

**COMENTARIOS Y OBSERVACIONES A LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS SOBRE EL TRATAMIENTO DE GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

N°	Alternativas Técnicas	Comentario/Observación								
01	<p>Mantener la declaración de precios de Gas Natural, e incorporar en el precio mínimo las condiciones carry forward y make up.</p>	<p>La metodología actual para determinar el precio mínimo de Gas Natural no reconoce las flexibilidades de los contratos take or pay de gas y tampoco reconoce la existencia de centrales que no cuentan con contratos en firme de transporte y distribución de Gas para la toda la central (Ship or Pay menores al 100%). Esta situación genera que el precio declarado sea muchas veces menor al costo variable (o costo evitable) de la unidad de generación térmica, fijándose costos marginales artificialmente bajos. Esta práctica es anticompetitiva y sería penalizada en cualquier mercado pero aparece oculta en un esquema regulatorio de declaración de precios ineficiente, que además emplea información incompleta (no prevé modificaciones en los contratos de gas).</p> <p>Para graficar lo señalado, se ha tomado como ejemplo el día de 14 de octubre de 2019, que tuvo a la central TG7 de Enel Generación como central marginal la mayor parte del tiempo, según se muestra a continuación (de información preliminar IEOD-COES, publicado el 15 de octubre):</p> <div data-bbox="972 772 1655 1270" data-label="Figure"> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">UNIDAD MARGINAL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>HORA PUNTA</td> <td>STA ROSA WEST TG7 - GAS</td> </tr> <tr> <td>HORA FUERA DE PUNTA</td> <td>STA ROSA WEST TG7 - GAS</td> </tr> </tbody> </table> <p align="center">CMG del día 14/10/2019</p> <table border="1"> <tr> <td>CMG promedio (USD/MWh)</td> <td>17.3</td> </tr> </table> </div> <p>Ahora bien, la central TG7 está declarada con un precio de 1.5963 \$/GJ obteniendo un costo variable total de 20 \$/MWh; sin embargo, siguiendo</p>	UNIDAD MARGINAL		HORA PUNTA	STA ROSA WEST TG7 - GAS	HORA FUERA DE PUNTA	STA ROSA WEST TG7 - GAS	CMG promedio (USD/MWh)	17.3
UNIDAD MARGINAL										
HORA PUNTA	STA ROSA WEST TG7 - GAS									
HORA FUERA DE PUNTA	STA ROSA WEST TG7 - GAS									
CMG promedio (USD/MWh)	17.3									

**COMENTARIOS Y OBSERVACIONES A LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS SOBRE EL TRATAMIENTO DE GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

N°	Alternativas Técnicas	Comentario/Observación
----	-----------------------	------------------------

la metodología del Dr. Fischer, de considerar como variable la parte complementaria de las obligaciones take or pay (y ship or pay de los contratos de gas no consideradas actualmente en el cálculo del precio mínimo), obtenemos un precio de gas variable de 2.7851 \$/MMBTU, obteniendo un costo variable real de 35.17 \$/MWh. Este valor se ha obtenido de considerar el contrato vigente de Suministro de Gas de las centrales Santa Rosa y Santa Rosa II (Take or Pay para estiaje de 10%, CDC de 1,800 MMCD), de transporte de Enel quitando la parte correspondiente a la Central de Ventanilla (489.5 MMCD) y Distribución para Santa Rosa (1,100 MMCD); cuyo cálculo está detallado a continuación.

Central	Unidad	Suministro					Transporte				Distribución			Total	
		CDM (Mm3)	CDC (Mm3)	ToP	Pgas (US\$/MMBTU)	Precio Variable (US\$/MMBTU)	CDM (Mm3)	CDC (Mm3)	Pgas (US\$/MMBTU)	Precio Variable	CDM (Mm3)	Firme (Mm3)	Pgas (US\$/MMBTU)	Pgas (US\$/MMBTU)	Precio Variable (US\$/MMBTU)
Santa Rosa I	TG7 con inyección de agua	2553.42	1800	10%	1.7311	1.6091	2553.42	489.5540	1.0886	0.8799	2553.42	1100	0.5201	0.2961	<b>2.7851</b>
Santa Rosa II	TG8														

