



AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

Balboa-Ancón
República de Panamá
www.pancanal.com

ORIGINAL
**CONSULTA PÚBLICA
PARA LA CONSIDERACIÓN DE LA
PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS
REGLAS COMERCIALES, APROBADAS
MEDIANTE LA RESOLUCIÓN No. JD-605 Y
SUS MODIFICACIONES**

**PROPONENTE: AUTORIDAD DEL CANAL DE
PANAMÁ**

Comentarios Consulta No. 002-15

Representante Legal: Jorge L. Quijano
Representante para entrega de comentarios: César García
Teléfonos: 272-4469 /272-3601 /272-3605

**Dirección Física: Balboa, Edificio 66A primer Alto,
División de Energía, Autoridad del Canal de Panamá.**

**Dirección Electrónica: cgarcia@pancanal.com,
kmoreno@pancanal.com, imoscoso@pancanal.com,
bzachrisson@pancanal.com**

**CONSULTA PÚBLICA No. 002-15
PARA LA CONSIDERACIÓN DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DE LAS
REGLAS COMERCIALES DEL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD DE
PANAMÁ, APROBADAS MEDIANTE LA RESOLUCIÓN JD-605 Y SUS
MODIFICACIONES.**

COMENTARIOS DE LA AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ (ACP)

A continuación detallamos la posición de la ACP en cuanto a los cambios a los numerales 9.5.1.1, 9.5.1.4, 9.6.1.1 y la inclusión del numeral 9.5.1.4.1

I. Comentarios a la Modificación de los numerales relativos al Despacho de Precios:

El cambio al numeral 9.5.1.1 que busca que sólo las restricciones de transmisión sean obviadas en la determinación del precio de la energía en el mercado ocasional, y hace que la generación termoeléctrica solicitada para garantizar un cierto nivel de energía almacenada en los embalses (por aplicación de la Curva de Aversión al Riesgo), sea considerada en el despacho de precios y por tanto en la formación del precio de la energía en el mercado ocasional, nos parece una decisión acertada.

Esta modificación permitirá que el Costo Marginal del Sistema, se ajuste a la realidad en momentos en que por baja hidrología el modelo llame a despacho a unidades termoeléctricas, buscando garantizar algún nivel de energía almacenada exigido.

En cuanto a la modificación propuesta al numeral 9.5.1.4, nos parece que este cambio es bueno para el mercado, sin embargo incluir "casos especiales" como el descrito en el numeral 9.5.1.4.1.

En su propuesta se establece lo siguiente:

Se adiciona el numeral 9.5.1.4.1.

*"9.5.1.4.1 Se constituye una excepción a lo indicado en el numeral **9.5.4.1**, cuando el valor del agua sea superior al costo de la última oferta térmica **disponible** para el despacho. En este caso, el CND debe calcular el precio de la energía con el costo variable aplicable al despacho de la última oferta térmica **requerida** por el despacho de precio para cubrir la demanda a abastecer con calidad medida como la demanda más la reserva de corto plazo vigente, en el centro de carga del sistema." (El subrayado y negrita es colocado por nosotros)*

En cuanto a esta parte de su propuesta, observamos que el numeral 9.5.4.1, en las Reglas Comerciales no existe, por tanto suponemos que se refiere en realidad al numeral 9.5.1.4.

Partiendo de esta premisa, establece que la excepción aplicará cuando el valor del agua, supere el costo de la última oferta térmica "disponible" para el despacho de precio y que en este caso el CMS será el costo variable de esa última oferta térmica que además de estar disponible estaría requerida (despachada). Nuestra primera inquietud es si esto, aplica cuando al menos el valor del agua de alguna de las plantas con regulación mayor a 90 días supera el precio del térmico más caro disponible; o si esto, aplica solamente cuando el valor del agua de ambas plantas existentes con estas características (Bayano y Fortuna) supera el costo variable del térmico más caro disponible.

