

CAMBIO DE MATRIZ ENERGÉTICA Y BIOCOMBUSTIBLES

Jaime Gianella

Economista. Gerente General de Monder S. A. C. y director del proyecto
“Biocombustibles y fibra celulosa” de International Financial Corporation – Monder S. A. C.

Introducción

En el Perú la propuesta para el cambio de la matriz energética es una meta ampliamente respaldada. Representantes del gobierno central, poder legislativo, gremios empresariales, colegios profesionales y de entidades académicas, concuerdan en la necesidad e interés por la pronta modificación del patrón “producción-suministro-consumo” de energía que caracteriza al país.

A la fecha, la estrategia planteada para tal modificación se basa principalmente en incrementar el consumo de gas natural (GN). Se persiguen dos objetivos centrales: reemplazar diesel y gasolina por GN y privilegiar la generación de electricidad mediante GN. La exportación de GN licuificado es otra meta de pronta implementación, la cual compromete un alto porcentaje de las reservas probadas de GN. El desarrollo de la petroquímica en base al GN constituye una meta para el mediano plazo, cuya escala de realización depende de la disponibilidad real de GN que resulte de la comprobación de nuevos yacimientos.

La explotación de las reservas de GN que posee el Perú constituye un importante aporte a su desarrollo. Se prevé que la extracción y comercialización del GN permitirá alcanzar múltiples resultados positivos en materia de diversificación productiva, competitividad, balanza comercial, ingreso fiscal, empleo e ingreso regional, etc.

Sin embargo, percibir el ‘cambio de matriz energética’ de manera casi exclusiva en función a la masificación del uso del GN, es un enfoque que resta posibilidades para integrar el uso ‘GN - fuentes de energía renovable’. Evaluaciones sobre la viabilidad de dicha integración, señalan que en plazo relativamente corto se podría alcanzar un nivel de beneficio social y privado mayor a lo previsto en función a la intensificación unilateral del consumo de GN.

Las preguntas que surgen son ¿porqué considerar solamente el GN?, ¿el GN es la mayor fuente alternativa

existente y/o potencial?, ¿el GN es la opción que reúne el mejor perfil de costo/eficiencia por unidad de energía primaria a ser entregada?, ¿en que difiere el uso del GN del diesel o gasolina respecto de metas sobre ‘conservación del ambiente?’, ¿es conveniente que el desarrollo energético del país se hipoteque en gran medida a una fuente cuya capacidad probada de suministro alcanzaría sólo para un horizonte de 20 años?, ¿conviene más dosificar durante el mayor plazo posible la exportación de GN en vez de incrementar masivamente su consumo en el mercado interno?, ¿cuál es la diferencia real de precio para el mercado interno entre el GN y otros combustibles fósiles y no fósiles si se les aplicase un tratamiento tributario similar? Estas son algunas interrogantes relativas a problemas sobre ‘desarrollo – suministro/consumo de energía’ y la vinculación de ello con opciones para el cambio de la matriz energética que el país afrontará.

Este documento no pretende dar respuesta directa a las interrogantes planteadas. La intención es aportar elementos para una visión más amplia respecto de las posibilidades que el Perú dispone para el suministro de energía competitiva y para prolongar el período de vida útil de sus fuentes de ‘energía no renovable’.

Para ello, en primer lugar, se examina la composición de las reservas de energía y la producción-oferta de energía primaria según fuentes. En segundo lugar se esboza una propuesta para diversificar dichas fuentes e incrementar la oferta interna de energía primaria. Por último, se hace una primera aproximación a posibles implicancias que la propuesta mencionada tendría con relación a costos de energía secundaria (electricidad) y respecto del período de vida útil de las reservas probadas de energía no renovable (fósil), esto último en base al indicador ‘consumo per cápita de energía’, cuyo valor puede proyectarse para ilustrar la relación entre reservas de energía no renovable con las metas de consumo de energía como componente del desarrollo que el país podría alcanzar.

Contexto

En el Perú, por razones de orden político-administrativas, el suministro de energía comercial se desarrolló en forma inversamente proporcional a la disponibilidad de sus reservas probadas de energía. Se consumió mayoritariamente energía que proviene de fuentes de menores reservas (petróleo), o bien de fuentes externas (importación de petróleo crudo y/o diesel). A su vez, se sub-utiliza o desecha fuentes que reúnen proporción significativa del total de la energía primaria que se genera internamente, como es el caso de fuentes renovables de biomasa, eólica y solar/fotovoltaica.

