

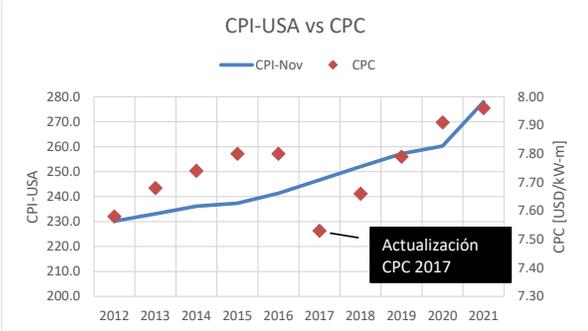
**ANEXO NO. I DEL ACUERDO NO. 497-E-2022**  
**MATRIZ DE RESPUESTAS ASOCIADA AL ACUERDO NO. 412-E-2022**

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
1.	Ingenio La Cabaña	5. DETERMINACIÓN DEL MRT	<p>Para la Importación de Energía, se utilizó la información estadística del año 2021; sin embargo, con la entrada de EDP en mayo del 2022 se ha observado que el comportamiento de las importaciones es menor respecto al registrado en el año 2021; por lo que debería de incluirse este efecto dentro del análisis.</p>	<p>El estudio de confiabilidad en base al cual se determina la PGT considera la potencia que se puede importar para abastecer la demanda de El Salvador para <b>condiciones críticas</b> (bajas reservas) respecto a la disponibilidad de capacidad en El Salvador.</p> <p>Los intercambios de importación reales son el resultado del balance de generación en condiciones de <b>operación normales</b>.</p> <p>La potencia considerada para la importación es menor a la capacidad actualmente disponible en la interconexión lo que permite garantizar que la potencia esté disponible para la importación de energía.</p> <p>Complementando lo antes mencionado, en las consultas realizadas durante las reuniones iniciales con la UT y PMs, se indicó que en el 2022 los niveles de importación de energía son menores respecto a los del año 2021, debido al inicio de operación de un generador, tal y como se menciona en la observación del PM. Por ese motivo se adoptó el criterio de considerar en el cálculo de la PGT una potencia equivalente al valor de probabilidad de excedencia del 95% (P95) de la potencia importada en 2021, igual a 67.8 MW (considerando solamente las importaciones realizadas durante el rango de horas de la 18 a la 21).</p> <p>Dado los límites de transmisión existentes en condiciones normales entre el sistema eléctrico de Guatemala y los de los países vecinos (mayor que 67.8 MW) se considera con muy alta factibilidad la posibilidad de importar energía desde países vecinos en condiciones críticas en El Salvador por el valor antes indicado de potencia. Si bien la máxima importación al país, entre mayo y septiembre de 2022, se restringió a valores menores que el valor de importación utilizado, en los primeros días de octubre de 2022, la UT y el EOR flexibilizaron dicha limitación de importación, debido a la entrada en operación del banco de capacitores de 90 MVAR, en la subestación Talnique, estableciéndose como capacidad de importación NS y SN del área de control de El Salvador en los periodos de demanda media en 180 MW NS y 170 MW SN, valores que son superiores a la P95 determinado para la importación, con lo cual se garantiza que la potencia de importación de 67.8 MW de importación esté disponible.</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
				<p>Asimismo, está previsto el desarrollo de otras obras de expansión que ETESAL ha identificado necesarias para mantener, en la medida de lo posible, las transferencias regionales de 300 MW en escenarios de exportación, importación y porteo tanto en dirección Norte-Sur como Sur-Norte, dentro de lo que cabe destacar la instalación de un equipo compensador estático síncrono serie por fase en la línea 115 kV San Antonio Abad – Nejapa, el cual tendrá lugar durante el año 2023. Todas estas son obras que contribuirán a reducir eventuales restricciones a las transacciones regionales como las observadas en el año 2022.</p> <p>No obstante lo anterior, se realizó el siguiente ejercicio de cálculo: se reestimó la PGT y el MRT, en el caso más extremo, en el que el nivel de importación, a considerarse en la determinación de la PGT y MRT, fuese cero; a pesar de ello, se determinó que se mantiene el valor del MRT estimado del 10%, en consecuencia, cualquier ampliación del período de la información estadística hasta el 2022, para fijar el valor de la importación, no tendrá incidencia en el cálculo del CPC.</p>
2.	Ingenio La Cabaña	ANEXO III	La disponibilidad reflejada en el anexo III para los ingenios (CASSA-G1, LANG-G1, LACAB-G1, CHAP-G1 y JIBO-G1) es menor que la utilizada por la UT en el cálculo de la capacidad firme, la cual es determinada con la información estadística de los últimos 5 años y de acuerdo a lo establecido en el ROBCP.	La información sobre disponibilidad de las unidades de generación mencionadas se corresponde con los valores utilizados en el Balance de Capacidad Firme Provisoria - Período 2022 – 2023, habiendo sido ajustados, sin embargo, por el efecto de los tiempos de mantenimiento mayor o la estacionalidad de la producción de algunas centrales de generación, por lo cual la disponibilidad de los ingenios resulta menor, así como para las demás unidades generadoras del Mercado Mayorista; en vista de que, por la índole del ejercicio, se requieren datos de la disponibilidad real de las unidades generadoras incluyendo tiempos de mantenimiento mayor, que no son tomados en cuenta para la determinación de las tasas de disponibilidad con las que se calcula la capacidad firme en el Mercado Mayorista.
3.	CASSA	3. DETERMINACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN Y DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (OYM) DE LA UNIDAD DE PUNTA	Los costos de inversión deben considerar todos los costos relacionados a poner en operación la unidad generadora de punta, sin embargo, según lo detallado en el apartado II. Otros Equipos, de la tabla resumen de costos de inversión por un total de \$1,128,477. Consideramos que dicho monto es insuficiente para cubrir los costos de equipamiento adicionales a la TG; Como referencia, dicha unidad requerirá un transformador elevador de al menos 90MVA 13.8/115 KV para la interconexión al sistema de	Los componentes de costos correspondientes a Otros Equipos son los siguientes:

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor						
			<p>transmisión. Según valores de referencia recientes, dicha unidad tendrá un valor unitario de casi un millón de dólares, más costos de transporte e instalación, lo que cubre la totalidad de la provisión de costo de dicha partida, debiendo incluirse además el resto de equipamiento como interruptores, seccionadores, etc. Por lo cual concluimos que dicha partida no considera los costos totales para la operación de una unidad generadora, siendo un valor más adecuado del monto de 3 a 5 millones de dólares.</p>	<table border="1" data-bbox="1234 212 1766 399"> <tr> <td data-bbox="1234 212 1766 240"><b>II Otros Equipos</b></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1234 240 1766 267"><b>1. Planta de Almacenamiento de Combustible</b></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1234 267 1766 295"><b>2. Sistema de protección contra incendio</b></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1234 295 1766 323"><b>3. Instrumentación general de planta</b></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1234 323 1766 350"><b>4. Centro de control de motores</b></td> </tr> <tr> <td data-bbox="1234 350 1766 399"><b>5. Aire comprimido p/servicios generales</b></td> </tr> </table> <p data-bbox="1234 467 2024 623">El costo de <i>II Otros Equipos</i>, igual a \$1,128,477, no incluye los costos asociados con transformadores, interruptores, seccionadores, etc., los mismos están considerados en la partida <i>I Equipo Principal</i>. Asimismo, se aclara que el costo del equipamiento indicado en la observación es del orden señalado (\$4,407,549).</p>	<b>II Otros Equipos</b>	<b>1. Planta de Almacenamiento de Combustible</b>	<b>2. Sistema de protección contra incendio</b>	<b>3. Instrumentación general de planta</b>	<b>4. Centro de control de motores</b>	<b>5. Aire comprimido p/servicios generales</b>
<b>II Otros Equipos</b>										
<b>1. Planta de Almacenamiento de Combustible</b>										
<b>2. Sistema de protección contra incendio</b>										
<b>3. Instrumentación general de planta</b>										
<b>4. Centro de control de motores</b>										
<b>5. Aire comprimido p/servicios generales</b>										
4.	CASSA	<p>4. DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO; 4.2.2 RIESGO PAÍS;</p> <p>4.3.3 PRIMA POR RIESGO PAÍS</p>	<p>En el desarrollo metodológico para la determinación de la Tasa de descuento, se aplica una "normalización" de 6 años a fin de "suavizar los efectos de la coyuntura reciente en la determinación de los principales parámetros de la tasa WACC", sin embargo a pesar del contexto coyuntural actual no puede considerarse permanente, es de valorar que dichos efectos estarán presente durante los próximos 3 años al menos, especialmente aquellos que afectan las condiciones macroeconómicas del país y que inciden directamente en la determinación de Riesgo país (4.2.2.) y la Prima por riesgo país (4.3.3.) por lo tanto y tomando en cuenta que el período tarifario para el que se aplicará dicho Cargo por Capacidad es de 5 años, la mayor parte de este período estará influenciado por estas condiciones, por lo tanto la tasa de descuento debe ponderar con mayor peso las condiciones actuales y que esto se pierde al realizar la normalización de 6 años.</p> <p>En ese sentido, recomendamos revisar dicha metodología a fin de que la tasa de descuento refleje de mejor manera las condiciones macroeconómicas internacional y nacional actuales y que se espera estén presentes en la mayor parte del periodo tarifario en que se aplicará el cargo por capacidad 2022-2026</p>	<p>No hay una forma precisa de determinar cuáles serán las condiciones que van a regir el próximo ciclo tarifario (2022-2026). Del análisis de la evidencia histórica se puede ver que en el largo plazo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La evolución del indicador utilizado para determinar la tasa libre de riesgo presenta consistentemente una tendencia decreciente desde el año 1991, es decir, por un período de 30 años, pero que se modificó a partir del 2021, la razón de este quiebre puede encontrarse en el proceso inflacionario en la economía de los EUA, motivo por el cual, la Reserva Federal adoptó como medida antiinflacionaria un esquema de incremento de tasas de interés.</li> <li>• En consistencia con lo anterior, la situación coyuntural actual de la economía de los EUA (cambio de la tendencia histórica de la variable de referencia), no se considera adecuada para determinar la tasa libre de riesgo, y en consecuencia para la tasa WACC que va a determinar las tarifas a partir de 2022. Por lo anterior, se optó para esta y las otras variables del cálculo: <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Utilizar un promedio simple de los rendimientos de un periodo de análisis de 6 y no de 3 años como el utilizado en el cálculo del Cargo por Capacidad del año 2017.</li> <li>b) Fijar como cierre del período de 6 años, el 30 de junio de 2022; a diferencia de haber considerado información hasta finales del quinquenio anterior, 31 de diciembre de 2021, como habría sido lo habitual. Ello en reconocimiento de una coyuntura particular en el primer semestre de 2022, que debía ser tomada en cuenta.</li> </ul> </li> </ul>						

