

# Dos mitos sobre Energía e Infraestructura

César Butrón Fernández\*

## SUMILLA

El objeto de este artículo es hacer una revisión de dos afirmaciones, comúnmente sostenidas, referidas a la masificación del consumo de gas natural, en donde dicho consumo, a través de la expansión de las conexiones domiciliarias, no contribuyen a revestir la hipótesis de que ello está condenado a no lograr su objetivo de reducir la dependencia del petróleo y tampoco llegar a la mayoría de pobladores de bajos recursos. Así también, se busca dar solución al problema de escasez de energía en el Perú en corto y mediano plazo, a través de energías Renovables No Convencionales - ERNC, ya que estos programas activos están enfocados a producir electricidad. Por otro lado, menciona el Decreto Legislativo N° 1002 que busca regular las ERNC con el fin de definir y establecer medidas promocionales para crear mercados y dotarlas de ventajas competitivas con respecto a otras energías convencionales. Finalmente, se presentará un análisis del impacto del gas natural y el transporte de energía que se viene dando en el interior del país.

## I. La masificación del uso del gas natural

Cada vez que sube el precio internacional del petróleo o cuando se analiza los resultados de la balanza de pagos del país surgen inmediatamente voces clamando que se debe avanzar con la masificación del gas natural, que es un objetivo que no se está cumpliendo, se compara el país con Colombia o Argentina y reclamando cambios -de políticas o de funcionarios- para acelerar el proceso. El sustento para estas afirmaciones es la comprobación de que seguimos siendo un país netamente importador de petróleo y el razonamiento es que por qué deberíamos seguir importando energía en forma de petróleo si tenemos energía propia en forma de gas natural.

Y las discusiones pasan por acusar al concesionario de distribución de gas por redes de Lima de ser timorato en sus metas, de no hacer el esfuerzo requerido para incrementar notablemente el número de conexiones y al Ministerio de Energía y Minas de no hacer nada al respecto. Se sugieren mecanismos para abaratar o financiar la conexión domiciliar y hasta se proponen nuevas leyes al respecto. Inmediatamente surge el tema de cómo llevar el gas natural al resto de ciudades del

Perú y se activan o discuten los proyectos de los denominados gasoductos regionales.

Esto por supuesto, implica la discusión de mecanismos de tarifas estampilla o subsidios cruzados para hacer viables estos ductos por cuanto los mercados a los que estarían destinados son muy pequeños y requieren además de grandes inversiones, que si fuera repagadas por los consumidores de esos reducidos mercados, resultarían en precios unitarios demasiado altos como para las economías de a quienes se trata de beneficiar con el combustible de bajo precio y poco contaminante que se supone que es el gas natural.

Al parecer, el concepto generalizado es que la masificación del uso del gas natural, entendida como el incremento notable del número de conexiones domiciliarias, es el remedio mágico para reducir nuestra dependencia de la importación de petróleo, arreglar nuestra balanza de pago y además dotar a las familias de escasos recursos de una energía barata lo cual les permitirá dedicar sus recursos a otros fines con lo que, a su vez, debiera mejorar, eventualmente, su situación socio económica.

\* Presidente del Directorio del COES. Ingeniero mecánico electricista de la UNI, además de contar con un curso de Post Grado en Ingeniería y Administración de Sistemas Eléctricos de Potencia en Suecia y estudios completos de maestría en Regulación de Servicios Públicos en la PUCP. Tiene una experiencia laboral de más de 25 años.

Por supuesto, un ingrediente que ayuda mucho a agitar el debate es la noción de que el gas natural es un recurso natural, propiedad de todos los peruanos y que debiera servir como motor del desarrollo local en lugar de exportarse más de la mitad de las reservas probadas.

Hasta aquí hay por lo menos dos falacias que debemos aclarar. La primera es la noción que la energía barata y abundante es un elemento imprescindible para el desarrollo de una nación. Nosotros disputamos ese concepto, no es un elemento imprescindible, puede ayudar pero no es el elemento determinante; inclusive puede ser, en determinadas ocasiones, un elemento negativo para el desarrollo de un país. Y para refutar este concepto, en lugar de elaboradas teorías económicas o hipótesis con modelos, nos limitaremos a revisar la experiencia internacional.

Es cierto que la mayor parte de países industrializados de América y Europa dispusieron de energía barata en forma de carbón y petróleo cuando iniciaron sus procesos de desarrollo pero existen casos como Corea del Sur, Japón, Hong Kong, Singapur, etc., que no disponen de grandes fuentes naturales de energía en sus territorios. Son países que durante toda su época moderna han tenido que importar el grueso de la energía que consumían, ya sea en forma de petróleo o carbón al inicio, gas natural posteriormente. Y por tanto, estos países siempre han estado sujetos a los vaivenes de los precios internacionales y siempre les ha tocado pagar los precios más caros.