En el balance nacional de energía (BNE) 2006, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), se define como reservas totales de energía a las reservas probadas de energía comercial. Estas alcanzaron 25,8 millones de Tera Joule (TJ), cifra que en términos de contenido de energía representa 619,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP) ó 4.422,8 millones de barriles de petróleo (BBP).

En el Cuadro I se observa que las principales fuentes de las reservas probadas de energía comercial fueron GN + líquidos de GN (58,9%) e hidroenergía (23,1%). El petróleo crudo y el carbón mineral representaron sólo el 9,3% y 5,2% respectivamente. La leña, bagazo, bosta, yareta y energía solar se clasifican como fuentes 'no comerciales' y no se contabilizan como parte de las reservas probadas.

El mismo cuadro muestra que el total de producción de energía primaria en el 2006 fue 507.386 TJ (86,9 millones de BBP) y que, de ese monto, el 78,9% (400.715 TJ) correspondió a la energía comercial. Esta energía provino principalmente de fuentes no renovables de origen fósil (petróleo 40,9%, GN + LGN 36,3%), la hidroenergía representó el 22,0% de dicho suministro. La producción de energía no comercial, (generada mediante el uso de leña, bagazo, bosta, yareta y energía solar) fue de 106 TJ. Las cifras indican que en el 2006 la quinta parte de la energía primaria producida en el país se utilizó al margen de los mecanismos formales de mercado.

El total de la oferta interna bruta de energía primaria, que comprende la producción nacional más la energía importada menos la energía exportada, en el 2006 alcanzó 685.112 TJ (117,4 MM BBP). De éste total la energía comercial fue 578.441 TJ (84,4%), conformada

Cuadro I
Perú: fuentes, reservas, producción y oferta de energía primaria 2006
En Tera Joule

| Fuentes | Reservas probadas | Producción | Oferta Interna Bruta |
|-----------------------------|-------------------|----------------|----------------------|
| Energía comercial | | | |
| Petróleo crudo | 2.407.573 | 163.958 | 319.917 |
| Gas natural + LGN | 15.201.081 | 145.489 | 145.489 |
| Carbón mineral | 1.347.225 | 3.136 | 24.904 |
| Hidroenergía | 5.965.666 | 88.131 | 88.131 |
| Uranio | 878.639 | | |
| Subtotal | 25.800.184 | 400.715 | 578.441 |
| Energía No comercial | | | |
| Leña | | 80.132 | 80.132 |
| Bagazo | | 13.958 | 13.958 |
| Bosta & yareta | | 10.243 | 10.243 |
| Energía solar | | 2.337 | 2.337 |
| Subtotal | | 106.671 | 106.671 |
| Total | 25.800.184 | 507.386 | 685.112 |

Fuente: Balance Nacional de Energía 2006, Ministerio de Energía y Minas-MINEM, Oficina de Planeamiento y Políticas Sectoriales, Lima 2007.

*/ 1 Tera Joule (TJ) = 24 Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEP) = 172,8 Barriles de Petróleo (BBP) = 7.257,6 galones.

en 30,7% por energía importada, básicamente petróleo (26,7 millones BBP = 155.959 TJ).

El valor energético de la oferta de energía no comercial equivale a algo menos de la quinta parte (18,4%) de la oferta de energía comercial. Cabe señalar que la cantidad de energía expresada en el uso de la leña representó el 55% de la energía suministrada mediante GN + LGN y el 91,0 % de la hidroenergía, hecho que refleja la carencia de posibilidades para el acceso al suministro de energía comercial para vastos sectores de la población.

Propuesta

Estudios y ensayos sobre agroindustria y energía realizados en el Perú, permiten sostener que a corto plazo, bajo condiciones de mercado, sería factible modificar la composición de la oferta de energía primaria según fuentes. Ello implica considerar en el BNE, como fuentes de energía comercial, los residuos agrícolas y forestales y la biomasa que resulte de potenciales plantaciones energéticas.

