

**COMENTARIOS DE FENIX POWER AL PLAN DE TRABAJO DE LA COMISION MULTISECTORIAL
PARA LA REFORMA DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD - CRSE**

A continuación, sírvanse encontrar los comentarios de Fenix Power respecto del plan de trabajo de corto plazo de la Comisión, el cual fue presentado en el desayuno con los agentes y que contiene ocho (8) temas para resolver en el corto plazo, a saber:

- i. Declaración de precios de gas
- ii. Modificación del marco RER para zonas aisladas
- iii. Marco de electrificación rural
- iv. Revisión de la tasa de actualización
- v. Cambio al marco de licitaciones
- vi. Cambio de contrato de potencia a energía
- vii. Revisión del marco de transmisión
- viii. Contratos de gas natural

Hemos dividido nuestros comentarios en 5 secciones. La primera comenta los temas que – a nuestra consideración – no deberían estar en esta lista de tareas prioritarias. La segunda comentar los temas que no fueron incluidos en la lista priorizada pero que consideramos absolutamente prioritarias para la salud del sector eléctrico. En la tercera, cuarta y quinta sección comentamos en mayor detalle tres de los temas priorizados por la CRSE: (i) la declaración de precios del gas, (ii) la revisión de los contratos de gas natural y (iii) la revisión de la tasa de actualización.

1. De la lista de tareas (lo que no consideramos prioritario)

Dadas las prioridades y limitado tiempo con que puede disponer la CRSE, sugerimos dedicarse a lo realmente prioritario. Al respecto, consideramos que del listado de temas hay algunos que no deberían estar aquí, ya sea por no ser prioritarios para el sistema ni los agentes, o porque realmente no buscan resolver ningún problema urgente. Dentro de estos temas están los siguientes:

- Modificación del marco RER para zonas aisladas

Si las RER no han tenido mayor penetración en las zonas rurales, ha sido más por problemas de gestión (como esa problemática licitación de fotovoltaicas para zonas aisladas) que por problemas normativos.

- Marco de electrificación rural

Existe una Ley de Electrificación Rural y una serie de dispositivos de nivel DS que han sido bastante exitosos para incrementar la penetración de electricidad a nivel rural. No se entiende qué ajustes a la normatividad se requieren y por qué.

- Cambio de contratos de potencia a energía

De nuevo, no se entiende qué problema se busca corregir con este cambio de modelo de contratación, que además implica cambiar normas de rango de Ley y muchos otros dispositivos reglamentarios. Sugerimos abandonar este trabajo que, por su complejidad, puede ser maratónico y sin un beneficio claro.

2. De la lista de tareas (lo que faltó incluir)

Consideramos que hay una serie de temas que deberían estar aquí y no lo están. Siendo que se trata de temas que sí son prioritarios para los agentes del sector (o su gran mayoría), llama la atención que no hayan sido considerados en el conjunto de tareas de corto plazo de la CRSE.

- Servicios complementarios/flexibilidad del sistema

La incorporación de energías renovables, en particular energías renovables de fuente variable (ERFV) genera importantes desafíos para la operatividad del sistema eléctrico debido a que su disponibilidad depende del comportamiento de recursos que son cambiantes e imposibles de predecir con precisión. Mientras mayor sea la participación de estas ERFV en la matriz energética, mayor será la variabilidad de su producción efectiva, requiriéndose mayor flexibilidad (capacidad de reacción) del resto del sistema eléctrico (parque generador, sistemas de transmisión y demanda) para suplir cualquier cambio súbito en la generación renovable. Cuando hablamos de flexibilidad nos referimos a todos esos atributos de los sistemas eléctricos que permiten adaptarse rápidamente a estas condiciones cambiantes (rampa de toma de carga, tiempo mínimo de operación, uso transitorios de mayor capacidad del sistema de transmisión, almacenamiento en baterías, gestión de la demanda, entre otros).

Resulta imprescindible que la regulación considere la necesidad de contar con mecanismos que aseguren la adecuada prestación de todos estos servicios de flexibilidad (los llamados Servicios Complementarios) para garantizar su operación segura y eficiente tanto en el corto plazo cuanto en el largo plazo. Lamentablemente, es fácil constatar que hoy nuestro sistema dista mucho de ser flexible y por ello, debemos trabajar urgentemente en este aspecto. Mención aparte merece el tema de las inflexibilidades operativas que urgen de ser corregidas por no ajustarse a ningún criterio técnico, tal como ha sido denunciado por un grupo de generadores hidráulicos.