Por otro lado, vemos que esta propuesta puede hacer que el precio de la energía en el mercado ocasional sea función de la indisponibilidad de máquinas térmicas, no creando el efecto de subir el precio (que es lo que se esperaría) sino por el contrario de bajar el precio de la energía. Por ejemplo, suponga que el valor del agua de Bayano y Fortuna supera el costo variable de las turbinas de Gas de la ACP, nos llama la atención que si estas unidades térmicas quedan indisponibles (en ese escenario) el CMS bajaría ya que la siguiente unidad térmica disponible es más barata, cuando el sistema aún está más crítico. Por tanto, este caso especial puede provocar una distorsión, en el precio.

En la siguiente tabla presentamos tres despachos hipotéticos para ilustrar nuestra posición, escogimos los precios de los generadores térmicos aplicables al predespacho de la semana 9 de 2015, y en el caso de Bayano y Fortuna colocamos un valor del agua superior al último térmico disponible, para asumir la situación que aplica al numeral 9.5.1.4.1.

Tabla No.1 – Ilustración del efecto de la indisponibilidad de las unidades térmicas más caras, durante la aplicación del caso especial en la determinación del precio de la energía en el spot (numeral 9.5.1.4.1)

DESPACHO 1 (TODOS DISPONIBLES Y OPERANDO)				DESPACHO 2 (MIRG2 INDISPONIBLE)				DESPACHO 3 (MIRG3 INDISPONIBLE)			
Plantas	Precio	Costo Inc.	ESTATUS	Plantas	Precio	Costo Inc.	ESTATUS	Plantas	Precio	Costo Inc.	ESTATUS
BAYANO	451.00		OPERANDO	BAYANO	451.00		OPERANDO	BAYANO	451.00		OPERANDO
FORTUNA	450.00		OPERANDO	FORTUNA	450.00		OPERANDO	FORTUNA	450.00		OPERANDO
MIRAFLORES G2	438.338	275.191	OPERANDO	MIRAFLORES G2	438.338	275.191	INDISPONIBLE	MIRAFLORES G2	438.338	275.191	INDISPONIBLE
MIRAFLORES G1	436.059	274.977	OPERANDO	MIRAFLORES G1	436.059	274.977	OPERANDO	MIRAFLORES G1	436.059	274.977	INDISPONIBLE
MIRAFLORES G6	387.397	268.061	OPERANDO	MIRAFLORES G6	387.397	268.061	OPERANDO	MIRAFLORES G6	387.397	268.061	OPERANDO
PAN G1	363.377	254.636	OPERANDO	PAN G1	363.377	254.636	OPERANDO	PAN G1	363.377	254.636	OPERANDO
PAN G2	357.750	282.728	OPERANDO	PAN G2	357.750	282.728	OPERANDO	PAN G2	357.750	282.728	OPERANDO