Se propone valorar el potencial energético que representa un conjunto de 'residuos agrícolas' en la región costa para generación, y/o cogeneración, competitiva de electricidad. Los residuos agrícolas y forestales son fuentes ya existentes, por lo tanto nominalmente disponibles. En el Perú no existen plantaciones agrícolas, forestales (arbóreas) o de especies de corta rotación que se hayan instalado para fines estrictamente energéticos.

Cuadro 2
Perú región costa: estimación de la equivalencia energética del volumen de residuos de la caña de azúcar, algodón, arroz y maíz

Promedio anual de producción 2000 – 2007

| Residuos de Biomasa | M ton/año | M TEP/año | M TJ/año |
|---|-----------------|-----------------|--------------|
| Caña de azúcar | | | |
| Follaje (base seca) ^{1/} | 999,03 | 354,62 | 15,43 |
| Bagazo Integral (base húmeda 50%) ^{2/} | 1.892,53 | 351,93 | 15,31 |
| Médula (base húmeda) ^{3/} | 756,84 | 140,77 | 6,12 |
| Algodón/Broza - rastrojo ^{4/} | 730,304 | 304,29 | 13,24 |
| Arroz | 951,88 | 336,31 | 14,63 |
| Cáscara ^{5/} | 340,19 | 122,57 | 5,33 |
| Tallo (paja) ^{6/} | 611,69 | 213,74 | 9,30 |
| Maíz Amarillo Duro^{7/} | 766,98 | 259,19 | 11,27 |
| TOTAL | 5.344,82 | 1.606,34 | 69,88 |
| Opción A | 4.209,57 | 1.395,14 | 60,69 |
| Opción B | | | |

Opción A: Incluye el valor energético del bagazo integral (fibra y médula en base húmeda).

Opción B: Incluye sólo el valor energético de la fracción médula en base húmeda del bagazo integral.

NOTAS

- 1/ Corresponde al 13,2% del volumen de caña cosechada y equivalencia de 106 galones de petróleo por tonelada de follaje en base seca.
- 2/ Corresponde al 25% del volumen de caña cosechada sin quemar y equivalencia de 56 galones de petróleo por tonelada de bagazo integral base húmeda.
- 3/ Corresponde al 40% de la fracción de bagazo integral base húmeda y equivalencia de 56 galones de petróleo por tonelada de médula base húmeda.
- 4/ Corresponde a 10 toneladas de rastrojo y equivalencia de 1 galón de petróleo por 8 Kg de rastrojo en base seca.
- 5/ Corresponde al 20% del volumen de arroz cáscara cosechado y equivalencia de 108 galones de petróleo por tonelada de cáscara de arroz base seca.
- 6/ Corresponde al 50% del peso del tallo de arroz cosechado (peso arroz cáscara = peso tallo) y equivalencia de 81,6 galones de petróleo por tonelada de tallo base seca.
- 7/ Corresponde al 20% del volumen del residuo tallo de maíz cosechado y equivalencia de 45 galones de petróleo por tonelada de rastrojo de maíz.

Fuente: Proyecto GEF-IFC- Monder "Obtención de biocombustibles y fibra celulosa a partir de residuos agrícolas y forestales" y SalixSphere-Monder "Evaluación de Campo - Composición de la Biomasa Cañera del Valle del Chancay - Lambayeque Perú".

El volumen estimado de residuos agrícolas en la costa del Perú, corresponde a la cantidad de los mismos que se infiere resultaron de la producción anual promedio de los cultivos caña de azúcar, arroz, algodón y maíz, durante el período 2000–2007. Estos cultivos abarcaron alrededor del 80% de la superficie sembrada de la costa.

Los valores de energía primaria, expresados en TJ en el Cuadro II, equivalen al contenido energético de los residuos agrícolas considerados en base seca (igual o menos 10% de humedad). La energía primaria calculada para la Opción A alcanza 69.880 TJ, cifra que representó el 12% de la oferta interna bruta de energía comercial en el 2006 y el 48% de la energía primaria que en el mismo año provino del GN + LGN (145.489 TJ). A su vez, fue 2,8 veces superior a la suministrada por el carbón mineral (24.904 TJ). En base al total de la energía de la Opción A es factible operar una potencia de 830 megavattios eléctricos (MWe) durante un período de 7.000 horas/año con eficiencia termo-eléctrica de 0,30. Esta opción considera el uso del bagazo integral (fibra + médula) de la caña de azúcar.

