

Panamá, 31 de octubre de 2018
GENA-GEG-323-18

Señor
Roberto Meana
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Ciudad

Referencia: *Comentarios a la Modificación de las Reglas de Compra por parte de Generadora del Atlántico S.A.*

Estimado Señor Meana:

Por este medio yo, **ROBERTO GABRIEL MENDIETA HERRERA**, con Cédula de Identidad Personal No. 8-714-1930, en nombre y representación de **GENERADORA DEL ATLÁNTICO S.A.** en mi calidad de Gerente General y Representante Legal de dicha empresa, hago llegar con mucho respeto a su distinguido despacho nuestros comentarios y consideraciones a la propuesta de modificación al Tomo I y II de las Reglas de Compra para el Mercado Mayorista de Electricidad, aprobada mediante Resolución AN No. 991-Elec de 11 de Julio de 2007 y sus modificaciones, conforme a lo establecido en la Resolución AN No. 12716-Elec de 5 de Septiembre de 2018.

COMENTARIOS

Comentario General

En la exposición de motivos para las modificaciones a las Reglas de Compras presentadas, en el numeral 37.1 del anexo 1 y a lo largo de las justificaciones, se menciona un “modelo” de evaluación que minimiza el costo total de la contratación. Pero no se define en los anexos que modifican a las Reglas de Compra la formulación del modelo matemático de optimización que será utilizado para minimizar el costo de contratación y evaluar las ofertas.

Se sugiere incluir un anexo adicional en el que se definan las premisas del modelo; así como la totalidad de su formulación matemática (su función objetivo a minimizar, los parámetros, variables y restricciones, etc.), de forma similar a la que se ha presentado el informe de la consultoría que realizó Quantum, ya que la intención de la modificación de estas Reglas de Compra surge para el uso del software de optimización *Optimé* que ha desarrollado esta consultora.

Este anexo sugerido es imprescindible para sustentar la metodología de evaluación de las licitaciones y replicar los resultados. Sin este anexo, se puede malinterpretar la forma en que la herramienta de optimización escoge los proponentes a adjudicar con sus respectivas cantidades a adjudicar; ya que las Reglas de Compras no

cuentan con un sustento matemático que exprese de manera exacta la metodología del algoritmo de evaluación.

¹ Tomar de referencia la sección 5.1 “Modelo de evaluación propuesta” del informe “SOFTWARE DE EVALUACION DE COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA” disponible para descargar del sitio web de ETESA, a la fecha (30 de octubre de 2018) con el siguiente enlace:

https://www.etsa.com.pa/compras_documentos_ver.php?id=12&gen=1

Del Anexo A1

Sección II, Capítulo V.

Propuesta de modificación del numeral 27.3.

27.3 En la licitación se utilizará un oferente virtual. La oferta virtual tiene el doble objetivo de llenar las diferencias entre lo solicitado y lo ofrecido para lograr la solución del algoritmo de adjudicación, y limitar el costo total de compra de potencia y energía del conjunto de ofertas que resulte asignado.

La ASEP será la encargada de realizar el cálculo del precio de la oferta virtual. Dicho cálculo deberá ser realizado previo a la fecha del acto de recepción de ofertas. El precio de la oferta virtual se mantendrá en sobre cerrado, el cual será entregado a ETESA previo a la apertura de sobres. La oferta virtual será revelada por ETESA luego de la apertura de sobres.

La ASEP calculará el precio de la potencia y de la energía de la oferta virtual utilizando criterios de un mercado en equilibrio. Los precios definidos por la ASEP deben procurar la libre oferta y demanda.

Comentario:

Los valores de la oferta virtual son determinantes para los resultados del modelo de evaluación, tal como se observó en las corridas de prueba que se vieron en la reunión celebrada el viernes 19 de octubre de 2018 por el personal y el consultor de ETESA. Es por eso que consideramos que es muy importante que los mismos sean calculados siguiendo una metodología estándar previamente consensuada y aprobada, de ser posible, al momento que se apruebe esta propuesta. Consideramos prudente que esta metodología incluya parámetros mínimos para el cálculo de este precio de potencia y energía y que los mismos sean de conocimiento público.

Además, con la finalidad de mantener la transparencia del proceso, los valores que resulten de la “oferta virtual” para cada licitación deben ser de conocimiento de todos los participantes con por lo menos treinta (30) días de anticipación a la fecha de presentación de ofertas.

Propuesta de modificación del numeral 28

28. Costo evaluado de la licitación:

28.1 Los criterios con base a los cuales se evaluarán las ofertas serán establecidos en el Documento de Licitación.

28.1.1 Costos de Compras de Potencia Firme solamente. Será la sumatoria del valor actualizado de la serie de costos periódicos de la Potencia Firme.

28.1.2 Costos de Compras de potencia y energía. Será la suma de los valores actualizados de las series de costos periódicos de la Potencia Firme y de la energía.