El mismo día 14 de agosto, la central TG7 operó con 2,573.5 MWh y, según nuestros estimados, cobraría en el COES la cantidad de \$ 45,190 (costo marginal promedio de 17.56 \$/MWh), sin embargo su costo evitable fue de \$ 90,510, es decir la TG7 tuvo una pérdida operativa de \$ 45,320. La pregunta que surge es ¿por qué una empresa tendría voluntariamente una pérdida operativa? La respuesta es que Enel generación compra en un día de semana en promedio 5,000 MWh, si el costo marginal lo hubiese fijado la TG7 con el verdadero costo evitable, la compra de ENEL se valorizaría a \$ 175,850, pero realmente ENEL compró esta energía a \$ 87,801; es decir que se ahorró \$ 88,049. El margen neto de ENEL fue de \$ 42,730 por haber declarado un costo menor a su costo variable o evitable.

En un día promedio, las empresas deficitarias comprar un promedio de 18,000 MWh, este día (14.10.2019) han hecho una ganancia promedio de 317,000 dólares, respecto de si el marginal hubiese sido determinado correctamente con el costo realmente variable de la central TG7.

El problema de fondo es que las principales empresas compradoras de electricidad en el mercado spot, son precisamente las empresas que declaran precios menores a sus costos evitables y fijan el precio spot, arbitrando en este mercado; situación que debe ser cambiada por la autoridad.

La propuesta de Termochilca es que las unidades sean despachadas con sus costos no evitables y para ello se propone determinar el precio

**COMENTARIOS Y OBSERVACIONES A LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS SOBRE EL TRATAMIENTO DE GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

N°	Alternativas Técnicas	Comentario/Observación
		<p>evitable como la parte complementaria a las obligaciones take or pay y ship or pay, incorporando para ello todas las flexibilidades y modificaciones de los contratos de gas, según se muestra a continuación:</p> $P = \left(1 - \frac{CDC_i * TOP - Gacfi + Grcd_i}{24 * \sum_j^n (Pef_{ij} * Cec_{ij})}\right) * PSG + \left(1 - \frac{CRD_i}{24 * \sum_j^n (Pef_{ij} * Cec_{ij})}\right) * PTG + \left(1 - \frac{CRD_i}{24 * \sum_j^n (Pef_{ij} * Cec_{ij})}\right) * PDG$ <p>Donde:</p> <p>Pef<sub>ij</sub>: Potencia Efectiva de la Unidad de Generación "j" determinado de acuerdo al Procedimiento COES N° 17, perteneciente al Generador i (kW).  Cec<sub>ij</sub>: Consumo Específico de calor de la Unidad de Generación j determinado de acuerdo al Procedimiento COES N° 17 perteneciente al Generador i (MPC/KWh). Para estos efectos el poder calorífico inferior será el registrado en la prueba de potencia efectiva obtenido de acuerdo al Procedimiento COES N°17.  Gacfi: Es el mínimo valor entre i) el volumen de gas acumulado por Carry Forward del Generador i entre el número de días del mes en evaluación y ii) la CDCi * TOP en MPCD  Grcd<sub>i</sub> : Es el mínimo valor entre i) el volumen de gas a recuperar por cantidades diferidas del Generador i por vencer en el mes entre el número de días del mes en evaluación y ii) la CDCi * (1-TOP) en MPCD  TOP: Porcentaje TOP de acuerdo a lo indicado en el contrato.  CDC<sub>i</sub>: Cantidad Diaria Contractual del Generador i (MPCD).  CRC<sub>i</sub>: Cantidad de Reserva Diaria del Generador i (MMPC) tanto para Transporte como para Distribución.  PSG: Precio de suministro de gas natural aplicable según el respectivo contrato de suministro de gas natural, incluyendo sus respectivos descuentos (USD \$/MMBTU).  PTG: Precio de transporte de gas natural aplicable (US\$/MMBTU).  PDG: Precio de distribución de gas natural aplicable (US\$/MMBTU).</p> <p>El precio debe ser actualizado mensualmente, y la información necesaria para el cálculo deberá ser proporcionada por los agentes.</p>

