

KG-385/12

Lima, 21 de marzo de 2012

Señor
Victor Ormeño Salcedo
**ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSION EN
ENERGIA Y MINERIA - OSINERGMIN**
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria.
Av. Canadá 1460
San Borja.-

Asunto: Observaciones y Comentarios a la Res. 037-2012-OS/CD

Referencia: Resolución OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD

De nuestra consideración:

Es muy grato saludarlo en atención a la resolución de la referencia y al mismo tiempo presentar nuestros comentarios y sugerencias al "Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2012 y el 30 de abril de 2013".

En ese sentido, mucho agradeceremos se tome en cuenta los comentarios y sugerencias de mi Representada en la elaboración de la versión final de la mencionada Resolución.

Sin otro particular, quedamos de usted.

Atentamente,



Irwin Frisancho

Gerente Comercial

Adjunto.

Lo indicado



COMENTARIOS Y SUGERENCIAS DE KALLPA GENERACIÓN S.A. AL “PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA APLICABLES AL PERÍODO COMPRENDIDO ENTRE EL 01 DE MAYO DE 2012 Y EL 30 DE ABRIL DE 2013”
(Resolución OSINERGMIN N° 037-2012-OS/CD)

Con relación al Artículo N° 11 del Anexo N° 2 de la Resolución N° 037-2012-OS/CD “Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2012 y el 30 de abril de 2013”, el OSINERGMIN establece un nuevo valor para el Costo de Racionamiento, que asciende a 746 USD/MWh. Al respecto, consideramos que debe mantenerse el valor vigente de 250 USD/MWh por las siguientes razones:

1. Según la **Ley de Concesiones**, se define el costo de Racionamiento como:

“Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que puedan presentarse en el sistema eléctrico”. (El subrayado es nuestro).

En orden a la definición, el Costo de Racionamiento debería ser directamente proporcional a los déficit más frecuentes del SEIN, los cuáles estadísticamente se presentan en su mayoría en los clientes Libres. Acorde al marco normativo vigente, existe un orden de prioridad en el corte por racionamiento, establecido en el numeral 7.1.3 del Título 7° de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, la cual establece que: *“El racionamiento se efectuará privilegiando el abastecimiento del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad, determinándose el porcentaje de racionamiento que le corresponde a los demás Agentes del SEIN. (...)”.* (El subrayado es nuestro).

En efecto, si se prevé un racionamiento en el SEIN, las cargas de los clientes libres serán las primeras en ser racionadas y sólo si el déficit persiste, se procederá a racionar a los clientes regulados. Por lo anterior, sólo considerarse el costo de energía de la fuente alternativa de los clientes libres y/o tener un factor de ponderación mucho mayor para la determinación del Costo de Racionamiento. Tomando en cuenta que de acuerdo al Informe Técnico N° 010-2012-OEE/OS de la Oficina de Estudios Económicos de OSINERGMIN (en adelante “Informe 010”), para los Clientes Libres, el costo de generación con energía alternativa es de 245.52 USD/MWh; consideramos que es razonable y consistente mantener el valor de 250 USD/MWh como Costo de Racionamiento.

2. Sin perjuicio de nuestra observación anterior, en el Informe 010 se describe el proceso de fijación del Costo de Racionamiento para usuarios residenciales como un proceso de encuestas llevadas a cabo por una empresa consultora, para un total de 4,860 de usuarios, a través de del planteamiento de un escenario hipotético de “la implementación de una norma” mediante la cual se programaba cortes de suministro para la instalación de cables en el subsuelo. En este escenario, se pregunta al usuario residencial su disposición a pagar por conectarse a un sistema de emergencia (sistema de generación alternativa) para evitar el corte de suministro. Dentro de los resultados de dicha encuesta, la disposición a pagar fue considerada como Costo de Racionamiento.

Según el Anuario Estadístico de Electricidad más reciente publicado por la Dirección General de Electricidad, el número de clientes regulados a nivel nacional es 4,878,695. En consecuencia, una muestra de 4,860 representa únicamente el 0.10% del total de usuarios regulados, lo cual consideramos que es insuficiente para determinar la validez de los resultados de la encuesta realizada.

Si se analiza la fuente de información, es decir, los usuarios residenciales, se puede identificar como un factor relevante el escaso conocimiento del ciudadano común acerca de los costos asociados a la autogeneración y asimismo, su poca capacidad de dimensionar sus verdaderos requerimientos de suministro energético, pues no forma parte de su quehacer diario y cotidiano. En consecuencia, es muy factible inducir una respuesta, restando validez y objetividad a los resultados obtenidos. Según lo mencionado, la encuesta debió incluir una charla de inducción previa en orden a la magnitud y relevancia del tema tratado.