28.1.3 Costos de Compras de energía solamente. Será la sumatoria de la serie de costos periódicos de la energía.

Comentario:

Al numeral 23.1.3 se le debe agregar “valor actualizado”, por lo cual debe decir:

28.1.3 Costos de Compras de energía solamente. Será la suma de los valores actualizados de las series de costos periódicos de la energía.

Propuesta de modificación del numeral 32.

32. Combinación de ofertas que no alcancen la totalidad de lo solicitado.

En el caso de que la combinación de ofertas a adjudicar, excluyendo la oferta virtual, no cubra la totalidad de lo solicitado, serán evaluados los mecanismos para cubrir los faltantes.

Comentario:

No entendemos la justificación para este cambio. Consideramos que el nuevo concepto “serán evaluados los mecanismos para cubrir los faltantes” aumenta la discrecionalidad de ETESA, como Gestor de compra, para cubrir o no la energía y/o potencia faltante por adjudicar.

Consideramos que la redacción original era mejor ya que definía claramente como se hacía en caso de faltantes por cubrir, ya sea de corto o largo plazo, con lo que se buscaba asegurar que, por lo menos en el corto plazo, las distribuidoras contrataran el 100% de sus requerimientos.

Por lo arriba descrito, solicitamos que se mantenga los conceptos que existe actualmente en el caso de que la combinación de las ofertas que se adjudiquen no cubra la totalidad de lo solicitado, ya que esto asegura que se debe realizar una licitación.

Por otro lado, es importante que estas modificaciones que se aprueben incluyan la obligación expresa de que **ETESA**, como Gestor de compra, utilice este procedimiento de compra y evaluación.

Propuesta de modificación del numeral 33.

33. Combinación de ofertas que excedan lo solicitado

33.1. En relación con los posibles excedentes sobre la contratación de energía y/o potencia total de la licitación, ETESA tendrá la opción de:

33.1.1. En contrataciones de corto plazo y largo plazo: En contrataciones de Potencia, contratar el excedente, siempre y cuando la adjudicación represente la combinación de menor costo y que dicho excedente no represente más del porcentaje establecido en el Pliego de Cargos de la Demanda Máxima de Generación del subperiodo para el cual se realiza la contratación. Dicho porcentaje será como máximo el 5%.

En contrataciones de Energía contratar el excedente, siempre y cuando la adjudicación represente la combinación de menor costo y que dicho excedente no represente más del porcentaje establecido en el Pliego de Cargos del total de energía prevista a consumir en el subperiodo para el cual se realiza la contratación. Dicho porcentaje será como máximo el 5%.

En todos los casos ETESA utilizará las flexibilidades que pueda aplicar a las ofertas.

Comentario:

Por favor aclarar sobre qué base se aplica el límite de 5%. Ejemplo:

1. Si la DMG de las Distribuidoras es 2,000 MW.
2. Y la Potencia Contratada de las Distribuidoras es de 1,500 MW
3. La Potencia sin Contratar de las Distribuidoras es de 500 MW (2,000 MW menos 1,500 MW)
4. La Potencia Solicitada en la Licitación es de 200 MW
5. El Volumen Total de Potencia ofrecida por los Generadores es de 700 MW
6. Si aplicamos el 5% a los DMG de las Distribuidoras, ETESA podría adjudicar hasta 100 MW adicionales (2,000 MW x 5%).
7. Pero si lo aplicamos a la Potencia Solicitada, el 5% adicional sería de 10 MW (200 MW x 5%).

Con esos datos: ¿Cuánta potencia se podría adjudicar en este ejemplo?

- 300 MW de potencia, que resulta de sumar los 200 MW de Potencia Solicitada en la licitación (punto 4) más los 100 MW del 5% sobre la DMG de las Distribuidoras del punto 6; o
- Los 210 MW de potencia, que es el resultado de la suma de los 200 MW más los 10 MW (que resulta del 5% de la Potencia Solicitada del punto 7).

- Los 300 MW de Potencia, que es el resultado de la suma de los 200 MW (potencia solicitada en el punto 4) más los 100 MW (que resulta del 5% de la DMG de las Distribuidoras del punto 6), lo que representa el 50% más de lo Solicitado.

Por otro lado, no nos queda claro cómo se van a comparar la combinación de ofertas en las que se aplique este adicional contra la combinación de ofertas en las que solo se cubra el 100% de lo requerido. Y la preocupación radica en que al evaluar la sumatoria de costos a valor presente estamos asumiendo que todas las combinaciones de ofertas tienen exactamente el mismo volumen de potencia y/o energía. Si esto no es así, se corre el riesgo de comparar peras con manzanas.

Propuesta de modificación del numeral 36.3

36. Potestades de ETESA

36.3 Rechazar una, todas o cualquiera de las propuestas cuando las considere onerosas, gravosas o riesgosas en cuyo caso deberá explicar previamente las razones justificativas a satisfacción de la ASEP, de acuerdo a lo establecido en los Documentos de Licitación.

Comentario:

Para garantizar la transparencia y evitarle a ETESA posibles reclamos legales, solicitamos que el nuevo concepto de “**riesgosas**” agregado a este numeral sea definido con criterios claros de aplicación en las presentes Reglas de Compra, ya que como está redactado en la propuesta resulta demasiado amplio.

