



Informe de Comentarios Recibidos

Consulta pública CREE-CP-03-2024

**“Modificaciones a los artículos 16, 17 y 18 del
Reglamento para el Cálculo de Tarifas
Provisionales”**

Preparado por:

Dirección de Regulación

Unidad de Regulación y Normativa

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, Junio de 2024



Índice de Contenido

1. Introducción	3
2. Criterios de evaluación	5
3. Participación en consulta pública CREE-CP-03-2024.....	6
3.1 Comentarios recibidos por artículo	6
3.2 Comentarios recibidos por fecha.....	6
3.3 Comentarios recibidos por institución.....	7
4. Revisión de comentarios recibidos.....	7
5. Anexos	9



1. Introducción

La Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) aprobada mediante el Decreto No. 404-2013, publicado en el diario oficial La Gaceta en fecha 20 de mayo de 2014, dispuso la reestructuración del sector eléctrico para lo cual se creó la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).

Por otro lado, la referida Ley define que el Costo Base de Generación (CBG) se basará en los costos de los contratos de compra de potencia y energía suscritos por la Empresa Distribuidora, así como de los costos proyectados de la energía en el mercado eléctrico de oportunidad, los cuales deben contener componentes de potencia y energía diferenciados por bloque horario.

En ese sentido, El literal A. del artículo 21 de la LGIE establece que para aquellos contratos de compra de potencia y energía que la distribuidora haya suscrito mediante licitación pública, los costos se determinarán con base en los precios del contrato; para los contratos que hayan resultado de otros procedimientos de selección, la CREE determinará costos estándar en función de la tecnología y de la antigüedad de la central o centrales de que se trate.

Adicionalmente, la LGIE instruye al Operador del Sistema (ODS) a calcular y enviar a la CREE el CBG previsto para el año siguiente, aplicando la metodología que establece el reglamento. Asimismo, la Ley establece que, con el objetivo de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la CREE ajustará el CBG trimestralmente.

Por otro lado, el Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (RTP) aprobado en el año 2016 mediante Resolución CREE-016, contiene las instrucciones para que la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) calcule las tarifas provisionales del servicio eléctrico.

Asimismo, mediante el Acuerdo CREE-065 se modificó el RTP en sus artículos 16, 17 y 18, con el fin reflejar de manera más precisa y completa en la tarifa los costos en que incurre la ENEE para suministrar electricidad a sus clientes, incluyendo, como manda la LGIE, los costos derivados de los contratos de suministro que dicha empresa ha suscrito, así como el resultado de las transacciones del Mercado de Oportunidad.

La CREE en el ejercicio de sus funciones que la Ley le otorga, en el año 2024 realizó una investigación relacionada al reinicio de precios de energía de los contratos de capacidad firme y energía asociada y que derivó en el pronunciamiento de la Dirección de Fiscalización mediante Memorándum DF-007-2024, en el que entre otros aspectos, se indica la necesidad de realizar las adecuaciones pertinentes al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, con el fin de establecer un protocolo que garantice que la Empresa Nacional

de Energía Eléctrica (ENEE) revise de manera obligatoria los cálculos realizados por el Centro Nacional de Despacho (CND) para efectos de la liquidación en el Mercado de Contratos.

Adicionalmente, mediante informe de ajuste tarifario correspondiente al segundo ajuste del año 2024, el Departamento de Tarifas recomendó plantear modificaciones al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales con el fin de establecer un mecanismo que obligue a la ENEE a comparar y revisar con su facturación mensual los datos de liquidación mensual que realiza el CND del Mercado de Contratos.

Por lo tanto, el artículo 3, literal D, numeral romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE expedir las regulaciones y reglamentos necesarios para la mejor aplicación de la LGIE y el adecuado funcionamiento del subsector eléctrico. La CREE busca integrar la participación colectiva en el proceso de elaboración y modificación de reglamentos y normas técnicas, cumpliendo con los principios del debido proceso, así como los de transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procesal y publicidad que garanticen una participación efectiva y eficaz en el Mercado Eléctrico Nacional (MEN).

Para ello, la CREE llevó a cabo la consulta pública CREE-CP-03-2024 que inició oficialmente por medio de la convocatoria publicada en el sitio web oficial y en las redes sociales de la CREE, donde se invitó a la población en general a enviar sus oposiciones, coadyuvancias, observaciones o comentarios en referencia a propuesta de modificación de los artículos 16, 17 y 18 al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, utilizando para tal fin el Sistema de Consulta Pública de la CREE, que fue creado para atender las disposiciones previstas en el Procedimiento para Consulta Pública.

Dicha propuesta tiene como objetivo socializar las modificaciones al Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales para regular los aspectos asociados al procedimiento de ajuste trimestral al costo base de generación.

El objeto del presente documento y sus anexos es presentar las opiniones, comentarios y observaciones recibidas en el proceso de consulta pública en cuestión, asimismo, identificar los comentarios admisibles y no admisibles con base en los criterios descritos en este informe.

2. Criterios de evaluación

Una vez cerrada la consulta pública, todos los comentarios recibidos por medio del canal definido para este fin fueron analizados por el equipo técnico de la CREE para ser considerados como admisibles o no admisibles. La CREE consideró como admisibles aquellas posiciones, comentarios y observaciones recibidas dentro del plazo establecido y que cumplieron con los criterios siguientes:

1. Las propuestas ingresadas para cada artículo deben referirse exclusivamente al contenido que se encuentra en este; es decir, cada propuesta presentada debe corresponder al artículo que se está comentando. Se exceptúan aquellas propuestas relacionadas a otros artículos que no forman parte de la consulta pública, siempre y cuando tengan una relación directa con el artículo que se está comentando.
2. Cada comentario debe ser acompañado por una justificación. El Sistema de Consulta Pública de la CREE, solamente permitirá al interesado ingresar un comentario si este es acompañado por una justificación; no obstante, la CREE revisará que dicha justificación sea pertinente a la propuesta.