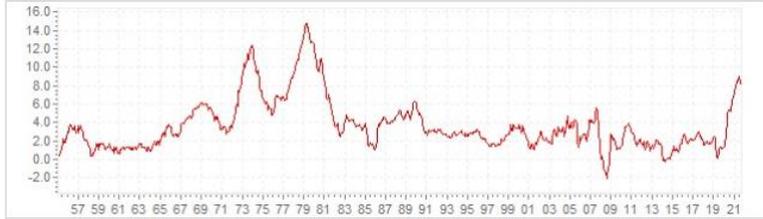
No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor												
				<ul style="list-style-type: none"> <li>Considerando información desde noviembre de 2007 hasta junio de 2022, el riesgo país es del orden de 5%, y en el período de 6 años se obtiene para ese parámetro un valor más elevado del 7.03%, el cual se considera razonable para el próximo ciclo tarifario, en vista de una coyuntura en particular que, sin embargo, no se puede asumir que será la predominante.</li> </ul>												
5.	Consejo Nacional de Energía	3.1 COSTOS DE INVERSIÓN	Aunque el estudio incluye un detalle de los rubros de inversión, no existe un anexo de los costos de inversión en detalle, ya que no se puede conocer en específico que incluyen los rubros como obras civiles, mecánicos, montaje eléctrico, terrenos, entre otros.	<p>Los componentes de costos considerados son los siguientes:</p> <table border="1" data-bbox="1234 597 1629 919"> <tr><td><b>I Equipo Principal</b></td></tr> <tr><td>1. Paquete Turbina TG</td></tr> <tr><td>2. Equipamiento eléctrico. Transformadores</td></tr> <tr><td>3. Conexión a la red</td></tr> <tr><td>4. Otros Equipos</td></tr> <tr><td> </td></tr> <tr><td><b>II. Obra Civil</b></td></tr> <tr><td><b>III. Montaje de equipos y armado</b></td></tr> <tr><td><b>IV. Cableado y ensamblado eléctrico</b></td></tr> <tr><td><b>V. Terrenos y Edificios</b></td></tr> <tr><td><b>VI. Ingeniería y Puesta en Marcha</b></td></tr> <tr><td><b>VII. Costos Varios</b></td></tr> </table>	<b>I Equipo Principal</b>	1. Paquete Turbina TG	2. Equipamiento eléctrico. Transformadores	3. Conexión a la red	4. Otros Equipos		<b>II. Obra Civil</b>	<b>III. Montaje de equipos y armado</b>	<b>IV. Cableado y ensamblado eléctrico</b>	<b>V. Terrenos y Edificios</b>	<b>VI. Ingeniería y Puesta en Marcha</b>	<b>VII. Costos Varios</b>
<b>I Equipo Principal</b>																
1. Paquete Turbina TG																
2. Equipamiento eléctrico. Transformadores																
3. Conexión a la red																
4. Otros Equipos																
<b>II. Obra Civil</b>																
<b>III. Montaje de equipos y armado</b>																
<b>IV. Cableado y ensamblado eléctrico</b>																
<b>V. Terrenos y Edificios</b>																
<b>VI. Ingeniería y Puesta en Marcha</b>																
<b>VII. Costos Varios</b>																
6.	Consejo Nacional de Energía	3.2 COSTOS FIJOS DE O&M	Aunque el estudio incluye un detalle de los rubros de costos fijos de O&M, no existe un anexo que detalle en específico que incluyen los rubros como gastos administrativos y de personal entre otros.	<p>Los componentes de costos considerados son los siguientes</p> <table border="1" data-bbox="1205 1052 1493 1227"> <tr><td>Gastos Administración</td></tr> <tr><td>Sueldos y salarios</td></tr> <tr><td>Ingeniería y consultoría</td></tr> <tr><td>Fletes y transportes</td></tr> <tr><td>Seguros</td></tr> <tr><td>Capacitación y seminarios</td></tr> </table>	Gastos Administración	Sueldos y salarios	Ingeniería y consultoría	Fletes y transportes	Seguros	Capacitación y seminarios						
Gastos Administración																
Sueldos y salarios																
Ingeniería y consultoría																
Fletes y transportes																
Seguros																
Capacitación y seminarios																
7.	Consejo Nacional de Energía	4.2.2 RIESGO PAÍS	Según el dato histórico de riesgo país (EMBI) mostrado en el estudio, la tasa anual de este indicadores no ha superado el 10% los últimos 15 años, por lo que considerar el efecto sobre el riesgo país ocasionado por la pandemia del COVID no se considera realista aun a pesar de que se ha utilizado un promedio de los últimos 6 años.	Si bien se puede considerar que el Riesgo País debe "retornar a la media" o converger a un valor de equilibrio de Largo Plazo, también es cierto que esa transición puede llevar un tiempo, por lo tanto, en el próximo período tarifario (2022 – 2026) es de esperar que los valores de esta variable sean superiores al equilibrio de Largo Plazo. Consideramos que un horizonte de 6 años (que corresponde al doble de la ventana considerada en el quinquenio anterior), genera una medida razonablemente equilibrada												

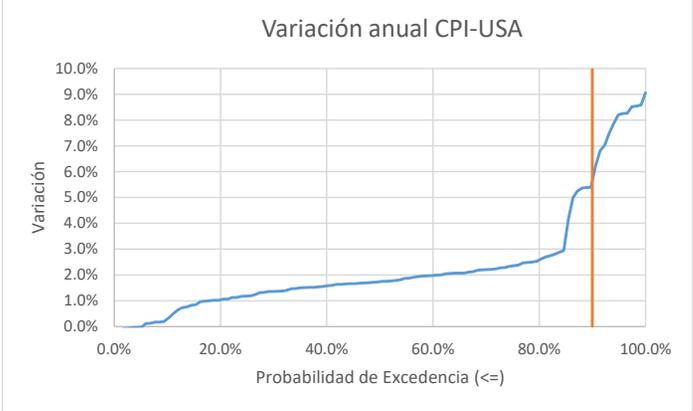
No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
			<p>En tal sentido se sugiere tomar una media anual más amplia la cual podría ser de los últimos 10 años.</p>	<p>entre los valores de largo plazo y los valores coyunturales, por lo que no se considera procedente ampliar la ventana de información del EMBI para estimar el riesgo país.</p>
8.	Consejo Nacional de Energía	7. MECANISMO DE REAJUSTE O INDEXACIÓN ANUAL	$CCA_n = CCA_{n-1} \left[ \left( \frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} \pm 0.005 \right) + 1 \right]$ <p>Cuál es el criterio utilizado para establecer el porcentaje de <math>\pm 0.5\%</math> en la fórmula, ya que en la propuesta metodológica de ajuste del CPC solo aparece el valor y no se explica porque no puede ser diferente.</p> <p>Se sabe que el CPIU tiene una tendencia siempre al alza (con excepción de los períodos de desaceleración o recesión económica, como el suscitado en el primer semestre 2020 por efectos directos de la pandemia por COVID-19), tomando la observación hecha por el consultor de seguir utilizando esa fórmula de ajuste, cabe hacer la interrogante sobre la base metodológica de dicha fórmula y en específico el establecimiento de la constante de 0.005 en la misma y el por qué seguir utilizando ese mismo valor.</p>	<p><b>REVISIÓN DE LA FÓRMULA DE INDEXACIÓN DEL CPC 2017-2021</b></p> <p>Se analizó la fórmula de ajuste vigente concluyendo que es adecuada para reflejar los cambios de costos por efecto de la inflación permitiendo suavizar los cambios anuales del CPC sin que ello implique que un desajuste en los valores.</p> <p>La figura siguiente muestra la variación del CPI (2012-2021). Se observa que la variación del CPC acompañó la variación del CPI.</p>  <p>El factor <math>\pm 0.5\%</math> es el vigente, el análisis antes indicado permitió verificar que fue adecuado en los dos últimos quinquenios.</p> <p>Sobre lo anterior cabe mencionar que, según el Acuerdo No. 326-E-2012, entre los criterios que se consideraron para establecer el valor de <math>\pm 0.005</math> en la fórmula de indexación del CPC, estuvieron los siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La fórmula provee estabilidad al CPC, especialmente en un contexto de variaciones pequeñas del CPI de Estados Unidos, menores a 0.5%, puesto que no se modifica el valor del Cargo por Capacidad (ni al alza ni a la baja) si el valor absoluto de la variación se encuentra dentro del rango del 0.5%.</li> <li>• La fórmula proporciona señales económicas adecuadas en un contexto de variaciones del CPI de Estados Unidos próximas a 0.5%, puesto que permite que se produzca una variación del valor del CPC que tenga la misma tendencia que la variación del CPI de Estados Unidos.</li> </ul>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor																																								
				<ul style="list-style-type: none"> <li>• Si bien se considera que el CPI de Estados Unidos es representativo de las variaciones de los componentes de costos que inciden en el cálculo del CPC, aunque no de una manera exacta, razón por lo cual se consideró que no debía trasladarse dicha variación en forma completa, sino solamente el exceso de la variación en relación con el 0.5%.</li> </ul> <p>Como se observa en el gráfico anterior, los supuestos mencionados se han cumplido en los dos últimos quinquenios transcurridos.</p> <p><b>FÓRMULA DE INDEXACIÓN DEL CPC PARA EL PERÍODO 2022-2026</b></p> <p>Para el quinquenio 2022 – 2026 se propone una nueva metodología para la indexación del CPC que permita garantizar la estabilidad del cargo tanto en condiciones normales o ante coyunturas de alta inflación, que tome en cuenta que las variaciones de los costos para la determinación del CPC son menores que las del CPI de los Estados Unidos, y la referencia del CPI a utilizarse en la primera indexación del CPC, aspectos que se desarrollan a continuación.</p> <p>Es importante señalar que la fórmula de ajuste utilizada en los quinquenios anteriores se considera válida para variaciones del CPI promedio del registro histórico (del orden del 2% anual). A partir de abril de 2021 por efectos de la pandemia COVID 19 y luego por la guerra entre Rusia y Ucrania, el CPI USA experimentó un rápido crecimiento llegando a valores de crecimiento anual del 9.0% tal como se observa en la figura siguiente.</p> <div data-bbox="1333 958 1911 1299"> <p>CPI USA. Variación interanual</p> <table border="1"> <caption>Datos estimados del gráfico de variación interanual del CPI USA</caption> <thead> <tr> <th>Fecha</th> <th>Variación Interanual (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>ene-18</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>abr-18</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>jul-18</td><td>3.0</td></tr> <tr><td>oct-18</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>ene-19</td><td>1.5</td></tr> <tr><td>abr-19</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>jul-19</td><td>1.8</td></tr> <tr><td>oct-19</td><td>1.8</td></tr> <tr><td>ene-20</td><td>2.5</td></tr> <tr><td>abr-20</td><td>0.5</td></tr> <tr><td>jul-20</td><td>1.5</td></tr> <tr><td>oct-20</td><td>1.5</td></tr> <tr><td>ene-21</td><td>1.5</td></tr> <tr><td>abr-21</td><td>5.5</td></tr> <tr><td>jul-21</td><td>5.5</td></tr> <tr><td>oct-21</td><td>7.0</td></tr> <tr><td>ene-22</td><td>8.0</td></tr> <tr><td>abr-22</td><td>8.5</td></tr> <tr><td>jul-22</td><td>8.0</td></tr> </tbody> </table> </div> <p><b>En condiciones de alta inflación, como la observada en el 2022, se considera que la fórmula actual de ajuste anual del CPC no cumple con su objetivo de estabilizar dicho cargo ante altas variaciones del CPI.</b> Por tal motivo, se propone una nueva alternativa de ajuste anual del CPC, similar a la que se utiliza para ajustar el precio de energía en contratos de largo plazo respaldados con generación renovable, caracterizada por</p>	Fecha	Variación Interanual (%)	ene-18	2.0	abr-18	2.5	jul-18	3.0	oct-18	2.5	ene-19	1.5	abr-19	2.0	jul-19	1.8	oct-19	1.8	ene-20	2.5	abr-20	0.5	jul-20	1.5	oct-20	1.5	ene-21	1.5	abr-21	5.5	jul-21	5.5	oct-21	7.0	ene-22	8.0	abr-22	8.5	jul-22	8.0