A su vez, según lo establecido en el Plan Referencial de Hidrocarburos 2007 – 2016, elaborado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), la cantidad de energía primaria de la Opción A del Cuadro II, es 30% superior a la energía/volumen de GN de Camisea proyectado para generación de electricidad en el 2007.

La Opción B del Cuadro II alcanza 60.690 TJ, cifra que representa 78,1% de lo aportado por el GN + LGN y 2,4 veces la energía suministrada mediante carbón mineral. Esta opción no incluye la fracción fibra celulosa del bagazo de la caña de azúcar, la cual se prevé destinar a la industria de pulpa y papel. Tal volumen de energía permitiría operar una potencia de 723 MWe.

Justificación e implicancias de la propuesta

Un aspecto central para evaluar la conveniencia de explotar en forma integrada/complementaria fuentes de energía fósil y fuentes de biocombustibles, es la expectativa sobre el período de vida útil de las primeras. En el 2006 las reservas probadas de energía primaria comercial de origen fósil alcanzaron a 19.834.518 TJ, la correspondiente producción de energía fue 312.580 TJ. En el supuesto de que se mantenga constante, tanto las reservas como la producción indicadas, los combustibles fósiles se agotarían en 63 años.

El GN + LGN representaron el 2006 el 76,63% (15, 20 millones TJ) de las reservas probadas de energía primaria comercial de origen fósil (25,8 millones TJ). A la fecha éste recurso se ha explotado mínimamente. Para el mismo año el GN, considerado de manera singular, representó el 58,4% (11,59 millones TJ) de las reservas mencionadas. Dada la importancia relativa del GN + LGN como reserva de energía fósil, el incremento programado para su uso en diversas actividades en los próximos años (exportación, generación de electricidad, consumo industrial, consumo vehicular, consumo doméstico) implica que se elevará significativamente la tasa de explotación de este recurso, lo cual se reflejará en la reducción del período de vida útil del conjunto de las reservas de energía de origen fósil.

La proyección de la demanda interna de GN al 2026 (Plan Referencial de Hidrocarburos – Escenario Hidro-térmico, MINEM 2007) establece que para ese año se habrá consumido 5,9 millones TJ, esto es algo más del 50% de las reservas respectivas (11,59 millones TJ). A ello se debe agregar la proyección de la exportación de GN (licuificado), cuyo volumen anual a partir del 2010

se ha fijado en 625 millones PCD. Esta cantidad equivale a 223.601 TJ/año y hasta el 2026 sumaría 3,8 millones TJ. La suma del consumo de GN como energía primaria en el mercado interno y para exportación llegaría en el 2026 a 9,7 millones TJ, cifra que significa el 83,7% de las reservas probadas de GN y el 63,8% de las de GN+LGN, estimadas al 2006. Este cálculo del consumo de GN y del volumen/saldo de reservas proyectados, en caso no se encuentren nuevas reservas probadas, podrían resultar un escenario demasiado optimista.

El 'consumo de energía per cápita' constituye un indicador que refleja metas de desarrollo económico y social. La proyección que se espera del mismo, para el caso del Perú, ayuda a perfilar el probable horizonte de vida útil de las fuentes de energía no renovable que el país dispone. En el 2006, el consumo nacional de energía comercial per cápita fue 0,02 TJ, cifra que representa el 10% del consumo promedio registrado en los principales países industrializados (0,197 TJ).

En un escenario que comprenda los supuestos de que: a) la población permaneciera constante; b) que las reservas probadas de combustibles fósiles estimadas para el 2006 (18,95 millones TJ) permanecen sin alteración importante y que c) la contribución anual de estos combustibles (312.584 TJ) en la oferta bruta interna de energía primaria (578.441 TJ) mantenga su aporte relativo registrado en dicho año (54%), lograr un consumo per cápita de energía equivalente al 20% de los países industrializados (0,04 TJ) significaría que las reservas indicadas se agotarían en 31 años $(0,04\text{TJ} \times 0,54 \times 28 \text{ millones de habitantes} = 604.800 \text{ TJ/año})$. Si la meta es llegar al 30% del actual consumo de los países industrializados, el período útil de dichas reservas se reduciría a 21 años $(0,06 \text{ TJ} \times 0,54 \times 28 \text{ millones de habitantes} = 907.200 \text{ TJ/año})$.