La **Figura 2-1** describe el proceso de revisión de los comentarios recibidos para determinar si estos son admisibles o no, considerando los criterios de evaluación mencionados anteriormente.

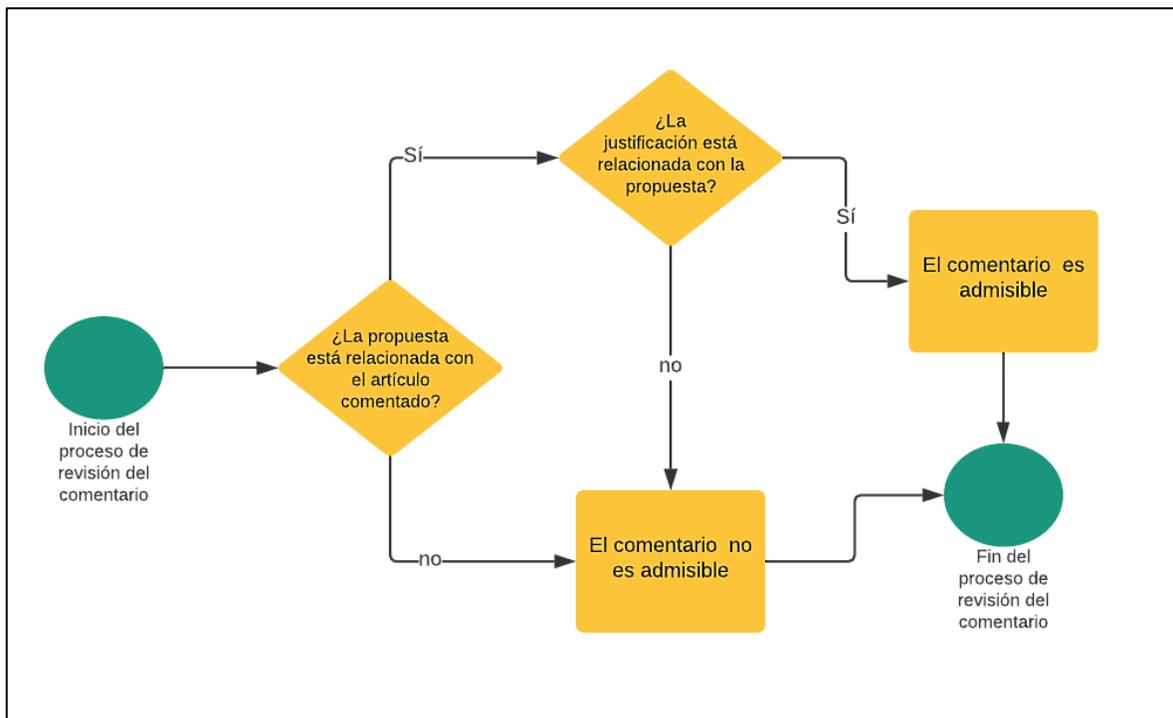


Figura 2-1 Proceso de revisión de comentarios.



3. Participación en consulta pública CREE-CP-03-2024

Una vez ordenado el inicio del procedimiento y difundida la invitación, la plataforma de consulta pública de la CREE fue habilitada con el fin de que cualquier persona natural o en representación de una organización conociera los documentos sometidos a consulta pública y enviara sus opiniones, observaciones o aportes sobre el mismo mediante dicha plataforma, la cual incorpora un mecanismo de participación ciudadana, formal, público y organizado para motivar a la ciudadanía a participar e incorporar sus opiniones.

3.1 Comentarios recibidos por artículo

El proceso de consulta pública CREE-CP-03-2024 denominado “Modificaciones a los artículos 16, 17 y 18 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales” inició el día 27 de mayo a las 12:00 m. y finalizó el 10 de junio a las 12 :00 m. del presente año.

Un total de 06 comentarios fueron recibidos a través del Sistema de Consulta Pública de la CREE. La **Figura 3-1** muestra los artículos con la cantidad de comentarios recibidos. Los artículos 16, 17 y 18 obtuvieron dos comentarios cada uno.

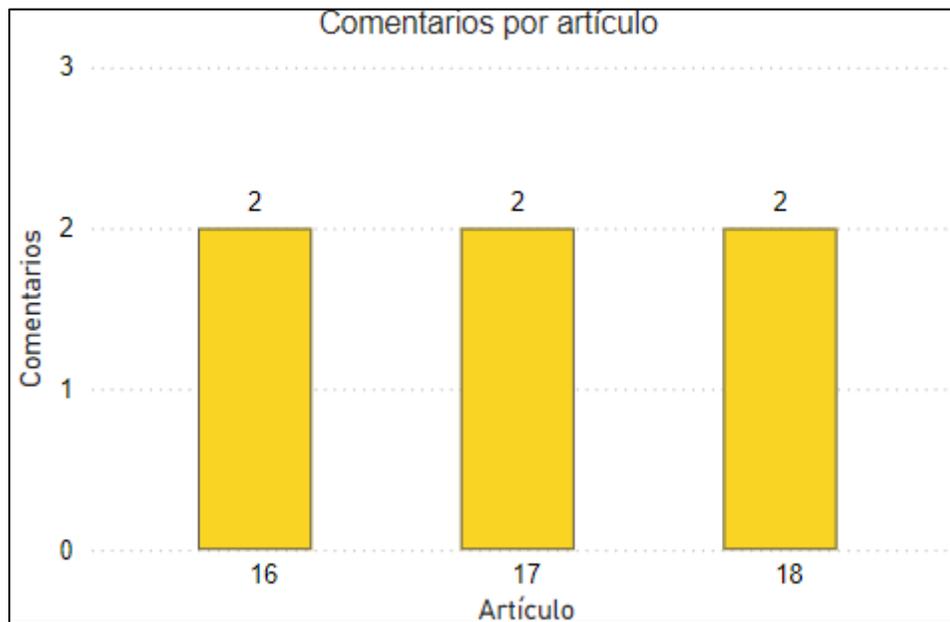


Figura 3-1 Comentarios recibidos por artículo.

