



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



COMISIÓN REGULADORA
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CREE

Informe de Resultados

Consulta pública CREE-CP-03-2021

“Propuesta de Tasa de Actualización para las actividades de transmisión y distribución”

Preparado por:

Unidad de Tarifas

Dirección de Asuntos Jurídicos

Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Tegucigalpa, MDC, julio de 2021

Contenido

1. Introducción	1
2. Objetivos.....	2
2.1. Objetivo general	2
2.2. Objetivos específicos.....	2
3. Consulta pública	2
3.1. Proceso de consulta pública	2
3.2. Comentarios recibidos	3
3.2.1. Comentarios recibidos por fecha	3
3.2.2. Comentarios recibidos por participantes	4
3.2.3. Comentarios recibidos admisibles	4
4. Resultados.....	4
6. Conclusión	6
Anexo: Revisión de comentarios admisibles para propuesta de Tasa de Actualización para las actividades de transmisión y distribución	7

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).

El artículo 3 literal F numeral romano III de la LGIE establece que es una función de la CREE expedir los reglamentos y normas técnicas 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).

Las consultas públicas son una herramienta para informar y capacitar a consumidores, operadores e inversionistas, sobre los motivos y justificaciones de las modificaciones a reglamentos y normas técnicas, así como de otros asuntos que afectan al sector eléctrico, asimismo, facilitan la clarificación de propósitos, antecedentes y su fundamentación legal, técnica y económica, según corresponda. Estos procedimientos participativos tienen el potencial de ayudar a la CREE a desarrollar mecanismos de retroalimentación bidireccional, para darle la debida consideración a los aportes entregados por los ciudadanos y Actores del MEN y permitirles a éstos comprender las decisiones reflejadas en la regulación nueva o por modificar.

Bajo este contexto, la CREE llevó a cabo la consulta pública CREE-CP-03-2021 en la cual se invitó a la población en general a enviar sus oposiciones, coadyuvancias, observaciones o comentarios en referencia a la propuesta de Tasa de Actualización para las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica, utilizando para tal fin el Sistema de Consulta Pública de la CREE, que fue creado para atender las disposiciones previstas en el Procedimiento Interno de Consulta Pública. Dicha propuesta tuvo como objetivo socializar y recibir aportaciones sobre la Tasa de Actualización para las actividades reguladas de transmisión y distribución, la cual fue calculada con base en el informe denominado “Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”, preparado por una consultoría especializada.

El presente documento tiene como finalidad dar a conocer los resultados de la citada consulta, así como mostrar la respuesta por parte de la CREE ante cada uno de los comentarios en mención.

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

Mostrar los resultados del proceso de consulta pública CREE-CP-03-2021 y señalar las principales modificaciones que surgieron producto de las aportaciones y opiniones expresadas por los participantes del proceso en mención.

2.2. Objetivos específicos

- a. Resumir los principales hallazgos y características del proceso de consulta pública.
- b. Responder de forma justificada cada una de las propuestas, comentarios y observaciones expresadas por los participantes de la consulta en mención.
- c. Incorporar de forma total o parcial los comentarios procedentes a la versión final del cálculo de la Tasa de Actualización para las actividades de transmisión y distribución.

3. Consulta pública

3.1. Proceso de consulta pública

El artículo 19 de la LGIE dispone que la CREE debe establecer la Tasa de Actualización que se usará para el cálculo de tarifas, misma que será determinada mediante estudios realizados por firmas consultoras especializadas en la materia, que deben ser contratadas por la CREE.

Asimismo, este artículo establece que la tasa de actualización debe reflejar la tasa de costo de capital para actividades de riesgo similar en el país, y que, si resultado de los estudios se obtuviese una Tasa de Actualización inferior a 7% real anual o bien superior a 13% real anual, se tomará y aplicará en el cálculo de las tarifas el límite inferior de 7% para el primer caso y el límite superior de 13% para el segundo caso.

Por otro lado, el Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE), con el fin de coadyuvar en el fortalecimiento del subsector eléctrico de Honduras, contrató una consultoría para realizar un estudio con el fin de obtener la Tasa de Actualización aplicable a las actividades de transmisión y distribución. Dicho estudio fue presentado a la CREE como un informe denominado “Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”, y la Secretaría General de la CREE en atención a la instrucción dada por el directorio de comisionados lo puso a disposición de la Unidad de Tarifas y a la Dirección de Asuntos Jurídicos a fin de estas emitieran el pronunciamiento correspondiente.”

En fecha 21 de mayo de 2021 la Unidad de Tarifas y la Dirección de Asunto Jurídicos en atención a la normativa aplicable y valoraciones sobre el informe denominado “Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica”, recomendaron a la CREE establecer un valor de Tasa de Actualización y realizar una consulta pública para establecer la Tasa de Actualización recomendada por el estudio realizado con el apoyo del BCIE.

Por tal razón, el 25 de mayo de 2021, la CREE, mediante un acto administrativo motivado, inició el proceso de consulta pública CREE-CP-03-2021 llamado: “Tasa de Actualización para las actividades de transmisión y distribución”.