J. BROWN G6	304.729	237.699	OPERANDO	J. BROWN G6	304.729	237.699	OPERANDO	J. BROWN G6	304.729	237.699	OPERANDO
J. BROWN G5	280.220	235.420	OPERANDO	J. BROWN G5	280.220	235.420	OPERANDO	J. BROWN G5	280.220	235.420	OPERANDO
CHITRE	265.659	267.977	OPERANDO	CHITRE	265.659	267.977	OPERANDO	CHITRE	265.659	267.977	OPERANDO
BLM G8	264.922	222.146	OPERANDO	BLM G8	264.922	222.146	OPERANDO	BLM G8	264.922	222.146	OPERANDO
TERMOCOLON G2	257.380	215.845	OPERANDO	TERMOCOLON G2	257.380	215.845	OPERANDO	TERMOCOLON G2	257.380	215.845	OPERANDO
TERMOCOLON G1	252.782	199.073	OPERANDO	TERMOCOLON G1	252.782	199.073	OPERANDO	TERMOCOLON G1	252.782	199.073	OPERANDO
PANAMA 2	169.957	195.580	OPERANDO	PANAMA 2	169.957	195.580	OPERANDO	PANAMA 2	169.957	195.580	OPERANDO
AGGREKO CERRO A	165.143	165.225	OPERANDO	AGGREKO CERRO A	165.143	165.225	OPERANDO	AGGREKO CERRO A	165.143	165.225	OPERANDO
AGGREKO 2	158.400	158.478	OPERANDO	AGGREKO 2	158.400	158.478	OPERANDO	AGGREKO 2	158.400	158.478	OPERANDO
EL GIRAL I	131.287	136.478	OPERANDO	EL GIRAL I	131.287	136.478	OPERANDO	EL GIRAL I	131.287	136.478	OPERANDO
EL GIRAL II	129.851	140.954	OPERANDO	EL GIRAL II	129.851	140.954	OPERANDO	EL GIRAL II	129.851	140.954	OPERANDO
CATIVA	105.594	103.308	OPERANDO	CATIVA	105.594	103.308	OPERANDO	CATIVA	105.594	103.308	OPERANDO
PACORA	88.720	81.022	OPERANDO	PACORA	88.720	81.022	OPERANDO	PACORA	88.720	81.022	OPERANDO
PANAM	87.152	86.110	OPERANDO	PANAM	87.152	86.110	OPERANDO	PANAM	87.152	86.110	OPERANDO
MIRAFLORES G6	83.539	80.911	OPERANDO	MIRAFLORES G6	83.539	80.911	OPERANDO	MIRAFLORES G6	83.539	80.911	OPERANDO
ACP3	81.675	81.675	OPERANDO	ACP3	81.675	81.675	OPERANDO	ACP3	81.675	81.675	OPERANDO
ACP2	81.465	81.465	OPERANDO	ACP2	81.465	81.465	OPERANDO	ACP2	81.465	81.465	OPERANDO
BLM CARBON	75.775	69.610	OPERANDO	BLM CARBON	75.775	69.610	OPERANDO	BLM CARBON	75.775	69.610	OPERANDO
MIRAFLORES G10	70.258	71.118	OPERANDO	MIRAFLORES G10	70.258	71.118	OPERANDO	MIRAFLORES G10	70.258	71.118	OPERANDO
MIRAFLORES G9	70.243	70.838	OPERANDO	MIRAFLORES G9	70.243	70.838	OPERANDO	MIRAFLORES G9	70.243	70.838	OPERANDO
CMS (B./)	438.338	275.191		CMS (B./)	436.059	274.977		CMS (B./)	387.397	268.051	