3.2 Comentarios recibidos por fecha

La **Figura 3-2** describe la participación a lo largo del tiempo de los comentarios recibidos. Se observa que la mayor participación se llevó a cabo durante el día 10 de junio, fecha en que finalizaba el plazo de la Consulta Pública, con 06 comentarios recibidos.

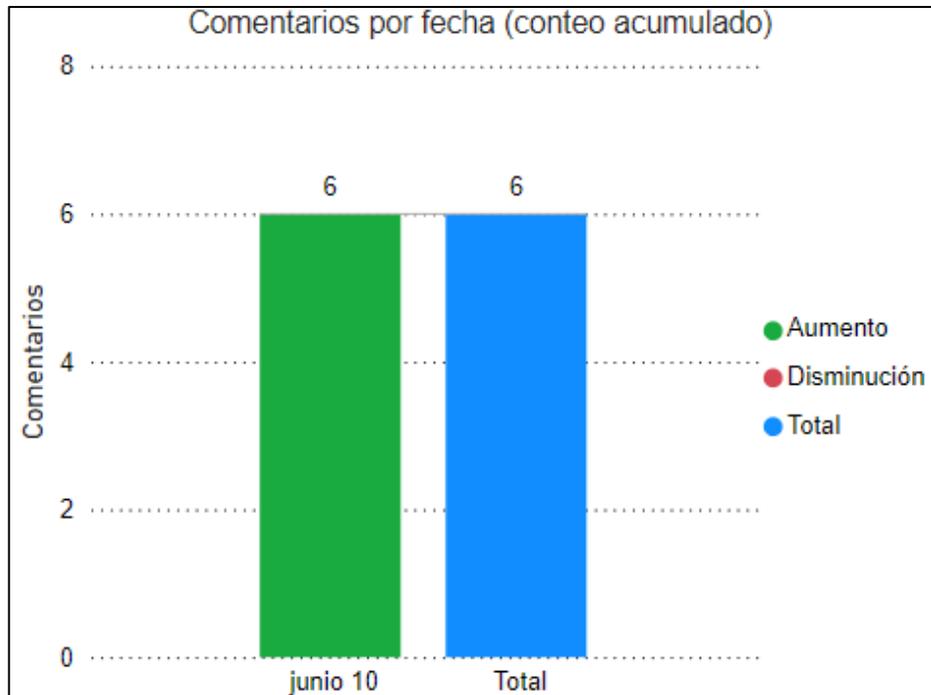


Figura 3-2 Comentarios recibidos por fecha.

3.3 Comentarios recibidos por institución

La **Figura 3-3** muestra los comentarios recibidos por institución. Se observa la participación la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE) y el Centro Nacional de Despacho (CND-ENEE) con 3 comentarios cada uno.

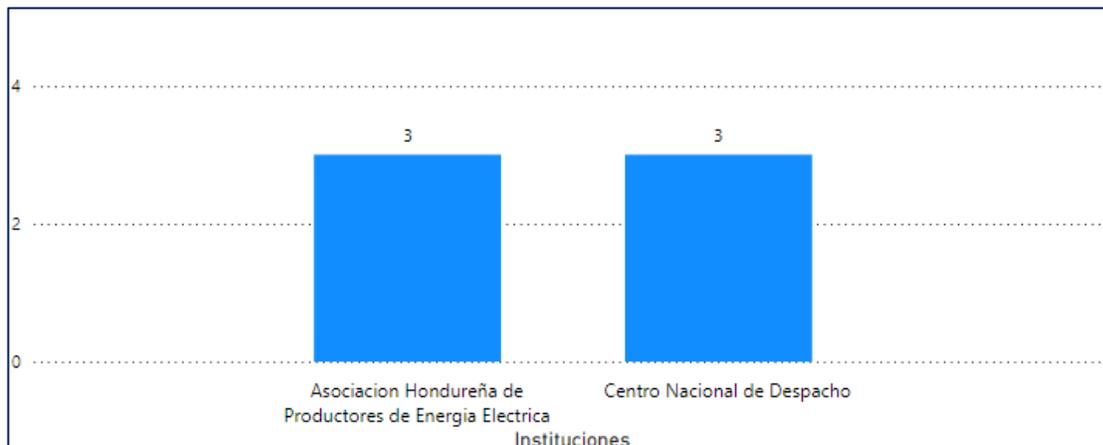


Figura 3-3 Comentarios recibidos por institución.

4. Revisión de comentarios recibidos

Luego de evaluar los comentarios recibidos con base en los criterios descritos en la sección 2 del presente documento, se concluyó que los 06 comentarios recibidos en el proceso de consulta pública son admisibles.

De manera complementaria a lo mencionado en esta sección, el Anexo I presenta los comentarios recibidos y admisibles extraídos directamente del Sistema de Consulta Pública que serán tomados en cuenta en el proceso de revisión y elaboración del informe de resultados y propuesta final de modificaciones a los artículos 16, 17 y 18 del Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales.