**COMENTARIOS Y OBSERVACIONES A LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS SOBRE EL TRATAMIENTO DE GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

N°	Alternativas Técnicas	Comentario/Observación
		<b>Alternativamente, de mantenerse la declaración de precios, este sería el precio mínimo a declarar.</b>
02	Considerar los precios nominales de suministro, transporte y distribución de gas natural (precio nominal = precio de suministro + precio transporte + precio de distribución)	<p>Esta es una alternativa válida para el largo plazo, puesto que el mercado spot deber remunerar los costos de combustible que incurren los generadores. Este es el principio de funcionamiento del mercado spot.</p> <p>Esta alternativa debe ser complementada con la variabilización de los contratos take or pay de suministro y ship or pay de transporte y dsitribución de gas natural; lo que posiblemente implicaría que la demanda eléctrica garantice el pago total de los costos de transporte y distribución, a través de la creación de un cargo similar al que fue la Garantía por Red Principal. Adicionalmente será necesario, quitar la obligación de ship or pay al 100% a las centrales térmicas.</p> <p>Por estas razones nos parece poco viable, aunque deseable</p>
03	Crear una entidad que se encargue de la adquisición de suministro, transporte y distribución de gas, natural.	<p>Consideramos que es una alternativa viable, sobre todo en el mediano y largo plazo, debido a la existencia de contratos individuales, cuya administración requerirá ser cedida voluntariamente por el generador o ser renovada bajo las nuevas reglas una vez haya finalizado su vigencia.</p> <p>Dado que actualmente el consumo de gas para generación eléctrica en su conjunto excede la sumatoria de volúmenes <i>Take-or-pay</i>, la asignación que realice la referida entidad será siempre considerando el precio total de suministro de gas natural, dado que se trata de un costo totalmente variable.</p> <p>Respecto al transporte y distribución, debemos recordar que los contratos consideran condiciones de <i>Ship-or-pay</i> de 100% (condición necesaria para acceder a la remuneración por potencia firme, aun cuando dicha remuneración no alcance a cubrir ni el 50% de lo que se paga por transporte y distribución de gas natural). Esto hace que en la práctica representen costos fijos cuyo efecto no puede ser resuelto con la sola creación de la entidad a la que hace referencia la propuesta.</p>

**COMENTARIOS Y OBSERVACIONES A LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS SOBRE EL TRATAMIENTO DE GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

N°	Alternativas Técnicas	Comentario/Observación
		<p>Por lo tanto, consideramos que, en línea con la flexibilidad que se brinda en la remuneración por potencia a otras tecnologías como la eólica, se elimine el requisito de contar con el 100% de capacidad de transporte y distribución contratado en firme, de modo que los generadores a gas paguen únicamente por la capacidad de transporte que hagan uso de acuerdo al despacho económico.</p> <p>Dado que esto afectaría los ingresos de los respectivos concesionarios de transporte y distribución, se plantean las siguientes alternativas:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Que la diferencia entre i) los pagos por capacidad de transporte que los consumidores de gas natural hagan en función del gas efectivamente usado y II) el monto que correspondería a la remuneración del 100% de capacidad de transporte; sea recaudado a través de un cargo similar al de la Garantía por Red Principal, el mismo que deberá ser incluido en el peaje principal de transmisión y por lo tanto ser remunerado por todos los usuarios eléctricos.</li> </ol> <p>Que la tarifa de transporte y distribución de gas se calcule como resultado de dividir la remuneración anual del concesionario entre la capacidad efectivamente usada. Para fines tarifarios, el proceso de cálculo puede incluir una demanda estimada y liquidaciones al final del período tarifario (de modo similar a las compensaciones por los sistemas de transmisión secundario y complementario)</p>
		<p>En este punto debemos hacer precisiones importantes respecto a la diferencia entre ambas realidades, así como los cuestionamientos y grandes discusiones que ha tenido la utilización de los contratos de gas en la optimización del despacho, en la búsqueda de incorporar la regulación necesaria para que los generadores que usan este tipo de combustible <b>no manipulen el costo marginal del sistema eléctrico</b>. Considerando además, que aun se encuentra en discusión el despacho de las unidades con gas argentino, reconociendo que no es posible dar igual tratamiento a ambos tipos de abastecimiento (GNL y gas por ductos); consideramos que sería un error incorporar su implementación en el modelo Peruano.</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. La decisión de la CNE de incluir las cantidades take or pay en la programación diaria de operación del mercado chileno resultó de la necesidad de utilizar el GNL que fue adquirido con anticipación (para la coordinación y llegada de las embarcaciones que transportan el combustible) en condiciones de incertidumbre respecto a la operación del sistema. En el Perú, en cambio, el gas natural empleado en la</li> </ol>