- Integración vertical

La LCE no contempló la integración vertical, sino por el contrario, promovió el *unbundling* de las actividades de generación, transmisión y distribución (dejando integradas temporalmente las actividades de distribución y comercialización). A fin de evitar prácticas no competitivas, la legislación antimonopolio impone restricciones a procesos de concentración, cuando estos llevan a una participación mayor del 15% en el caso horizontal y del 5% en el caso vertical. Los % diferenciados hacen patente que la legislación nacional considera que la integración vertical es más nociva que la horizontal.

La experiencia internacional muestra que la integración vertical genera una serie de riesgos para el entorno de competencia. Las principales prácticas reñidas con la libre competencia que pueden aparecer son:

- Prácticas discriminatorias en contra de otros agentes productivos.
- Reducción de la capacidad de operación.
- Subsidios cruzados (utilización de estructuras de capital para subsidiar empresas integradas más riesgosas y no reguladas).
- Contabilidad “creativa” para costos compartidos.
- Acceso privilegiado a información de clientes.
- Transferencia de clientes libres cautivos de la distribuidora a la generadora.

Este último tema que merece mención aparte. Cuando en el Perú un cliente le anuncia al distribuidor que quiere cambio de situación de regulado a libre, sucede que si el cliente se va a contratar con un generador, el distribuidor lo obliga a permanecer 12 meses antes de cambiar de situación. Pero lo exceptúan de este periodo si firman contrato con ellos mismos o con su generadora vinculada. También el distribuidor les informa a los potenciales clientes libres que verán disminuida la calidad de servicio si firman con otros suministradores, entre otros. Esto es abuso de posición de dominio y una conducta contraria a la libre competencia.

En suma, se generan los incentivos económicos privados para que la distribuidora involucrada favorezca a la generadora relacionada, en perjuicio de las demás generadoras. Ahora que estamos ante la amenaza de una integración vertical de proporciones – la mayor en la historia de la industria eléctrica nacional – creemos que es un tema prioritario para tratar por parte de la CRSE.

- Unbundling en Distribución

Una reforma que está pendiente de empezar a discutir es la separación de las actividades de distribución y comercialización minorista de electricidad. Si queremos avanzar en empoderar a los clientes regulados e incrementar la competencia a nivel *retail* como lo hacen los países más avanzados, deberíamos empezar a poner este tema en discusión. Veamos lo que se viene discutiendo en Chile y tratemos de no incurrir en errores que reduzcan la competencia en este importante segmento de clientes.

- Gasoducto Sur Peruano

Sin duda, el futuro del sector eléctrico está íntimamente ligado al futuro del gas, y en particular, a qué pasará con respecto al Gasoducto Sur Peruano (hoy llamado Sistema Integrado de Transporte de Gas – SITG). Por eso, llama la atención que la CRSE no aborde el tema de la regulación del SITG y cómo introducir correctivos en los beneficios otorgados por la Ley de Afianzamiento de Seguridad Energética (LASE) a los generadores del Nodo Sur, para no generar distorsiones – adicionales a las múltiples distorsiones ya existentes - sobre la competencia del sector eléctrico.

- Remuneración de los Sistemas de Transmisión

La regulación vigente no establece las mismas obligaciones de pago de las Instalaciones de Transmisión de los agentes integrantes de COES de aquellos que no lo son. A la fecha, hay agentes (por ej. distribuidores) con capacidad de generación que no forman parte del COES, estos agentes recaudan peajes de transmisión – es decir, se lo cobran a usuarios finales - pero no se los trasladan a los propietarios de las líneas, generando un desbalance que hoy está siendo cubierto por generadores integrantes del COES. Esto es una distorsión que requiere corrección inmediata.

3. Sobre la Declaración de Precios de Gas Natural

El precio del mercado spot, que según la reforma de la LCE debería guiar la inversión del sector, se encuentra en niveles mínimos históricos. Sin embargo, esta reducción no ha sido producto de una mayor eficiencia en el mercado promovida por el ingreso de una oferta cada vez más barata, sino de distorsiones regulatorias (múltiples) y políticas públicas

equivocadas que promovieron el ingreso de nueva generación con ingresos garantizados a través de las licitaciones de ProInversión (Nodo Sur, hidros y RER). Debe quedar claro que esta situación favorece a un grupo reducido de generadoras, las cuales disponen de centrales de generación que gozan de algún mecanismo de ayuda estatal. En el caso de las centrales del Nodo Sur, si bien no son despachadas por el COES de manera frecuente (por sus altos costos de operación mientras no llegue el gas natural), su potencia y energía firmes están respaldando la firma de contratos con clientes libres.