5. Anexos

Anexo I: Comentarios recibidos y Admisibles

No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
1	16	Artículo 16. Relacionado al Costo Base de Generación	<p>Artículo 16. El Operador del Sistema (ODS) calculará y propondrá a la CREE a finales del mes de noviembre de cada año el Costo Base de Generación (CBG) de la ENEE previsto para el año siguiente. Con la información recibida del ODS, la CREE revisará y aprobará el CBG. La CREE podrá solicitar al ODS las aclaraciones o cambios que considere necesarios, y el ODS deberá, según corresponda, responder y hacer los ajustes pertinentes conforme al plazo fijado por la CREE al amparo del artículo 20 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Una vez recibida dicha información y si que esta cumple a con los requerimientos establecidos, la CREE dispondrá de diez (10) días hábiles para aprobar el CBG en caso de que proceda.</p> <p>Dentro de los siguientes tres (03) días hábiles luego de la aprobación del CBG Costo Base de Generación, el ODS deberá cargar en su página web el CBG previsto para la ENEE y comunicar a la CREE que este fue incluido como un anexo en la Planificación Operativa de Largo Plazo, tal y como lo establece la Norma Técnica de Programación de la Operación.</p> <p>El ODS calculará el Costo Base de Generación (expresado en dólares de los Estados Unidos de América) previsto para el año siguiente con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo disponible a fines de noviembre del año en curso y de la información de los contratos suscritos, vigentes y en ejecución por la ENEE, de acuerdo con la siguiente fórmula:</p> $CBG_h = CBE_h + CBP_h$ <p>Donde: CBG_h es el Costo Base de Generación previsto por bloque horario h. CBE_h es el Costo Base de Energía previsto por bloque horario h. CBP_h es el Costo Base de Potencia previsto por bloque horario h. h es cada uno de los tres bloques horarios de energía.</p>	<p>Recomendaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Revisar el documento adjunto para ver los cambios de mejor manera 2. Considerar mejorar la redacción 3. De acuerdo con: <ul style="list-style-type: none"> a) eliminar valores diferenciados por niveles de tensión, pero confirmar que las pérdidas en cada nivel de tensión se incorporarán en la respectiva red; y, b) que sea un solo valor del CBG para el año. 4. Confirmar que haya congruencia con el resto de los artículos del Reglamento de Tarifas, en lo relativo a los bloques horarios. <p>En el Informe Técnico sección III Antecedentes, inciso e) se menciona que CND hace los cálculos de energía en base a los datos de SCADA, pero de acuerdo a la NT-Medición Comercial Artículo 7.1 c) el CND c) y d) debiendo el CND debe mantener un sistema de almacenamiento de mediciones comerciales por lo que el CND al estar presentando cálculos en base al SCADA está incumpliendo con esta NT y con ello se deja sin base la sugerencia del memorando DF-007-2024.</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
2	16	Artículo 16. Relacionado al Costo Base de Generación	<p>Artículo 16. El Operador del Sistema (ODS) calculará y propondrá a la CREE a finales del mes de noviembre de cada año el Costo Base de Generación (CBG) de la ENEE previsto para el año siguiente. Con la información recibida del ODS, la CREE revisará y aprobará el CBG, determinando cual sería la información considerada como confidencial. La CREE podrá solicitar al ODS las aclaraciones o cambios que considere necesarios, y el ODS deberá, según corresponda, responder y hacer los ajustes pertinentes conforme al plazo fijado por la CREE al amparo del artículo 20 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE). Una vez recibida dicha información y que esta cumpla con los requerimientos establecidos, la CREE dispondrá de diez (10) días hábiles para aprobar el CBG en caso de que proceda.</p> <p>Dentro de los siguientes tres (03) días hábiles luego de la aprobación del Costo Base de Generación, el ODS deberá cargar en su página web el CBG previsto para la ENEE y comunicar a la CREE que este fue incluido como un anexo en la Planificación Operativa de Largo Plazo, tal y como lo establece la Norma Técnica de Programación de la Operación.</p> <p>El ODS calculará el Costo Base de Generación (expresado en dólares de los Estados Unidos de América) previsto para el año siguiente con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de Octubre, ya aprobada por la CREE dentro de los primeros diez días hábiles del mes de noviembre y de la información de los contratos suscritos, vigentes y en ejecución por la ENEE, de acuerdo con la siguiente fórmula:</p> $CBGh = CBEh + CBPh$ <p>Donde: <i>CBGh</i> es el Costo Base de Generación previsto por bloque horario h. <i>CBEh</i> es el Costo Base de Energía previsto por bloque horario h. <i>CBPh</i> es el Costo Base de Potencia previsto por bloque horario h. <i>h</i> es cada uno de los tres bloques horarios de energía</p>	<p>SE SUGIERE REALIZAR UNA REUNIÓN CON EL OPERADOR DEL SISTEMA A FIN DE PROFUNDIZAR LO CONCERNIENTE.</p> <p>EN REPRESENTACIÓN DEL ODS:</p> <p>Al respeto en el primer párrafo se incluye por Adición "determinando cual sería la información considerada como confidencial", esto debido a que en el Informe de CBG se contiene información que se puede considerar como confidencial para la ENEE y para los agentes generadores, información de contratos, entonces se considera que el publicar el informe de CBG íntegro podría tener implicaciones legales en cuanto a confidencialidad. Solicitar que especifique que se estaría publicando el Informe de CBG salvaguardando aquella información que se considere o se reporte como confidencial.</p> <p>Siempre en relación con el Artículo 16, párrafo tercero, se agrega por adición:</p> <p>"Con base en los resultados de la Planificación Operativa de Largo Plazo del mes de Octubre, ya aprobada por la CREE dentro de los primeros diez días hábiles del mes de noviembre"</p> <p>Lo anterior, dado los tiempos cortos establecidos, es requerido que el Operador del Sistema calcule los Costos Bases de Generación de una Planificación Operativa de Largo Plazo que ya esté aprobada, debido a que una modificación en la Planificación Operativa de Largo Plazo representaría, a su vez, una modificación en el Cálculo de Costos Base de Generación.</p>	Centro Nacional de Despacho