Sin embargo, son modelos de desarrollo, inclusive muchos de ellos han tenido que empezar de nuevo después de haber sido devastados diferentes guerras. Algunos de ellos, al terminar

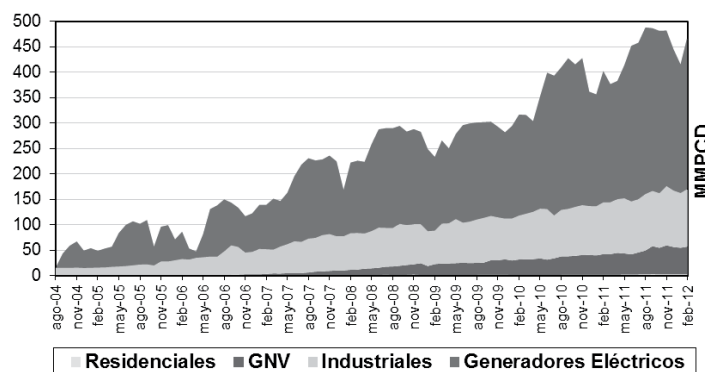
la guerra se encontraban en peor situación que la que se encontraba el Perú al mismo tiempo y sin embargo, sesenta años después, son unas potencias industriales comparadas con nuestro país. Y es que la clave de desarrollo tiene mucho más que ver con los valores de una sociedad, con los hábitos de trabajo y ahorro de sus ciudadanos, con el respeto a la propiedad y a la Ley y con la actitud de sus políticos mucho más que con el costo de la energía.

La otra falacia es que la masificación del gas natural, entendida como el incremento notable de las conexiones domiciliarias, es la forma o mecanismo para reducir la dependencia del Perú del petróleo importado. Nada más alejado de la realidad. Primero porque el consumo de conexiones domiciliarias es realmente reducido.

En la actualidad, el consumo de este segmento no alcanza el 0.6% del consumo total de gas natural, siendo la generación de electricidad el mayor consumidor actual y proyectado como se puede ver en la Figura N° 1 a continuación.

Entonces, así se logre un espectacular crecimiento del número de conexiones domiciliarias (masificación) que llegue a multiplicar por 10 la cantidad, el consumo seguiría siendo inferior al 10% del total. Y las razones para esto son bien simples: se supone que la población objetivo es la población de bajos recursos y, ¿cuáles son los posibles usos para el gas natural de este tipo de familias? Cocina y calentamiento de agua para el baño, nada más. Y el consumo de esos procesos es realmente pequeño. El proceso de mayor consumo dentro de los usos domésticos sería la calefacción, proceso que no tiene uso en ningún lugar de la costa del Perú y ni siquiera en la sierra, al menos en la actualidad.

**Figura N° 1**  
**Demanda de gas natural de Camisea por sectores**  
**Agosto 2004 - Febrero 2012**



Fuente OSINERGMIN

Entonces, mientras esa siga siendo la población objetivo para la masificación del uso del gas natural, las cantidades involucradas en la sustitución de otra fuente de energía serán muy pequeñas.

Pero, la falacia queda más clara cuando revisamos qué fuente de energía va a sustituir. Teóricamente, la única forma de reducir el consumo de petróleo sería a través de la sustitución del consumo de energía eléctrica suponiendo que la generación de energía eléctrica fuera consumidor de petróleo. Entonces, cambiando la cocina y el calentador de agua eléctricos por equipos de gas natural (que requeriría una inversión importante para una familia de escasos recursos) se podría reducir el consumo de electricidad y con ello el consumo del petróleo usado en la generación de electricidad. Pero el caso es que la participación del petróleo (ya sea Diesel o Residual) en SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) es muy pequeña, de 1.5% el año 2011<sup>1</sup>. Entonces, la pretendida masificación del consumo de gas natural por parte de los usuarios domésticos no cumple, bajo ninguna consideración, el objetivo de reducir el consumo de petróleo y hacernos independientes de los vaivenes de los precios internacionales.

Pero la situación es aún más compleja. De hecho, lo más probable es que la mayor parte de los hogares objetivo no utilicen energía eléctrica para cocinar, tal vez si para calentar agua. Entonces, si se conectaran a la red de distribución de gas natural, la mitad de la energía que estarían remplazando sería la destinada a la cocina y lo que estarían remplazando no sería energía eléctrica sino GLP (Gas Licuado de Petróleo), combustible cuya producción local cubre todo el mercado peruano, es decir, no reduciría ningún tipo de importación.

En resumen, la masificación del consumo de gas natural a través de la expansión de las conexiones domiciliarias no contribuye a reducir el consumo de petróleos o gasolinas primero por que en realidad una parte reemplaza consumo de GLP y no de petróleos y más aún, si se produjera una fuerte sustitución del consumo de energía eléctrica por el gas natural, la participación en la reducción del consumo de petróleos sería ínfima, dada la composición del parque generador peruano y lo que estaría haciendo es reducir consumo del mismo gas natural usado en la generación de electricidad.

Por ello es que se hace difícil entender la política del Estado en este respecto. Por un lado, tiene una

manifiesta intención de masificar las conexiones domiciliarias de gas natural, que es el combustible más barato disponible gracias al precio pactado en el contrato de explotación de Lote 88, pero al mismo tiempo le crea un competidor casi diríamos desleal que es el GLP subsidiado.

Para la masificación se requiere invertir ingentes sumas en las redes de distribución que, sea que se pongan en la tarifa para pagarlas en veinte años o se paguen al contado, al final, son un costo que alguien tiene que pagar. En cambio el GLP cuenta ya con una red de distribución extendida casi en todo el país y podría decirse que su uso si se ha masificado. Entonces, en lugar de tomar un solo camino y elegir uno de los dos combustibles, concentrando todos los esfuerzos y subsidios en él, se sigue haciéndolos competir. Una muestra de ello es la reciente iniciativa legislativa del Ejecutivo para crear el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), con el objetivo declarado de beneficiar a 630,000 familias pobres “a través de la masificación del gas natural y el abaratamiento del GLP a los pobladores de menores ingresos económicos”.

