

REVISIÓN DEL INFORME FISCHER-MORENO

“PROPUESTA PARA EL DESPACHO EFICIENTE DE CENTRALES DE GAS NATURAL EN EL PERÚ”

1. En la introducción se indica que se describe una propuesta para reformar el esquema de declaración de precios del gas para la formación del Costo Marginal de corto plazo en el Perú, sin embargo, en el resto del informe no se precisa, ni identifica de manera clara y ordenada, cuál es el problema que se pretende resolver, ni cuál es la causa o causas que lo originan. Sin esta información no es posible evaluar si se está abordando el problema correcto ni si las medidas propuestas están o no abordando las causas identificadas. Es importante que el informe sea revisado para distinguir con claridad el problema, de sus síntomas (o efectos) y de las causas.
2. Se dice en la introducción que “El capítulo de diagnóstico describe las variadas distorsiones en el mercado que son las que generan los problemas, pero que los efectos de estos problemas se subsumen en la divergencia entre los costos de la energía que reciben los clientes libres y los costos para los clientes regulados”. De aquí puede desprenderse (presumiblemente) que el problema que se pretende abordar es la diferencia, o brecha, entre el CMg del mercado de corto plazo operado por el COES y el precio del mercado regulado representado por el precio a nivel de generación. Es necesario precisarlo, justificarlo y explicarlo en el cuerpo del informe y enfatizarlo en las conclusiones de este informe.
3. El capítulo 3, probablemente el capítulo de diagnóstico, aunque no se le denomina así, se menciona que se analizarán las características del marco regulatorio peruano, tratando de identificar las causas de la divergencia entre el CMg de corto plazo y el precio en barra¹. En este capítulo se destacan como causa de la falta de convergencia, (i) las licitaciones de largo plazo, (ii) el pago de la potencia vinculado a la necesidad de asegurar el pago por energía (contratos a firme por el suministro, transporte y distribución del gas natural, etc), y que se les pague potencia solo a las unidades de menor costo marginal, (iii) la existencia de condiciones Take or Pay (TOP) en los contratos de suministro de gas natural, así como (iv) al incremento de las primas RER como consecuencia de la caída del CMg de corto plazo.

¹ En el informe dice en realidad “precio en nudo”

4. En ningún lugar se menciona la declaración de los precios del gas como la causa del problema. Lo más cerca que se llega es a señalar² que los contratos TOP constituyen una inflexibilidad que se debe tener en cuenta dado que se crean incentivos para un determinado comportamiento por parte de los generadores que deben declarar el precio del gas natural. Más bien se llega a indicar que *“existen periodos en los que la empresa efectivamente enfrenta costos marginales de gas, transporte y distribución iguales a cero”*
5. El argumento de cómo debería ser el pago por capacidad desde el punto de vista teórico no está desarrollado. No se explica por qué una sobre inversión en capacidad debe manejarse reduciendo a todos los generadores a los que se les paga por potencia firme en forma proporcional. En particular se debe motivar la afirmación: *“En Perú, el pago de la potencia tiene una estructura distinta de lo que requiere la teoría...Como se señaló más arriba, un pago de potencia adecuado que busca remunerar la suficiencia distribuye el pago de potencia proporcionalmente entre todas las unidades de generación, de acuerdo a su aporte de potencia firme multiplicada por un factor...”* [Subrayado añadido]
6. En la sección 3.1.1 sobre el mercado de contratos se presenta el fenómeno del traslado de clientes del mercado regulado al mercado libre y el consiguiente problema ocasionado en los distribuidores por el descalce entre sus contratos con los generadores y la disminución de su consumo en el mercado regulado. Fenómeno que se atribuye al proceso de arbitraje que realizan algunos generadores que apelan a la sobre contratación. No se explica sin embargo sobre qué base se determina dicha sobre contratación. Es decir, sobrecontratación con respecto a qué. Si se ha infringido algún límite sería necesario precisarlo. En cualquier caso, esto no puede ser establecido como una causa del problema, sino más bien como una consecuencia de la diferencia de precios.
7. En la sección 3.1, refiriéndose a la declaración de precios del gas natural gas se señala:

“El resultado es que la declaración de precios de gas es inferior a la suma de los precios de transporte, distribución y en boca de pozo. En parte, ello se debe a que

² Pág. 12

efectivamente los costos de transporte y distribución son fijos (debido a la obligación de contratación para recibir el pago de potencia) y a que los contratos de gas tienen una componente take or pay lo que hace que parte del consumo de gas sea obligatoria, por lo que no se consideran como formando parte de los costos marginales.

El resultado se observa en el cuadro 4, que muestra los valores declarados de gas y los compara con los precios nominales de gas. El precio del gas en boca de pozo en julio 2019 tenía un promedio ponderado de 1.594 USD/MMBtu, el precio de transporte en 2019 era de aproximadamente 1.117 USD/MMBtu, y la tarifa de distribución en Lima y Callao era de 0.521 USD/MMBtu, lo que da un precio nominal del gas para una central en esa zona de 3.232 USD/MMBtu. Esto significa que en promedio, estas unidades operan a pérdida en términos del valor de su energía, pero sus pérdidas serían mayores si no hicieran esas declaraciones de precios de gas...

