

Lima, 19 de setiembre de 2019

Sres.

Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad

Avenida De Las Artes Sur Nº 260

San Borja.

ASUNTO : Segundo grupo de aportes a los temas de Corto Plazo

Nos dirigimos a usted a fin de hacerle llegar nuestros aportes a los temas 5 y 6 de la sección denominada “Primera Etapa: Corto Plazo” de la presentación realizada por la Comisión Multisectorial del Subsector Electricidad (en adelante, CRSE) el pasado 19 de agosto de 2019.

Asimismo incluimos temas adicionales que a nuestro juicio también deben ser abordados por la CRSE en esta primera etapa, por lo que recomendamos su inclusión en esta instancia.

I. SOBRE LAS LICITACIONES DE SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Las licitaciones de suministro no deben considerar criterios de adjudicación distintos para la generación existente y los proyectos nuevos, pues tratándose del mismo producto, se estaría segmentando el mercado injustificadamente. Se asume incorrectamente, que toda la generación existente ya ha recuperado su inversión, sin embargo esto no ha sido posible debido a la sobreoferta de generación y las consecuente reducción del precio spot así como la migración de clientes del mercado regulado al mercado libre (lo que redujo la energía asociada a las licitaciones de largo plazo a casi el 50% del volumen previsto). De otro lado, si se mantuviera una propuesta diferenciada para la “energía vieja” y “energía nueva” no podría apreciarse en toda su magnitud la reducción de precios por el avance tecnológico, y la demanda no se vería beneficiada con la reducción de precios. Es más, en nuestra opinión deberían retirarse incluso cualquier incentivo a algún tipo de tecnología como el factor de descuento existente para proyectos hidroeléctricos.

Otro resultado indeseado del esquema propuesto es que ocasionaría que se mantengan precios altos para los usuarios regulados por la diferenciación de energía nueva (remunerada por los usuarios regulados) y precios menores para el mercado libre que contrataría la energía ya depreciada. Si se realizaran licitaciones en las que participen solo proyectos nuevos, se adjudicarían precios altos, ya que no tendrán, precisamente, la competencia de la generación existente.

En todo mercado competitivo, los nuevos agentes que quieren ingresar al mismo, afrontan a los competidores ya existentes. Si las licitaciones se realizaran de forma diferenciada se estaría perpetuando el problema de sobreoferta, pues el crecimiento de la demanda estaría reservado en forma exclusiva para nuevos proyectos que contarán con ingresos garantizados.

Con referencia a los descalces entre oferta adjudicada y la demanda ejecutada, sugerimos que cuando exista demanda sin cubrir se realicen subastas estándar de corto plazo, supervisadas por

Osinermin, de ser posible en una plataforma digital y ágil, quedando descartado el mecanismo de contratación bilaterales a tarifa en barra, preservando únicamente aquellos que preexistan al cambio normativo.

Consideramos además que las licitaciones de largo plazo de las distribuidoras no deben incluir al mercado libre y restringirse únicamente al mercado regulado. Los esquemas de traspaso de demanda de un mercado a otro por parte de los distribuidores han ocasionado perjuicios a los suministradores. Es claro que el mercado libre ha demostrado que puede perfectamente cubrir su demanda de forma autónoma. La inclusión de la demanda libre en las licitaciones de largo plazo solo ha contribuido en la sobre contratación de las distribuidoras, puesto que los clientes libres siempre pueden acceder a mejores precios contratando directamente con los generadores, reduciendo el volumen en los contratos adjudicados en las licitaciones de largo plazo.

II. SOBRE LA SEPARACIÓN DE COMPRAS PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO POR POTENCIA Y ENERGÍA

Sobre la separación de compra para el Suministro Eléctrico de potencia y energía, observamos un diagnóstico inicial errado, dado que en la actualidad ya existe una alta competencia en el mercado de contratos por la cual se puede obtener precios competitivos propios de esta condición.

Respecto al esquema actual de contratación (Potencia y Energía asociada) consideramos que es un modelo desfasado respecto a las nuevas tecnologías existentes y/o con potencial crecimiento por lo cual sugerimos tomar como buenos ejemplos los modelos usados en otros mercados eléctricos, siendo el modelo de Energía y Potencia asociada el que se adaptaría de mejor manera al mercado eléctrico peruano ya que no representa un cambio dramático del modelo existente y se adecúa a nuestra matriz energética. En consecuencia se mantendría únicamente la obligación de energía firme para contratar y no la de potencia firme.

En línea con lo anterior, es necesario regular la comercialización de energía con la finalidad de evitar la especulación, la energía contratada debe estar respaldada sólo con energía firme propia proveniente de generación eficiente. Asimismo, se deben establecer reglas claras para los comercializadores, pues actualmente existen vacíos regulatorios respecto a su funcionamiento.

III. TEMAS ADICIONALES

3.1. Naturaleza del gas natural de Camisea

El estudio “Tratamiento de las cláusulas TOP en las declaraciones de precio de gas en el mercado eléctrico peruano” del 12 de diciembre de 2017 parte de una **premisa errada**, debido a que en su sección 2. Antecedentes, afirma que *“En un contrato de una central de gas que es 100% TOP de su capacidad máxima, la empresa siempre debe operar a su capacidad máxima, dado que una reducción en su generación no reduce sus costos; el gas que no se quema debe ser pagado. En ese caso, el costo marginal es cero, y todo es costo fijo, tal como una central de pasada sin capacidad de regulación.”* (el subrayado es nuestro)

Al respecto, indicamos que, la naturaleza de la explotación del yacimiento de Camisea es tal, que el gas seco producido en la planta de fraccionamiento de Malvinas y que no es consumido por la demanda, es reinyectado en los pozos deflatados; lo que le da una característica que se asemeja más a la de una central con embalse que a la de una central de pasada. Esta flexibilidad se recoge en los contratos de suministro en las cláusulas Make Up y Carry Forward, las cuales son utilizadas

por los generadores para modificar el Take or Pay, el cual es inferior al 100% mostrado en el ejemplo pues en el Perú sólo existe un ciclo combinado con Take or Pay de 90% (las demás centrales tienen niveles inferiores al 70%, así como cláusulas de Make Up y Carry Forward de hasta 18 meses). Por lo tanto no existe razón alguna para que las cantidades Take or Pay deban ser obligatoriamente quemadas como si se tratara de una central de pasada.