Hay algunos objetivos de política en nuestro país que se vuelven intocables a pesar de que todos concuerden en voz baja que están errados y no son lo mejor para el Perú. Uno de ellos fue el proceso de descentralización o regionalización. Todos concuerdan que el proceso fue apresurado, que la manera de lanzar la regionalización antes de haber conformado regiones propiamente dichas no dio los resultados buscados: lo que se ha conseguido es multiplicar por veinticuatro la burocracia y la corrupción, sin hablar de haber creado catapultas para las carreras políticas de determinados presidentes regionales que más bien parecen agitadores que autoridades. La masificación del uso del gas natural es otro de esos objetivos políticos, que como hemos demostrado no reviste ninguna racionalidad ni en su objetivo pretendido ni en su ejecución. Está condenado a no lograr su objetivo de reducir la dependencia del petróleo importado y tampoco el de alcanzar a la mayoría de la población de bajos recursos.

#### **a) Las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como solución al problema de escasez de energía en el Perú en el corto y mediano plazo**

El desarrollo de las ERNC está teniendo un gran impulso en todo el planeta. Tanto los países

<sup>1</sup> COES: Resumen Estadístico Anual del SEIN 2011.

desarrollados como los países en desarrollo tienen programas muy activos enfocados en incrementar la participación de estas energías en su matriz de producción de electricidad.

Las razones son evidentes y poderosas: es casi indiscutible (aunque algunos informes científicos disputan esta idea) que el cambio en el clima que está experimentando el planeta con perversos efectos de huracanes, lluvias, inundaciones en unas zonas y terribles sequías en otras, se debe al efecto invernadero producido a su vez, gran parte, por los gases provenientes de la combustión de combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón; llamados gases de efecto invernadero) para la generación de energía eléctrica y otros usos en diferentes tipos de industrias. La conclusión es evidente: hay que reducir la producción de esos gases y para ello hay que buscar otras fuentes de energía primaria que sean renovables y que no contaminen el ambiente.

Y estas nuevas fuentes de energía primaria son las ERNC que tienen por naturaleza ser renovables, es decir no se consumen o por lo menos, en la escala de tiempo del ser humano, no lo hacen y que, en su gran mayoría, no producen gases de efecto invernadero. Existe una gran variedad teórica pero las más conocidas son:

- Energía eólica: que proviene de la energía cinética del viento que mediante turbinas es convertida en movimiento rotatorio que a través de un generador, produce electricidad.
- Energía solar: que puede ser fotovoltaica o termosolar. En el caso de la fotovoltaica, la luz del sol es convertida directamente en electricidad mediante unos paneles compuestos por unos materiales que tienen esa propiedad. En el caso de la termosolar, la luz del sol se concentra en un punto y produce calor el cual puede almacenarse y se utiliza para producir vapor de agua a alta presión y temperatura que luego mueve turbinas que accionan generadores para producir electricidad.
- Biomasa: que utiliza la combustión de diversos residuos o subproductos orgánicos para generar calor y con ello producir vapor de agua a alta presión y temperatura que luego mueve turbinas que accionan generadores para producir electricidad.
- Geotérmica: que utiliza el vapor de agua producido naturalmente debajo de la corteza terrestre o este mismo calor para producir vapor de agua en calderos diseñados para tal fin con el que luego se impulsan turbinas de vapor que a su vez mueven generadores para producir energía eléctrica.

- Minihidroeléctrica: con una potencia máxima de 20 MW. Pequeñas centrales hidroeléctricas que aprovechan caídas de agua para mover turbinas y con ello generadores para producir electricidad. En este punto vale la pena comentar que no se consideran las grandes centrales hidroeléctricas a pesar de ser renovables y que no producen gases de efecto invernadero por el fuerte impacto ambiental que podrían llegar a tener por el efecto de las represas o embalses necesarias para este tipo de centrales.
- Mareomotriz: que utilizan el movimiento de las aguas del mar ya sea en forma de olas, mareas o corrientes submarinas para producir movimiento rotario en generadores y producir electricidad.

Las tecnologías que se usan en las centrales hidroeléctricas y de biomasa son muy conocidas y vigentes hace décadas; en el caso de las mareomotrices, son muy nuevas y están en pleno desarrollo para llegar a la etapa de producción comercial. Las eólicas y solares fotovoltaicas, en cambio, son tecnologías nuevas y muy prometedoras y han alcanzado un grado de madurez comercial y por tanto, son las que más atención y desarrollo concitan en el mundo y también en el Perú. Si bien estas tecnologías comparten en la mayor parte de los casos un costo de producción que es en promedio mayor al de las energías convencionales, en el caso de las eólicas y fotovoltaicas, comparten una característica única que no es una ventaja precisamente: son lo que se llaman energías “no gestionables”. Esto quiere decir sencillamente que, a diferencia de todas las energías convencionales, no se tiene un control sobre la presencia o disponibilidad de la fuente primaria de energía. Dicho de manera muy simple: no podemos controlar la disponibilidad de viento ni la del sol.

Nada impide que el viento baje su intensidad con la consiguiente baja de producción de electricidad, deje de soplar o sople tan fuerte que la turbina eólica tenga que parar por auto protección. Y por otro lado, la radiación solar puede disminuir en cualquier momento por la aparición de nubes o neblina además que justamente desaparece cuando más se necesita: al caer la noche.