Para ello, se convocó a los interesados a presentar sus posiciones respecto a lo consultado, invitación que se difundió por medio del sitio web oficial y en las redes sociales de la CREE, de esta manera, cualquier interesado tuvo la oportunidad de acceder y participar en la consulta de conformidad con lo establecido en el Procedimiento para Consulta Pública. Junto con la convocatoria, se adjuntó el informe técnico, el documento con la propuesta de Tasa de Actualización para las actividades transmisión y distribución y el informe preparado por la consultoría, para que los interesados pudieran analizar y elaborar sus posiciones, observaciones o comentarios de manera fundamentada, así como dar seguimiento a la consulta pública.

El 3 de junio de 2021 se socializó la propuesta de la Tasa de Actualización a través de un evento virtual en el cual se contó con la participación de distintos actores, durante el evento se explicó detalladamente la metodología que se utilizó para obtener la referida tasa y se contó con una serie de consultas que fueron contestadas por la CREE y el consultor que realizó el estudio para obtener la Tasa de Actualización.

Por otro lado, en la convocatoria se estableció inicialmente como fecha de cierre el 09 de junio del año en mención, sin embargo, debido a la poca participación de parte de la ciudadanía en general y en particular de las empresas del sector el proceso de consulta se extendió hasta el 14 de junio del presente año.

Una vez transcurrido este plazo, la información obtenida fue analizada por la CREE, considerando “admisibles” las posiciones, comentarios y observaciones recibidas dentro del plazo establecido, que fueron pertinentes a la propuesta o asunto de la consulta pública y que cumplieron con los criterios siguientes:

- La propuesta ingresada debía referirse exclusivamente a la tasa de actualización la cual está basada en el artículo 19 de la LGIE.
- La justificación ingresada debía ser pertinente a la propuesta.

Todos los comentarios recibidos fueron evaluados de acuerdo con los criterios de evaluación mencionados para garantizar que correspondían a opiniones pertinentes a la propuesta.

3.2. Comentarios recibidos

La consulta pública CREE-CP-03-2021 recibió un total de 2 comentarios por parte de 2 actores distintos, conteniendo cada comentario 6 observaciones diferentes.

3.2.1. Comentarios recibidos por fecha

La Figura 1 describe la participación a lo largo del tiempo. Se observa que la segunda participación se llevó a cabo el último día de ampliación del plazo de la consulta.

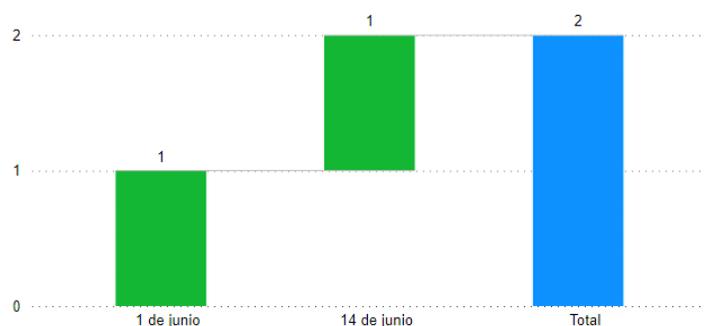


Figura 1. Comentarios recibidos por fecha

3.2.2. Comentarios recibidos por participantes

La Figura 2 muestra que, los actores que participaron en el proceso de consulta fueron la Empresa Propietaria de la Red S.A (EPR) con 1 comentario y la Asociación Hondureña de Productores de Energía Eléctrica (AHPEE) con 1 comentario.

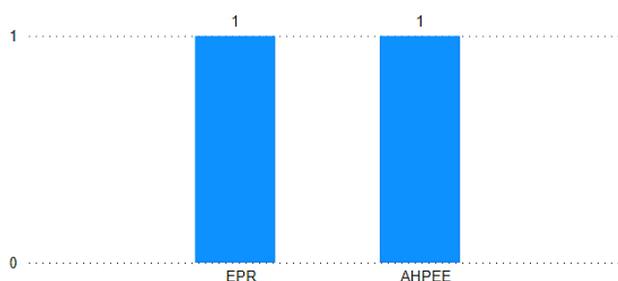


Figura 2. Comentarios recibidos por participante

3.2.3. Comentarios recibidos admisibles

Después de finalizar la respectiva revisión, se determinó que todos los comentarios recibidos fueran categorizados como admisibles.

4. Resultados

La CREE con ayuda de la consultoría especializada valoró las posiciones, observaciones y comentarios admisibles, en particular los fundamentos de dichas opiniones con el fin de incorporarlas de forma parcial o total en la propuesta final del documento puesto en consulta. Con base en los resultados del proceso de revisión descrito, se incorporó una modificación en la versión final de la propuesta de la tasa de actualización, la cual consistió en incluir un impuesto conexo del impuesto sobre renta en el cálculo de la Tasa de Actualización, siendo este la Aportación Solidaria de 5% que es aplicable sobre el exceso de la renta neta gravable que sea superior a un millón de lempiras, conforme a lo establecido en el artículo 22 reformado de la Ley de Equidad Tributaria. Por lo tanto, en el cálculo de la Tasa de Actualización el total del impuesto a considerar es la sumatoria del impuesto sobre renta (25%) y la aportación solidaria (5%), dando un valor de 30%.

