



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA



II CONGRESO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA 2016

“Año de la consolidación del Mar de Grau”

II Congreso de Ingeniería Eléctrica del 24 al 28 de octubre del 2016

Mesa Redonda

**“INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PERÚ - CHILE:
OPORTUNIDADES Y DESAFÍOS”**

Dr. Jaime E. Luyo

Lima, 27 de octubre del 2016

CONTENIDO

- Decisiones de la Comunidad andina de Naciones (CAN) para la Integración eléctrica.
- La Interconexión Eléctrica Perú-Chile.
- Intercambio con Rentas de Congestión.
- Precio de la electricidad en los nodos y congestión de una línea en un SEIN.
- Reflexiones Finales.

Comunidad Andina de Naciones (CAN)



(*) La Decisión 536 se encuentra suspendida hasta el 31 de agosto de 2016 (Decisión 789)

LA DECISIÓN 536 , DIC 2002

- Reglas fundamentales (Art 1)
 - No discriminación de precios entre los países
 - Libre acceso a las líneas de interconexión
 - Uso físico consecuencia del despacho económico, contratos únicamente de carácter financiero, no influyen en despacho físico
 - Se asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad.
 - Se permitirá la libre contratación entre agentes del mercado
 - Se permitirán las transacciones internacionales de corto plazo.
 - Se promoverá la participación privada en desarrollo de infraestructura de transporte.
 - Las rentas de congestión no se asignarán al propietario del enlace internacional
 - Los países no considerarán subsidios ni impondrán aranceles
 - Los precios en los extremos de los enlaces internacionales servirán para valorar las transacciones internacionales de corto plazo
- No se resuelve el pago por potencia o capacidad y se deja pendiente para que los reguladores propongan metodología para su cálculo (Art 11)
- Transacciones no se limitan, únicamente a los excedentes (Art 13)

LA DECISIÓN 757, AGOSTO 2011

- Prorroga por dos años más la suspensión de la Decisión 536
- Incluye dos Anexos para posibilitar las transacciones Ecuador-Colombia (Anexo 1) y Perú-Ecuador (Anexo 2)
- Se exportarán únicamente excedentes (Art. 1.1)
- Los intercambios no se basan en el despacho económico (Art 1.1.a)
- En el caso de Perú-Ecuador se dispone que las transacciones serán mediante contratos bilaterales interrumpibles entre agentes del mercado (Art 1.2.c).
- Los precios de intercambio se arreglan bilateralmente (Art. 1.2.g)
- Los contratos bilaterales no alterarán los precios del mercado interno (Art. 1.4)
- El exportador es responsable en su país de todos los costos que demande la exportación, incluido un cargo por capacidad(Art 1.5)
- Introduce el concepto de tránsito (Art 1.6)

CONCEPTOS DE LA DECISIÓN EN TRÁMITE

- Sólo se exportará excedentes de corto plazo (despacho 24 horas). Sin firmeza. No se requiere pago por capacidad
- Se introduce el concepto de mercado del día previo (vinculante) y de los mercados intradiarios.
- Se distingue los precios del mercado interno de los precios del resto.
- Las rentas congestión se asignarán 50% - 50% entre los países importador y exportador.
- Solo configura un mercado de corto plazo entre operadores del mercado. No se requiere contratos comerciales para habilitar las transacciones
- No se prevé regulación sobre contratos bilaterales entre agentes
- Las transacciones físicas internacionales serán consecuencia del despacho económico de los excedentes de producción,
- No se exportará subsidios
- El pago por el uso de las redes se efectuará a través del concepto de peaje. No se requiere el concepto de país de tránsito para la remuneración de la transmisión.