Esta característica de no gestionables resulta muy importante cuando se considera el caso de su funcionamiento dentro de un sistema interconectado. En el caso que funcionara en sistemas aislados siendo la única fuente de generación, no sería factible operarlas a menos que se pudiera disponer de grandes sistemas de almacenamiento de energía que puedan suplir las reducciones o paralizaciones de

producción. En el caso de un sistema interconectado en el cual se encuentran además numerosas centrales de diferentes tecnologías convencionales la situación es diferente: como no se puede interrumpir la continuidad de servicio, quiere decir que el sistema debe disponer de centrales de energías convencionales como reserva para poder suplir las variaciones que se presenten en la producción de las centrales RER y se debe disponer de capacidad de transmisión eléctrica adecuada y suficiente para que esa energía llegue a su destino oportunamente. Y por supuesto esto, tiene un costo.

#### b) El marco regulatorio para las ERNC en el Perú

El Decreto Legislativo N° 1002 crea el marco regulatorio promotor para las ERNC en el Perú. En primer lugar, las define y luego establece las medidas promocionales diseñadas para crear mercado para las ERNC y dotarlas de ventajas competitivas con respecto a las energías convencionales como son:

1. Crea un mercado cautivo al fijar un límite mínimo del total de la energía producida en el país que deberá serlo con ERNC (límite fijado inicialmente en 5% por Decreto Supremo).
2. Les otorga prioridad de despacho (funcionamiento de la central para inyectar energía) en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Es decir, el operador del sistema, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), deberá despachar las centrales de ERNC antes que las demás, sin importar sus costos de producción. Para ello, les asignará costo variable de producción igual a cero. Es decir, el despacho de la central ERNC no dependerá de cuán eficiente sea en la conversión de energía primaria a energía eléctrica o del costo de esta energía primaria como es en el caso de todas las otras energías convencionales, sino que simplemente inyectarán energía al sistema cada vez que dispongan de la energía primaria. El fundamento de esta determinación es razonable: aprovechar la energía renovable en cuanto la naturaleza la produce; no tendría sentido, por ejemplo, disponer de viento y no aprovecharlo para generar electricidad contando con las instalaciones adecuadas para así hacerlo.
3. Les asegura un contrato de compra de energía eléctrica por veinte años a un precio firme que es el pedido y obtenido por el ganador

o ganadores de subastas que se hacen por cada tecnología de ERNC. El generador ERNC producirá e inyectará su energía comprometida y recibirá un pago por ella calculado con los costos marginales de corto plazo del SEIN. Si esa cantidad no fuere suficiente, se completará con un cargo adicional en la tarifa de los clientes finales que el organismo regulador (OSINERGMIN) deberá calcular para tal fin.

#### c) Situación presente y futura del SEIN

El SEIN cerró el año 2011 con las siguientes cifras significativas<sup>2</sup>: la energía total producida fue de 35,217.43 Gwh que representa un crecimiento de 8.61% con respecto al año 2010. De este total, 57.9% fue de origen hidroeléctrico y el resto, 42.1% de origen térmico siendo 38.23% correspondiente al gas natural, 2.08% carbón, 1.51% petróleo diesel o residual y 0.25% bagazo o biogás. Vemos pues que a diferencia de muchos países en desarrollo, el Perú tiene una matriz de producción de energía eléctrica relativamente limpia con más de la mitad de la producción de origen hidroeléctrico y la gran parte de la producción térmica es base de gas natural que es uno de los combustibles más limpios.

Es importante mencionar que antes de la irrupción de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea en la zona de Selva del departamento del Cusco, la producción de energía eléctrica tenía como fuente principal la energía hidroeléctrica, con cerca del 90% de participación. La disponibilidad de gas natural a un precio muy bajo comparado con los precios del petróleo y además muy bajo comparado con los costos de desarrollo de centrales hidroeléctricas hizo que la inversión en nueva capacidad de generación a partir del año 2004 se concentrara en centrales térmicas a base del gas natural, todas ellas con turbinas a gas de ciclo simple, que implicaban la menor inversión inicial y una recuperación más rápida del capital invertido. Como consecuencia de ello, se instalaron en la localidad de Chilca, al sur de Lima, 1200 MW de nueva capacidad, toda ella a base de turbinas a gas de ciclo simple.

Este fenómeno, provocado como ya dijimos por el bajo precio del gas natural proveniente del Lote 88 de Camisea, tuvo las siguientes consecuencias directas en el sistema eléctrico:

- Se incrementó notablemente la participación térmica en la composición de la matriz energética de producción de electricidad.

<sup>2</sup> COES: Resumen Estadístico Anual del SEIN 2011.

- Se desalentó el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas.
- Se presentó una concentración de nueva generación en la parte central del sistema mientras que como consecuencia de lo anterior y la falta de disponibilidad de gas natural en el norte y sur del país, no se produjeron inversiones importantes en nueva capacidad de generación en ninguna de estas dos áreas geográficas, determinando la aparición de superávit de generación en el centro y déficit en los dos extremos del país.

