.asp
- Empresa de Generación Eléctrica de Lima (EDEGEL) www.edegel.com
- Empresa de Energía del Sur (ENERSUR) www.enersur.com.pe
- Instituto Nacional de Estadística e Informática www.inei.gob.pe
- Ministerio de Energía y Minas www.minem.gob.pe
- Ministerio de Economía y Finanzas www.mef.gob.pe
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía www.osinerg.gob.pe
- Perúpetro www.perupetro.com.pe
- Petroperú www.petroperu.com.pe
- Superintendencia Nacional de Administración Tributaria
www.aduanet.gob.pe/aduanas/informae/estadisticasComExt.htm