En función de lo antes expuesto y con base en el informe final denominado “Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica” realizado por la consultoría especializada, a continuación, se presenta la versión final de la propuesta de la Tasa de Actualización, así como una comparación con la versión inicial.

Versión inicial de la propuesta de la Tasa de Actualización	Versión final de la propuesta de la Tasa de Actualización (en negrita se muestran las modificaciones que sufrió la propuesta inicial como consecuencia de la inclusión del impuesto conexo al ISR)
<p>“Establecer la Tasa de Actualización real después de impuestos para las actividades de transmisión y distribución en un 7% a partir de la vigencia del nuevo pliego tarifario que resulte de los estudios preparados por las firmas consultoras de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en vista de las consideraciones y variables siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Que el estudio realizado por la consultoría especializada arrojó que tanto para la actividad de transmisión como para la de distribución la tasa libre de riesgo resultó en 2.12%, la prima riesgo de mercado en 6.43%, la prima de riesgo país en 3.52%, la prima de riesgo corporativo en 0.76%, el costo de estructuración de deuda en 0.87%, la relación entre la deuda y capital en 1.17, la inflación esperada en Honduras en 3.50% y la inflación esperada en EEUU en 2.35%; 2. Que el estudio elaborado por la consultoría especializada determinó que el Beta Equity apalancado es de 0.71 para transmisión y 0.88 para distribución; 3. Que el estudio realizado por la consultoría especializada arrojó que la tasa de actualización para transmisión es de 5.17% y de 5.66% para distribución; y, 4. Que el valor mínimo legal según el artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) es de 7%”. 	<p>“Establecer la Tasa de Actualización real después de impuestos para las actividades de transmisión y distribución en un 7% a partir de la vigencia del nuevo pliego tarifario que resulte de los estudios preparados por las firmas consultoras de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en vista de las consideraciones y variables siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Que el estudio realizado por la consultoría especializada arrojó que tanto para la actividad de transmisión como para la de distribución la tasa libre de riesgo resultó en 2.12%, la prima riesgo de mercado en 6.43%, la prima de riesgo país en 3.52%, la prima de riesgo corporativo en 0.76%, el costo de estructuración de deuda en 0.87%, la relación entre la deuda y capital en 1.17, la inflación esperada en Honduras en 3.50% y la inflación esperada en EEUU en 2.35%; 2. Que el estudio elaborado por la consultoría especializada determinó que el Beta Equity apalancado es de 0.69 para transmisión y 0.85 para distribución; 3. Que el estudio realizado por la consultoría especializada arrojó que la tasa de actualización para transmisión es de 4.92% y de 5.38% para distribución; y, 4. Que el valor mínimo legal según el artículo 19 de la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) es de 7%”.

De manera complementaria a lo mencionado anteriormente, el Anexo: Revisión de comentarios admisibles para propuesta de Tasa de Actualización para las actividades de transmisión y distribución, contiene una tabla que recoge los comentarios categorizados como “admisibles”, así como la respuesta por parte la CREE.

6. Conclusión

Como resultado del proceso de revisión de los comentarios, observaciones y propuestas recibidas en el proceso de consulta pública CREE-CP-03-2021, así como también la revisión del documento puesto en consulta y el informe presentado por la consultoría especializada, la Unidad de Tarifas y la Dirección de Asuntos Jurídicos recomiendan establecer la Tasa de Actualización real después de impuestos para las actividades de transmisión y distribución en un 7% a partir de la vigencia del nuevo pliego tarifario que resulte de los estudios preparados por las firmas consultoras de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

Anexo: Revisión de comentarios admisibles para propuesta de Tasa de Actualización para las actividades de transmisión y distribución