A consecuencia de ello, existen posiciones comerciales de sobrecontratación en algunas empresas que aprovechando todas estas distorsiones venden energía que no producen a precios por debajo de su verdadero costo de producción. Y por supuesto, además tienen la capacidad de incidir en la reducción del precio spot (en el cual compran la energía que venden pero no producen), dado que fijan dicho precio alrededor del 75% del total del tiempo.

Cuando uno observa lo que ha venido pasando en el mercado en los últimos años, es fácil verificar que los principios enumerados anteriormente no se han cumplido. Tenemos demasiados años operando bajo criterios contrarios a estos principios y el mantenimiento del *statu quo* se ha vuelto insostenible.

La pregunta general que se debe responder es como se gestiona/regula un mercado desadaptado por sobreoferta estructural:

- a. ¿Se espera que quiebren o se retiren algunos agentes?
- b. ¿Se va al fondo del tema para buscar un mecanismo que equilibre el mercado durante la transición (cobertura de costos operacionales y fijos), hasta que se recupere el equilibrio?

No parece aceptable que un grupo de agentes, con posición comercial larga, venda a precios por debajo de los costos operacionales y fijos reales. Si esto es aceptado por las autoridades y el regulador, ello quiere decir que la autoridad está dispuesta a aceptar el quiebre y el retiro de unidades que pueden ser incluso las más eficientes del sistema (ciclos combinados), lo cual es un contrasentido desde el punto de vista económico, regulatorio y de política pública.

La regulación peruana está generando una destrucción de valor masiva en el sistema a cambio de beneficios de corto plazo para algunos agentes con poder de mercado. Y una regulación que destruye valor en esta magnitud requiere hacer correcciones inmediatas. Lo sano es impedir que el sistema pierda oferta eficiente y segura relevante.

- Suministro flexible

Cuando uno verifica lo que ha venido pasando en el sistema peruano, puede constatar que el gas a nivel de suministro se ha comportado como un costo 100% variable, pues nadie (salvo Termochilca y Fenix en escasas ocasiones) ha incurrido en gas pagado no consumido a lo largo de los últimos 5 años, como se señala en la carta enviada a la CRSE por parte de la Gerencia de Hidrocarburos de la SNMPE. Es decir, las cláusulas *take or pay* no son realmente restrictivas (*binding*).

- Comportamiento estratégico

Un tema central es que la reforma debe evitar que los agentes (principalmente aquellos con poder de mercado) puedan seguir un comportamiento estratégico, ya sea para afectar el orden de despacho o para fijar el costo marginal del sistema. En los nuevos contratos de suministro los agentes tienen la posibilidad de elegir su % de ToP e incluso hacerlo estacionalmente (un % para avenida y otro % para estiaje). Si con ello, los agentes pueden afectar el orden de despacho o afectar el costo marginal resultante, entonces habremos abdicado de uno de los principios fundamentales que debe tener la reforma.

- Rescate del principio de eficiencia en el despacho

A menudo se pierde la perspectiva de un objetivo central de la operación de un mercado eléctrico: la eficiencia operativa. Y cuando alguna otra característica o atributo del sistema colisiona con este principio, siempre debería prevalecer el principio de eficiencia. En los últimos años hemos visto a ciclos abiertos despachando antes que ciclos combinados (lo cual no solo es un despilfarro de un recurso no renovable como el gas, sino que también acarrea un enorme costo ambiental). Cualquier fórmula que repita estos errores del pasado como “despachar contratos” o volúmenes de “costo cero” primero, no constituye una solución correcta.