Fecha	Variación Interanual (%)																																											
ene-18	2.0																																											
abr-18	2.5																																											
jul-18	3.0																																											
oct-18	2.5																																											
ene-19	1.5																																											
abr-19	2.0																																											
jul-19	1.8																																											
oct-19	1.8																																											
ene-20	2.5																																											
abr-20	0.5																																											
jul-20	1.5																																											
oct-20	1.5																																											
ene-21	1.5																																											
abr-21	5.5																																											
jul-21	5.5																																											
oct-21	7.0																																											
ene-22	8.0																																											
abr-22	8.5																																											
jul-22	8.0																																											

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
				<p>ser inversiones de capital intensivo, es decir donde sus mayores costos son los costos fijos de capital y que ha sido de amplia aplicación en El Salvador.</p> <p>En consistencia con lo anterior, en la nueva metodología se propone que <b>la variación anual del CPC sea igual al 70% de la variación interanual del CPI-USA</b>, a fin de estabilizar la señal económica del Cargo por Capacidad, y evitar que sea distorsionada debido a procesos de alta inflación, que pueden ser coyunturales, y que no necesariamente reflejan en el mediano o largo plazo, la evolución de los costos a considerar en la determinación del CPC.</p> <p>Asimismo, se busca que la nueva fórmula de ajuste permita que el CPC acompañe las variaciones de costos de la unidad de punta tomando en cuenta los beneficios de escala que se logran al seleccionar la unidad de punta y las mejoras tecnológicas que caracteriza a la industria de nueva generación eléctrica, al mismo tiempo que tome en cuenta que la utilización del CPI de Estados Unidos en la fórmula de indexación permite mantener en términos reales la señal de precios del CPC tanto para generadores como consumidores. Es importante aclarar que la utilización del CPI-USA para indexar el CPC ha permitido mantener una señal estable de ese cargo en un contexto de inflaciones bajas y, en consecuencia, garantizar un ingreso estable y previsible para los PMs generadores, en la remuneración de su capacidad firme. <b>Sin embargo, no refleja de manera exacta las variaciones de los componentes de costos que inciden en el cálculo del CPC;</b> razón por lo cual se considera que no debe trasladarse dicha variación de forma completa, sino solamente el 70% de la misma, tal como es la práctica en los contratos de largo plazo respaldados por generación renovable</p> <p>Para sustentar lo antes indicado se muestra a continuación las variaciones observadas de los costos de capital en los últimos años resultantes de antecedentes internacionales disponibles. En la tabla siguiente presenta los precios FOB de una misma turbina indicados por la revista <b>Gas Turbine World Hanbook</b> (GTWH), utilizada como referencia para determinar el CPC.</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor																																																																																																						
				<p><b>Precio FOB Turbinas</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Año</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th>Potencia</th> <th>Heat Rate</th> <th colspan="3">CAPEX</th> <th colspan="2">CPI-USA</th> </tr> <tr> <th>[MW]</th> <th>(BTU/kWh)</th> <th>MM USD</th> <th>USD/KW</th> <th>Variación</th> <th>(marzo)</th> <th>Variación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2017</td> <td>LM6000PF</td> <td>53.0</td> <td>8175</td> <td>21.6</td> <td>407.55</td> <td></td> <td>243.801</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>LM6000PF</td> <td>52.9</td> <td>8130</td> <td>22.5</td> <td>425.33</td> <td>4.4%</td> <td>287.504</td> <td>17.9%</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Precio FOB Turbinas</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Año</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th>Potencia</th> <th>Heat Rate</th> <th colspan="3">CAPEX</th> <th colspan="2">CPI-USA</th> </tr> <tr> <th>[MW]</th> <th>(BTU/kWh)</th> <th>MM USD</th> <th>USD/KW</th> <th>Variación</th> <th>(marzo)</th> <th>Variación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2017</td> <td>1xFT4000 SP60</td> <td>68.8</td> <td>8305</td> <td>24.5</td> <td>356.36</td> <td></td> <td>243.801</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>1xFT4000 SP60</td> <td>71.9</td> <td>8232</td> <td>27.0</td> <td>375.52</td> <td>5.4%</td> <td>287.504</td> <td>17.9%</td> </tr> </tbody> </table> <p><b>Precio FOB Turbinas</b></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th rowspan="2">Año</th> <th rowspan="2">Modelo</th> <th>Potencia</th> <th>Heat Rate</th> <th colspan="3">CAPEX</th> <th colspan="2">CPI-USA</th> </tr> <tr> <th>[MW]</th> <th>(BTU/kWh)</th> <th>MM USD</th> <th>USD/KW</th> <th>Variación</th> <th>(marzo)</th> <th>Variación</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2017</td> <td>6F.03</td> <td>82.0</td> <td>9470</td> <td>30.2</td> <td>368.29</td> <td></td> <td>243.801</td> <td></td> </tr> <tr> <td>2022</td> <td>6F.03</td> <td>88.0</td> <td>9277</td> <td>29.5</td> <td>335.23</td> <td>-9.0%</td> <td>287.504</td> <td>17.9%</td> </tr> </tbody> </table> <p>De lo anterior se observa que para los tres tipos de turbinas, con rangos de potencia entre 50 y 90 MW, <b>la variación del Costo de Capital (CAPEX), uno de los principales componentes monetarios del cargo por capacidad, ha sido menor que la variación del CPI-USA en el mismo período</b>, lo cual confirma lo antes señalado de que las variaciones de los componentes de costos que inciden en el cálculo del CPC, no evolucionan de la misma manera que el CPI de los Estados Unidos.</p> <p>Otras referencias confirman lo antes indicado. A modo de ejemplo, la figura siguiente muestra los costos de capital de turbina indicados en la publicación <b>LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS</b> de los años 2017 y 2021. De acuerdo con esta publicación los costos de capital de las turbinas en 2017 eran de 149 USD/MWh y en 2021 se redujeron a 105 USD/MWh.</p>	Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación	2017	LM6000PF	53.0	8175	21.6	407.55		243.801		2022	LM6000PF	52.9	8130	22.5	425.33	4.4%	287.504	17.9%	Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación	2017	1xFT4000 SP60	68.8	8305	24.5	356.36		243.801		2022	1xFT4000 SP60	71.9	8232	27.0	375.52	5.4%	287.504	17.9%	Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación	2017	6F.03	82.0	9470	30.2	368.29		243.801		2022	6F.03	88.0	9277	29.5	335.23	-9.0%	287.504	17.9%
Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA																																																																																																			
		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación																																																																																																		
2017	LM6000PF	53.0	8175	21.6	407.55		243.801																																																																																																			
2022	LM6000PF	52.9	8130	22.5	425.33	4.4%	287.504	17.9%																																																																																																		
Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA																																																																																																			
		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación																																																																																																		
2017	1xFT4000 SP60	68.8	8305	24.5	356.36		243.801																																																																																																			
2022	1xFT4000 SP60	71.9	8232	27.0	375.52	5.4%	287.504	17.9%																																																																																																		
Año	Modelo	Potencia	Heat Rate	CAPEX			CPI-USA																																																																																																			
		[MW]	(BTU/kWh)	MM USD	USD/KW	Variación	(marzo)	Variación																																																																																																		
2017	6F.03	82.0	9470	30.2	368.29		243.801																																																																																																			
2022	6F.03	88.0	9277	29.5	335.23	-9.0%	287.504	17.9%																																																																																																		

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