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
3	17	Artículo 17. Relacionado al costo base de energía y al costo base de potencia.	<p>Artículo 17. El Costo Base de Energía se calculará en cada nivel de tensión y por bloques horarios para su traslado a tarifas. Los costos en cada nivel de tensión, desglosados por bloques horarios de energía se calcularán con base en la generación prevista y los costos contractuales y los marginales resultantes del modelo de optimización para la Planificación Operativa de Largo Plazo calculado por el Operador del Sistema de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, y de los precios de los contratos registrados, de acuerdo con lo que se establece en este Reglamento.</p> <p>El Costo Base de Energía se compone del costo total de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía en el mercado de oportunidad que incluye la generación de las plantas de la ENEE. El costo previsto de energía en los contratos transferibles a tarifas en cada nivel de tensión v, por bloque horario h se compone del costo de Contratos Tipo A (CTA) y del costo de Contratos Tipo B (CTB).</p> <p>Los Contratos Tipo A son aquellos contratos existentes previo a la entrada en vigor de la LGIE, y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma. Para los Contratos Tipo A, el costo de compra de la energía prevista se valora al precio establecido en dichos contratos. La energía prevista a ser comprada por medio de los CTA debe ser valorada, en los casos que aplique, utilizando el precio promedio mensual del combustible correspondiente al mes inmediatamente anterior.</p> <p>Los Contratos Tipo B son aquellos contratos que suscriba la ENEE que resulten de otros procesos de selección distintos a una licitación pública internacional o nacional, ; por tanto, para dichos contratos el precio a trasladar a las tarifas se tomará en cuenta el costo estándar determinado por la CREE para cada una de las tecnologías y en función de la antigüedad de las centrales, conforme con lo establecido en el artículo 21 literal A de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).</p> <p>El costo de energía previsto en el mercado de oportunidad se</p>	<p>Recomendaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Considerar mejora en redacción. -Considerar que la energía producida por la ENEE también debe ser incluida para ser valorada en esta normativa. -En la propuesta de modificación en el artículo 17 se modifica el contrato tipo B, son aquellos contratos que suscriba la ENEE que resulten de otros procesos de selección distintos a una licitación pública internacional o nacional. Esto no está conforme a la NT de Contratos artículo 4.1 que establece las Empresas Distribuidoras sólo podrán comprar potencia firme y/o energía mediante contratos que resulten de licitaciones públicas internacionales además de la LGIE artículo 15 (A) Las distribuidoras deben realizar sus compras de capacidad y energía en conjunto, mediante licitaciones públicas internacionales competitivas., por lo que esta nueva definición de contrato tipo B no es válida. -Considerar mejora de redacción a efecto que se especifique. -En las sumatorias indicar que los meses inician con m=1, y que los precios nodales se toman del nodo más cercano de la red de transmisión. -Se recomienda describir como se obtendrá el costo marginal del bloque, y su referencia con el costo de cada período de mercado. -En el CMM.h, confirmar el horario y periodo. -No todos los contratos tipo A tienen potencia firme, aunque se les remunere. <p>Se considera que no es aceptable a formula , porque daría un valor mayor que 1, confirmar cálculo y evaluar un ponderado por las horas de cada período)</p>	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>compone de la energía que surge de la diferencia entre la demanda total prevista para los usuarios de la ENEE y la energía total prevista en los contratos de la misma, y del costo marginal horario en el nodo de la red de transmisión más cercano al Punto de Conexión de la planta generadora.</p> <p>El CBE se determina mediante la siguiente ecuación:</p> <p>CBE_h es el Costo Base de Energía previsto para el año y por bloque horario h, expresado en USD.</p> <p>$EPCTA_{j,m,h}$ es la cantidad de energía prevista para el cada CTA_j para el mes m y bloque horario h, expresada en MWh.</p> <p>$PECTA_{j,m,h}$ es el precio de la energía prevista en el CTA_j para el mes m (ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato) y bloque horario h, expresado en USD/MWh.</p> <p>$EPCTB_{j,m,h}$ es la energía prevista en el CTB_j para el mes m y bloque horario h, expresado en MWh.</p> <p>$PECTB_{j,m,h}$ es el costo estándar por tecnología determinado por la CREE para la central j en el mes m y bloque horario h, expresado en USD/MWh.</p> <p>$EPO_{m,h}$ es la compra prevista de energía en el mercado de oportunidad en el mes m para cada bloque horario h y por período de mercado, expresada en MWh.</p> <p>$CM_{m,h}$ es costo marginal para cada periodo de mercado en el mes m (costo en el nodo de transmisión más cercano al punto de conexión previsto en la planificación del ODS) para cada bloque horario h y por periodo de mercado, expresado en USD/MWh.</p> <p>n es el número de Contratos Tipo A.</p> <p>k es el número de Contratos Tipo B.</p>		



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>El Costo Base de Potencia (CBP) se calculará para su traslado a tarifas. Este se compone del costo de las compras previstas de potencia firme en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia firme.</p> <p>El costo previsto de compra de potencia firme en contratos se compone del costo de compra de potencia por medio de Contratos Tipo A y Contratos Tipo B. En lo que respecta a los desvíos de potencia firme, el ODS calculará e informará a la CREE los costos de los desvíos de potencia firme de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente y aplicable. El Costo Base de Potencia se determina mediante la siguiente ecuación.</p> <p>Donde:</p> <p>CBP es el Costo Base de Potencia previsto para el año, expresado en USD.</p> <p>QPCTAj,m es la cantidad prevista de compra de potencia para CTAj durante el mes m, expresada en MW.</p> <p>PPCTAj,m es el precio previsto de la potencia para el CTAj durante el mes m, ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. Este precio es expresado en USD/MW.</p> <p>QPCTBj,m es la cantidad prevista de compra de potencia firme en el CTBj durante el mes m, expresada en MW.</p> <p>PPm es el precio de la potencia determinado por la CREE para la central j en el mes m, expresado en USD/MW.</p> <p>DPFm es el desvío de potencia firme para el mes m, expresado en kW.</p> <p>PRPm es el precio de referencia de la potencia establecido en la LGIE para el mes m, expresado en USD/kW-mes.</p>		



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>n es el número de Contratos Tipo A.</p> <p>k es el número de Contratos Tipo B.</p> <p>Para determinar el $CBPh$ se multiplicará el CBP por el factor carga de cada bloque horario el cual se define de la siguiente manera:</p> <p>Confirmar que sean unidades similares para sumarlas, todas en costo anual de potencia.</p> <p>Hacerlo lineal para todo el año, y con base en el Factor de Disponibilidad de cada mes m asignar el costo real del mes.</p> <p>Donde:</p> <p>FCh es el factor de carga estimado para el bloque horario h.</p> <p>$PMEh$ es la potencia media estimada para el bloque h.</p> <p>$PMAX$ es la potencia máxima estimada del sistema.</p>		