Propuesta de modificación del numeral 37.1

37.1 Si el Gestor identifica que existen dos o más ofertas idénticas (precio, volúmenes ofertados, flexibilidad, faju, perfil ofertado) y que el modelo de evaluación favoreció a una oferta por encima de otra, ordenará desde la adjudicación con mayor potencia y/o energía, hasta la adjudicación con menor potencia y/o energía, y asignará mediante un mecanismo de sorteo aleatorio cuál de las ofertas debe respaldar cada una de las adjudicaciones. El mecanismo de sorteo aleatorio debe estar previamente definido en los Documentos de Licitación. El Gestor debe informar de esta situación a los proponentes involucrados y el sorteo debe ser realizado con la presencia de los mismos.

Comentario:

En el numeral 37.1 y a lo largo de las justificaciones del anexo 1 que modifica a las reglas de compras se menciona un modelo de evaluación que minimiza el costo total de la contratación. Pero no se incluye el detalle de la formulación que contiene ese modelo, así como los conceptos básicos de este modelo matemático de optimización que será utilizado para minimizar el costo de contratación y evaluar las ofertas.

Se sugiere incluir un anexo adicional en el que se definan las premisas del modelo; así como la totalidad de su formulación matemática (su función objetivo a minimizar, los parámetros, variables y restricciones), de forma similar a la que se ha presentado el informe de la consultoría que realizó Quantum. Ya que la intención de la modificación de estas reglas de compra surge para el uso del software de optimización Optimé que ha desarrollado Quantum en esta consultoría.

Este anexo sugerido es imprescindible para sustentar la metodología de evaluación de las licitaciones. Sin este anexo se puede malinterpretar la forma en que la herramienta de optimización escoge los proponentes a ser adjudicados con sus respectivas cantidades de potencia y/o energía; ya que las reglas de compra no cuentan con un sustento matemático que exprese de manera exacta la metodología del algoritmo de evaluación.

Del Anexo A2

Tomo II, Sección I

Propuesta de modificación del numeral 3.2

3.2 Flexibilidad por periodos ofertados: El Gestor en su evaluación, tendrá la opción de seleccionar dentro del periodo ofertado, sólo algunos de los subperiodos. La aplicación de lo anterior será indicada en los DDL.

3.3 Flexibilidad de los volúmenes ofertados: El Gestor tendrá la opción de reducir los volúmenes ofertados en cada subperiodo. La aplicación de lo anterior será indicada en los DDL.

Comentario:

Actualmente la Reglas de Compra establecen que son los proponentes los que pueden ofertar reducciones en el volumen de compra del total de lo Ofertado y estas ofertas parciales o reducidas son tomadas por el Gestor para la evaluación si así se requiere.

Por favor aclarar que el Proponente puede aceptar o no en su oferta las opciones de flexibilidad planteadas; ya que en la propuesta de modificación pareciera que la aplicación de la flexibilidad queda totalmente a discreción del Gestor, quien puede reducir la Oferta principal presentada por el Proponente sin que este lo haya autorizado.

Lo anterior aplica también a la flexibilidad por periodos ofertados. Por otro lado, consideramos que debería haber límites a esta opción. Por ejemplo: que pasa si en una licitación de 10 años se le adjudica los primeros 5 años a una oferta con un proyecto nuevo y los siguientes 5 a otra con otro proyecto nuevo. Ninguno de los dos

proyectos va a poder cerrar su financiamiento porque los números no les van a cuadrar.

Solicitamos verificar este riesgo, el cual es de suma importancia a la hora de presentar una oferta.

Propuesta de modificación de los numerales 42.1.1, 42.1.2 y 42.1.3.

Debe decir:

42.1 La Potencia y/o energía solicitada por EL GESTOR es la que se indica en los DDL, y debe ser ofertada de la siguiente forma:

42.1.1 Solicitudes de sólo potencia: Debe ofertarse Potencia Firme.

42.1.2 Solicitudes de potencia y energía: en los cuales puede ofertarse, según lo que se indique en los DDL:

- Potencia Firme y su Energía Asociada Requerida mediante contratos con diferencia de curva de generación;
- Potencia Firme y su Energía Asociada Requerida mediante contratos con opción de compra de energía
- Sólo Potencia;
- Sólo Energía.

42.1.3 Solicitudes de sólo energía: Debe ofertarse Energía en función de una Potencia Equivalente señalada en la oferta.

Comentario:

Solicitamos se mantenga dentro de las opciones de Solicitud de Potencia y Energía los contratos existentes de Potencia Firme y Energía Asociada que llevan en el mercado muchos años y que a la fecha han podido ser internalizadas de manera positiva por los diferentes agentes del mercado y por proveedores de servicios importantes como los bancos.

Solicitamos una aclaración con respecto al numeral **42.1.2 Solicitudes de potencia y energía**, específicamente, ¿cómo se puede ofertar Solo Potencia o Solo Energía, si el numeral indica que se debe ofertar Potencia y Energía?