				<p>Por lo antes señalado, es de esperar que esas tendencias podrían repetirse en el futuro, resultado de lo cual los costos de capital en USD nominales tiendan a incrementarse a una tasa menor que la inflación de USA medida por el indicador CPI-USA.</p> <p>Otro aspecto a considerar en la nueva propuesta de ajuste del CPC está relacionado con el procedimiento de ajuste ante eventos de alta inflación que distorsionen la señal económica de estabilidad del CPC. Para esas condiciones se propone incluir en la fórmula de ajuste un valor máximo para la variación del CPC, partiendo del comportamiento histórico del CPI de los Estados Unidos.</p> <p>La figura siguiente muestra la inflación de USA desde el año 1955 al presente. Como se indicó antes, en los últimos 20 años se observan índices de inflación del orden del 2% con máximos del 6% sólo superados en los últimos meses</p> <p>Gráfico – inflación histórica del IPC Estados Unidos (anual) – plazo de medición íntegro</p>  <p>La figura siguiente muestra la probabilidad de excedencia de la variación interanual del CPI-USA correspondiente a los últimos 10 años (desde enero 2012 hasta septiembre 2022). Se observa que valores mayores al 5.6% de variación interanual tienen muy baja probabilidad de ocurrencia ya que el 90% de los valores de inflación son menores al 5.6% anual. Valores de inflación superiores al 5.6% se registraron sólo los últimos meses de 2021 y 2022 y en los años de la década de los años 70. En razón de lo anterior, para fijar la máxima indexación anual del CPC se propone utilizar el valor de 5.6%, valor representativo de una condición de alta inflación.</p>

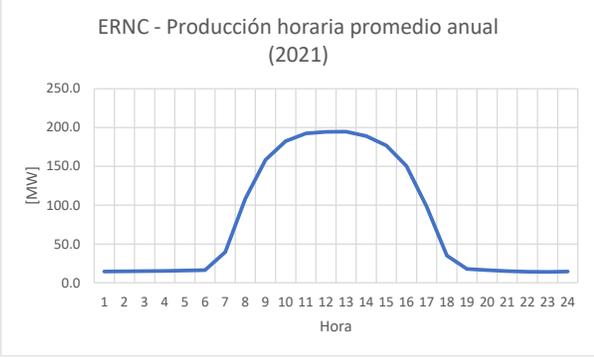
No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
				<p style="text-align: center;"><b>Variación anual CPI-USA</b></p>  <p>Finalmente, en la nueva propuesta de la fórmula de ajuste del CPC debe considerarse que el <b>CPC estimado de \$8.15/kW-mes para el período 2022-2026 no es estrictamente un valor referenciado al final del año 2021</b>, ya que para estimar la tasa de descuento, que se tomó en cuenta para su cálculo, se utilizó información<sup>1</sup> correspondiente al año 2022 - al haber adoptado como parte de la ventana de 6 años de información, datos de enero a junio de 2022 -; de esa manera, si para el primer ajuste de 2023, se asumiera como mes de referencia del Cargo por Capacidad, noviembre de 2021, de forma similar a lo que se ha aplicado anteriormente, se duplicarían ciertos efectos que ya están recogidos en dicho cargo, en perjuicio de los Participantes de Mercado que realizan retiros de potencia en el MRS, así como de los usuarios finales. Por lo anterior, para el primer ajuste del Cargo por Capacidad (2023) se establece como criterio intermedio, que el CPI base deberá ser el de marzo de 2022, y para los siguientes ajustes anuales a ser efectivas en el mes de enero de cada año, el mes de referencia a utilizarse será el segundo mes anterior al mes en el que se realizó el último ajuste del Cargo por Capacidad.</p> <p>Por las consideraciones y antecedentes, antes comentados, relacionados con garantizar la estabilidad del CPC tanto en condiciones normales o ante coyunturas de alta inflación, que las variaciones de los costos para la determinación del CPC son menores que las del CPI, y la referencia del CPI a utilizarse en la primera indexación del CPC, se recomienda la siguiente fórmula de ajuste del CPC:</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor																																																																																
				$CCA_n = CCA_{n-1} \left[ \text{MIN} \left( 5.6\%, \frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} \right) \times 70\% + 1 \right]$ <p>Donde:</p> <p><math>CCA_n</math>: Cargo por Capacidad Ajustado vigente durante el año "n".</p> <p><math>CCA_{n-1}</math>: Cargo por Capacidad Ajustado vigente durante el año "n-1", inmediatamente anterior al año "n".</p> <p><math>CPI_n</math>: Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de los Estados Unidos de América perteneciente al mes de noviembre del año anterior al año "n", para el cual estará en vigencia el Cargo por Capacidad Ajustado <math>CCA_{n-1}</math>.</p> <p><math>CPI_{n-1}</math>: Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U) de los Estados Unidos de América perteneciente al mes de noviembre del año anterior al año "n-1", para el cual estuvo vigente el Cargo por Capacidad Ajustado <math>CPI_{n-1}</math>. No obstante lo anterior, la primera vez que se utilice la fórmula, la expresión <math>CPI_{n-1}</math> adoptará el valor del CPI-U de marzo de 2022.</p> <p><u>La fórmula anterior se puede escribir de la siguiente manera, equivalentemente, si las variaciones o porcentajes, en vez de expresarlos en forma porcentual, se expresan en términos unitarios:</u></p> $CCA_n = CCA_{n-1} \left[ \text{MIN} \left( 0.056, \frac{CPI_n - CPI_{n-1}}{CPI_{n-1}} \right) \times 0.7 + 1 \right]$																																																																																
9.	EDP	2.2 DETERMINACIÓN DE LA ENERGÍA NO SERVIDA (ENS)	<p>En la tabla de "Costos de inversión y Operación de las Centrales Térmicas Candidatas...", corregir los combustibles fuente de cada uno de los tipos de tecnologías mencionados, esto acorde a los listados en el párrafo anterior a la tabla:</p> <table border="1" data-bbox="499 1300 1066 1458"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>TG Selec</th> <th>Motor</th> <th>Motor</th> <th>Ciclo Combinado</th> <th>Ciclo Combinado</th> <th>Turbina Vapor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Unitario Bruto</td> <td>US\$/kW</td> <td>577.5</td> <td>1000</td> <td>1000</td> <td>1100</td> <td>1100</td> <td>2300</td> </tr> <tr> <td>Costo Fijo Anual O. y M. Combustible</td> <td>MUS\$/año</td> <td>640</td> <td>750</td> <td>750</td> <td>950</td> <td>950</td> <td>2100</td> </tr> <tr> <td>Consumo específico</td> <td>BTU/kWh</td> <td>7980</td> <td>8375</td> <td>8375</td> <td>6800</td> <td>6800</td> <td>9800</td> </tr> <tr> <td>Costo Variable No Combust.</td> <td>US\$/MWh</td> <td>7.5</td> <td>9.0</td> <td>9.0</td> <td>4.0</td> <td>4.0</td> <td>5.0</td> </tr> </tbody> </table>			TG Selec	Motor	Motor	Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Turbina Vapor	Costo Unitario Bruto	US\$/kW	577.5	1000	1000	1100	1100	2300	Costo Fijo Anual O. y M. Combustible	MUS\$/año	640	750	750	950	950	2100	Consumo específico	BTU/kWh	7980	8375	8375	6800	6800	9800	Costo Variable No Combust.	US\$/MWh	7.5	9.0	9.0	4.0	4.0	5.0	<p>En la versión final del procedimiento de cálculo del Cargo por Capacidad a aprobar para el quinquenio 2022-2026 se ha corregido la tabla como se muestra a continuación:</p> <p>Costos de Inversión y Operación de las centrales térmicas candidatas para la expansión del parque de generación</p> <table border="1" data-bbox="1243 1312 1810 1466"> <thead> <tr> <th></th> <th></th> <th>TG</th> <th>Motor</th> <th>Motor</th> <th>Ciclo Combinado</th> <th>Ciclo Combinado</th> <th>Turbina Vapor</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Costo Unitario Bruto</td> <td>US\$/kW</td> <td>577.5</td> <td>1000</td> <td>1000</td> <td>1100</td> <td>1100</td> <td>2300</td> </tr> <tr> <td>Costo Fijo Anual O. y M. Combustible</td> <td>MMUS\$/año</td> <td>0.52</td> <td>0.75</td> <td>0.52</td> <td>0.95</td> <td>0.95</td> <td>2.1</td> </tr> <tr> <td>Consumo específico</td> <td>BTU/kWh</td> <td>7980</td> <td>8375</td> <td>8375</td> <td>6800</td> <td>6800</td> <td>9800</td> </tr> <tr> <td>Costo Variable No Combust.</td> <td>US\$/MWh</td> <td>7.50</td> <td>9.00</td> <td>7.50</td> <td>4.00</td> <td>4.00</td> <td>5.00</td> </tr> </tbody> </table>			TG	Motor	Motor	Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Turbina Vapor	Costo Unitario Bruto	US\$/kW	577.5	1000	1000	1100	1100	2300	Costo Fijo Anual O. y M. Combustible	MMUS\$/año	0.52	0.75	0.52	0.95	0.95	2.1	Consumo específico	BTU/kWh	7980	8375	8375	6800	6800	9800	Costo Variable No Combust.	US\$/MWh	7.50	9.00	7.50	4.00	4.00	5.00
		TG Selec	Motor	Motor	Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Turbina Vapor																																																																													
Costo Unitario Bruto	US\$/kW	577.5	1000	1000	1100	1100	2300																																																																													
Costo Fijo Anual O. y M. Combustible	MUS\$/año	640	750	750	950	950	2100																																																																													
Consumo específico	BTU/kWh	7980	8375	8375	6800	6800	9800																																																																													
Costo Variable No Combust.	US\$/MWh	7.5	9.0	9.0	4.0	4.0	5.0																																																																													
		TG	Motor	Motor	Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Turbina Vapor																																																																													
Costo Unitario Bruto	US\$/kW	577.5	1000	1000	1100	1100	2300																																																																													
Costo Fijo Anual O. y M. Combustible	MMUS\$/año	0.52	0.75	0.52	0.95	0.95	2.1																																																																													
Consumo específico	BTU/kWh	7980	8375	8375	6800	6800	9800																																																																													
Costo Variable No Combust.	US\$/MWh	7.50	9.00	7.50	4.00	4.00	5.00																																																																													

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor																																				
			Se solicita especificar en el informe final cuales son los factores de conversión se están empleado por cada tipo de tecnologías, para llevarlos a BTU/kWh.	En la tabla se indica el consumo específico [BTU/kWh] considerado para cada tecnología.																																				
10.	EDP	3.1 COSTOS DE INVERSIÓN	Relacionado al costo reserva de combustible se muestra el valor de EGEN = 2442.7 MWh, obtenida a partir de $72.7 \times 168 \times 0.2$ (POTENCIA ISO x HorasSemana x 20%). Sin embargo, en la metodología se especifica que la potencia de la unidad en sitio es de 67 MW a la cual se le debería descontar el 3% obligatorio de reserva primaria, por lo que el cálculo debería modificarse de la siguiente manera: $67 \times 0.97 \times 168 \times 0.2 = 2183.7$ MWh.	Se corrige el valor. El costo total se reduce un 0.1%. Este cambio no afecta el valor determinado de CPC.																																				