No.	Institución	Comentario	Justificación	Respuesta de la CREE	Comentario considerado en propuesta Final
1	EPR	<p>Propuesta 1</p> <p>Incrementar la prima de riesgo de mercado, para las empresas transmisoras.</p>	<p>El modelo utilizado para el cálculo del costo del capital promedio ponderado (WACC, por sus siglas en inglés), es una metodología adecuada y normalmente aceptada para calcular el costo del capital promedio (equity y deuda), sin embargo, tenemos los siguientes comentarios:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) La prima de riesgo de mercado de 6.43% es considerada baja debido a la situación financiera del distribuidor único en este momento. 2) Las primas de riesgo de mercado utilizadas para calcular el promedio son de países en donde la industria eléctrica muestra un mejor comportamiento de pago entre los diferentes actores. 3) Se sugiere castigar dicha prima (multiplicarla por el factor de 1.5) hasta que no cambien las condiciones actuales del mercado, es decir que los agentes del mercado cumplan con sus obligaciones de pago en tiempo y forma. 4) Se debe determinar la forma de evitar que el impacto de las altas pérdidas de la distribuidora sea trasladado al transmisor, ya que al recuperarse el Ingreso Requerido (IR) del transmisor en la tarifa, la ineficiencia en la recaudación por parte del distribuidor estará siendo trasladada al transmisor. 	<p>1) Con el objeto de adaptar la Tasa de Actualización al mercado hondureño se ha incorporado la prima de riesgo país que surge de la comparación de rentabilidades de bonos emitidos por la República de Honduras con un uso de fondos destinado a subsanar déficits observados en la operatividad de la ENEE, versus la rentabilidad de un bono libre de riesgo (bonos del tesoro de los EE.UU.) Asimismo, se incorpora un ajuste al parámetro beta del activo para reflejar el riesgo adicional que presentan los sistemas de regulación por precio tope. El argumento de reflejar un riesgo adicional aditivo o multiplicativo e independiente en la tasa de actualización, es válido ante la presencia de “asimetrías” cuyo origen y ocurrencia, resultan ser difícilmente medibles y reproducibles en el flujo de fondos proyectado de la firma. Efectos como “el comportamiento de pago en tiempo y forma”, “la ineficiencia en la recaudación”, son fenómenos identificados y, por ende, su probabilidad de ocurrencia, efecto y medida deben ser incorporados en el flujo de fondos esperado de la firma al momento de la determinación del nivel tarifario y no afectando la tasa de actualización.</p> <p>2) Ver respuesta 1).</p> <p>3) Ver respuesta 1).</p> <p>4) Ver respuesta 1). El capítulo 2 del “Reglamento de Tarifas” postula una apertura de los Activos Regulatorios. Los Activos Regulatorios no Eléctricos podrían incluir una partida de “Capital de Trabajo”, cuya variación en el periodo tarifario capture los requerimientos de ingreso derivados de los efectos temporales entre la facturación y cobro, por ejemplo</p>	

No.	Institución	Comentario	Justificación	Respuesta de la CREE	Comentario considerado en propuesta Final
1	EPR	<p>Propuesta 2</p> <p>Que se considere de forma temporal en el cálculo de los COM, mientras mejora la situación financiera de la ENEE como distribuidor único, el costo por la constitución de una reserva de liquidez de seis (6) meses que cubra servicio de deuda y operación y mantenimiento para empresas transmisoras.</p>	<p>Pese a que la metodología sí considera el riesgo país y el riesgo de la actividad, ya que se harán ajustes periódicamente (cada tres años), de acuerdo con Ley de Electricidad en su artículo 159 y según el artículo 19. Se recomienda que, de manera temporal a los costos de operación y mantenimiento correspondientes, se incluya el costo financiero adicional asociado por mantener una reserva de liquidez de al menos seis meses por concepto de servicio de deuda y capital de trabajo, que coadyuve a mitigar el riesgo por atraso de pago por parte de la ENEE. Adicionalmente, se debería considerar la remuneración de los instrumentos tales como garantía o seguro que adquiera el transmisor, similar al "Multilateral Investment Guarantee Agency," MIGA, del Grupo del Banco Mundial, contra el riesgo de incumplimiento de contrato (breach of contract) para mitigar los riesgos derivados de cambios legislativos o falta de remuneración.</p>	<p>En la determinación del costo de la deuda se ha incorporado un concepto aditivo relacionado a los Costos de Estructuración Financiera. Dicho factor consideró el mantenimiento de un instrumento líquido para respaldar el servicio de la deuda e intereses (Cuenta de Reserva del Servicio de la Deuda – CRSD) así como un costo de estructuración típico en las facilidades de deuda. Tal como se indicó en la respuesta a la Propuesta 1, con relación a los requerimientos de capital de trabajo, así como instrumentos de seguros como los mencionados en la justificación; los costos asociados deben incluirse como una componente más de los requerimientos de ingresos en los flujos de la firma y no como una adición a la tasa de actualización.</p>	
		<p>Propuesta 3</p> <p>Ajustar la tasa marginal de Impuesto a la Renta al 30% que es el porcentaje real pagado por las empresas</p>	<p>Mediante decreto 278-2013 fue reformado el artículo 22 de la Ley de Equidad Tributaria (Decreto 51-2003) quedando de la forma siguiente: <i>Artículo 22.-Las personas jurídicas, excepto las incluidas en los Regímenes Especiales de Exportación y Turismo sin perjuicio de lo establecido en el Artículo 22 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, pagarán una Aportación Solidaria del Cinco Por Ciento (5%) que se aplicará sobre el exceso de la renta neta gravable superior a Un Millón de Lempiras (L 1,000,000.00), a partir del período fiscal 2014 en adelante.</i> <i>La Aportación Solidaria constituye una sobretasa del Impuesto Sobre la Renta, por lo que no será deducible de dicho impuesto, quedando sujeta al Régimen de Pagos a Cuenta, Declaración Anual y demás disposiciones aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.</i></p> <p>En consecuencia, la tasa real del ISR es del 30% y no del 25%.</p>	<p>Se ha modificado el cálculo de la Tasa de Actualización con el fin de incluir el impuesto conexo al impuesto sobre renta, siendo este la Aportación Solidaria conforme a lo establecido en el artículo 22 reformado de la Ley de Equidad Tributaria. Dicha modificación se encuentra reflejada en el informe denominado "Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica Final" realizado por el consultor.</p>	<p>Se ha modificado el cálculo de la Tasa de Actualización.</p>