Sistema de Interconexión Eléctrica Andina

SINEA

Perú - Ecuador

Análisis operación sincrónica 220 kV
(2017)

- 1º Línea 500 kV La Niña-Daule (2017)
- 2º línea 500 kV La Niña-Daule (2020)

Perú - Chile

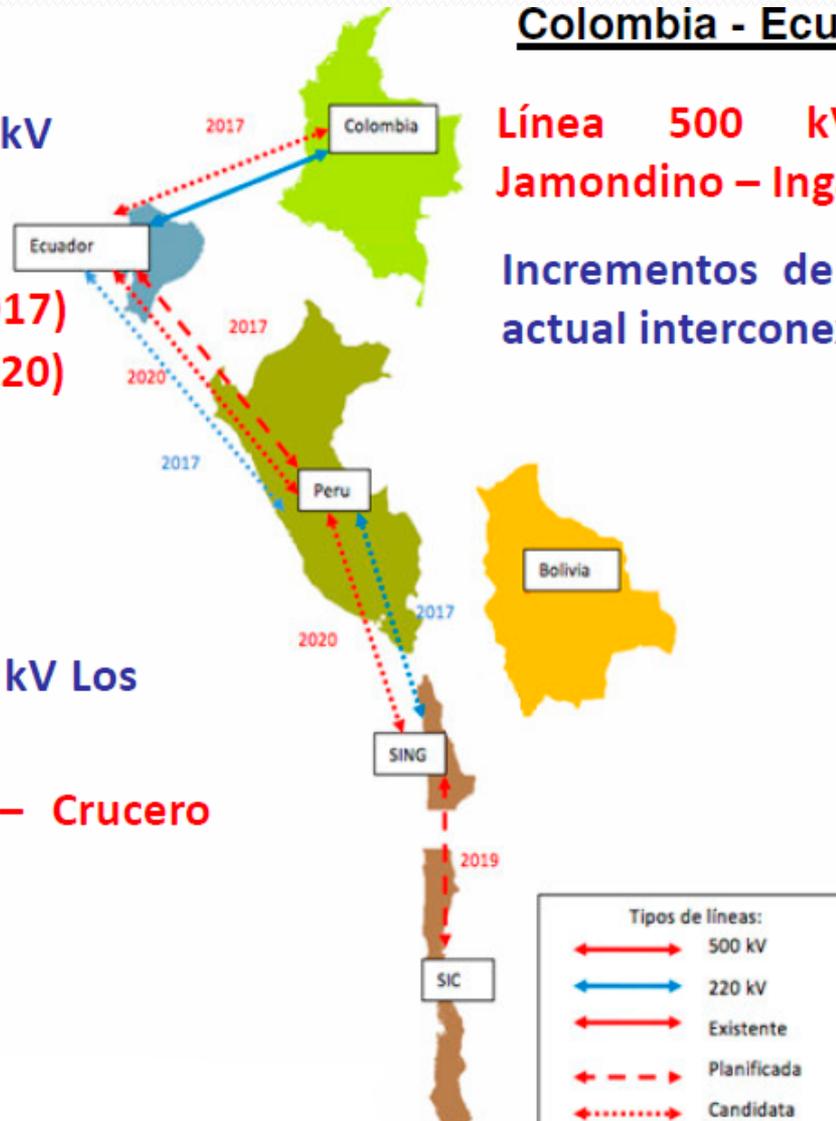
Back to Back + línea 220 kV Los
Héroes – Arica (2017)

Línea HVDC Montalvo – Crucero
(2020)

Colombia - Ecuador

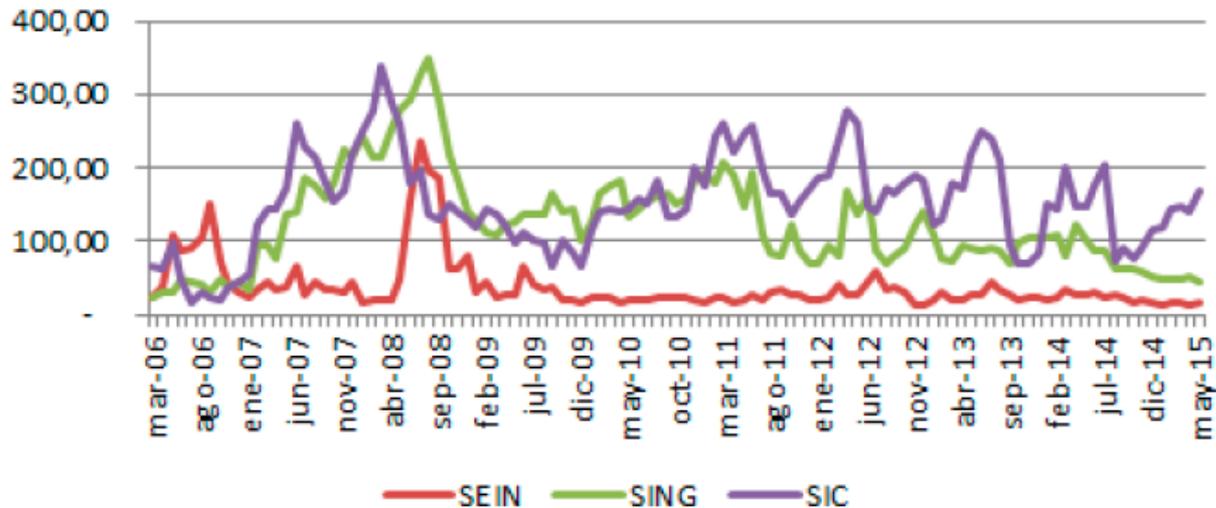
Línea 500 kV Alférez
Jamondino – Inga (2017-2020)