11.	EDP	3.1 COSTOS DE INVERSIÓN	Favor aclarar con respecto a relacionado al costo reserva de combustible se muestra el valor de Costo Combustible US\$/BTU = 26.97, ¿Cómo se determina dicho valor a partir del precio de combustible publicado por UT en "PRE ETI 232022 ETF 222023.zip" ?, ¿las unidades que corresponden a ello son US\$/BTU o US\$/MMBTU?	Se corrige la unidad. Los costos son por millón de BTU. No obstante, los cálculos eran matemáticamente correctos. <table border="1" data-bbox="1234 673 1780 776"> <tr> <td>DIESEL (ACAJUTLA)</td> <td>[USD/gal]</td> <td>3.519</td> </tr> <tr> <td></td> <td>[USD/MMBTU]</td> <td>26.97</td> </tr> <tr> <td>Poder Calorífico (LHV)</td> <td>[BTU/Gal]</td> <td>130473.3</td> </tr> </table>	DIESEL (ACAJUTLA)	[USD/gal]	3.519		[USD/MMBTU]	26.97	Poder Calorífico (LHV)	[BTU/Gal]	130473.3																											
DIESEL (ACAJUTLA)	[USD/gal]	3.519																																						
	[USD/MMBTU]	26.97																																						
Poder Calorífico (LHV)	[BTU/Gal]	130473.3																																						
12.	EDP	3.2 COSTOS FIJOS DE O&M	Considerando el tipo de tecnología seleccionada, ¿Cuál es el detalle de "Sueldos y salarios" que se están considerando? y, ¿Se ha hecho un estudio de los salarios que se pagan en el mercado salvadoreño, así como la cantidad de personal que se necesita para administrar este tipo de unidades? Adicionalmente, se nos puede aclarar los costos de "Gastos Administración" que se están especificando, donde se considera el siguiente porcentaje de crecimiento respecto al año 2017. <table border="1" data-bbox="499 1144 1060 1328"> <thead> <tr> <th>Gastos fijos O&amp;M</th> <th>2017( USD/año)</th> <th>2022 (USD/año)</th> <th>%variación por rubro</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Total</td> <td>602,010</td> <td>643,564</td> <td></td> </tr> <tr> <td>[USD/kW-año]</td> <td>8.76</td> <td>8.85</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Gastos administración</td> <td>52,309</td> <td>55,103</td> <td>5.341%</td> </tr> <tr> <td>(sueldos y salarios)</td> <td>495,101</td> <td>521,547</td> <td>5.342%</td> </tr> <tr> <td>(Ingeniería y consultoría)</td> <td>5,000</td> <td>5,267</td> <td>5.340%</td> </tr> <tr> <td>(Fletes y transportes)</td> <td>14,600</td> <td>15,380</td> <td>5.342%</td> </tr> <tr> <td>(Seguros)</td> <td>30,000</td> <td>41,000</td> <td>36.667%</td> </tr> <tr> <td>(Capacitación y seminario)</td> <td>5,000</td> <td>5,267</td> <td>5.340%</td> </tr> </tbody> </table>	Gastos fijos O&M	2017( USD/año)	2022 (USD/año)	%variación por rubro	Total	602,010	643,564		[USD/kW-año]	8.76	8.85		Gastos administración	52,309	55,103	5.341%	(sueldos y salarios)	495,101	521,547	5.342%	(Ingeniería y consultoría)	5,000	5,267	5.340%	(Fletes y transportes)	14,600	15,380	5.342%	(Seguros)	30,000	41,000	36.667%	(Capacitación y seminario)	5,000	5,267	5.340%	Las variaciones de costos son por efecto de la inflación internacional y local. En el caso de los seguros la variación de costos incluye también los mayores costos de inversión considerados en el cálculo. Para la determinación de los costos fijos de O&M de la unidad generadora seleccionada para la determinación del CPC, se consideró el personal necesario para una operación eficiente de la central generadora (plantel de 22 personas, que incluye personal de dirección, administración y de O&M). Respecto a los sueldos y salarios, se indexaron los valores utilizados en la estimación del CPC del año 2017, y se validó el resultado con información reciente de un estudio salarial de PWC.
Gastos fijos O&M	2017( USD/año)	2022 (USD/año)	%variación por rubro																																					
Total	602,010	643,564																																						
[USD/kW-año]	8.76	8.85																																						
Gastos administración	52,309	55,103	5.341%																																					
(sueldos y salarios)	495,101	521,547	5.342%																																					
(Ingeniería y consultoría)	5,000	5,267	5.340%																																					
(Fletes y transportes)	14,600	15,380	5.342%																																					
(Seguros)	30,000	41,000	36.667%																																					
(Capacitación y seminario)	5,000	5,267	5.340%																																					

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
13.	EDP	5.2.1 TASA LIBRE DE RIESGO 5.2.2 RIESGO PAÍS	<p>Con el objeto de ser consistente en la determinación del cargo de capacidad "2022-2026", los índices deberían definirse para la tasa libre de riesgo, prima por riesgo país y otros con la información del periodo "enero 2016 a diciembre 2021" y no considerar el periodo en curso para el cuál se está aplicando la metodología.</p>	<p>El método de CAPM es un método prospectivo que se basa en las expectativas de los valores futuros de las variables analizadas. En este método, se considera la evolución histórica de las variables a los fines de proyectar las expectativas. En la propuesta metodológica se incluye parte del período tarifario en curso para incorporar el efecto de la coyuntura reciente, la cual es relevante y, por consiguiente, no debería ser desestimada.</p> <p>Asimismo, debe considerarse que cuando se llevó a cabo el cálculo del Cargo por Capacidad a comienzos del año 2017, la información de ese año que estaba disponible para la determinación de la tasa de descuento era mínima, por lo que no hacía diferencia el considerarla o no.</p> <p>No obstante lo anterior, se considera que el comentario es válido pero aplicado a la identificación del CPI base correspondiente a la primera indexación del Cargo por Capacidad, en vista de que el utilizar, para esos efectos, el valor del mes de noviembre anterior al inicio del quinquenio - como se ha hecho en ocasiones anteriores -, es con el objeto de referenciar el Cargo por Capacidad como un dato de finales del quinquenio anterior, en este caso, implicaría expresarlo como un dato finales del año 2021.</p> <p>Sin embargo, no se considera correcto asumir el Cargo por Capacidad estrictamente como un dato del año 2021, siendo el caso que para determinar la tasa de descuento se utilizó extensa información correspondiente al año 2022 - al haber adoptado junio de 2022 como mes de cierre para el período de 6 años utilizado -; de esa manera, si se asumiera como mes de referencia del Cargo por Capacidad, noviembre de 2021, se estarían duplicando ciertos efectos que ya están recogidos en dicho cargo, en perjuicio de los participantes de mercado que realizan retiros de potencia en el MRS, así como de los usuarios finales.</p> <p>En consecuencia, y en vista de cierta información utilizada en el cálculo sí pertenece al año 2021, mientras que otra no pertenece a dicho año (por ejemplo, la revista de la que se extrajo los costos de la turbina de gas es de comienzos de 2022), se establece como criterio intermedio que el CPI base para la primera indexación deberá ser el de marzo de 2022.</p>

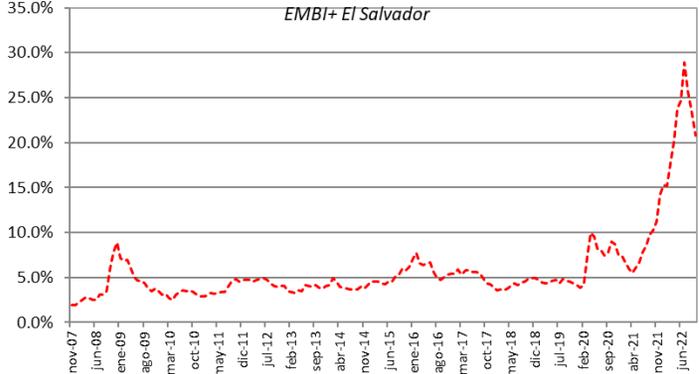
No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
14.	<p>NEJAPA POWER COMPANY, S.A.</p> <p>y</p> <p>ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.</p>	<p>2. DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE PUNTA (POTENCIA, TECNOLOGÍA) y</p> <p>5.3 MARGEN DE RESERVA TEÓRICO</p>	<p>El Consultor indica que la demanda máxima se produce en las 11 horas diarias de punta y que durante los días de semana esta demanda máxima se produce entre las 18 y las 20 horas, en donde la producción solar fotovoltaica es prácticamente nula, al igual que las importaciones de energía desde el MER.</p> <p>Por esta misma razón el Consultor, con toda lógica, plantea que las unidades de generación renovable tipo intermitente (solar, eólica) no pueden ser consideradas como unidades candidatas para la determinación del Cargo por Capacidad. Lo anterior es el resultado de no poder asegurar que estarán produciendo energía en el momento de máximo requerimiento de la demanda. Esta posición, sin embargo, queda de lado más adelante en la determinación de la Potencia Garantizada Total (PGT), cuando se argumenta que es correcta la inclusión de las potencias firmes de las ERNC determinadas por la UT, en el Margen de Reserva Teórico. Solicitamos eliminar las potencias firmes de las ERNC y acotar las de importación en el cálculo del Margen de Reserva Teórico.</p>	<p>La potencia considerada para la importación es menor a la capacidad que actualmente está disponible, salvo restricciones ocasionales, en las interconexiones de El Salvador con los países vecinos, lo que permite garantizar que la potencia considerada tenga elevada posibilidad de estar disponible para la importación de energía en las horas de mínima reserva del parque de generación de El Salvador. Asimismo, sobre acotar el valor de importaciones para estimar la PGT y el MRT, ver adicionalmente, la Respuesta No. 1.</p> <p>Sobre la observación relacionada con la Generación ERNC, considerando que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• La demanda de El Salvador presenta valores elevados durante 11 hs/día promedio semanal. La producción ERNC tiene valores máximos dentro de dicho Intervalo de tiempo.</li> <li>• El valor considerado de potencia para los estudios de confiabilidad es igual a la Capacidad Firme Inicial, lo cual se entiende tiene alta factibilidad de estar disponible.</li> </ul> <p>Por lo anterior, se considera adecuado incluir la generación de ERNC en el cálculo de la PGT y del MRT. Asimismo, en el caso extremo que la potencia firme de las ERNC fuese cero, se ha determinado que su incidencia en el valor de PGT es mínimo, y no modifica el valor del MRT estimado del 10%.</p> <div data-bbox="1251 976 1990 1419" data-label="Figure"> <p>The graph displays the daily demand profile for El Salvador. The x-axis represents the hour of the day from 00:00 to 23:00. The y-axis represents the demand in MW, ranging from 0.0 to 1200.0. Seven lines represent different days of the week: SA (Saturday), DO (Sunday), LU (Monday), MA (Tuesday), MI (Wednesday), JU (Thursday), and VI (Friday). A dashed horizontal line is drawn at approximately 750 MW. The demand is generally higher during the day, peaking between 18:00 and 20:00 hours, and lower during the night. The peak demand reaches approximately 950 MW on most days.</p> </div>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor									
				 <p>The graph shows a typical daily load profile. Production is near zero from 1 AM to 6 AM, rises to about 100 MW by 8 AM, peaks at approximately 190 MW between 11 AM and 1 PM, and then declines to near zero by 7 PM, remaining low through 11 PM.</p>									
15.	NEJAPA POWER COMPANY, S.A. y ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	3.1 COSTOS DE INVERSION	Solicitamos se nos proporcionen más detalles de la composición de cada elemento que han mostrado como presupuesto de proyecto, por ejemplo: dimensiones y costos de terreno, edificios; donde está incluido el costo de facilidades para recibo y almacenamiento de combustible; y lo que se ha considerado respecto a la ubicación del terreno: cercanía a subestación ETESAL para considerar si hay otros costos asociados a transmisión para conectarlo al sistema principal, dado que Acajutla por ejemplo ya no tiene espacio y la nueva planta de gas tuvo que construir una línea de transmisión de unos 40 kilómetros cuyo costo no es despreciable.	Ver la Respuesta No. 5.									