Si bien, alcanzar un consumo de energía per cápita equivalente al 20% - 30% del que hoy ostentan los países desarrollados, implica la previa consecución de múltiples logros en materia de desarrollo económico y social, las hipotéticas cifras descritas en los párrafos precedentes, muestran que, a mediano plazo el Perú, en caso no se incrementen significativamente sus reservas probadas de energía comercial, afrontará limitaciones para asegurar el suministro interno de energía que permita cumplir satisfactoriamente las metas de crecimiento. Ello refuerza

la necesidad para diversificar fuentes de energía comercial. Si estas son renovables y competitivas, se podrá cumplir tres objetivos importantes: contribuir a garantizar el suministro de energía, proveer energía a menor costo y prolongar la vida útil de las reservas probadas de combustibles fósiles.

Estudios sobre aplicación de nueva tecnología para la conversión primaria de la biomasa agrícola, efectuados por Monder S.A.C. (Lima, Perú) y SalixSphere (Hedemora, Suecia) en el marco del proyecto GEF-IFC-Monder "Obtención de biocombustibles y fibra celulosa a partir de residuos agrícolas y forestales", indican que el megavatio (MW) de energía primaria puesto en planta puede suministrarse a costo significativamente menor de lo establecido para el GN utilizado en generación de electricidad. Por ejemplo, para el caso del follaje de la caña de azúcar, se estima USD 1,6 por MW de energía primaria, valor que representa la quinta parte del precio por MW de energía primaria de GN (US\$ 7,78 sin IGV) que en la actualidad pagan las empresas que operan plantas térmicas para generación de electricidad.

El menor costo por MW de energía primaria y la aplicación de tecnologías para generación térmica eficiente, disponibles en el mercado, permitirían alcanzar un precio de venta por kilovatio/hora (kWh) a partir de biocombustibles 70% menor al estimado para el kWh generado con GN. Para esta comparación se consideraron las siguientes premisas: a) igual capacidad/potencia; b) similar costo de instalación por kW; c) igual período de operación anual, d) eficiencia termo-eléctrica de 0,30 para el caso de los biocombustibles; e) eficiencia termo-eléctrica de 0,45 para el caso del GN; f) costo del combustible sin IGV energéticamente equivalente a 1 tonelada de petróleo (TEP) USD 8,0 para el caso del follaje de la caña de azúcar y USD 90,8 para el GN (USD 2,27 por 1.000 pies cúbicos para las empresas de generación eléctrica); g) igual tasa de interés; y h) similar período de vida útil de las instalaciones (ver cuadros anexos).

Lo expuesto sustenta la propuesta para explotar fuentes de energía renovable ya disponibles y justifica que se impulse el diseño de programas y políticas para promover, bajo condiciones de mercado, la inclusión de los biocombustibles residuos agrícolas en el Balance Nacional de Energía como parte de la Oferta de Energía Primaria Comercial. ■

Costos comparativos de inversión y generación de plantas térmicas

Alternativa 1

Costos de instalación US\$ 1,200 / kW

| | Follaje | Gas Natural | Carbón |
|---|--------------------|---------------------|----------------------|
| Capacidad instalada, MW | 100 | 100 | 100 |
| Horas de funcionamiento | 7.000 | 7.000 | 7.000 |
| Eficiencia | 0,30 | 0,45 | 0,30 |
| Costo de combustible, USD/tep ^{1/} | 8,00 ^{2/} | 93,20 ^{3/} | 117,40 ^{4/} |
| Costo de instalación, USD/kW | 1.200 | 1.200 | 1.200 |
| Índice de descuento | 0,10 | 0,10 | 0,10 |
| Vida útil, años | 30 | 30 | 30 |