Con referencia a el numeral **“42.1.3 Solicitudes de sólo energía: Debe ofertarse Energía en función de una Potencia Equivalente señalada en la oferta”**, solicitamos que se incluya dentro de esta opción el concepto que existe actualmente de Potencia Equivalente, ya que entendemos que solo se utilizará el concepto de curva de Generación y la fórmula actual de Potencia Equivalente ya es conocida y ha sido internalizada de manera positiva por los diferentes agentes del mercado y por proveedores de servicios importantes como los bancos.

Propuesta de modificación del numeral 43.1

43.1 A) Contratación de Potencia Firme: En el caso de contratación de Potencia Firme con energía asociada, dicha energía deberá estar disponible en los Puntos de Retiro de la empresa de distribución eléctrica durante el plazo del suministro. EL COMPRADOR se obliga a adquirir de EL VENDEDOR la Energía Asociada Requerida contratada la cual será calculada de acuerdo con el subtipo de contrato de potencia firme con energía asociada:

43.1.1 Potencia Firme con energía asociada mediante contrato con diferencia de curva de generación: la Energía Asociada Requerida contratada será calculada hora a hora bajo la Modalidad de Seguimiento Horario de la Demanda, limitándose al producto del “Perfil Ofertado” (el pliego podrá establecer restricciones en cuanto al perfil ofertado) por la potencia firme contratada, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\forall a : 1..A, \forall m : 1..12, \forall d : 1..D_m, \forall h : 1..24$$

$$EAR_{a,m,d,h} = \text{MIN}(PO_{a,m,h} \times PFC_{a,m}, \frac{PO_{a,m,h} \times PFC_{a,m}}{\text{DMG} - \text{R x PCD}_{a,m,h}} * E)$$

Donde:

- A: total de años de la licitación;
- a: año de la licitación;
- m: mes del año;
- D_m : total de días del mes “m”;
- h: hora del perfil horario de cada mes;
- $EAR_{a,m,d,h}$: Energía Asociada Requerida para el año “a”, mes “m”, día “d” y hora “h”;
- $PO_{a,m,h}$: Perfil Ofertado para el año “a”, mes “m” y hora “h”;
- $PFC_{a,m}$: Potencia Firme Contratada para el año “a” y mes “m”;
- DMG-R = Demanda Máxima de Generación del periodo a facturar, expresada en Kw menos la Capacidad de Reserva requerida para la confiabilidad de Largo Plazo, del periodo a facturar, expresado en kW, según la información de Informe Indicativo de Demanda Vigente
- $\text{PCD}_{a,m,h}$ = Perfil de la curva de la demanda para cada hora de un día típico de cada mes, según la Información del Informe Indicativo de Demanda Vigente.
- E = Energía Total Medida durante el periodo de una hora, en los Puntos de Retiro establecidos en la cláusula 42.2 de las IAP,

43.1.1.1 Este tipo de contrato, podrá ser elegido solamente por generadores con capacidad de garantizar potencia.

43.1.2 Potencia Firme con Energía Asociada Requerida mediante contratos con opción de compra de la energía: EL COMPRADOR tiene la opción de adquirir de EL

VENDEDOR la Energía Asociada Requerida contratada, la cual será calculada bajo la Modalidad “Opción de Compra”. La opción se da horariamente cada vez que el precio de energía del contrato, el cual debe ser mayor o igual al costo variable aplicable al despacho de la o las unidades de generación comprometidas en el contrato, se encuentre por debajo del precio del mercado ocasional de energía. La Energía asociada requerida será calculada de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$EAR_{a,m,d,h} = MIN(PFC_{a,m}, MAX(E - Ec), 0)$$

Donde:

- $EAR_{a,m,d,h}$: Energía Asociada Requerida para el año “a”, mes “m”, día “d” y hora “h”;
- $PFC_{a,m}$: Potencia Firme Contratada para el año “a” y mes “m”;
- E = Energía Total Medida en el año “a”, mes “m”, día “d” y hora “h”, en los Puntos de Retiro establecidos en la cláusula 42.2 de las IAP,
- Ec = Total de Energía contratada para el año “a”, día “d”, mes “m” y hora “h”, excluyendo contratos con opción de compra,

43.1.2.1 Este tipo de contrato, podrá ser elegido solamente por generadores con capacidad de garantizar potencia.

Comentario:

Solicitamos indicar las unidades de medida y los subíndices que sean necesarios en cada componente de las fórmulas. Por ejemplo, en el numeral 43.1.1, donde se define $DMG-R$, debe decir: $(DMG - R)_{a,m}$: Demanda Máxima de Generación del periodo a facturar, expresada en kW menos la capacidad de reserva requerida para la confiabilidad de Largo Plazo, del periodo a facturar, expresado en kW, para cada año “a” y cada mes “m”.

Donde se define E , debe decir: $E_{a,m,d,h}$: Energía Total Medida durante la hora “h”, del día “d”, del mes “m” y del año “a”, en los Puntos de Retiro establecidos en la cláusula 42.2 de las IAP.