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
4	17	Artículo 17. Relacionado al costo base de energía y al costo base de potencia.	<p>Artículo 17. El Costo Base de Energía se calculará en cada nivel de tensión y por bloques horarios para su traslado a tarifas. Los costos en cada nivel de tensión, desglosados por bloques horarios de energía se calcularán con base en la generación prevista y los costos marginales resultantes del modelo de optimización para la Planificación Operativa de Largo Plazo calculado por el Operador del Sistema de acuerdo con lo que establece el Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, y de los precios de los contratos registrados, de acuerdo con lo que se establece en este Reglamento.</p> <p>El Costo Base de Energía se compone del costo total de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía en el mercado de oportunidad. El costo previsto de energía en los contratos transferibles a tarifas en cada nivel de tensión v, por bloque horario h se compone del costo de Contratos Tipo A (CTA) y del costo de Contratos Tipo B (CTB).</p> <p>Los Contratos Tipo A son aquellos contratos existentes previo a la entrada en vigor de la LGIE, y los contratos licitados en las condiciones establecidas por la misma. Para los Contratos Tipo A, el costo de compra de la energía prevista se valora al precio establecido en dichos contratos. La energía prevista a ser comprada por medio de los CTA debe ser valorada, en los casos que aplique, utilizando el precio promedio mensual del combustible correspondiente al mes inmediatamente anterior.</p> <p>Los Contratos Tipo B son aquellos contratos que suscriba la ENEE que resulten de otros procesos de selección distintos a una licitación pública internacional o nacional. Por lo tanto, para dichos contratos se tomará en cuenta el costo estándar determinado por la CREE para cada una de las tecnologías y en función de la antigüedad de las centrales, conforme con lo establecido en el artículo 21 literal A de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE).</p> <p>Por otro lado, el costo de energía previsto en el mercado de oportunidad se compone de la energía que surge de la diferencia entre la demanda total prevista para los usuarios de la ENEE y la</p>	<p>SE SUGIERE REALIZAR UNA REUNIÓN CON EL OPERADOR DEL SISTEMA, A FIN DE PROFUNDIZAR LO CONCERNIENTE.</p> <p>EN REPRESENTACIÓN DEL ODS:</p> <p>Respecto del Costo Estándar por tecnología: Se sugiere que la CREE determine el procedimiento que realizará para el cálculo del costo estándar para cada una de las tecnologías en función de su antigüedad.</p> <p>Lo anterior debido a que el costo estándar para cada una de las tecnologías impacta directamente en los cálculos tarifarios, por tal motivo el procedimiento realizado para el cálculo del mismo debe estar fundamentado y ser de conocimiento público.</p> <p>Ahora bien, siempre con relación al Artículo 17, en cuanto a la eliminación del término "Firme", se sugiere mantener el concepto de potencia firme en lo que refiere a compras previstas de potencia.</p> <p>Lo anterior, debido a que, no considerar la potencia firme deja abierta a la interpretación, ya que podría utilizarse otro tipo de potencia que no esté acorde con el marco regulatorio vigente y esto podría presentar problemas al momento de realizar cálculos de los desvíos de potencia.</p> <p>Siempre con relación al Artículo 17:</p> <p>No se establece el procedimiento de cálculo para la potencia media estimada para el bloque h (PMEh).</p> <p>Lo anterior debido a que, en el reglamento debe establecerse por motivo de claridad.</p>	Centro Nacional de Despacho



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>energía total prevista en los contratos de la misma, y del costo marginal horario.</p> <p>El Costo Base de Energía se determina mediante la siguiente ecuación:</p> $CBEh = \sum_{j=1}^{12} \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^3 (EPCTAj,m,h * PECTAj,m,h) + \sum_{j=1}^{12} \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^3 (EPCTBj,m,h * PECTBj,m,h) + \sum_{m=1}^{12} \sum_{h=1}^3 (EPOh,m * CMh,m)$ <p>Donde:</p> <p><i>CBEh</i> es el Costo Base de Energía previsto para el año y por bloque horario h, expresado en USD.</p> <p><i>EPCTAj,m,h</i> es la cantidad de energía prevista para el <i>CTAj</i> para el mes m y bloque horario h, expresada en MWh.</p> <p><i>PECTAj,m,h</i> es el precio de la energía prevista en el <i>CTAj</i> para el mes m (ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato) y bloque horario h, expresado en USD/MWh.</p> <p><i>EPCTBj,m,h</i> es la energía prevista en el <i>CTBj</i> para el mes m y bloque horario h, expresado en MWh.</p> <p><i>PECTBj,m,h</i> es el costo estándar por tecnología determinado por la CREE para la central j en el mes m y bloque horario h, expresado en USD/MWh.</p> <p><i>EPOm,h</i> es la compra prevista de energía en el mercado de oportunidad en el mes m para cada bloque horario h y por período</p>		



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>de mercado, expresada en MWh. $CM_{m,h}$ es costo marginal en el mes m (costo en el nodo de conexión previsto en la planificación del ODS) para cada bloque horario h y por período de mercado, expresado en USD/MWh.</p> <p>n es el número de Contratos Tipo A. k es el número de Contratos Tipo B. El Costo Base de Potencia (CBP) se calculará para su traslado a tarifas. Este se compone del costo de las compras previstas de potencia firme en contratos y del costo estimado de los desvíos de potencia firme.</p> <p>El costo previsto de compra de potencia firme en contratos se compone del costo de compra de potencia por medio de Contratos Tipo A y Contratos Tipo B. En lo que respecta a los desvíos de potencia firme, el ODS calculará e informará a la CREE los costos de los desvíos de potencia firme de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente y aplicable. El Costo Base de Potencia se determina mediante la siguiente ecuación.</p> $CBP = \sum_{n=1}^{12} \sum_{m=1}^{12} (QPCTA_{j,m} * PPCTA_{j,m})$ $+ \sum_{k=1}^{12} \sum_{m=1}^{12} (QPCTB_{j,m} * PPM)$ $+ \sum_{m=1}^{12} (DPFm * PRPm)$ <p>Donde: CBP es el Costo Base de Potencia previsto para el año, expresado en USD. $QPCTA_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia para el CTA_{j} durante el mes m, expresada en MW.</p>		