[Subrayado agregado]

En el primer párrafo, al indicarse que la declaración de precios es inferior a la suma del precio del gas natural en boca de pozo, más el transporte y la distribución, da la impresión de que los generadores deberían declarar estos como parte de sus precios. Aunque el texto subrayado trata de explicar que los CMg no debe incluir partes fijas, esto no es del todo claro. Se señala que la obligatoriedad del consumo de parte del gas natural impuesta por el TOP hace que dicho consumo obligatorio no se considere como formando parte de los CMg. La complejidad que introduce el contrato TOP no puede reducirse a que una parte del consumo de gas se considere o no como parte de los CMg. Esto debe explicarse mejor.

La afirmación subrayada en el segundo párrafo da a entender que los precios que se debían declarar son los precios nominales³. Concluyendo que estas unidades al declarar esos precios operan a pérdida en términos del valor de su energía. Existe un aspecto que no se ha tomado en cuenta debidamente, ya que de haberlo hecho no se llegaría a efectuar esta afirmación⁴. Es importante reconocer que los contratos TOP imponen sobre los generadores restricciones que impiden resolver el problema del despacho económico a mínimo costo del sistema analizando cada periodo de

³ O precios reales como les llaman algunos.

⁴ No obstante, algo de la realidad se ha rescatado cuando se dice que "... sus pérdidas serían mayores si no hicieran esas declaraciones de precios del gas...".

despacho de manera independiente del resto, como suele hacerse en el caso general, cuando se procede a ordenar las unidades en orden de mérito en función de sus costos variables de producción y a despacharlas según ese orden de mérito. En el caso de una central con contrato TOP para abastecimiento del gas, eso no se puede hacer. Aquí ocurre lo mismo que en el caso de una central hidroeléctrica con embalse. Uno no puede decidir si usar el agua en mayor o menor cantidad mirando solo el despacho de un periodo. Del mismo modo, estando condicionado por un contrato TOP, el despacho económico de la unidad que usa el GN solo puede decidirse tomando en cuenta todos los periodos de despacho simultáneamente. Saber si un generador operó a pérdida o no, solo es posible conocerlo después de tener el despacho completo del conjunto de periodos y de hecho para tal momento la respuesta es totalmente irrelevante puesto que para despachar las unidades la información se debe conocer a priori. Al ser el problema de esta naturaleza no puede hacerse afirmaciones del tipo *“estas unidades operan a pérdida en términos del valor de su energía”*. En verdad uno no puede decir si están operando a pérdida o no de la observación de un solo periodo⁵. Para saberlo se necesita considerar el conjunto de periodos. De hecho, al final esto tampoco importa. Lo único que importa es saber si el sistema operó o no a mínimo costo dentro de sus restricciones, si esto fue así el despacho estuvo bien hecho, y para tal fin lo que más se asemeja a una solución administrativa lógica y correcta es proceder a la optimización del conjunto de periodos en simultáneo. Esta era la alternativa que se descartó en el año 2000 cuando se propuso como solución al problema de la declaración de precios por parte de los generadores. Era una solución más eficiente frente a la alternativa de resolver una gran cantidad de compromisos discutibles para llegar a la solución administrativa que resultará de la optimización requerida. Se debe revisar esta parte del informe.

8. Ninguna de las causas analizadas en el informe es atribuibles a la declaración de precios del gas natural. Sin embargo, la propuesta propone eliminar la declaración de precios y sustituirla por un mecanismo administrativo sin ninguna seguridad que los resultados serán mejores, es decir, eficaces con referencia a la solución del problema (que no se ha identificado con suficiente claridad). Debe tenerse en

⁵ Además, para la declaración de precios lo que realmente importa es el costo de oportunidad. De hecho, este mismo informe precisa⁵ que *“...existen periodos en los que la empresa efectivamente enfrenta costos marginales de gas, transporte y distribución iguales a cero”*

cuenta que los TdeR del servicio especifican como objetivo: *“Proponer los cambios regulatorios al esquema de declaración de precios de gas natural en el mercado de generación del Subsector Electricidad”*, esto no implica necesariamente la eliminación de la declaración de precios como se ha propuesto. Por ejemplo, debería haberse investigado los efectos de incrementar la frecuencia de declaraciones de precios durante el año, pero esto no se ha analizado. Únicamente se señala en la página 17 y 18 que entre los incentivos para declarar precios bajos se encuentra: *“... las declaraciones de precios son anuales, lo que significa que centrales de tecnologías similares pueden quedar entre aquellas que no operan durante gran parte del año porque su declaración de precios de los combustibles es demasiado elevada.”*

9. Finalmente, sería conveniente contar con un Índice de Contenido, un Resumen Ejecutivo y las principales Conclusiones del informe.