3. En el Informe 010 se describe el proceso de fijación del Costo de racionamiento para usuarios no residenciales BT y MT. En dicho proceso, se efectuó un censo a 108 empresas, cuyo resultado fue la presentación de información de los costos por generación declarados durante el último corte programado. El censo fue llevado a cabo por la misma empresa consultora que efectuó la encuesta para los usuarios regulados.

Tomar como referencia sólo el último corte programado no es una muestra representativa, dado que es necesario analizar un periodo mínimo de cortes programados para tener resultados más cercanos a la realidad.

Para el caso de los usuarios industriales, éstos asocian los cortes de suministro a los perjuicios que pudieran causar en sus procesos productivos. Por lo tanto tienen expectativas de compensación económica y la agregan a sus costos declarados, tal como lo reconoce el Informe 010 en su sección 6.2. Esta situación se aleja completamente de la definición del Costo de Racionamiento, la cual únicamente se relaciona al costo de generación alternativa, no de las pérdidas y/o perjuicios ocasionados durante el último corte programado. Sin perjuicio de lo mencionado líneas arriba, las tecnologías disponibles en ningún caso tienen un costo de operación cercano al valor **declarado** en el censo: 1,624 US\$/MWh; lo cual le resta congruencia a los resultados.

4. En el cuadro N° 6 del Informe 010 (pág. 40) figura el proceso de cálculo del Costo de Racionamiento a través de factores de ponderación directamente proporcional al consumo de electricidad por tipo de usuario (GWh), según el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6. Costo de Racionamiento del Sector Eléctrico Peruano

Usuario	Nivel Tarifario	Consumo de electricidad (GWh 2010)	Costo de racionamiento (US\$/MWh)	Porcentaje de Consumo	Promedio Ponderado (US\$/MWh)
Residencial	BT5B	7,033.97	777.47	25.5%	198.60
Industria y Comercio	BT	1,531.97	1,624.08	5.6%	90.36
	MT	5,834.45	1,604.23	21.2%	339.91
Clientes Libres		13,135.55	245.52	47.7%	117.12
				Promedio Ponderado	745.99

Si se toma como referencia el cuadro anterior, evidentemente los usuarios regulados tendrán una participación muy alta en orden al consumo de electricidad (52.3%). Sin embargo, esto es contrario a la definición del costo de Racionamiento según la Ley de Concesiones:

“Es el costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas. Este costo se calculará como valor único y será representativo de los déficit más frecuentes que puedan presentarse en el sistema eléctrico”.

El promedio ponderado no debe basarse en el consumo de energía, sino en la **energía no suministrada (energía racionada)**. Bajo este parámetro, los Clientes Libres tendrían la mayoría de la participación en el Promedio Ponderado del cálculo del Costo de Racionamiento, dado la frecuencia de la interrupción de su suministro y la duración de los mismos (son los primeros en orden de prioridad de corte por racionamiento); siendo este concepto concordante con la principal característica de la definición de Costo de Racionamiento estipulada por la Ley de concesiones: **representativa de los déficit más frecuentes**.

5. Por la conyuntura actual de falta de infraestructura de transporte de gas natural y de transmisión eléctrica, el Estado ha emitido un DU 049-2008 (y sus modificatorias), mediante el cual ha establecido un escenario “idealizado” de determinación de Costos Marginales (en adelante “CMg”), en el cual se asume que no hay restricciones en el transporte de gas natural, ni tampoco en la transmisión eléctrica, según el artículo 1°, numeral 1.1. Además, se ha establecido un valor límite en 313.50 Soles /MWh determinado por el MINEM; con lo cual los costos en el sistema además de ser idealizados tienen un tope máximo.

Bajo este marco normativo vigente; es contradictorio e inconsistente que se pretenda establecer un Costo de Racionamiento con un valor que es más de 7 veces el valor límite del CMg (640% más). No es razonable que en un mercado que está funcionando en condiciones “idealizadas” se introduzca un valor “real”, cuyo resultado evidentemente distorsionará el funcionamiento del mismo. Por lo tanto consideramos que por lo menos, mientras esté vigente el DU-049-2008, emitido en orden a la falta de infraestructura de transporte de gas y transmisión eléctrica, se mantenga el valor vigente del Costo de Racionamiento, es decir 250 USD/MWh ya que es lo más consistente con las políticas establecidas.