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>$PPCTA_{j,m}$ es el precio previsto de la potencia para el $CTA_{j,m}$ durante el mes m, ajustado para dicho mes de acuerdo con la fórmula de indexación que establece el contrato. Este precio es expresado en USD/MW.</p> <p>$QPCTB_{j,m}$ es la cantidad prevista de compra de potencia firme en el $CTB_{j,m}$ durante el mes m, expresada en MW.</p> <p>PP_m es el precio de la potencia determinado por la CREE para la central j en el mes m, expresado en USD/MW.</p> <p>DPF_m es el desvío de potencia firme para el mes m, expresado en kW.</p> <p>PRP_m es el precio de referencia de la potencia establecido en la LGIE para el mes m, expresado en USD/kW-mes.</p> <p>n es el número de Contratos Tipo A.</p> <p>k es el número de Contratos Tipo B.</p> <p>Para determinar el $CBPh$ se multiplicará el CBP por el factor carga de cada bloque horario el cual se define de la siguiente manera:</p> <p>$FCh = PME_h P_{MAX}$ Donde: FCh es el factor de carga estimado para el bloque horario h. PME_h es la potencia media estimada para el bloque h. P_{MAX} es la potencia máxima estimada del sistema.</p>		
5	18	Artículo 18. Relacionado al ajuste trimestral del Costo Base de Generación	<p>Artículo 18. Para cada período de ajuste p, el precio de generación previsto [USD/MWh] corresponderá al CBG previsto aprobado para el año dividido por la energía prevista para ese año y para ese periodo.</p> <p>El precio de generación previsto para el próximo trimestre (p) se ajustará en forma trimestral de acuerdo con el siguiente procedimiento:</p> <p>1. Cada periodo de ajuste p contempla tres meses y entrará en vigencia el primer día de cada trimestre del año. Cada periodo considerará los costos reales del último mes del penúltimo periodo de ajuste ($p-2$) y los costos de los dos primeros meses correspondientes al ajuste tarifario del último periodo ($p-1$).</p>	<p>Recomendaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Considerar mejora en redacción. -Considerar mejora en redacción y tener en cuenta especificar “la empresa”. -Detallar la forma de incluir los ajustes derivados De las transacciones en el MER, que posiblemente Deben tomar dos meses del trimestre penúltimo, por los plazos requeridos para el DTER. 	Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>2. Al completar la liquidación mensual y a más tardar el doce (12) de cada mes, el ODS enviará a la ENEE con copia a la CREE el documento inicial de transacciones económicas realizadas en el mercado eléctrico nacional durante el mes anterior, incluyendo las transacciones de compra y venta de energía y potencia firme correspondientes a esta empresa la ENEE. Las transacciones del MER que incluyan el valor del mes inmediato anterior que ya esté liquidado)</p> <p>La ENEE revisará la información recibida y comparará los datos de la liquidación mensual realizada por el ODS con su la facturación mensual recibida por sus compras. En caso de encontrar discrepancias con sus facturación compras o que se deben incluir "otros cargos" en la liquidación de algunas de las centrales, la ENEE dentro del plazo máximo de tres (03) días hábiles posteriores a recibir el documento de transacciones económicas enviará al ODS, con copia a la CREE, las observaciones y/o correcciones correspondientes acompañado de los sustentos para cada caso para cada caso, informado oportunamente los valores facturados por las empresas generadoras y aceptados por parte de la ENEE. Para tales efectos la ENEE deberá de remitir al ODS y a la CREE la copia de las facturas aceptadas. En caso de que la ENEE no haya recibido factura por parte de alguna la empresa generadora o se encuentre en proceso de conciliación deberá de informar al CND.</p> <p>Las observaciones mencionadas en el presente numeral corresponden únicamente para los costos correspondientes al Mercado de Contratos. Lo anterior dado que las observaciones asociadas al Mercado Eléctrico de Oportunidad (MEO) deberán de realizarse conforme con el procedimiento establecido en la norma correspondiente a las liquidaciones del MEO.</p> <p>El ODS tendrá un plazo máximo de tres (03) días hábiles para subsanar las discrepancias encontradas por la ENEE y presentar el documento final de transacciones económicas o informar a la ENEE, con copia a la CREE, que las observaciones o modificaciones solicitadas no proceden, para lo cual deberá presentar los</p>	<p>-Confirmar el tratamiento que brindarán a los costos adicionales en los que incurre la ENEE (intereses, variaciones de los tipos de cambio, etc.) por el atraso en el pago de las facturas que recibe de las empresas generadoras.</p> <p>-Considerar que la energía producida por la ENEE también debe ser incluida para ser valorada en esta normativa.</p>	



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>sustentos correspondientes. En caso de que la ENEE informe al CND que se encuentra en proceso de conciliación de alguna factura o que la empresa generadora no presentará la factura correspondiente, el CND remitirá el documento final de transacciones económicas con los valores determinados por ellos mismos. La ENEE dentro del plazo de 3 días hábiles, contados a partir de haber conciliado o aceptado las facturas en revisión, deberá de remitir las mismas copia al CND, y en caso de proceder, este realizará los ajustes correspondientes.</p> <p>3. Una vez que el ODS de dé respuestas a los comentarios u observaciones recibidos por la ENEE, a más tardar el veintitrés (23) de cada mes, enviará a la CREE el documento final de transacciones económicas (compra y venta de energía y potencia firme) realizadas en el mes anterior, incluyendo los siguientes: las transacciones de compra y venta de energía y potencia firme. Asimismo, el ODS deberá de enviar la respuesta realizada a la ENEE con respecto a las los comentarios y observaciones realizadas. Adicionalmente, el ODS enviará a la ENEE el documento final indicando la producción y costo de energía neta de las plantas de la ENEE, el costo total real de compra de energía (mercado de contratos y de oportunidad) y, el costo de potencia firme (mercado de contratos y desvíos de potencia que incluirá también a las plantas con potencia firme de la ENEE) y la ENEE calculará la diferencia entre el costo real del mes y el costo total de generación que fue autorizado para trasladar a tarifas de la ENEE en ese mismo mes.</p> <p>4. La CREE revisará la información recibida y podrá requerir aclaraciones o información adicional. Con base en dicha información la CREE calculará para cada nivel de tensión bloques horarios correspondientes lo siguiente: el costo real de la generación de cada mes, la diferencia acumulada en el trimestre y con esto, el precio de generación para el período de ajuste p. La comparación del costo real de generación con el costo previsto dará como resultado una diferencia para cada mes, cuya suma algebraica dará como resultado una diferencia acumulada para el período de ajuste correspondiente, la cual será dividida por la demanda de energía prevista para los próximos tres meses con el</p>		