Resultado de esta situación, el centro del país se ha convertido en un exportador neto de energía eléctrica hacia el sur y el norte y la continuidad de suministro, así como los costos de producción en estas dos zonas extremas han pasado a depender de la capacidad de transporte o transmisión de energía eléctrica de las líneas de transmisión existentes. De esta manera, si se topa la capacidad de transporte de estas líneas no se puede transportar más energía así exista capacidad libre de producción en el centro y entonces se deben arrancar máquinas en el sur y el norte que funcionan a base petróleo diesel o residual, con el consiguiente incremento de precios dados los altos costos de estos combustibles.

De la misma manera, con la gran cantidad de energía que se transporta del centro a los dos extremos del país y la falta de suficiente capacidad de generación local en ambas zonas, si en cualquier momento se produce una falla en esas líneas, no hay capacidad de respuesta para remplazar su aporte y entonces es que se producen las interrupciones de suministro o apagones. Inclusive, han llegado momentos en que el elevado nivel de crecimiento de la demanda, especialmente en el norte ha hecho que, en la salida de servicio de determinadas máquinas por falla o por mantenimiento, ha hecho que ya no sea posible atender toda la demanda durante ese período de falla o mantenimiento y no quedara más remedio que realizar restricciones o cortes programados.

Las zonas sur y norte del país han visto por tanto, la reaparición de los temidos apagones con una frecuencia que no se veía hace años y esa es la percepción del público en general sobre el SEIN, que hay falta de capacidad de atender toda la demanda del país de manera oportuna y adecuada.

### El futuro

#### El Corto Plazo

Ante la situación descrita, el Poder Ejecutivo ha tomado medidas como un intento de solución a los problemas descritos:

- La instalación de centrales de emergencia en el norte y sur del país, que por lo corto del plazo disponible deben ser equipos alquilados con un costo muy elevado, cercado a los 300 US\$/Mwh. Ya se instaló una central de este tipo en Trujillo y se para junio del presente año 2012 se debe contar con 80 MW en Piura y 60 MW en Mollendo.
- La instalación de centrales térmicas a base de turbinas a gas utilizando petróleo diesel como combustible en el norte y el sur del país que sirvan como reserva para estas zonas. Vía PROINVERSIÓN se concursó la instalación de 200 MW en Talara, 200 MW en Eten y 400 MW en Ilo. Con ello se contará con reserva para arrancar en caso de fallas de las congestionadas líneas de transmisión.
- La construcción de una serie de nuevas Líneas de Transmisión destinadas a aliviar la congestión de las existentes para el transporte de energía del centro hacia el sur y hacia el norte. Lo más resaltante en este caso es la construcción de nuevas líneas de transmisión en 500 KV que cuando estén terminadas constituirán toda una autopista de gran capacidad de transporte desde La Niña al norte de Chiclayo hasta Montalvo en Moquegua, autopista que permitirá no solamente más que duplicar la capacidad de transporte de energía hacia los extremos del país sino que al constituirse en una vía alterna a las existentes, permitirá incrementar la confiabilidad del sistema al funcionar como respaldo en caso de falla.
- La construcción de nuevas centrales hidroeléctricas en diversas partes del país vía concesiones a través de PROINVERSIÓN licitaciones de las empresas distribuidoras.

En conjunto, estas medidas sumadas a las inversiones provenientes de las subastas de ERNC y otras inversiones a riesgo adicionarán casi 5,000 MW nuevos al sistema de aquí hasta el año 2016, distribuidos de la siguiente manera:

**Cuadro 1**

	2012	2013	2014	2015
RER	83	200	152	141
HIDRO	9	211	301	1244
TÉRMICO	499	1033	1111	200
TOTAL	591	1444	1563	1585

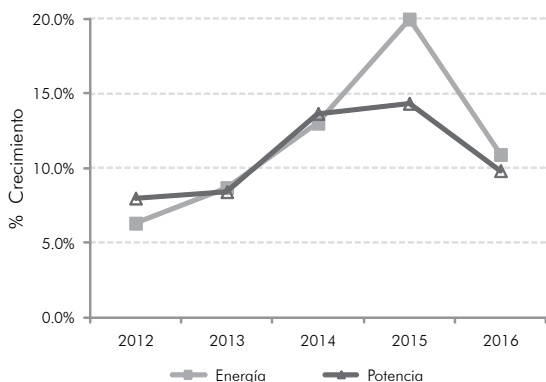
(Fuente COES)

Por su lado, la demanda seguirá su tendencia de crecimiento con altas tasas debidas principalmente

a la aparición de nuevos proyectos mineros con un promedio de 13.1% en energía y 11.5% en potencia en el período 2012- 2016, como se muestra a continuación.

Si hacemos el balance oferta demanda en términos de potencia con la demanda calculada para el mes de diciembre de cada año (que es cuando suele presentarse la máxima demanda anual de cada año) y extendemos el ejercicio hasta el año 2022 manteniendo la tendencia de crecimiento de la demanda, pero con la misma oferta identificada hasta el 2016 y suponiendo que se mantiene el límite legal de 5% para las ERNC se obtiene el siguiente gráfico del cual se pueden extraer interesantes conclusiones.