No.	Institución	Comentario	Justificación	Respuesta de la CREE	Comentario considerado en propuesta Final
1	EPR	<p>Propuesta 4</p> <p>Definir la moneda con la cual es pagado el IR de los transmisores, ya que las inversiones se financian en moneda extranjera, usualmente dólares, y no en lempiras</p>	<p>El cálculo de la tasa de actualización determina el WACC nominal en US\$ después de impuestos y luego calcula el WACC nominal en Lempiras para determinar el WACC real después de impuestos.</p> <p>No obstante, el artículo 173 del Reglamento de Tarifas dice: <i>...Los peajes de transmisión se calculan en dólares estadounidenses y se convierten en Lempiras conforme el Artículo 7...</i></p> <p>Por su parte el artículo 7 dice: Artículo 7. El Cálculo Tarifario y el Costo Base de Generación se presentarán en dólares estadounidenses y se expresarán en Lempiras al tipo de cambio del día anterior a <i>la fecha de aprobación.</i></p> <p>Entonces, ¿el IR se expresa en dólares y se factura en lempiras a la tasa de cambio del día anterior? Esta aclaración es importante porque de lo contrario el riesgo cambiario estaría siendo absorbido por el inversionista y, por tanto, la tasa de actualización aplicada no sería real.</p>	<p>La Tasa de Actualización real después de impuestos y antes de impuestos en lempiras coincide con la tasa en dólares estadounidenses. El artículo 7 establece que el cálculo tarifario se presenta en dólares, se expresa en Lempiras del día anterior a la fecha de aprobación, pero a partir de dicha fecha se mantiene en Lempiras y se indexa con la inflación de Honduras medidas por el IPC. Dado el comportamiento histórico de la tasa de cambio en Honduras y su correlación con la inflación doméstica, el riesgo cambiario se encuentra mitigado por el ajuste anual por inflación.</p>	
		<p>Propuesta 5</p> <p>Definir las condiciones de revisión de la tasa de actualización con que se asignan las obras de transmisión.</p>	<p>El artículo 28 literal A del Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica establece: <i>...La tasa de actualización que se utilizará para el cálculo de los costos de transmisión asociados a las obras, y que la CREE deberá establecer al momento de asignar la construcción de las obras a la Empresa Transmisora, se mantendrá fija durante el periodo de vida útil de dichas obras...</i></p> <p>Si bien es comprensible que se pretenda mantener la tasa de actualización fija, como una señal de certeza al inversionista, no es posible que, ante variaciones en las condiciones de mercado, condiciones de país, incremento de inflación o devaluación, el inversionista deba absorber todos esos riesgos. Es necesario que la metodología refleje la protección a las inversiones derivadas de los impactos por desmejora de las condiciones en que las obras fueron asignadas.</p>	<p>El literal A del Reglamento de la LGIE aplica a las obras a realizar por parte de las empresas transmisoras incluidas en el plan de expansión de transmisión a través de la modalidad de licitación de obras. El espíritu de lo establecido en el literal A del Reglamento de la LGIE es dar certidumbre del "cash Flow" a recibir por las empresas transmisoras adjudicatarias de las obras y facilitar su proceso de financiamiento. Con relación a los riesgos vinculados a la inflación o devaluación, los mismos se encuentran cubiertos en el artículo 159, donde se establece que la CREE actualizará anualmente los costos de transmisión y el artículo 176 del Reglamento de Tarifas, el cual define que el Ingreso Requerido (IR) se ajustará anualmente con el IPC de Honduras.</p> <p>La tasa de actualización calculada por la CREE en el estudio recientemente realizado aplica a los activos existentes de las empresas transmisoras sobre los cuales la CREE realizará el cálculo de Ingreso Requerido para el próximo período de tres años y podrá aplicar a las licitaciones bajo la modalidad del literal A del Reglamento de la LGIE, según lo establezca la CREE en el momento de asignar la construcción de las obras a la empresa transmisora.</p>	