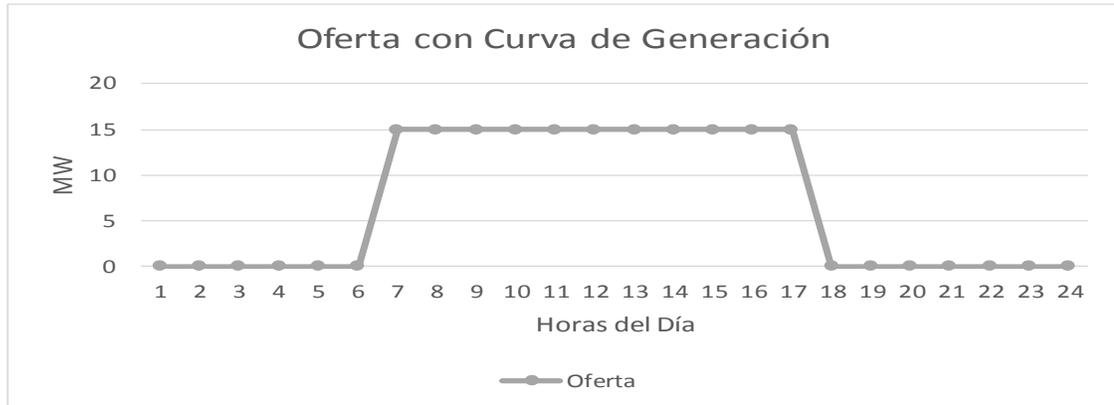
Solicitamos agregar el concepto “**expresado en kW, kWh o %**” en los ítems que se requieran.

Solicitamos aclarar si $PO_{a,m,h}$ y el PCD a,m,h deben ser entre **0% y 100%**. Esto es importante para saber si la máxima potencia de curva de carga no puede exceder a la Potencia Firme Ofertada.

Ejemplo:

Potencia Firme Ofertada de: **10 MW**.

¿Es válida la **Oferta de la Gráfica**, la cual tiene una curva de carga con potencia horaria de 15 MW?



La propuesta presentada introduce el nuevo contrato con “**Opción de Compra**”, el cual se activa cada vez que el **precio de energía del contrato**, el cual debe ser **mayor o igual al costo variable** aplicable al despacho de la o las unidades de generación comprometidas en el contrato, se encuentre por debajo del **precio del mercado ocasional de energía**. Esta nueva opción genera las siguientes interrogantes que solicitamos nos aclaren:

1. Cuando se presente la oferta, contra qué Costo Variable se compara el precio de la energía del contrato, ya que para las Plantas con Ciclos Combinados se tienen costo variable en ciclo combinado y ciclos abierto que varían dependiendo del nivel de la carga
2. Favor aclarar si en el caso de Fortuna y Bayano aplica el mismo criterio.
3. Es de todos conocidos que el precio de la energía contratada se indexa al final del mes, una vez se conozcan los precios promedios mensuales de los diferentes combustibles, entonces, cómo el CND podrá asignar diariamente y hora a hora la energía de los contratos con “Opción a Compra”, en cumplimiento de las Reglas Comerciales, la cual indica que esta información la debe tener disponible el día siguiente.
4. ¿Dónde se indica que los contratos actuales y futuros, que NO son de opción a compra, tienen prelación sobre estos tipos de contratos? Esto debe estar claro.
5. Por otro lado, si en una hora la E es 1,100 MWh y la Ec es 1,070 MWh y se tienen dos (2) contratos con opción a compra, uno de 40 MW y otro de 35 MW, ambos con un precio de contrato menor al CMS. ¿Cuál de los dos se liquida primero?

Propuesta de modificación del numeral 45.1

45.1 Metodología de Evaluación de la Propuesta Económica:

Determinación del Costo Total Evaluado. La adjudicación se realizará a la oferta o combinación de ofertas que resulte en el Menor Costo Total Evaluado, hasta cubrir las cantidades a contratar indicadas en este Pliego de Cargos, incluido el monto máximo a adjudicar para Agentes de Interconexión Internacional, Potenciales Agentes de Interconexión Internacional y Agentes del Mercado Eléctrico Regional, en caso de aplicar. Para el cálculo se aplicará, según el tipo de compra, lo siguiente:

- i. **Compras de Potencia Firme solamente.** Será la sumatoria de los valores actualizados de la serie de costos periódicos de la Potencia Firme ofertada de la combinación de ofertas que resulte en el Menor Costo Total Evaluado. Para la evaluación del costo de la potencia sólo se considerará la indexación de las variaciones en el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo con lo establecido en el último Pliego Tarifario de Transmisión aprobado.
- ii. **Compras de potencia y energía.** Será la sumatoria de los valores actualizados de la serie de costos periódicos de la Potencia Firme y de la energía de la combinación de ofertas que resulte en el Menor Costo Total Evaluado. Para la evaluación del costo de la potencia sólo se considerará la indexación de las variaciones en el Cargo por Uso del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo con lo establecido en el último Pliego Tarifario de Transmisión aprobado. Para efectos de evaluación, la energía asignada a cada oferta se determinará con base en la Potencia Firme o Potencia Equivalente ofertada y la metodología de cálculo de la Energía Asociada Requerida, establecida en la Cláusula 43 de las IAP, con la diferencia de que la Energía Asociada Requerida en los contratos de diferencia de curva de generación y de sólo energía, se determinará hora a hora, como el producto del perfil ofertado por la potencia firme o equivalente:

$$\forall a : 1..A, \forall m : 1..12, \forall d : 1..D_m, \forall h : 1..24$$

$$EAR_{a,m,d,h} = PO_{a,m,h} \times (PFC_{a,m} \text{ o } PE_{a,m})$$

Donde:

- A: total de años de la licitación;
- a: año de la licitación;
- m: mes del año;
- D_m : total de días del mes “m”;
- h: hora del perfil horario de cada mes;
- $EAR_{a,m,d,h}$: Energía Asociada Requerida para el año “a”, mes “m”, día “d” y hora “h”;
- $PO_{a,m,h}$: Perfil Ofertado para el año “a”, mes “m” y hora “h”;
- $PFC_{a,m}$: Potencia Firme Contratada para el año “a” y mes “m”;

- $PE_{a,m}$: Potencia Equivalente Contratada

Para la evaluación del costo de la energía se indexará siempre que la oferta sea a precio indexado, en función de las variaciones que tenga la proyección del indicador de referencia a indicarse en los DDL, con respecto al valor de referencia previo al Acto de Concurrencia. Como valor de referencia se utilizará el promedio del indicador en la cantidad de meses previos al Acto de Concurrencia indicado en los DDL. El pronóstico del indicador de referencia en caso de ser el Costo Marginal del Sistema deberá ser presentado por ETESA utilizando los mismos criterios establecidos en el Plan de Expansión del SIN, y en caso de ser un combustible deberá ser solicitado por ETESA a la Secretaría Nacional de Energía. El pronóstico del o los indicadores de referencia deberá estar disponible para los proponentes con al menos treinta (30) días calendario de antelación a la fecha del acto de recepción de ofertas.

- iii. **Compras de energía solamente.** Será la sumatoria del valor actualizado de la serie de costos periódicos de la energía de la combinación de ofertas que resulte en el Menor Costo Total Evaluado. Para efectos de evaluación, la energía asignada a cada oferta se determinará con base en la Potencia Equivalente ofertada y la metodología de cálculo de la Energía Asociada Requerida, establecida en la Cláusula 43 de las IAP, con la diferencia de que la Energía Asociada Requerida se determinará hora a hora, como el producto del perfil ofertado por la potencia equivalente:

$$\forall a : 1..A, \forall m : 1..12, \forall d : 1..D_m, \forall h : 1..24$$

$$EAR_{a,m,d,h} = PO_{a,m,h} \times PE_{a,m}$$

Donde:

- A: total de años de la licitación;
- a: año de la licitación;
- m: mes del año;
- D_m : total de días del mes “m”;
- h: hora del perfil horario de cada mes;
- $EAR_{a,m,d,h}$: Energía Asociada Requerida para el año “a”, mes “m”, día “d” y hora “h”;
- $PO_{a,m,h}$: Perfil Ofertado para el año “a”, mes “m” y hora “h”;
- $PE_{a,m}$: Potencia Equivalente Contratada

Para la evaluación del costo de la energía se indexará siempre que la oferta sea a precio indexado, en función de las variaciones que tenga la proyección del indicador de referencia a indicarse en los DDL, con respecto al valor de referencia previo al Acto de Concurrencia. Como valor de referencia se utilizará el promedio del indicador en la cantidad de meses

previos al Acto de Concurrencia indicado en los DDL. El pronóstico del indicador de referencia en caso de ser el Costo Marginal del Sistema deberá ser presentado por ETESA utilizando los mismos criterios establecidos en el Plan de Expansión del SIN, y en caso de ser un combustible deberá ser solicitado por ETESA a la Secretaría Nacional de Energía. El pronóstico del o los indicadores de referencia deberá estar disponible para los proponentes con al menos treinta (30) días calendario de antelación a la fecha del acto de recepción de ofertas.

Comentario

Solicitamos agregar el concepto “expresado en kW, kWh o %” en los ítems que se requieran.

La propuesta establece que “Como valor de referencia se utilizará el promedio del indicador en la cantidad de meses previos al Acto de Concurrencia indicado en los DDL”, lo que deja la puerta abierta para que el Gestor seleccione cualquier período con lo que, sin desecharlo, podría beneficiar a algún tipo de tecnología lo que podría introducir ruido innecesario a los procesos de licitación. En ese sentido, solicitamos que se establezca un período específico para el promedio, ya sea 1, 3 o 6 meses. No vemos justificación para dejarlo a discreción del Gestor aumentando la incertidumbre de los procesos.