En los tres despachos, colocamos un escenario en donde Fortuna y Bayano tienen un valor del agua (hipotético) superior al costo variable de la última térmica disponible, además hemos eliminado del análisis las unidades con costo variable igual a cero por simplicidad. En la columna "Precio" se muestra el costo variable, en la columna "Costo Inc." presentamos el costo incremental de la unidad y en la columna "ESTATUS", mostramos si la unidad está operativa o indisponible.

Consideramos en el siguiente análisis, que no hay generación obligada por restricción de transmisión ni aplicación de la CAR. Todas las unidades disponibles son llamadas al despacho para satisfacer la demanda, en un escenario de bajos niveles en los embalses.

En el despacho #1, considerando la aplicación del numeral 9.5.1.4.1 de su propuesta el precio de la energía en el mercado ocasional estaría dado por la unidad MIRAFLORES G2.

Actualmente el precio de la energía en el spot está dado por el costo incremental, por tanto el precio sería 275.191\$/MWh, y las unidades con costo variable superior a este valor (costo incremental de MIRAFLORES G2) estarían consideradas como generación obligadas (para que al menos se les reconozca su costo variable), sin embargo para el resto del plantel despachado este sería el Costo Marginal del Sistema (CMS).

En el despacho #2, supongamos que la unidad MIRAFLORES G2 tiene un daño, cuando se estime el predespacho diario (y no forme parte MIRAFLORESG2 de la formación de precios) el precio estaría dado por la unidad MIRAFLORES G1 y el precio del mercado se reduciría a 274.977\$/MWh, si además suponemos que la MIRAFLORESG5 también sale indisponible (despacho #3) el precio podría llegar a 268.051\$/MWh.

Como se ve en los ejemplos utilizamos el costo incremental en lugar del costo variable, como actualmente lo hace el Centro Nacional de Despacho (CND), al determinar el despacho de precios en el corto plazo. En el caso de las unidades con costo variables superior al costo incremental de la unidad que marca el precio, éstas son consideradas como si fuera generación obligada garantizando el cobro de su costo variable.

Es importante acotar que con la utilización por parte del CND del modelo NCP, en la programación del corto plazo, los costos aplicados sólo serían los costos variables por tanto el despacho #1 tendría un CMS de 438.338\$/MWh, el despacho #2 de 436.059\$/MWh y el despacho #3 de 387.397\$/MWh.

En todo caso ya sea que el CMS este determinado por el costo incremental o el costo variable, se observa que si se utiliza el "caso especial" (numeral 9.5.1.4.1) descrito en la propuesta de la ASEP, el precio de la energía en el mercado ocasional bajaría con indisponibilidad de las unidades térmicas más caras, lo que es incoherente con la realidad.

El ejemplo es un tanto extremo, sin embargo, busca ilustrar que la normativa estaría provocando precios más bajos, cuando la situación del sistema está empeorando. Desde luego nuestra empresa como en otras ocasiones hará esfuerzos por garantizar la disponibilidad de estas turbinas y evitar que situaciones como las descritas se presenten. En este punto el problema es que el tope de precios es móvil, y con tendencia a bajar, cuando el sistema empeora, al perder unidades caras.

Otra debilidad que observamos en este numeral 9.5.1.4.1, es el tema de las unidades falla. Si se observa las Reglas Comerciales establecen lo siguiente:

"9.5.1.5 En los casos en que surja una condición de emergencia o racionamiento o falta de reserva, el precio quedará definido por la última unidad falla a la que el despacho asigne energía."

La norma tal como se propone, hace que pierda sentido el numeral 9.5.1.5. Decimos esto ya que, cuando corresponda aplicar las unidades de falla, en una situación en donde el valor del agua sea superior al costo variable del último térmico disponible, el precio de la energía en el mercado ocasional sería el del último térmico disponible y no el aplicable a la última unidad de falla requerida.

Otro punto adicional, es que al eliminar la señal económica de precios altos (CMS), se afecta al momento de importar, ya que se tendría un CMS que no refleje la alarmante realidad por la que puede estar pasando el sector, y los importadores tendrían que manejarse con un rango de aceptación de compra más bajo que si el CMS fuere el correcto.

Consideramos que el precio de la energía en el mercado ocasional tiene que ser una señal económica a la que no se le impongan topes, ya que al hacerlo se distorsiona el propósito. Si la preocupación es que las empresas distribuidoras compren energía en el spot y traspasen a tarifa regulada estos sobrecostos, la solución como se ha indicado en otras ocasiones, es garantizar el 100% de contratación de las distribuidoras, de forma tal que el cliente regulado no se vea afectado por la volatilidad del mercado ocasional.

Si lo que se busca es evitar precios exorbitantes, se debe tener cuidado en los valores asignados a las unidades falla y energía no servida (última unidad de falla)

II. Comentarios a la modificación del numeral relativo a la Generación Obligada:

Consideramos que la eliminación de la expresión "el sistema en su conjunto", en el numeral 9.6.1.1, es una buena propuesta. De esta forma se evitará que el despacho térmico requerido para garantizar un nivel mínimo de energía almacenada en los embalses, sea considerado generación obligada. Esta energía térmica debe formar parte de la determinación del precio de la energía en el mercado ocasional.

Esperamos nuestra aportación pueda agregar valor, al análisis que está la ASEP realizando.