16.	NEJAPA POWER COMPANY, S.A. y ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	3.1 COSTOS DE INVERSION (COSTO ESTIMADO DE RESERVA DE COMBUSTIBLE)	Por favor detallar el criterio de selección y la fuente y detalles de componentes del costo de combustible usado de 26.97 \$/MMBTU  El costo fijo total obtenido como la suma del costo de inversión en la unidad de punta (\$ 41,974,773) más el costo total de reserva de combustible (\$525.7 miles de dólares) debe ser obtenido sumando ambas cantidades con el mismo nivel de detalle hasta al menos dos puntos decimales; esto con el fin de mantener una memoria de cálculo exacto.	La fuente de costos de combustibles es la UT: "PRE ETI 232022 ETF 222023.zip"  El precio del diésel se determina con la siguiente información: <table border="1" data-bbox="1234 1141 1728 1230"> <tr> <td>DIESEL (ACAJUTLA)</td> <td>[USD/gal]</td> <td>3.519</td> </tr> <tr> <td></td> <td>[USD/MMBTU]</td> <td>26.97</td> </tr> <tr> <td>Poder Calórico (LHV)</td> <td>[BTU/Gal]</td> <td>130473.3</td> </tr> </table> En el cálculo no se realizaron redondeos.  Los valores considerados son:  Costo Fijo [USD] = 41,974,772.50 Costo de la Reserva [USD] = 479,163.09  Adicionalmente, ver respuesta al comentario No. 10.	DIESEL (ACAJUTLA)	[USD/gal]	3.519		[USD/MMBTU]	26.97	Poder Calórico (LHV)	[BTU/Gal]	130473.3
DIESEL (ACAJUTLA)	[USD/gal]	3.519											
	[USD/MMBTU]	26.97											
Poder Calórico (LHV)	[BTU/Gal]	130473.3											

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
17.	NEJAPA POWER COMPANY, S.A. y ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	3.2 COSTOS FIJOS DE O&M	<p>Para tener un mejor detalle por favor proporcionar el número de personal administrativo y de operaciones considerado para esta unidad de punta. El incremento de 9% por inflación para la parte de salarios puede ser muy bajo en comparación con los valores de mercado; solo el 2021 el salario mínimo tuvo incremento de 20%.</p> <p>Además, recomendamos revisar la anualidad indicada para el rubro de Seguros, el cual en el caso presentado corresponde a \$ 41,000 lo que equivale a menos del 0.09% de la inversión total, cuando un valor típico debería andar en el orden del 1%. A esto hay que añadirle el 5% que se cargará a los Seguros según la nueva ley de Bomberos aprobada por la Asamblea Legislativa durante la sesión plenaria #75 el pasado 3 de octubre 2022.</p>	<p>Los salarios consideran variaciones determinadas por el IPC de El Salvador</p> <p>Se consideró un plantel de 22 personas lo cual incluye personal de dirección, administración y de O&amp;M.</p> <p>El monto correspondiente a seguros se corresponde con valores de mercado.</p> <p>Los costos de seguros se encuentran incluidos en los rubros de costos varios y costos de O&amp;M.</p> <p>Para la determinación del monto anual de seguros se considera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El propietario cuenta con una garantía del fabricante respecto al adecuado funcionamiento del equipamiento de generación.</li> <li>• El generador será operado siguiendo los criterios establecidos por el fabricante incluyendo cuando corresponde realizar los mantenimientos definidos por el fabricante</li> <li>• Los costos de inversión incluyen repuestos iniciales</li> <li>• El generador cuenta con personal propio para realizar mantenimientos preventivos</li> <li>• Las instalaciones se deprecian, periodo 20 años</li> </ul> <p>En tales condiciones el mayor riesgo que enfrenta el generador es un incendio que afecta parcialmente las instalaciones.</p> <p>El monto del seguro no incluye destrucción del equipamiento por eventos extraordinarios (ej. terremoto).</p> <p>Sobre el impuesto Ad-Valorem del 5% sobre la prima del monto asegurado establecido en la Ley del Cuerpo de Bomberos de El Salvador, no es procedente la observación de considerarlo en el costeo de la unidad de punta, ya que de acuerdo con el Art. 43 de esa ley, está prohibido que las sociedades de seguros trasladen ese impuesto a las personas naturales o jurídicas que contraten seguros.</p>
18.	NEJAPA POWER COMPANY, S.A. y ORAZUL ENERGY EL SALVADOR,	4.2.1 TASA LIBRE DE RIESGO	<p>La tasa libre de riesgo actualmente está siendo impactada por los incrementos en la tasa de la FED como medida para contrarrestar la inflación. A diferencia de lo que se menciona en la página 26 del documento Calculo-del-Cargo-por-Capacidad_2022-2026.pdf, los rendimientos históricos no necesariamente reflejan las condiciones vigentes a la fecha y que aplicarán hacia futuro. Los incrementos en las tasas por parte de la FED (y los potenciales incrementos adicionales) no necesariamente son temporales o de</p>	<p>La metodología CAPM es una metodología prospectiva "forward looking", lo que significa que los valores de las variables se basan en las expectativas que los agentes tienen respecto del futuro, sin embargo, debido a que no existe una forma adecuada de formar dichas expectativas, se recurre al análisis de la evolución de las variables en el pasado como una forma de objetiva de inferir el futuro.</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
	S. EN C. DE C.V.		<p>corto plazo, por lo que se espera que impacten durante el quinquenio cubierto de 2022 a 2026. El rendimiento de los bonos de Estados Unidos a 20 años ha venido con una tendencia al alza desde junio de 2022 y llegó a representar un 4.08% al 30 de septiembre de 2022. El promedio de 2022 (con base en los rendimientos mensuales diarios) corresponde a un 3.0%.</p> <p>Se solicita una revisión de este componente dando un mayor peso a los aspectos económicos que regirán los siguientes 5 años; es decir, considerando una realidad económica con incrementos en la tasa de la FED, lo cual incrementa la expectativa de retorno de los bonos de Estados Unidos.</p>	<p>En este sentido, del análisis de la evolución histórica de la tasa libre de riesgo, se puede ver la figura 1, que cada vez que se inició una tendencia al alza en la tasa de interés, la misma no se ha mantenido por períodos prolongados. De hecho, los ciclos presentan una duración en torno a cinco años. La razón de este comportamiento está en el <i>trade-off</i> entre inflación e inversión, así las políticas de incremento prolongado en la tasa de interés se ven limitadas por la desaceleración de la inversión que ese instrumento de política genera.</p> <div data-bbox="1318 540 1984 1068" style="text-align: center;"> <p>Figura 1 – Evolución tasa libre de riesgos bonos de los EUA</p> </div> <p>Adicionalmente, la sugerencia de darle más peso a los aspectos que van a influir en mayor medida en el futuro próximo ciclo implica una especie de "cherry picking" o de selección discrecional de los períodos históricos que se consideran similares a la situación que se espera para el próximo ciclo.</p> <p>Así, se puede ver que para el período 2004-2008 la inflación descontada o implícita en el rendimiento de los bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América fue de 3% y la tasa de interés de los TBonds 4.5%. Por otra parte, para el año 2012 la inflación fue levemente menor a 3% y la tasa de los TBonds estaba en torno al 3%. Por lo tanto, se puede concluir que no existe un criterio objetivo único para seleccionar un período histórico que represente los <i>fundamentals</i> del próximo ciclo tarifario.</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
				<p data-bbox="1333 235 1900 267"><i>Figura 2 – Comparación Inflación vs Tasa de Interés</i></p> 
19.	<p data-bbox="142 787 241 885">NEJAPA POWER COMPANY, S.A.</p> <p data-bbox="142 901 157 925">y</p> <p data-bbox="142 941 241 1063">ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.</p>	4.2.2 RIESGO PAIS	<p data-bbox="483 787 1186 1161">Respecto a la prima por riesgo país se indica que se busca una normalización para El Salvador por los efectos propios de la pandemia Covid-19. Si bien durante marzo de 2020 se observó un incremento importante en el EMBI de El Salvador y que se mantuvo a lo largo del año 2020, a partir de inicios de 2021 se comenzó a ver una tendencia de normalización con disminuciones graduales en el EMBI. Sin embargo, a partir de comunicados respecto a la adopción del Bitcoin como moneda de curso legal en El Salvador y el impacto potencial que esta medida y otras puedan tener en el repago de deuda del país, el riesgo país de El Salvador ha incrementado de manera importante desde mediados de 2021 a la fecha.</p> <p data-bbox="483 1226 1186 1502">En este sentido el EMBI ha llegado a representar hasta un 26% durante 2022, más de 5 veces los niveles históricos promedios observados para El Salvador, lo cual para 2022 no está influenciado por efecto de la pandemia, sino por características específicas del país. Paralelamente, las calificadoras de riesgo internacional Moody’s, Fitch Ratings y Standard &amp; Poor’s han reducido la calificación de deuda de largo plazo de El Salvador desde julio de 2021, inclusive con una disminución adicional reciente por parte de Fitch el día 15 de septiembre de 2022. La evolución de las</p>	<p data-bbox="1228 787 2005 941">Los valores extremadamente elevados de riesgo país verificados en los últimos meses del año 2022 representan una situación de virtual restricción total del acceso al crédito, por lo tanto, esos valores se considera que no son sostenibles ni consistentes para un período correspondiente al próximo ciclo tarifario.</p> <p data-bbox="1228 966 2005 1274">Otro punto importante a considerar es que la segmentación que se hace de la deuda “libre de riesgo” y del riesgo país propia de la aplicación del modelo de CAPM se debe a que la mayoría de los países en vías de desarrollo no cuentan con un mercado de capitales con la suficiente liquidez y con un volumen de transacciones como el mercado internacional. Sin embargo, a la hora de determinar el endeudamiento de un inversor que hunde capital en El Salvador ambos elementos deben considerarse en forma conjunta, esto implica que debe haber una consistencia metodológica en el cálculo de la tasa libre de riesgo y en la prima de riesgo país.</p> <p data-bbox="1228 1299 2005 1485">Como se puede ver en la figura, hay una tendencia de Largo Plazo a estabilizarse el riesgo país en torno al 5%, por lo tanto, la sugerencia de tomar un período de 6 años elimina el efecto de los valores extremos propios de la crisis coyuntural y determina un valor de EMBI consistente con la historia reciente y consistente con la metodología aplicada para la Tasa Libre de Riesgo. Asimismo, se observa que, a partir de julio 2022, se</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor																																																						