La propuesta indica que para la compra de Potencia y Energía y compra de energía solamente la evaluación del “costo de la energía se indexará siempre que la oferta sea a precio indexado, en función de las variaciones que tenga la proyección del indicador de referencia a indicarse en los DDL, con respecto al valor de referencia previo al Acto de Concurrencia”. Solicitamos se aclare cómo será evaluado el precio de la energía de las ofertas de contratos con Opción de Compra. ¿Qué pasa si el precio de la oferta con opción de compra es mayor al precio proyectado de la energía del mercado ocasional? ¿Para efectos de evaluación, se le asignará el precio del mercado ocasional?

Se sugiere cambiar la expresión matemática de la ecuación 45.1.ii a la siguiente expresión: $EAR_{a,m,d,h} = PO_{a,m} \times PFC_{a,m} + PO_{a,m,h} \times PE_{a,m,h}$

Ya que la forma matemática de expresar una condición lógica “o” es a través de una suma. Además, para mantener la coherencia en los subíndices de hora “h”, el cual es exclusivo de los contratos de energía y no de los contratos de potencia.

Propuesta de modificación del Numeral 52.1

Para la adjudicación del (los) Contrato(s), EL GESTOR podrá aumentar los montos de potencia y/o energía especificados originalmente en la Subcláusula 42.1 de las IAP, siempre y cuando esta variación sea el resultado de la evaluación realizada de acuerdo a lo indicado en este documento, y no altere los precios u otros términos y condiciones de la Oferta.

Comentarios:

¿Por qué no indican los porcentajes que podrán aumentarse en los DDL? Como se hacía antes. ¿Estos porcentajes no están definidos como 5% según el numeral 33.1 “Combinación de ofertas que excedan lo solicitado” del TOMO I? En tal caso, hacer referencia a este numeral.

Del Anexo No. A3

Sección I, Instrucciones a los Proponentes, A. Generalidades

Propuesta de Modificación del numeral 4.1.

EL GESTOR realizará una precalificación de los Proponentes, El Formulario de Precalificación corresponde al modelo del Anexo _____ del Pliego de Cargos. Todos los interesados en participar en el Acto de Concurrencia deberán someterse al procedimiento de precalificación.

Comentario

No estamos de acuerdo en que los agentes existentes tengan que pasar por una precalificación. La Ley 6, en su artículo 56, establece la obligación de los generadores de ofertar en las licitaciones y en el artículo 57 se establece el derecho de los generadores a comercializar su energía. La precalificación propuesta, por lo menos a los agentes existentes, limita tanto la obligación como el derecho de los generadores existentes de participar en las licitaciones. Además, el riesgo con los generadores existentes, si bien no es nulo, es mucho menor que con los proyectos nuevos. Y ese riesgo está bien cubierto con las fianzas de cumplimiento de contrato.

En cuanto a los proyectos nuevos, consideramos que más que una precalificación que podría limitar la participación de grupos económicos locales en una actividad económica interesante; la propuesta debería ser más enfocada a revisar las garantías que se exigen. Por ejemplo, una opción podría ser que se coloque una garantía líquida hasta que inicie la construcción del proyecto y luego se reemplace con la fianza tradicional.

Numeral 4.4, punto i.

4.4 Presentación de la solicitud de precalificación:

- i. En cualquier momento del proceso, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) podrá solicitar a los interesados toda la documentación o información

adicional que considere necesaria para el adecuado análisis de los documentos presentados.

Comentario

Consideramos que lo indicado en cuanto a “**solicitar a los interesados toda la documentación o información adicional que considere necesaria**” por parte del GESTOR, es muy amplio y le da poder a ETESA a que solicite información sensitiva de los agentes. No estamos de acuerdo, por ejemplo, en que el Gestor, pueda solicitar los Estados Financieros de los Generadores. Si se está estableciendo los requisitos, las solicitudes por parte del GESTOR se deben enmarcar dentro de estos requisitos.

Propuesta de Modificación del numeral 4.6

4.6 Requisitos legales exigidos:

- Aportar cheque certificado o de gerencia a nombre de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. por la suma de ... que constituye el costo del Proceso de Precalificación

Comentario

Cuando se realiza una licitación de Compra de Potencia Firme y/o Energía, la misma es para el fiel cumplimiento de las Leyes y Normativas que rigen el Mercado Eléctrico, en el cual cada uno de los que participamos tenemos derechos y obligaciones que cumplir.

Los actos de compra tienen como finalidad abastecer la demanda al mejor precio posible, por lo que debe ser la demanda la que cubra los costos de estos procesos. En ese sentido en el Ingreso Máximo Permitido de Transmisión se incluye un renglón específico para cubrir los gastos por esta actividad por lo que no entendemos por qué se debe pagar algo adicional.

Propuesta de Modificación del numeral 4.7

4.7 Requisitos administrativos exigidos, para comprobar que el proponente tiene la estructura y la experiencia para dar cumplimiento a los posibles contratos:

- Los siguientes requisitos son de estricto cumplimiento:

No.	Documentos a presentar con la solicitud Plantas Instaladas	Es subsanable
1	Declaración Jurada original y debidamente notariada, donde indique que cuenta con un mínimo 10 años de experiencia en la administración y operación de plantas de generación eléctrica.	