**Figura N° 2**



Fuente COES

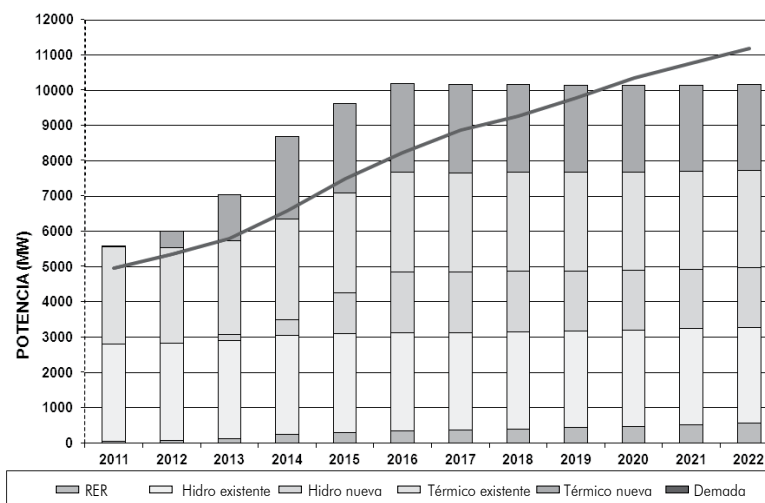
Si además observamos todos los proyectos de centrales con base en ERNC que han sido subastados hasta la fecha que se aprecian en el Cuadro N° 2 siguiente

y que se encuentran en construcción, vemos que, fuera de las centrales hidroeléctricas y una pequeña participación de biomasa, el grueso está basado precisamente en las energías “no gestionables”. Por tanto, las ERNC no son y no pueden ser la solución para los problemas de corto plazo del SEIN.

La potencia disponible de los proyectos en cartera que tienen un alto grado de probabilidad de ejecutarse o que tienen la ejecución asegurada o en marcha, alcanza para atender la demanda nacional con un adecuado margen de reserva hasta el año 2017 ó 2018. Por tanto, durante ese período, no hay problema que resolver. A partir de entonces se requiere la adición de 500 MW anuales por lo menos para poder atender la creciente demanda. La pregunta clave es: ¿se puede atender este crecimiento con ERNC?

Desde el punto de vista exclusivamente técnico, la respuesta es negativa si el crecimiento se pretendiera atender con las ERNC no gestionables, vale decir, las eólicas y fotovoltaicas por su necesidad de contar con reserva adicional en energías convencionales para cubrir la demanda cuando se produzcan reduzca o paralice su producción. Debe quedar muy claro que ningún sistema eléctrico puede manejar presencia de elevados porcentajes de penetración (superiores al 20%) de estos dos tipos de energías sin incurrir en problemas de estabilidad del sistema y por tanto de confiabilidad en el suministro a menos que se hagan fuertes inversiones en capacidad de reserva, capacidad de transmisión y/o de importación de energía de otros sistemas con el consiguiente incremento del costo de la energía para el cliente final.

**Figura N° 3**



Fuente COES

**Cuadro N° 2:  
Centrales de Generación con "RER" en construcción**

Firma de Contrato		Proyecto	Concesionaria	Potencia Instalada (MW)	Avance de Obra (%)	Puesta en Servicio
CENTRALES SOLARES						
1	31.03.2010	Panamericana Solar (Ilo)	Consorcio Panamericana	20	Trabajos preliminares	31.12.2012
2	31.03.2010	Majes Solar	Grupo T Solar Global S.A.	20	15%	30.06.2012
3	31.03.2010	Repartición Solar	Grupo T Solar Global S.A.	20	15%	30.06.2012
4	31.03.2010	Tacna Solar	Consorcio Tacna	20	Trabajos preliminares	31.10.2012
CENTRALES EÓLICAS						
5	31.03.2010	Marcona	Consorcio Cobra	32	Trabajos preliminares	05.04.2013
6	31.03.2010	Talara	Energía Eólica	30	En enero, se inició obras	20.06.2013
7	31.03.2010	Cupisnique	Energía Eólica	80	En enero, se inició obras	20.06.2013
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS						
8	31.03.2010	Nuevo Imperial	Hidrocañete S.A.	4	90%	01.05.2012
9	31.03.2010	Yanapampa	Eléctrica Yanapampa S.A.	4	70%	01.12.2012
10	31.03.2010	Huasahuasi II (Caripa)	Hidroeléctrica Santa Cruz	8	74%	01.04.2012
11	31.03.2010	Chancay (Huaral)	SINERSA	19	Proyecto paralizado**	31.12.2012
12	31.03.2010	Ángel I (San Gabán)	Generadora Energía S.A.C.	20	Trabajos preliminares	31.12.2014
13	31.03.2010	Ángel I (San Gabán)	Generadora Energía S.A.C.	20	Trabajos preliminares	31.12.2014
14	31.03.2010	Ángel I (San Gabán)	Generadora Energía S.A.C.	20	Trabajos preliminares	31.12.2014
15	28.05.2010	Las Pizarras	Eléctrica Río Doble S.A.	18	42%	31.12.2013
TOTAL				335		

\*\* La C.H. Chancay está en proceso de arbitraje ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima. Además, la concesionaria no cuenta con autorización de uso de agua. Por incumplimiento contractual, se ha resuelto el contrato del Proyecto C.H. Shima con 5 MW. Los 10 Proyectos que fueron adjudicados en la Segunda Subasta están en la etapa de elaboración de estudios de ingeniería.  
Fuente OSINERGMIN

Por tanto, es imprescindible contar con nuevas centrales de generación que cubran esa necesidad mediante energías convencionales (hidroeléctricas o térmicas convencionales) o en su defecto, centrales con ERNC gestionables como serían la geotérmica, las de biomasa o termosolares.