- Metodología – expertos internacionales

Finalmente, una nota con respecto a la metodología que viene siguiendo la CRSE. Han anunciado la contratación de uno o varios expertos internacionales para ayudar en la búsqueda de esta solución de corto plazo. Lamentablemente la experiencia reciente en materia de contratación de expertos similares ha sido mala. El problema es que tienen muy poco tiempo para empaparse de la problemática del sistema peruano. La problemática que tenemos aquí es muy *sui generis*. Ni en USA, ni en Chile ni en Europa, existen los desajustes regulatorios que existen aquí. Y con el poco tiempo que tienen los consultores para profundizar los temas, optan generalmente por recomendaciones simplistas, por ejemplo, basadas en la clásica separación de costos fijos y costos variables, sin constatar que esta teoría colapsa al incluir las rigideces de los contratos de gas que tenemos aquí. Además, cabe señalar que ninguno de los expertos contratados en los últimos años por el MINEM tuvo la oportunidad o apertura para con los agentes, lo cual redujo sensiblemente su capacidad para entender la problemática. Es de suponer, que lo mismo sucederá ahora.

4. Sobre los contratos de gas natural

Las rigideces de los contratos de gas se transmiten al sector eléctrico y han hecho colapsar la señal de precio. El 100% de *ship or pay* (SoP) que gozan TGP y Cálidda son el sueño de todo inversionista: tener certeza de que sus ventas están aseguradas a 100% no importa cuánto utilicen sus clientes las instalaciones. Y esto fue promovido - o mejor dicho - impuesto por el Estado al establecer que la potencia firme requería transporte/distribución firme para el pago de potencia. Esto es un despropósito económico y regulatorio, pues no tiene sentido obligar a plantas de punta a firmar transporte firme por el 100% del tiempo.

Por su parte, los contratos de suministro son tan distintos uno del otro (niveles de ToP, cláusulas de *carry forward* para algunos y no para todos, plazos diferenciados de *make up*, descuentos, revisiones periódicas de CDC para algunos, y no para todos, etc.) que han

generado diferencias abismales en las condiciones de competencia entre generadores. En la práctica, Pluspetrol determina el despacho eléctrico.

Finalmente, aun siendo loable que el Ejecutivo se interese por tratar de corregir estos problemas (muchos de los cuales fueron creado por el propio Ejecutivo), consideramos que este esfuerzo tiene escasa probabilidad de éxito. En primer lugar, porque la existencia de contratos de largo plazo en transporte y distribución hacen inviable su modificación sin la aceptación de los concesionarios. Y difícilmente algún concesionario va a renunciar al beneficio que implica tener el riesgo de mercado cubierto al 100%. En segundo lugar, por la poca tracción demostrada por el Ejecutivo frente a los concesionarios en el pasado, como por ejemplo, la fallida creación el mercado secundario de gas que nunca pudo ser efectivizada por las autoridades.

5. Sobre la Revisión de la Tasa de Actualización

La CRSE ha puesto este tema en agenda sobre la base de un estudio encargado por Osinergmin y que llevó a cabo Mercados Energéticos (ME) en mayo del 2017. A continuación, resumimos nuestros principales comentarios en torno a esta revisión de la Tasa de Actualización.

- Confusión Tasa de Actualización vs. Costo de Capital

El informe de ME confunde la Tasa de Actualización con el Costo de Capital y por eso aplica la conocida metodología WACC (que mide el costo de capital de un inversionista en una industria cualquiera) para aproximar esta Tasa de Actualización regulatoria. Si bien una Tasa de Actualización se puede parecer al Costo de Capital de un inversionista, son conceptos distintos. Confundirlos es un craso error conceptual.

La Tasa de Actualización engloba dos conceptos distintos y claramente separados:

- *El retorno sobre el capital* → que se debe medir con el Costo de Capital
- *El retorno del capital* → que en otros regímenes se reconoce en forma separada a través de la depreciación de los activos como parte de la remuneración

Como la Tasa de Actualización remunera más que el simple retorno sobre el capital (Costo de Capital), al confundirlos se pone en riesgo que las empresas puedan alcanzar su equilibrio económico-financiero y cubran sus costos de operación. Esto es fácil constatarlo para el caso de la mayoría de las empresas distribuidoras del Estado.

- Riesgo regulatorio

La discusión tampoco debería estar exenta de incluir alguna medida del riesgo regulatorio además del riesgo país para el cálculo de la Tasa de Actualización. Hay un consenso entre los agentes en que, de un tiempo a esta parte, la percepción de riesgo

Finalmente, consideramos que la revisión de la tasa de descuento no puede hacerse en gabinete cerrado como propone la CRSE. El informe de ME debería ser solo el inicio - y no la culminación - de una discusión abierta con la industria y con expertos en la materia (expertos de mayor nivel que ME cuyo estudio muestra una serie de debilidades metodológicas y confusiones conceptuales).

Fenix Power
22.09.19