**COMENTARIOS Y OBSERVACIONES A LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS SOBRE EL TRATAMIENTO DE GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

N°	Alternativas Técnicas	Comentario/Observación
04	Inclusión de los contratos de gas natural en la optimización del despacho económico (Modelo Chileno)	<p>generación eléctrica proviene de los yacimientos de Camisea y en el caso que no pueda ser usado, es reinyectado, por lo cual no hay una “obligación” de utilizar de forma preferente, los volúmenes ToP que se hayan contratado.</p> <p>Precisamente por esta razón es que los contratos de suministro de gas iniciales consideraron cláusulas de flexibilidad como el Make Up y el Carry forward de hasta 18 meses, que permitieron que los generadores más grandes a gas natural nunca hayan pagado Take or pay (según el suministrador de gas, Engie, Enel y Kallpa nunca han pagado Take or pay).</p> <p>2. La unidad marginal en el mercado eléctrico chileno es normalmente una central de carbón, por lo tanto la regla de despacho preferente de unidades a gas en razón del take or pay que tengan contratado, no tiene mayor impacto sobre el precio spot. En el mercado eléctrico peruano, sin embargo, la unidad marginal es habitualmente una central a gas natural ya sea que opere en ciclo simple o ciclo combinado. Por lo tanto un esquema de despacho como el chileno ocasionará precios spot de cero o cercanos a cero hasta que se consuman las cantidades take or pay que tengan contratadas, lo cual claramente no refleja los costos de operación de las mismas y generará mas distorsiones que podría favorecer el comportamiento estratégico de generadores con poder de mercado.</p> <p>3. Lamentablemente, siendo que las unidades marginales en Perú son ciclos combinados a gas natural, es claro que la declaración de precios por debajo de los costos variables de producción (en los casos en que no hay cláusulas efectivas de take or pay) ha tenido como único objetivo fijar los precios a los cuales se transa la energía en el mercado spot; situación es penalizada en cualquier mercado competitivo.</p> <p>Se debe tener en cuenta, además, que este esquema alienta la ineficiencia en futuros contratos de gas (los más importantes expiran en los próximos 2 años) puesto que no importa qué nivel de take or pay contrate un generador, siempre tendrá la seguridad de que será despachado. Este aspecto viene siendo cuestionado en Chile, lo que demuestra que no es un esquema carente de fallas, más aun si se pretende exportar a una realidad que es completamente diferente a la del país de origen.</p>
05	Declaración de precios de todos los	Consideramos que es una alternativa interesante siempre que se plantee para el largo plazo, cuando se haya superado el actual nivel de sobreoferta en el sistema eléctrico.

**COMENTARIOS Y OBSERVACIONES A LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS SOBRE EL TRATAMIENTO DE GAS NATURAL EN LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.**

<b>N°</b>	<b>Alternativas Técnicas</b>	<b>Comentario/Observación</b>
	generadores eléctricos (Modelo con aroma Colombiano)	Asimismo la propuesta deberá considerar las acciones que se implementarán para evitar el abuso de la posición de dominio. Como se sabe el mercado de generación eléctrica se encuentra fuertemente concentrado, con más del 65% de la capacidad de generación bajo la titularidad de tres grupos económicos.