No.	Institución	Comentario	Justificación	Respuesta de la CREE	Comentario considerado en propuesta Final
1	EPR	<p>Propuesta 6</p> <p>Aclarar la aplicación del IPC al ingreso requerido por el transmisor.</p>	<p>El artículo 159 del Reglamento de Tarifas (RT) en concordancia con el artículo 21 literal B de la LGIE, establece que la ET debe presentar para aprobación de la CREE el Ingreso Requerido para el ciclo tarifario de tres (3) años. Este IR es actualizado anualmente por la CREE y se utiliza para determinar los peajes por el uso del Sistema Principal de Transmisión. Luego, el artículo 163 se refiere al cálculo del ingreso requerido, el cual tiene dos componentes: "a. Anualidad de las Inversiones; y b. Costos de Operación y Mantenimiento." El artículo 164 se refiere al cálculo de la Anualidad de las Inversiones y presenta una fórmula para la anualidad del año i; y los artículos 166 a 168 se refieren al cálculo de los costos de operación y mantenimiento.</p> <p>Enseguida, el reglamento pasa a ocuparse del cálculo de los peajes por acceso y uso de las instalaciones de transmisión. Dentro de ese tema, el artículo 176, titulado "Ajuste periódico anual de los Peajes de Transmisión, presenta fórmulas para el ajuste de los peajes. El artículo incluye la fórmula siguiente para el ajuste anual del Ingreso Requerido de una instalación:</p> $IRT_{i,t} = IRT_{i,t-1} \times (1 + \Delta IPC)$ <p>Donde IPC es el índice de precios al consumidor. Como, según se ha citado arriba, la anualidad de las inversiones es parte del ingreso requerido, ello implica que dicha anualidad debe ajustarse en la proporción indicada.</p> <p>De estas disposiciones surgen las dudas siguientes:</p> <p>a) Considerando que en la fórmula del artículo 164, para el cálculo de la anualidad, tanto la tasa de actualización como la tasa de depreciación son constantes, se deduce que el ajuste por IPC se aplica al valor de los activos, ¿es correcta esa conclusión? ¿Está previsto en el reglamento aplicar las actualizaciones en el IR de acuerdo con las variaciones que pueda sufrir el IPC, al igual como se hace con los peajes?</p>	<p>Tal como se indica en la respuesta a la propuesta 5, efectivamente el artículo 176 establece la indexación anual del IR con la inflación anual a través del IPC de Honduras.</p>	

No.	Institución	Comentario	Justificación	Respuesta de la CREE	Comentario considerado en propuesta Final																																																																	
2	AHPEE	Tomar consideración sugerido en la justificación	<p>1. Estructura de capital utilizada o nivel de Apalancamiento:</p> <p>Se recomienda utilizar un nivel de endeudamiento más razonable para la situación real de Honduras, el cual podría ser 75% deuda y 25% equity, que es un nivel de endeudamiento bastante común en los proyectos y empresas del subsector eléctrico.</p> <p>Aunque la base de referencia tomada son datos de empresas reales de Europa y algunas de América, es importante considerar que en Honduras existe un atraso considerable en las inversiones tanto en transmisión como en distribución, por lo que el modelo de estos países de referencias esta muy lejos de la realidad de Honduras.</p> <p>Adicionalmente, es de considerar que la expectativa sobre las empresas del subsector eléctrico, específicamente las empresas transmisoras y distribuidoras, es que realicen inversiones considerables de capital para alcanzar estándares aceptables de capacidad y calidad, y esto únicamente se puede realizar con un mayor endeudamiento bancario y principalmente a largo plazo.</p>	<p>Los niveles de apalancamiento mencionados son típicamente observados bajo estructuras tipo “Financiación de Proyectos” (o “Project Finance”) en el segmento de generación y en el ámbito de facilidades crediticias altamente estructuradas en donde el flujo esperado del negocio se configura en la principal fuente de repago en presencia de altos niveles de ingresos contratados a largo plazo a través de una combinación de venta de potencia y/o energía. No se observan niveles de apalancamiento tan elevados en las facilidades corporativas a nivel comparado en el ámbito regulado. Además de la muestra analizada en el reporte provisto por el Consultor se adjunta información adicional sobre las estructuras de capital adoptadas en forma comparada.</p> <table border="1" data-bbox="1997 618 3030 1073"> <tbody> <tr> <td>ENARGAS</td> <td>2001</td> <td>Gas Distcos</td> <td>Argentina</td> <td>0.29</td> </tr> <tr> <td>OFGEM</td> <td>2001</td> <td>Gas Transcos and Distcos</td> <td>Reino Unido</td> <td>0.63</td> </tr> <tr> <td>CREG</td> <td>2002</td> <td>Gas Distcos</td> <td>Colombia</td> <td>0.40</td> </tr> <tr> <td>CPUC</td> <td>2006</td> <td>Distco, gas y electr.</td> <td>Estados Unidos (Ca)</td> <td>0.46</td> </tr> <tr> <td>OFGEM</td> <td>2007</td> <td>Gas Distcos</td> <td>Reino Unido</td> <td>0.63</td> </tr> <tr> <td>ARSESP</td> <td>2009</td> <td>Comgas</td> <td>Brasil</td> <td>0.45</td> </tr> <tr> <td>BNetzA</td> <td>2011</td> <td>Transcos & Distcos, gas y electr.</td> <td>Alemania</td> <td>0.60</td> </tr> <tr> <td>OFGEM</td> <td>2012</td> <td>Gas Distcos</td> <td>Reino Unido</td> <td>0.65</td> </tr> <tr> <td>AEEGSI</td> <td>2013</td> <td>Gas Distcos</td> <td>Italia</td> <td>0.38</td> </tr> <tr> <td>ACM</td> <td>2013</td> <td>Transcos & Distcos, gas y electr.</td> <td>Holanda</td> <td>0.50</td> </tr> <tr> <td>CREG</td> <td>2014</td> <td>Gas Distcos</td> <td>Colombia</td> <td>0.40</td> </tr> <tr> <td>MPSC</td> <td>2015</td> <td>Gas Transcos and Distcos</td> <td>Estados Unidos (Mi)</td> <td>0.40</td> </tr> <tr> <td colspan="4">Promedio</td> <td>0.48</td> </tr> </tbody> </table> <p><i>Fuente: El Costo del Capital. Informe Elaborado para las Empresas Distribuidoras de Gas de la República Argentina. Octubre 2016.</i></p> <p>Las consideraciones acerca del “atraso considerable en las inversiones” y “la expectativa...es que realicen inversiones considerables de capital para alcanzar estándares aceptables de capacidad y calidad”) no necesariamente implica que la participación del endeudamiento en la financiación debiera ser en la proporción sugerida. Ante un escenario de atraso significativo en infraestructura, las entidades financieras podrían ser aversas a estructuras de capital que impliquen requerimientos de capital más flexibles en cuanto a la participación del capital propio (“equity”).</p>	ENARGAS	2001	Gas Distcos	Argentina	0.29	OFGEM	2001	Gas Transcos and Distcos	Reino Unido	0.63	CREG	2002	Gas Distcos	Colombia	0.40	CPUC	2006	Distco, gas y electr.	Estados Unidos (Ca)	0.46	OFGEM	2007	Gas Distcos	Reino Unido	0.63	ARSESP	2009	Comgas	Brasil	0.45	BNetzA	2011	Transcos & Distcos, gas y electr.	Alemania	0.60	OFGEM	2012	Gas Distcos	Reino Unido	0.65	AEEGSI	2013	Gas Distcos	Italia	0.38	ACM	2013	Transcos & Distcos, gas y electr.	Holanda	0.50	CREG	2014	Gas Distcos	Colombia	0.40	MPSC	2015	Gas Transcos and Distcos	Estados Unidos (Mi)	0.40	Promedio				0.48	
ENARGAS	2001	Gas Distcos	Argentina	0.29																																																																		
OFGEM	2001	Gas Transcos and Distcos	Reino Unido	0.63																																																																		
CREG	2002	Gas Distcos	Colombia	0.40																																																																		
CPUC	2006	Distco, gas y electr.	Estados Unidos (Ca)	0.46																																																																		
OFGEM	2007	Gas Distcos	Reino Unido	0.63																																																																		
ARSESP	2009	Comgas	Brasil	0.45																																																																		
BNetzA	2011	Transcos & Distcos, gas y electr.	Alemania	0.60																																																																		
OFGEM	2012	Gas Distcos	Reino Unido	0.65																																																																		
AEEGSI	2013	Gas Distcos	Italia	0.38																																																																		
ACM	2013	Transcos & Distcos, gas y electr.	Holanda	0.50																																																																		
CREG	2014	Gas Distcos	Colombia	0.40																																																																		
MPSC	2015	Gas Transcos and Distcos	Estados Unidos (Mi)	0.40																																																																		
Promedio				0.48																																																																		