	<ul style="list-style-type: none"> • 10 años o más - 100% • 9 u 8 años - 80% • 7 o 5 años - 50% • menos de 5 años - 25% 	
--	---	--

- Los siguientes requisitos son de estricto cumplimiento:

No.	Documentos a presentar con la solicitud Plantas por ser Instaladas	Es subsanable
1	Como mínimo, aportar 3 cartas de referencia en la implementación, administración y operación de plantas de generación eléctrica. <ul style="list-style-type: none"> • 3 cartas - 100% • 2 cartas - 50% • 1 carta - 25% 	
2	Cronograma de trabajo en el que consten las etapas de construcción y operación de la planta a ser instalada. En caso de Plantas nuevas	

Comentario:

Solicitados nos aclare para que se utilizarán estos porcentajes y su alcance dentro de la evaluación que realizará el Gestor de Compra.

Propuesta de Modificación del numeral 4.8

4.8 Requisitos económicos y financieros, para comprobar que el proponente tiene la estructura y la experiencia para dar cumplimiento a los posibles contratos:

No.	Documentos a presentar con la solicitud	Es subsanable
1	Presentar referencias bancarias actualizadas tales como: cuentas de ahorro, cuentas corrientes, plazo fijo o certificación del Banco, con una vigencia de treinta (30) días, de cada uno de los accionistas o socios efectivos, sus directores, dignatarios, socios administradores, fiduciarios, miembros del consejo de fundación u otros directivos de la sociedad solicitante, según corresponda, que avalen que dicha persona cuenta con respaldo financiero bancario, las cuales deberán reflejar en conjunto el equivalente como mínimo de: <ul style="list-style-type: none"> • 6 cifras altas, si el proyecto es mayor de 50 MW. 	

	<ul style="list-style-type: none"> • 6 cifras medias, si el proyecto es menor de 50 e igual o menor de 10 MW. • 6 cifras bajas si el proyecto es menor de 10 MW. 	
2	Si uno de los accionistas de la sociedad licitante es una sociedad abierta, es decir, una empresa de tenencia pública registrada en la bolsa, el solicitante sólo deberá listar aquellos accionistas que tengan o controlen por cualquier medio, más del cinco por ciento (5%) en las acciones emitidas en la bolsa y en circulación.	
3	Presentar los estados financieros completos para los dos años previos al acto de precalificación. Se debe incluir como mínimo, el Balance General, Estado Ganancias y Pérdidas, y Estado de Flujo de Efectivo, debidamente auditados por firmas de contadores públicos independientes, con sus correspondientes opiniones y notas. Si el solicitante es una empresa filial y sus estados financieros estuvieren consolidados dentro de los estados financieros de la casa matriz, deberá presentar éstos y acompañarlos de un documento de compromiso de solidaridad ilimitada de la casa matriz para con el solicitante para toda la ejecución del proyecto, que deberá estar firmado por el representante legal de la casa matriz, o por la persona que dicha empresa autorice para ello.	

Comentario:

Solicitamos explicar cuál es la motivación de solicitar esta información y su alcance dentro de un contrato, el cual esta respaldado con una fianza de cumplimiento por parte de los agentes generadores.

La información solicitada en este numeral es de estricta confidencialidad y no debe ser expuesta a otro agente del mercado, por lo cual solicitamos reevaluar lo plasmado en esta propuesta en referencia a la información financiera.

Además, la norma establece que los agentes deben remitir a la ASEP todos los años sus estados financieros auditados y la autoridad puede analizar la salud financiera de las empresas para el fiel cumplimiento de los contratos con las Distribuidoras.

Propuesta de Modificación del numeral 41.1

41.1 EL GESTOR se reserva el derecho a aceptar o rechazar cualquiera o todas las ofertas, en cualquier momento antes de la adjudicación del contrato, sin que por ello adquiera responsabilidad alguna ante los Proponentes.

41.2 Rechazar una, todas o cualesquiera de las propuestas cuando las considere onerosas, gravosas o riesgosas, en cuyo caso deberá explicar previamente las

razones justificativas y solicitar la No Objeción de la ASEP, de acuerdo a lo establecido en los Documentos de Licitación.

Para tal efecto, se consideran propuestas riesgosas a las propuestas que presentan condiciones técnicas o financieras, con el cual materialmente resulte difícil cumplir con el objeto del contrato.

Comentario

Para garantizar la transparencia y evitarle a ETESA posibles reclamos legales, solicitamos que el nuevo concepto de “**riesgosas**” agregado a este numeral sea definido con criterios claros de aplicación en las presentes Reglas de Compra, ya que como está redactado en la propuesta resulta demasiado amplio.

Sin otro particular,

Atentamente,

Roberto Mendieta
Gerente General
GENERADORA DEL ATLÁNTICO, S.A.