¿Podría la capacidad adicional de generación requerida ser cubierta únicamente con centrales que utilicen ERNC gestionables? La respuesta es afirmativa, desde el punto de vista técnico. La pregunta es si esto es factible en el caso peruano. Primero, debemos considerar cuáles tecnologías estarían disponibles en esas cantidades. No hay que olvidar que la biomasa por más renovable que sea en cualquiera de sus formas (bagazo de caña de azúcar, residuos de otras agroindustrias o plantaciones especiales para producir madera

para quemar) no está exenta de producir gases de efecto invernadero. Entonces, si basáramos el crecimiento en biomasa, no estaríamos aportando a la solución del problema del cambio climático.

Nos quedan la geotérmica y la termosolar, ambas renovables y no contaminantes. En el caso de la geotérmica no hay estudios existentes que demuestren que el Perú tenga gran potencial de esta fuente de calor. Para cuantificar adecuadamente las reservas se requiere realizar estudios que tienen un elevado costo puesto que la única manera de determinar ese potencial con seguridad es hacer perforaciones exploratorias muy similares a las que se hacen en el caso de la exploración de yacimientos petroleros.

En el caso de la termosolar, ocurre que, a diferencia de lo que podría ser la creencia popular, no hay



muchas zonas en nuestro territorio que cuenten con una cantidad promedio de radiación solar anual que justifiquen la inversión en centrales solares, ya sean fotovoltaicas o termosolares. Evidentemente, por debajo de cierto límite, la rentabilidad de una central solar se hace insostenible a menos que el precio de venta de la electricidad producida sea altísimo. En el caso peruano, y de acuerdo con el atlas solar elaborado por el Ministerio de Energía y Minas<sup>3</sup>, se observa que hay áreas de altos potenciales en áreas muy pequeñas en Tumbes y Piura, siendo la mayor concentración solamente en determinadas zonas de los departamentos de Ica, Arequipa, Moquegua y Tacna. Adicionalmente, hay que considerar la necesidad de grandes superficies, asunto que cualquier desarrollador de proyectos en el Perú podrá confirmar que no es muy fácil de solucionar.

Pero supongamos que efectivamente el potencial de ambos tipos de energías es suficiente para atender el crecimiento necesario. Lo que faltaría determinar es la conveniencia de hacerlo y para ello, resuelto el tema técnico mediante el uso de energías gestionables, faltaría abordar el tema económico.

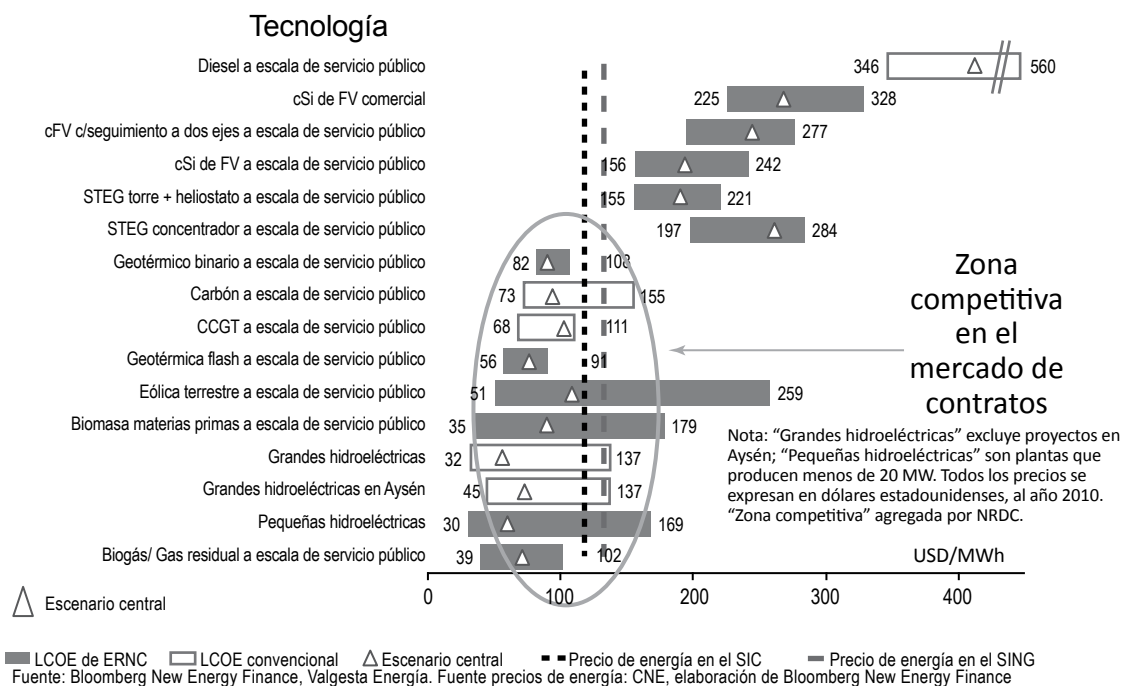
En el gráfico a continuación, elaborado por *Bloomberg New Energy Finance* contratado por el Concejo para la Defensa de Recursos Naturales

(NRDC) como parte del estudio “El Costo Nivelado de la Energía y el Futuro de las Energías Renovables No Convencionales en Chile” y presentado en mayo de 2011 se muestran los costos de producción de energía eléctrica en US\$/Mwh de diferentes tecnologías incluyendo las ERNC.