Incrementos de la capacidad
actual interconexión 230kV

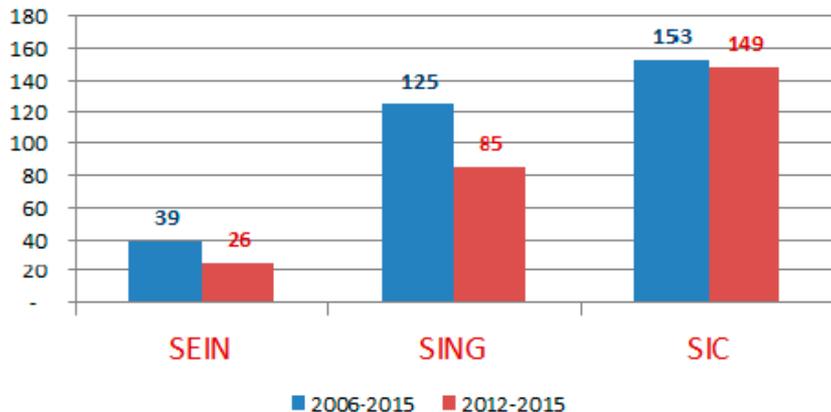


COSTOS MARGINALES EN PERÚ Y CHILE

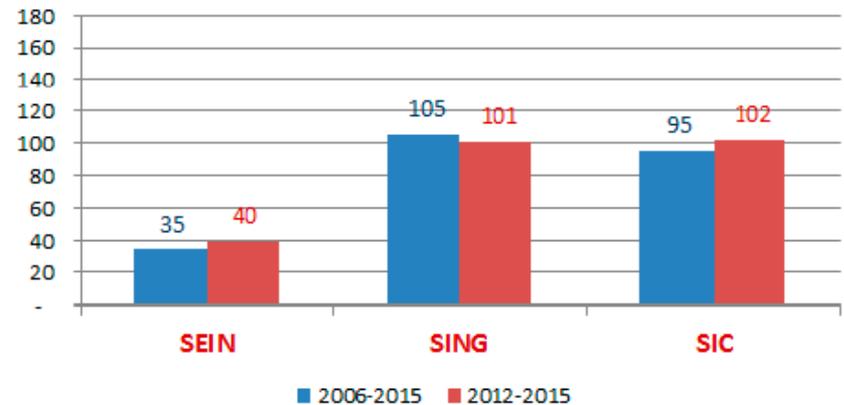
Costos Marginales de Energía - US\$/MWh



Costos Marginales Promedio (US\$/MWh)



Tarifas de Energía en Barra/Nodo



INTERCAMBIO CON RENTAS DE CONGESTIÓN

Comentarios

- El precio de la electricidad en el país importador será menor (p_4), y en el exportador mayor (p_3) determinado por el último generador que despacha para exportar en la barra del lado exportador;
- los beneficios del consumidor importador son notorios; aún incluyendo los costos de compra de energía y pago alícuota por rentas de congestión.

j En este caso, el consumidor del país exportador verá que el precio de la electricidad sube !