Costos de generación:

| | Follaje | Gas Natural | Carbón |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Electricidad generada, MWh | 700.000 | 700.000 | 700.000 |
| Energía consumida, TJ | 8.400 | 5.600 | 8.400 |
| Energía consumida, tep | 200.592 | 133.728 | 200.592 |
| Costo anual de combustible, USD | 1.604.736 | 12.463.450 | 23.549.501 |
| Costo total de instalación, USD | 120.000.000 | 120.000.000 | 120.000.000 |
| Costo inversión anualizado, USD | 12.729.510 | 12.729.510 | 12.729.510 |
| Costo total anualizado, USD | 14.334.246 | 25.192.959 | 36.279.011 |
| Costo de electricidad, USD/kWh | 0,020 | 0,036 | 0,052 |
| Diferencia | | 76% | 153% |

1/ tep = tonelada equivalente de petróleo = 10 millones de kilocalorías = 41,76 millones BTU

2/ USD 2,82 sin IGV x tonelada follaje; 2,82 ton follaje = 1 tep

3/ USD 2,27 sin IGV x millones BTU (1.000p3); 40.000 p3 = 1 tep

4/ USD 82,21 CIF ton; 1.428 toneladas de hulla bituminosa = 1 tep

Alternativa 2

Costos de instalación: US\$ 1,200 / kW para follaje y carbón; US\$ 1,000 / kW para GN

| | Follaje | Gas Natural | Carbón |
|-------------------------------|---------|-------------|--------|
| Capacidad instalada, MW | 100 | 100 | 100 |
| Horas de funcionamiento | 7.000 | 7.000 | 7.000 |
| Eficiencia | 0,30 | 0,45 | 0,30 |
| Costo de combustible, USD/tep | 8,00 | 93,20 | 117,40 |
| Costo de instalación, USD/kW | 1.200 | 1.000 | 1.200 |
| Índice de descuento | 0,10 | 0,10 | 0,10 |
| Vida útil, años | 30 | 30 | 30 |

Costos de generación:

| | Follaje | Gas Natural | Carbón |
|---------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Electricidad generada, MWh | 700.000 | 700.000 | 700.000 |
| Energía consumida, TJ | 8.400 | 5.600 | 8.400 |
| Energía consumida, tep | 200.592 | 133.728 | 200.592 |
| Costo anual de combustible, USD | 1.604.736 | 12.463.450 | 23.549.501 |
| Costo total de instalación, USD | 120.000.000 | 100.000.000 | 120.000.000 |
| Costo inversión anualizado, USD | 12.729.510 | 10.607.925 | 12.729.510 |
| Costo total anualizado, USD | 14.334.246 | 23.071.374 | 36.279.011 |
| Costo de electricidad, USD/kWh | 0,020 | 0,033 | 0,052 |
| Diferencia | | 61% | 153% |

Alternativa 3

Costos de instalación: US\$ 1,500 / kW para follaje y carbón; US\$ 1,200 / kW para GN

| | Follaje | Gas Natural | Carbón |
|--------------------------------|---------|-------------|--------|
| Capacidad instalada, MW | 100 | 100 | 100 |
| Horas de funcionamiento | 7.000 | 7.000 | 7.000 |
| Eficiencia | 0,30 | 0,45 | 0,30 |
| Costo de combustible, USD/tep/ | 8,00 | 93,20 | 117,40 |
| Costo de instalación, USD/kW | 1.500 | 1.200 | 1.500 |
| Índice de descuento | 0,10 | 0,10 | 0,10 |
| Vida útil, años | 30 | 30 | 30 |

Costos de generación:

| | Follaje | Gas Natural | Carbón |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Electricidad generada, MWh | 700.000 | 700.000 | 700.000 |
| Energía consumida, TJ | 8.400 | 5.600 | 8.400 |
| Energía consumida, tep | 200.592 | 133.728 | 200.592 |
| Costo anual de combustible, USD | 1.604.736 | 12.463.450 | 23.49.501 |
| Costo total de instalación, USD | 150.000.000 | 120.000.000 | 150.000.000 |
| Costo inversión anualizado, USD | 15.911.887 | 12.729.510 | 15.911.887 |
| Costo total anualizado, USD | 17.516.623 | 25.192.959 | 39.461.388 |
| Costo de electricidad, USD/kWh | 0,025 | 0,036 | 0,056 |
| Diferencia | | 76% | 153% |