Este error ha conducido a que la fórmula de determinación del precio mínimo para las declaraciones de gas natural, introducida mediante Decreto Supremo 043-2017-EM sea incorrecta pues no incorpora las flexibilidades de las citadas cláusulas Make Up y Carry Forward.

3.2. Inconsistencias en la metodología actual para la determinación del precio mínimo usado en la declaración de precios de gas natural

Adicionalmente a nuestras observaciones presentadas el 16 de setiembre de 2019, en la que explicamos ampliamente las razones por las que la fórmula actual del precio mínimo debe considerar las flexibilidades de los contratos de gas, les hacemos notar que nuestros sustentos se han visto corroborados en la carta enviada por la SNMPE, quienes han señalado que las empresas Enel, Kallpa y Engie nunca han pagado *Take or Pay* que no hayan utilizado. Consideramos que los sustentos presentados son más que suficientes para que la CRSE plantee una modificación al DS 016-2000-EM, modificado por el Decreto Supremo 043-2017-EM ("DS 043"), que considere las flexibilidades en los contratos de gas.

En ese sentido, manifestamos que el DS043 contiene un error material que hace imperativa su modificación inmediata. En efecto, el DS043 ha venido introduciendo distorsiones adicionales en el mecanismo de declaración de precios de gas natural que se lleva a cabo en junio de cada año. Estas distorsiones se originan en el hecho de que se utilice información de contratos de suministro de gas que no están vigentes en el período en el que será aplicable el precio declarado.

Así, tal como lo advirtiéramos al MINEM mediante carta del 10 de junio de 2019 (anexa al presente) la información publicada por el COES¹ en su portal web, muestra que la información correspondiente a la empresa Enel Generación Perú S.A.A. ("ENEL") es de un contrato de suministro de gas natural que, como es de público conocimiento, venció en julio de este año; es decir, que el precio mínimo que rige actualmente (de agosto de 2019 a junio de 2020) para el despacho de sus unidades corresponde a un contrato que ya no está vigente.

Según el nuevo contrato de suministro de gas natural de ENEL existen dos cantidades *take or pay* diferentes que aplican para los períodos de avenida y estiaje respectivamente, por lo que ya no resulta aplicable la fórmula definida en el DS043 que asume un único valor de *take or pay* para todo el año.

Asimismo, de información pública de la propia empresa ENEL², hemos constatado que el transporte firme de ENEL sufrió una reducción de 3207 Mm³ a 2590 Mm³ a partir del 01 de agosto del 2019 y sufrirá una segunda reducción a 2,100 Mm³ a partir de enero de 2020;

¹ <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/GasNatural/DeclaracionPreciosGas>

² Página 65 de los estados financieros auditados del ejercicio 2018, publicados en el portal de la Superintendencia del Mercado de Valores.

con lo cual, solo alguna de sus unidades contará con transporte firme. De esta forma, a partir de enero de 2020, existirán sin duda, unidades de Enel con gas completamente variable (Santa Rosa con *take or pay* y *ship or pay* de “0” de transporte y distribución). Sin embargo, estas unidades continuarían siendo despachadas con precio mínimo, lo que mantiene el mercado spot con precios artificialmente bajos.

Por lo tanto, es urgente que se modifique el DS 043, a fin de adecuarlo a la realidad actual del Sector Eléctrico Peruano y las condiciones vigentes del mercado de gas natural, pues su contenido actual ha quedado completamente desfasado.

3.3. Respecto al desarrollo de la infraestructura distribución de gas natural

Se debe replantear la forma en la que se evalúa la demanda de gas residencial asociada a la nueva infraestructura, incluyendo criterios de eficiencia y razonabilidad para la ejecución de este tipo de inversiones. Es decir, el desarrollo de la red de distribución no debería ser resultado de una ciega aplicación de la política de masificación del gas natural, si no que debería partir de una evaluación técnico económica de si el incremento en la cobertura de la red de distribución de gas natural es o no la mejor alternativa para atender a la población.

Actualmente el “análisis de competitividad” utilizado en el proceso de fijación tarifaria de la Tarifa Única de Distribución (“TUD”) realiza una comparación errónea de las tarifas de gas natural respecto a los combustibles sustitutos. Así para el caso de los clientes residenciales (A1) se usa el precio subsidiado por los grandes consumidores (principalmente Generadores Eléctricos), el cual resultará siempre menor al balón de gas. Sin embargo si se comparara el precio sin el referido subsidio se observaría que el precio del gas natural puesto en el domicilio es en realidad más alto que el de dotar a estas familias con balones de gas de forma indefinida.

El efecto que esto causa es que los Generadores Eléctricos vienen asumiendo un costo de distribución de gas natural que es cada vez más alto y que le resta competitividad frente a otras tecnologías. Esta pérdida de competitividad no se puede evidenciar en la actual metodología regulada debido a que el “análisis de competitividad” utilizado compara el precio del gas natural para generación con el combustible R6, aun cuando en la práctica no sea posible utilizarlo como combustible alternativo en las unidades de generación a gas natural sin incurrir en inversiones adicionales.

Tatiana Alegre Chalco
Gerente General
Termochilca