			<p>disminuciones por parte de las calificadoras se resume a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Moody's:               <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Disminución de B3 a Caa1 el 30 de julio de 2021</li> <li>✓ Disminución de Caa1 a Caa3 el 4 de mayo de 2022</li> </ul> </li> <li>• Fitch Ratings:               <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Disminución de B- a CCC el 9 de febrero de 2022</li> <li>✓ Disminución de CCC a CC el 15 de septiembre de 2022</li> </ul> </li> <li>• Standard &amp; Poor's:               <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Disminución de B- a CCC+ el 1 de junio de 2022</li> </ul> </li> </ul> <p>En este sentido, se considera que la prima por riesgo país atribuible a El Salvador para el quinquenio 2022-2026, al considerarse un promedio del EMBI con datos desde 2016 no permite reflejar el riesgo incremental que El Salvador está experimentando en este momento (y hacia adelante). Damodaran por ejemplo, fuente utilizada en el estudio del Consultor, evalúa el riesgo país de El Salvador en no menos de 12.0% y hasta un 30.0% al 1 de julio de 2022. <b>Si bien es evidente que los niveles observados por el EMBI a la fecha no son un retorno consistente o sostenible, sí se recomienda una revisión y ajuste del componente de riesgo país, considerándose un promedio de 3 años (manteniendo el mismo criterio de un período de tiempo aplicado por el Consultor en el quinquenio pasado, para mantener consistencia en la metodología de cálculo), con esto el valor resultante es de 9.30%.</b> Esto con el fin que la tasa del quinquenio 2022-2026 resultante sea más acorde al riesgo sistemático asociado con una inversión en El Salvador en este momento, en comparación con otros países y así dando mayor peso a las condiciones actuales.</p>	<p>da un descenso en el riesgo país, lo que muestra la dificultad de predecir lo que ocurrirá próximamente.</p> <p><i>Figura 3 – Riesgo País El Salvador (promedios mensuales)</i></p>  <table border="1"> <caption>EMBI+ El Salvador (Promedios mensuales)</caption> <thead> <tr> <th>Fecha</th> <th>Riesgo País (%)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>nov-07</td><td>2.0</td></tr> <tr><td>jun-08</td><td>3.0</td></tr> <tr><td>ene-09</td><td>8.0</td></tr> <tr><td>ago-09</td><td>5.0</td></tr> <tr><td>mar-10</td><td>3.0</td></tr> <tr><td>oct-10</td><td>3.0</td></tr> <tr><td>may-11</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>dic-11</td><td>5.0</td></tr> <tr><td>jul-12</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>feb-13</td><td>3.0</td></tr> <tr><td>sep-13</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>abr-14</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>nov-14</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>jun-15</td><td>5.0</td></tr> <tr><td>ene-16</td><td>7.0</td></tr> <tr><td>ago-16</td><td>5.0</td></tr> <tr><td>mar-17</td><td>5.0</td></tr> <tr><td>oct-17</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>may-18</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>dic-18</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>jul-19</td><td>4.0</td></tr> <tr><td>feb-20</td><td>10.0</td></tr> <tr><td>sep-20</td><td>8.0</td></tr> <tr><td>abr-21</td><td>5.0</td></tr> <tr><td>nov-21</td><td>15.0</td></tr> <tr><td>jun-22</td><td>29.0</td></tr> </tbody> </table>	Fecha	Riesgo País (%)	nov-07	2.0	jun-08	3.0	ene-09	8.0	ago-09	5.0	mar-10	3.0	oct-10	3.0	may-11	4.0	dic-11	5.0	jul-12	4.0	feb-13	3.0	sep-13	4.0	abr-14	4.0	nov-14	4.0	jun-15	5.0	ene-16	7.0	ago-16	5.0	mar-17	5.0	oct-17	4.0	may-18	4.0	dic-18	4.0	jul-19	4.0	feb-20	10.0	sep-20	8.0	abr-21	5.0	nov-21	15.0	jun-22	29.0
Fecha	Riesgo País (%)																																																									
nov-07	2.0																																																									
jun-08	3.0																																																									
ene-09	8.0																																																									
ago-09	5.0																																																									
mar-10	3.0																																																									
oct-10	3.0																																																									
may-11	4.0																																																									
dic-11	5.0																																																									
jul-12	4.0																																																									
feb-13	3.0																																																									
sep-13	4.0																																																									
abr-14	4.0																																																									
nov-14	4.0																																																									
jun-15	5.0																																																									
ene-16	7.0																																																									
ago-16	5.0																																																									
mar-17	5.0																																																									
oct-17	4.0																																																									
may-18	4.0																																																									
dic-18	4.0																																																									
jul-19	4.0																																																									
feb-20	10.0																																																									
sep-20	8.0																																																									
abr-21	5.0																																																									
nov-21	15.0																																																									
jun-22	29.0																																																									

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
20.	NEJAPA POWER COMPANY, S.A. y ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	4.3.9 ESTRUCTURA DE CAPITAL	<p>En lo que se refiere a la estructura de capital adoptada, donde se indica que <i>“se recurrió a información de los estados financieros de las empresas generadoras del Mercado Mayorista de El Salvador asentados en el Registro de Comercio, se calculó el nivel de apalancamiento como el promedio ponderado de ratios pasivo no corriente/activos, se obtuvo un valor de 47.47%”</i>. Recomendamos revisar este valor a la luz de la estructura de financiamiento asociada con las últimas inversiones en generación en El Salvador y países similares, y no de todos los generadores que podrían tener estructuras financieras actualmente no aplicables.</p>	<p>La metodología para determinar la estructura de capital a partir de un <i>benchmarking</i> de empresas de la industria contempla un esquema de selección por el cual se eliminan del análisis a las empresas cuya actividad principal no fuera la generación como es el caso de las empresas textiles y de los ingenios.</p> <p>No se considera adecuado la extrapolación de valores de otras experiencias internacionales similares dado que el entorno económico y regulatorio es específico a cada país, si se tiene información propia de las empresas del país.</p> <p>La estructura de capital así resultante es una estructura objetivo consistente con el principio de optimización del costo total del capital.</p>
21.	NEJAPA POWER COMPANY, S.A. y ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.	4. DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO	<p>Según se indica en la página 24 del documento <i>Calculo-del-Cargo-por-Capacidad_2022-2026.pdf</i>, <i>“uno de los principios tarifarios fundamentales de un marco regulatorio sostenible en el tiempo, es el de suficiencia financiera. Una forma de generar el incentivo para la inversión en el sector consiste en proveer a los operadores del sistema una rentabilidad que guarde relación con los costos económicos eficientes y que tiene un inversor y que sea similar a otras actividades de riesgo comparable, tanto en mercados nacionales como internacionales”</i>. Dadas las condiciones económicas actuales del mercado en general, los inversionistas están requiriendo un mayor retorno de las inversiones y en el caso de El Salvador, se presenta un componente adicional de riesgo incremental/retorno adicional requerido por condiciones específicas del país.</p> <p>Con base en lo anterior y los puntos expuestos, se considera que la tasa de descuento (WACC real antes de impuestos) resultante en este momento de 12.17% para el retorno a considerar para el quinquenio 2022-2026, no está capturando la percepción de riesgo incremental que experimenta el mercado en general y El Salvador en este momento. Se observa un incremento de menos de un punto porcentual respecto a la tasa calculada para 2017-2021 (11.3%), lo cual no captura los efectos mencionados anteriormente respecto a riesgo país y tasa libre de riesgo.</p>	<p>Debe tomarse en cuenta que no es procedente desacoplar en buena medida el efecto del Riesgo País Resultante (utilizando únicamente para este parámetro un período de 3 años), del de otras variables estrechamente relacionadas como la tasa de endeudamiento doméstica (si se utilizara para ellas un período de 6 años). Por lo anterior, no se considera adecuada la propuesta para la determinación de la tasa de descuento para el ciclo tarifario 2022- 2026.</p> <p>Asimismo, debe tenerse en cuenta que el enfoque propuesto de utilizar una ventana de análisis de 6 años en las variables consideradas, es consistente internamente, a la vez que toma en cuenta el pasado reciente, y suaviza el efecto de eventos coyunturales.</p> <p>Adicionalmente, debe tomarse en cuenta que el hecho de haberse adoptado un cierre de los datos para el cálculo de la tasa de descuento a junio de 2022, a diferencia de haberse limitado a utilizar la información disponible al comienzo del nuevo quinquenio como normalmente habría correspondido, demuestra el reconocimiento de una coyuntura particular en lo que respecta a variables del cálculo de la tasa de descuento (como el riesgo país) pero que no puede asegurarse que deba ser preponderante en los cálculos de la tasa de descuento por lo cual debe suavizarse su efecto en el período seleccionado de 6 años.</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
			<p>Favor revisar los puntos expuestos para que estos componentes reflejen una realidad más acorde a su expectativa o su proyección a futuro (que es donde incide la tasa de descuento) en lugar del peso otorgado a la información histórica.</p> <p><b>Utilizando un riesgo país de 9.30% (en lugar de 7.04% propuesto por los Consultores) y manteniendo el resto de los elementos tal y como lo propone el Consultor (a pesar de los comentarios que aquí hacemos sobre los mismos), la tasa de descuento sube de 12.17% a 13.84%. Aplicando esta tasa de descuento de 13.84% en la formulación del Cargo por Capacidad se obtiene un valor de US\$ 8.91/kW-m, valor que solicitamos adoptar para este quinquenio.</b></p>	
22.	<p>NEJAPA POWER COMPANY, S.A.</p> <p>y</p> <p>ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.</p>	5.2 ANTECEDENTES REGULATORIOS INTERNACIONALES	<p>La condición adoptada para la cual el Margen de Reserva Teórico (MRT) alcanza su valor máximo es <math>PGT = 90\%D_{max}</math>, lo que resulta arbitrario. Esta condición además correspondería a una situación con una probabilidad alta de racionamiento, ya que implicaría un 10% de la demanda sin cobertura.</p> <p>La experiencia de Chile muestra, por el contrario, que se considera el valor máximo esperado del MRT (del 15% según la fórmula aplicada) para la situación en que <math>PGT = D_{max}</math>. Es decir, no se acepta probabilidad de racionamiento. Recomendamos utilizar 15% como MRT.</p>	<p>Las metodologías utilizadas para determinar el MRT, tanto la utilizada para el cálculo del Cargo por Capacidad para el quinquenio 2022-2026 como la de Chile, buscan producir una señal económica asociada con el margen de reserva real que tenga el mercado.</p> <p>En el caso de la metodología para El Salvador, la señal es máxima cuando la PGT es igual o menor al 90% de Demanda Máxima y es mínima cuando la PGT es superior al 20% de la Demanda Máxima.</p> <p>La razonabilidad del criterio antes indicado desde el punto de vista de la seguridad de abastecimiento fue verificada determinando la ENS resultante para un parque de generación adaptado a la demanda actual.</p> <p>Adicionalmente, debe aclararse que, si bien hay similitud entre las definiciones del MRT, de Chile y la que se ha adoptado para El Salvador, hay diferencias conceptuales que se detallan a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En Chile, la variable MP que se utiliza para calcular el MRT, en términos generales, corresponde al cociente de la sumatoria de las potencias preliminares de las unidades generadoras y la demanda de punta. Donde la potencia preliminar conceptualmente se calcula de forma similar (no idéntica), a la Capacidad Firme Inicial (CFI) establecida en el ROBCP.</li> <li>• En la determinación del MRT del país, el equivalente de MP utilizado en Chile, es el cociente entre la PGT y la demanda máxima del sistema, siendo ambas expresiones diferentes (<math>MP \neq PGT/D_{Max}</math>), ya que la PGT no es una sumatoria simple de las CFI de las unidades generadoras,</li> </ul>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