Precio de la Electricidad en los Nodos de un Sistema Eléctrico interconectado

Precio en la barra (nodo) de generación hidroeléctrica:

$$\lambda_{G_t} = \underbrace{\sigma}_{\text{cmg. del agua}} + \underbrace{J_G^T \cdot (\mu_t^+ - \mu_t^-)}_{\text{rentas de congestión}} - \underbrace{\frac{P_t}{I_d \cdot H^{-1} \cdot I_d^T}}_{\text{efecto del oligopolio}} + \underbrace{\omega_{H_t}}_{\text{renta de escasez de cap. hidroeléctrica}}$$

Precio en la barra (nodo) de generación termoeléctrica:

$$\lambda_{G_t} = \underbrace{a + B \cdot p_{T_t}}_{\text{cmg. termoeléctrico}} + \underbrace{J_G^T \cdot (\mu_t^+ - \mu_t^-)}_{\text{renta de congestión}} - \underbrace{\frac{P_t}{I_d \cdot H^{-1} \cdot I_d^T}}_{\text{efecto del oligopolio}} + \underbrace{\omega_{T_t}}_{\text{renta de escasez de cap. termoeléctrica}}$$

¡ la congestión no es lo único que eleva el precio nodal !

Impacto de la congestión de una línea de transmisión en los precios de los nodos del SEIN

$$J_G^T \cdot \mu_t^+ = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} & \dots & J_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ J_{i1} & J_{i2} & \dots & J_{in} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ J_{G1} & J_{G2} & \dots & J_{Gn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \mu_{it} \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{i1} \\ J_{i2} \\ \vdots \\ \vdots \\ J_{in} \end{bmatrix} \mu_{it}$$

J_{ij} : componente de la matriz de transferencia de la línea i y la barra j de generación

μ_{it} : componente del vector de renta marginal de congestión

La congestión de una línea impacta todos los precios nodales del SEIN !