No.	Institución	Comentario	Justificación	Respuesta de la CREE	Comentario considerado en propuesta Final
2	AHPEE		<p>2. Determinación del WACC real: en cuanto a disminuir el efecto de la inflación se considera que no es procedente aplicarlo, según se nos ha explicado la razón para descontar del WACC el valor de la inflación es que las tarifas, y por ende los ingresos, van a estar indexados por la inflación; este argumento no tiene ninguna base financiera ni metodológica, porque efectivamente los ingresos crecerán con base a la inflación pero las empresas transmisoras o distribuidores, además cualquier empresa en general, también tienen costos y gastos que se incrementarán con base en la inflación, o incluso a un porcentaje mayor; en conclusión el ajuste de los ingresos por la inflación no representa ninguna mejora en el flujo de caja de las empresas, únicamente es un elemento que trata de compensar el aumento en los costos.</p> <p>Es de conocimiento popular que la inflación significa pérdida de valor adquisitivo, significa que el dinero cada día vale menos, por lo que con base en los supuestos en que se basa el cálculo del WACC, no se considera en ningún momento la pérdida de valor por la inflación, por lo que realmente los ajustes de inflación que se plantean que se deben considerar es sumar la inflación al WACC, para que la inversión no pierda valor; en caso en que se reste la inflación se está castigando aún más a la empresa que ofrece los servicios.</p>	<p>Según el Reglamento de Tarifas, las mismas se calculan mediante la estimación de flujos en términos reales y por ende la tasa de descuento de los flujos de fondos debe ser determinada en términos reales, es decir sin considerar la inflación. Alternativamente, la legislación podría haber optado por el cálculo de tarifas en términos nominales, utilizando una tasa de actualización nominal, y no ajustando las tarifas por un índice de inflación durante el periodo tarifario.</p> <p>No es correcto afirmar que mediante la indexación de tarifas sólo se está afectando a los ingresos y no a los costos. Las tarifas se determinan para que cubran los costos y permitan una rentabilidad justa y razonable sobre los activos. Así, al actualizar las tarifas por inflación se actualizan todos los requerimientos de ingresos de las empresas reguladas, incluyendo el costo de capital. El costo de capital incluye las depreciaciones y la rentabilidad regulada.</p> <p>Las consideraciones vertidas en el tercer párrafo de la Justificación 2 no son correctas. El WACC se calcula en términos nominales y luego se transforma a términos reales para calcular la tarifa según se dicta en el reglamento de tarifas; que implica un cálculo en términos reales y una actualización de estas para mantener el nivel de los ingresos regulados en términos reales, capturando de esta forma el efecto de la inflación en todas las componentes de costos del Ingreso Requerido: costos de operación y mantenimiento y el costo de capital.</p>	
			<p>3. BETA y Prima de Riesgo Regulatorio: La base de la Beta que se toma parece correcta y de igual manera el ajuste a la prima por ser empresas reguladas, sin embargo se considera que el valor de este ajuste es muy bajo porque este representa el riesgo de ser una empresa regulada en Estados Unidos o Europa, y el riesgo regulatorio en Honduras es mucho más alto que en Estados Unidos o Europa, por dicha razón se considera que debe ser mayor ese ajuste a la Beta por el tema regulatorio, para reflejar el riesgo regulatorio real de Honduras que es lo que se espera de este análisis.</p>	<p>El ajuste por "prima de ajuste regulatorio" del parámetro Beta, se realiza comparando la regulación en el Reino Unido (regulación por incentivos) vs. los mecanismos regulatorios imperantes en EE.UU. (regulación por tasa de retorno o costo del servicio) y no capta, en su esencia y formulación, más que diferencias en sistemas de determinación y redefinición de tarifas en el tiempo. El riesgo adicional por realizar inversiones en Honduras es captado por la prima de riesgo país.</p>	
			<p>4. Impuesto sobre la renta. Corregir en el modelo la tasa de Impuesto Sobre la Renta (al 25% agregarle el 5%), porque de acuerdo con la Ley de Equidad Tributaria, el impuesto a LA APORTACION SOLIDARIA constituye una sobretasa del Impuesto Sobre la Renta, por lo que queda sujeta a la Declaración Anual y demás disposiciones aplicables de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.</p>	<p>Se ha modificado el cálculo de la Tasa de Actualización con el fin de incluir el impuesto conexo al impuesto sobre renta, siendo este la Aportación Solidaria conforme a lo establecido en el artículo 22 reformado de la Ley de Equidad Tributaria. Dicha modificación se encuentra reflejada en el informe denominado "Cálculo de la Tasa de Actualización de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica Final" realizado por el consultor.</p>	<p>Se ha modificado el cálculo de la Tasa de Actualización.</p>