En el gráfico se puede ver claramente que el costo de producción de centrales con energía eólica terrestre (le ponen terrestre para hacer la diferencia con la eólica denominada Offshore, es decir en el mar), geotérmicas y biomasa se encuentran en el mismo rango que el mercado de contratos en Chile que se supone se han pactado con base en los costos de las energías convencionales. Sin embargo los resultados de este estudio (contratado por alguien favorable a las ERNC) resumidos en el gráfico nos sirven para ilustrar dos puntos muy importantes:

- Las ERNC relacionadas con la energía solar, siguen siendo significativamente más caras que las convencionales.
- El precio promedio de la energía en el Sistema Interconectado Central (SIC) en Chile que es el más representativo pues alimenta las principales ciudades e industrias y cuenta diversas fuentes de generación mientras que el Sistema Interconectado Norte Grande no

**Figura N° 4**  
**Costo nivelado de energía en Chile, LCOE 2011**



<sup>3</sup> En: <http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/#>

lo es por que el grueso de sus cargas son mineras y no cuenta con fuentes naturales de energía, está alrededor de los 100 US\$/Mwh mientras que en el Perú este valor no supera los 60 US\$/Mwh. Por supuesto que esto se debe a que la matriz energética del Perú para la generación de electricidad tiene un elevado componente hidroeléctrico mientras que el grueso del componente térmico utiliza Gas Natural que tiene un precio bajo comparado con el mercado internacional y definitivamente mucho más bajo que en Chile que tiene que importar gas licuefactado a precios superiores a los 10 US\$/MMBTU mientras que el Perú no supera los 3 US\$/MMBTU.

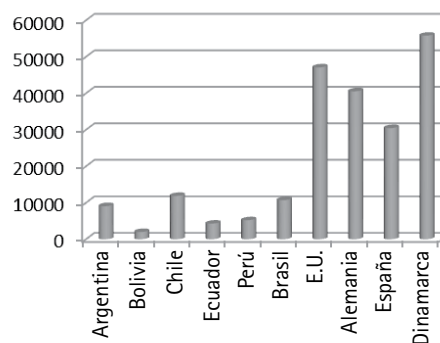
Por supuesto, esto ilustra un hecho evidente: a diferencia de Chile y de otros países que se han embarcado en agresivas políticas de desarrollo de las ERNC, el Perú no es un país que tenga un problema de seguridad energética ya que dispone de fuentes naturales y potencial futuro de energías primarias como son el Gas Natural y la generación hidroeléctrica y por tanto, al decidir su política en este respecto no confronta el desabastecimiento o inseguridad como alternativa sino que debe analizar el costo para los consumidores finales de cualquiera de las alternativas de política energética.

Dado el marco legal ya descrito que establece que la diferencia entre los ingresos previstos por el generador con ERNC y los costos marginales del sistema debe ser provista por un cargo adicional a los consumidores finales, se puede concluir indubitablemente, que un incremento sustancial de las ERNC gestionables y no gestionables (pero con reserva adicional) en el sistema, necesariamente conducirán a un incremento en los precios a los consumidores finales.

La pregunta entonces es. ¿Es conveniente para el Perú embarcarse en un agresivo plan de desarrollo de ERNC a sabiendas que eso significará un incremento de precios de la energía eléctrica? Para esto además habría que tomar en consideración los siguientes elementos de juicio:

- Aproximadamente la mitad de los usuarios regulados del servicio público de electricidad en el país consumen menos de 100 Kwh-mes lo que significa que son familias de escasos recursos. El PBI per cápita del Perú calculado al 2010 según el Banco Mundial es una fracción del de los países en desarrollo como EU, Japón, Alemania o España que se han embarcado en agresivos planes de desarrollo de ERNC.

**Figura Nº 5: PBI Per Cápita**



Elaboración Propia

Fuente: Indicadores Banco Mundial 2010

- El Perú es un país que está iniciando su camino al desarrollo industrial.
- La matriz de producción de energía eléctrica en el Perú no altamente contaminante como aquellos países que basan su producción en carbón o petróleo.
- El Perú cuenta con elevado potencial de generación de hidroelectricidad estimado en 70,000 MW según un estudio realizado por la agencia de cooperación alemana GTZ en los años setenta. Un estimado ultra conservador indicaría que por lo menos 20,000 MW son comercialmente desarrollables.
- El Perú cuenta con yacimientos de Gas Natural que pueden mantener el actual consumo destinado a la producción de electricidad, por lo menos por los siguientes quince años.

## II. Conclusión

Basar el crecimiento de la capacidad de generación de energía eléctrica en ERNC no es la mejor opción para el Perú por su efecto en el incremento de precios a los consumidores finales más aún si consideramos que el país cuenta con otras fuentes de energías primarias, principalmente la hidroelectricidad en cantidades suficientes para atender el crecimiento en el corto y mediano plazo. Para el largo plazo, cuando ya haya desarrollado el potencial hidroeléctrico comercialmente factible y no haya más gas y la alternativa sea el desabastecimiento, el uso de todas las formas de ERNC y Convencionales será ineludible. Es decir, el Perú no tiene porqué embarcarse en estos momentos en agresivos planes de desarrollo de ERNC primero porque no lo necesita, segundo porque ello sería oneroso el país aunque los planificadores de política energética deben saber que se debe haber todo lo necesario para estar preparado para dentro de veinte años poder utilizar todos los recursos disponibles de ERNC disponibles y comercialmente factibles.