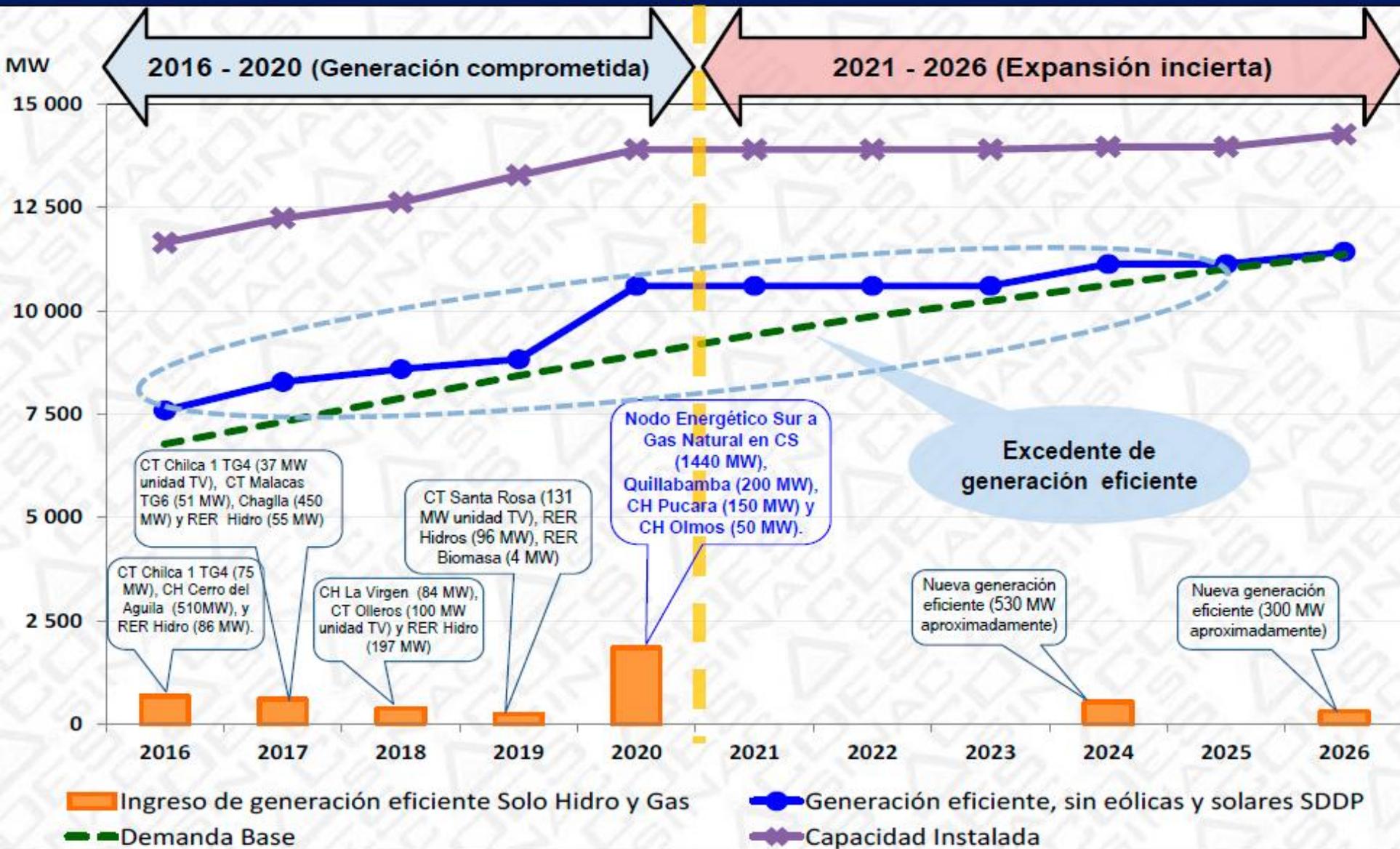
A
G
E
N
D
A

2015
á
2024

PERÚ



EXPANSION DE GENERACION EFICIENTE (*) CON PROYECTOS POSIBLES HASTA EL 2026



(*): La expansión de generación eficiente hasta el año 2018 solo contempla proyectos comprometidos.

Gasoducto Sur: consumidores pagaremos subsidios por más de \$ 11,000 millones (Gestión, 09-08-2016)

1. El mayor nivel de subsidios que los consumidores eléctricos ya hemos empezado a pagar es la entrega a la empresa controlada por Odebrecht de US\$ 7,500 millones **a través de los recibos de luz** que pagamos mensualmente. Dicho monto es equivalente a toda la inversión y costos operativos en que incurriría el Consorcio GSP **durante los 34 años** de concesión. Los subsidios se vienen entregado de acuerdo al siguiente cronograma: el 5% de los 7,500 millones ya fue cobrado en el 2015. Este año se está cobrando el 15%, el 2017 se cobrará el 35% (US\$ 1,875 millones) y el 2018 se cobrará el 55%, que equivale nada menos que a US\$ 4,125 millones!!.

A fin de tener unas cifras comparativas, mencionaremos que en el **ducto de Camisea**, que también tuvo una serie de problemas pero no de la magnitud del GSP, **el subsidio fue de US\$ 450 millones, la inversión fue de US\$ 1,000 millones** y no se cubrió nada de los costos operativos. Es decir se entregó un monto equivalente al **45% de la inversión** y no se cubrieron los gastos operativos...

2. También hay que considerar los subsidios a otorgarse por los consumidores al **Nodo Energético I y II (Ilo y Mollendo)** y a la Central Térmica de Quillabamba (CTQ), ya que fueron creados para viabilizar la demanda del GSP. Proyectos que en conjunto generan subsidios por US\$ 1,400 millones.

Gasoducto Sur: consumidores pagaremos subsidios por más de \$ 11,000 millones (Gestión, 09-08-2016)

3. Una tercera fuente de *subsidios* es la que se genera por la *Tarifa Unificada*. Lo que sucede es que si el ducto de TGP cobrara una tarifa menor que la que cobraría el GSP, existiría el peligro que los potenciales usuarios finales (sobre todo los grandes consumidores) se instalen en las zonas que les ofrezcan tarifas más baratas; afectando el desarrollo de concesiones en aquellas zonas con mayor tarifa. Por lo que se aprobó la *Tarifa Única de Transporte de Gas Natural* (GN), aplicable en todo el Perú. Y como la tarifa de transporte en el GSP estaría en US\$ 3.5, mientras que el ducto de TGP cobra un dólar, el subsidio de los consumidores sería más de *US\$ 3,000 en 15 de los 34 años*.