No.	Institución	Comentario	Justificación	Respuesta de la CREE	Comentario considerado en propuesta Final
2	AHPEE		5. Tasa Riesgo País. Revisar el valor de la tasa para riesgo país, ya que el valor incluido se considera es muy bajo. El riesgo del sector eléctrico es mucho más alto, debido a que la situación financiera de la ENEE está incidiendo incluso en las finanzas del Estado.	Se ha estimado el riesgo país mediante tres aproximaciones aceptadas en la práctica y que convergen en su magnitud. La alternativa tomada ha sido adoptar lo que el mercado ha determinado en relación con el riesgo de los instrumentos financieros emitidos por el gobierno Hondureño vs. el rendimiento de un instrumento libre de riesgo. El argumento de reflejar un riesgo adicional aditivo o multiplicativo e independiente en la tasa de actualización, es válido ante la presencia de "asimetrías" cuyo origen y ocurrencia, resultan ser difícilmente medibles y reproducibles en el flujo de fondos proyectado de la firma. Efectos derivados de la situación financiera de la ENEE como "el comportamiento de pago en tiempo y forma", "la ineficiencia en la recaudación", son fenómenos identificados y, por ende, su probabilidad de ocurrencia, efecto y medida deben ser incorporados en el flujo de fondos esperado de la firma al momento de la determinación del nivel tarifario y no afectando la tasa de actualización.	
			6. Determinación del Costo de la Deuda. En la sección 4.4 se concluye que el costo de la deuda en Honduras es 7.27%. Conforme a las cifras publicadas por el Banco Central de Honduras para las "Tasas Activas sobre Préstamos", el promedio del período 2018-2020 para los préstamos en moneda extranjera es de 8.12% y el promedio enero 2018 a febrero 2020 (previo al Covid-19) es 8.21%. Se compara con valores promedio porque para todos los indicadores se utilizan valores promedio, y esas son las tasas reales que se han registrado para el financiamiento en moneda extranjera en el país. (https://www.bch.hn/estadisticos/EF/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7BC5AF81D6-17BA-416C-9137-F174798D7158%7D&file=Promedio%20Ponderado%20Mensual%20en%20Moneda%20Extranjera%20(XLS).xls&action=default)	La aproximación para la determinación del costo de la deuda se basa en una metodología ampliamente aceptada en la práctica y consistente con el "Pricing" de instrumentos de deuda que entidades financieras de desarrollo y comerciales utilizan en la práctica para el financiamiento de infraestructura energética, incluyendo empresas de servicios públicos. De todas maneras, las tasas observadas en la base de datos aportada por el proponente para el período junio 2020-marzo 2021 (coincidente con el período de cálculo de la prima de riesgo país ¹) resulta ser de 7.80% vs. la tasa estimada en el reporte de 7.27%; diferencia no significativa.	

¹ Componente de mayor peso en la determinación del coste de la deuda.