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>fin de determinar si procede aplicar algún ajuste para el próximo trimestre.</p> <p>5. Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral p se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra de la ENEE que debieron ser aplicados en el ajuste p-1, dichos cargos deberán ser incluidos como otros ajustes en el período de ajuste p+1, los cuales deben ser divididos por la demanda de energía prevista para este último período. Estos otros ajustes serán los siguientes: a) los solicitados por el ODS y aprobados por la CREE, ; b) los identificados por la CREE al ejercer su potestad de supervisión y fiscalización; y c) aquellos que resulten de los montos diferidos por la ENEE y aprobados por esta comisión la CREE.</p> <p>6. La CREE realizará la suma algebraica y la dividirá entre el precio de generación previsto para el período p, la diferencia acumulada descrita en el inciso 2 y -si aplica- otros ajustes solicitados por el ODS. De manera que la CREE realizará el ajuste tarifario de la siguiente forma:</p> <p>Donde:</p> <p>P_p es el precio de generación a aplicar para el período de ajuste p, expresado en USD/MWh.</p> <p>PP_p es el precio de generación previsto con base en el CBG para el período de ajuste p, expresado en USD/MWh.</p> <p>CGR_{p-1} es el costo de generación real para el período de ajuste p-1, expresado en USD.</p> <p>CGP_{p-1} es el costo de generación previsto para el período de ajuste p-1, expresado en USD.</p> <p>OAp Otros ajustes a aplicar en el período de ajuste p. Estos ajustes serán expresados en USD.</p>		



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
			<p>E_{Pp} es la energía prevista para el período de ajuste p, expresada en MWh.</p> <p>El P_p se incorporará dentro del modelo tarifario con el objetivo que este sirva de insumo para determinar los costos de generación que contiene dicho modelo.</p> <p>Para cada ajuste trimestral, el cálculo tarifario y CBG se presentarán en dólares de los Estados Unidos de América y se expresarán en Lempiras al tipo de cambio del día anterior a la fecha de aprobación del ajuste.</p>		



No	No artículo	Artículo	Comentario	Justificación	Institución
6	18	Artículo 18. Relacionado al ajuste trimestral del Costo Base de Generación	<p>Artículo 18</p> <p>Propuesta de Modificación</p> <p>2) Al completar la liquidación mensual y dentro de los primeros doce (12) días hábiles de cada mes, el ODS enviará a la ENEE con copia a la CREE documento contentivo de los Costos Base de Generación asociados al mes inmediato anterior, incluyendo las transacciones de compra y venta de energía y potencia firme correspondientes a esta empresa.</p> <p>La ENEE revisará la información recibida y comparará los datos de la liquidación mensual realizada por el ODS con su facturación mensual. En caso de encontrar discrepancias con su facturación o que se deben incluir "otros cargos" en la liquidación de algunas de las centrales, la ENEE dentro del plazo máximo de tres (03) días hábiles posteriores a recibir el documento contentivo de los Costos Base de Generación asociados del mes anterior enviará al ODS con copia a la CREE las observaciones y/o correcciones correspondientes acompañado de los sustentos para cada caso para cada caso, informado oportunamente los valores facturados por las empresas generadoras y aceptados por parte de la ENEE. Para tales efectos la ENEE deberá de remitir las facturas aceptadas. En caso de que la ENEE no haya recibido factura por parte de la empresa generadora o se encuentre en procesos de conciliación deberá de informar al CND.</p>	<p>SE SUGIERE REALIZAR UNA REUNIÓN CON EL OPERADOR DEL SISTEMA A FIN DE PROFUNDIZAR LO CONCERNIENTE.</p> <p>EN REPRESENTACIÓN DEL ODS:</p> <p>Se sugiere modificar el plazo, ya que el "documento contentivo de los Costos Base de Generación", es realizado tomando como base el Informe de Transacciones Comerciales (ITC), por consiguiente, es requerido un plazo adicional sobre la base de los siete (07) días hábiles otorgados para la publicación del ITC para elaborar adecuadamente el documento referido.</p> <p>Inicialmente se sugiere modificar el nombre del documento "Transacciones económicas", ya que pudiese generar confusión en que se hace referencia al Informe de Transacciones Comerciales (ITC), puesto que, si bien es otra designación, resultaría propio indicarlo como informe sobre "Costos Base de Generación".</p> <p>De conformidad con el procedimiento establecido en el numeral 2 de este artículo los plazos otorgados no permitirían cumplir con la fecha establecida en el numeral 3. igualmente es importante resaltar que de conformidad con la Ley sus reglamentos y normativas, las funciones otorgadas al CND y obligaciones no se vinculan con algún proceso de revisión y recepción de facturas referentes a los contratos suscritos por la distribuidora; por consiguiente el CND no debe estar involucrado en procesos de recepción o revisión de este tipo de facturas.</p>	Centro Nacional de Despacho

**La redacción de las columnas denominadas "Comentario" y "Justificación" mantienen la redacción íntegra de los usuarios que participaron en la consulta pública.*