4. Pero el Gobierno también otorgaría *subsidios a través de ElectroPerú*, al haberle asegurado el riesgo comercial al GSP; pues se le ha *garantizado el transporte de 500mmpcd, exista o no el gas* para ser transportado.

De lo anterior se desprende que, tal como están las cosas, el Consorcio GSP (controlado por Odebrecht) prácticamente *no tendría riesgo alguno* porque le reembolsarían los montos invertidos, los gastos operativos de 34 años, le colocarán 3 nuevos proyectos para canalizar la demanda y les garantizan los ingresos del ducto hasta que se alcance la meta de 500mmpcd. Mientras tanto *los consumidores eléctricos de todo el país tendremos que bancar, a través de los recibos de luz*, los errores (en el mejor de los casos) cometidos en el gobierno anterior.

El ministro Tamayo acaba de reconocer (Gestión 08.08.16) que el mercado eléctrico “está muy desordenado”, y que el tema de *los ingresos garantizados del GSP es uno de los elementos que están generando el desorden*; pero no explica cómo va a solucionar dicho problema.

Reflexiones Finales

Después de revisión de los factores técnicos y económicos de la propuesta de una futura interconexión eléctrica Perú-Chile, observamos lo siguiente:

- debido a que, el Perú no tiene un ***Plan de Desarrollo Energético Sostenible***, están surgiendo iniciativas de exportación de recursos energéticos supuestamente abundantes, sin considerar la mala experiencia con la exportación de GN a México y otros países que es un recurso agotable (sin satisfacer el mercado nacional) y que se está “quemando” en las plantas termoeléctricas;
- el llamado ***Nodo energético del Sur*** que se ha proyectado para justificar el GSP, finalmente se orientará a la exportación a Chile de electricidad generada a GN; sin la priorización de la ***hidroelectricidad*** de cuyo potencial nacional ***solo se usa el 5%***.

Reflexiones Finales

- La propuesta de la CAN de fijar “los precios del mercado interno de los precios del resto”, requiere una intervención directa de los operadores en el mercado de electricidad violando los fundamentos del libre mercado; con la complicación adicional de la distribución de los ingresos por exportación.
- el precio nodal está afectado además de la congestión, por la escasez de capacidad y por efecto oligopólico.
- solo tener un mercado de corto plazo en la CAN limitará la posibilidad de optimizar la expansión de generación; se debe revisar la distribución igualitaria de rentas de congestión y considerar que en el Perú hay subsidio implícito al GN.

Reflexiones Finales

- La exportación de electricidad, a diferencia de otros *commodities*, **no será necesariamente** de beneficio económico para los consumidores del país exportador.
- Resulta evidente que, para la siguiente década la exportación de electricidad no se podrá realizar sin descuidar la seguridad energética del país; salvo que se considere “exportar” la reserva fría diésel (de emergencia) y, que el país importador acepte los precios.
- Las barreras a la integración energética regional son múltiples; las **técnicas** no son las más frecuentes ni las más difíciles de superar, mientras que las **normativas y políticas** son más frecuentes e incluso persisten después de superadas las técnicas. El panorama se complica cuando hay indicios de ***captura del Estado*** en el sector energía.
- Se debe reconocer que el proceso de integración regional es y será a través de ***acuerdos o convenios multilaterales entre los Estados***

Reflexiones Finales

Reiteramos que, la clave de la solución a los obstáculos ideo-políticos a la integración energética está en la propuesta de ***Reformas de Tercera Generación****, que posibilitarán superar los obstáculos ideológicos y políticos fundamentalistas y polarizantes que contraponen el Estado y Mercado , reconociendo más bien su interdependencia a través del eje público-privado y , considerando también el eje local-global.

* Luyo, J.E., *Reformas de Tercera Generación para la Integración Energética en América Latina, V SISEE Seminario Internacional del Sector de Energía Eléctrica*, UFRJ, Brasil, agosto 2010.