				<p>sino que, de acuerdo con la propuesta, la PGT se calcula mediante un algoritmo de convolución, evaluando todos los estados operativos posibles del parque de generación. Asimismo, la potencia empleada en el cálculo de la PGT, corresponde a la potencia máxima utilizada en la determinación de la capacidad firme afectada no solo por la tasa disponibilidad determinada por la UT, sino que, además, se ajusta tomando en cuenta los tiempos de mantenimiento mayores de las unidades generadoras y la estacionalidad de la generación de los ingenios. Por lo anterior, la PGT (1,384 MW) calculada con una probabilidad de excedencia del 95% resulta ser menor que la simple sumatoria de las CFI (1,652 MW) del sistema nacional.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En consistencia con lo anterior, hay que precisar que el cálculo de la PGT implícitamente toma en cuenta la peor hidrología, porque se parte de la potencia máxima determinada según el ROBCP, y las restricciones que limitan la potencia firme asignada a la generación renovable no convencional, aspectos que refuerzan el punto que la PGT es más exigente en términos de la confiabilidad que se requiere al parque de generación nacional.</li> <li>• Asimismo, para la condición señalada en la observación, si el cociente <math>PGT/DMax</math> fuera igual a 0.9 para un parque generador como el actual con <math>PGT = 1,384</math> MW, implicaría que la demanda máxima del sistema debería ser 1,538 MW (pues <math>1,384/1,538 = 0.9</math>), con lo cual el sistema tendría un margen de reserva mayor, si se mide en términos de CFI, del orden de 7.3%, calculado como <math>(1,652/1,538 - 1) \times 100</math>, donde 1,652 MW es el dato de CFI de conformidad con el último balance de capacidad firme provisoria (dejando fuera la capacidad firme de los contratos de retiro regional); lo cual, aunque refleja una confiabilidad baja, no implica una condición tan deteriorada como que un 10% de la demanda quede sin cobertura, sino que habría suficiente capacidad firme inicial para satisfacer la demanda máxima (incluso con el exceso indicado del 7.3%);</li> <li>• Por el contrario, de aplicarse en El Salvador lo dispuesto en Chile en términos reales (donde la potencia considerada sería la preliminar, y no la PGT), el margen de reserva teórico resultaría menor que la fórmula utilizada para El Salvador, por lo cual la probabilidad de no cobertura de la demanda resultaría mayor al aplicar los criterios utilizados en Chile. Por ejemplo, la Demanda Máxima tendría que ser igual a 1,652 MW de forma tal que <math>(MP = CFI/DMax = 1)</math>, para que el Margen de Reserva Teórico sea apenas del 15%; mientras que para esa misma situación, de conformidad con la fórmula para El Salvador, el cociente</li> </ul>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
				<p>PGT/DMax sería <math>1,384/1,652 = 0.838</math>, menor que 0.9; con lo cual se tendría MRT = 20%.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>En conclusión, con la metodología utilizada, la señal económica de posible baja reserva en el sistema se activaría antes de si se aplicara la metodología de Chile, con lo cual la necesidad de mayor inversión en generación se prevé con mayor anticipación.</li> </ul>
23.	<p>NEJAPA POWER COMPANY, S.A.</p> <p>y</p> <p>ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.</p>	5.3 MARGEN DE RESERVA TEÓRICO	<p>La conceptualización del Margen de Reserva Teórico (MRT) que se propone en el estudio implica la inclusión dentro de este margen de la potencia firme determinada por la Unidad de Transacciones (UT) para las plantas de energías renovables no convencionales (solar fotovoltaica y eólica) y para las importaciones desde el MER, de acuerdo con las normativas vigentes.</p> <p>Sin embargo, consideramos que la capacidad firme de las ERNC y de las importaciones se asocia a un concepto de remuneración y a la posibilidad de la firma de contratos de abastecimiento con el debido respaldo de potencia, y no a su participación en el margen de reserva del sistema.</p> <p>Inclusive cuando se trata de las ERNC la remuneración de la capacidad firme puede asumirse como un incentivo incluido en la normativa salvadoreña para fomentar la incorporación de estas tecnologías a fin de mejorar la matriz energética y reducir la dependencia del mercado eléctrico del costo de los hidrocarburos.</p> <p>En el mismo informe del Consultor se indica que la demanda máxima se produce en las horas denominadas de punta (11 horas diarias), que para los días hábiles se producen entre las 18 y las 20 horas, en donde la producción solar fotovoltaica es nula o prácticamente nula, por lo que no es posible balancear la demanda máxima con potencia firme de esta tecnología. Del mismo modo, aunque de manera lógicamente menos demostrable por la menor dependencia de la producción eólica de las franjas horarias, puede extrapolarse que esta tecnología no garantiza la disponibilidad de su capacidad firme para cubrir la demanda máxima.</p>	<p>Como se ha indicado antes, la determinación del MRT se basa en considerar que dicho margen es una señal económica relacionada con la suficiencia del sistema eléctrico en su conjunto para abastecer la demanda de El Salvador en forma segura. Un MRT elevado (máximo 20%) implica que el mercado tiene bajas reservas de capacidad, un MRT bajo (mínimo 10%) implica que el mercado tiene altas reservas de capacidad. No se trata por lo tanto de capacidades de generación contratadas sino de capacidades de generación que tienen alta probabilidad de estar disponibles en las horas de máximo requerimiento del sistema eléctrico. Como se indicó antes, los valores considerados de ERNC y de Importación de Energía se consideran que tienen alta probabilidad de estar disponibles en el mercado en las horas de máxima demanda. El valor considerado de potencia para la ERNC es equivalente a la CFI de este tipo centrales y el valor considerado de potencia para la importación de energía es equivalente al valor con probabilidad P95 de la serie de potencias importadas en el año 2021.</p> <p>La CFI de las centrales ERNC se entiende que es la contribución que estas tecnologías hacen a la seguridad de abastecimiento. Siendo la CFI reconocida a una central ERNC mucho menor a su capacidad instalada se considera en la práctica bajo el nivel de incentivos vía remuneración por capacidad. Para la demanda se considera mucho más relevante el aporte que estas centrales hacen a la seguridad de abastecimiento.</p> <p>Como se indicó antes, las horas de elevada demanda en El Salvador son 11hs/día promedio semanal. Durante ese intervalo de tiempo existe producción de las ERNC por valores mucho mayores a los considerados para determinar la PGT. Por lo tanto, este tipo de tecnologías contribuyen efectivamente a la seguridad de abastecimiento de la demanda.</p> <p>Para la selección de la unidad de punta se considera que la unidad de punta debe ser la tecnología de menor costo fijo total (CAPEX+OPEX) por unidad de potencia instalada que esté disponible para abastecer la demanda con una adecuada calidad de servicio. Los costos de inversión</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
			<p>Este enfoque se encuentra sustentado también en las aseveraciones del Consultor, cuando indica que en la selección de la unidad de punta las tecnologías ERNC no son consideradas como candidatas por no poder asegurar que estarán produciendo energía en el momento de máximo requerimiento de la demanda.</p> <p>En cuanto a la inclusión de capacidad firme proveniente de las importaciones, la determinación del Consultor no tiene en cuenta los crecientes conflictos que se están produciendo en el MER, y especialmente, con la participación de Guatemala y sus discusiones con el EOR. De hecho, se han producido planteos de desvinculación de Guatemala al MER. En consecuencia, consideramos un riesgo para la calidad de servicio del sistema eléctrico de El Salvador incluir como parte de la Reserva a remunerar (a través de su inclusión en la determinación del cargo por capacidad) de la potencia firme asignada a la importación desde el MER.</p> <p>Con independencia de la incidencia que tenga la inclusión o no de la capacidad firme de las ERNC y de las importaciones desde el MER en el MRT calculado por el Consultor, solicitamos se vuelva a determinar dicho MRT, y consecuentemente el Cargo por Capacidad, eliminando del MRT las capacidades firmes determinadas para las tecnologías ERNC y la importación.</p>	<p>de las tecnologías ERNC son mayores a los de las unidades tipo TG. Por este motivo fueron descartadas las centrales ERNC como unidad de punta. Si se considera además la capacidad firme de las centrales ERNC el costo unitario por unidad de potencia resulta mucho mayor.</p> <p>Las consultas realizadas durante las reuniones iniciales con la UT y PMs indicaron que se observaban en 2022 menores niveles de importación de energía por efecto de la entrada en operación de nuevas centrales en El Salvador que redujeron los precios en el MRS. Por este motivo se adoptó el criterio conservador de considerar en el cálculo de la PGT una potencia equivalente al valor P95 de la potencia importada en 2021. Es importante mencionar, en concordancia con ese criterio conservador, que los datos de importaciones utilizados para dicho cálculo corresponden únicamente a los de las horas de la 18 a la 21, que es cuando se observa una disminución estadística importante de esos valores respecto a las demás horas del día (se efectuará esa aclaración en el procedimiento de cálculo que finalmente se apruebe). Dados los límites de transmisión existentes entre el sistema eléctrico de Guatemala y los de los países vecinos (mayor a 67.8 MW) se considera con muy alta factibilidad la posibilidad de importar energía desde países vecinos en condiciones críticas en El Salvador por el valor antes indicado de potencia. Al respecto se debe tener presente que el MER considera límites de intercambios de 300 MW y que ya se están adoptando las medidas necesarias (como la entrada en operación del banco de capacitores de 90 MVAR, en la subestación Talnique) para reducir restricciones como las que se observaron este año.</p> <p>Por otra parte, la eventual salida de Guatemala del MER es un evento que podría suceder en 10 años.</p> <p>Adicionalmente, ver Respuestas No. 1 y 14.</p>
24.	<p>NEJAPA POWER COMPANY, S.A.</p> <p>y</p> <p>ORAZUL ENERGY EL SALVADOR, S. EN C. DE C.V.</p>	5.3.1 POTENCIA GARANTIZADA TOTAL	<p>La estimación del PGT está sobredimensionada por considerar condiciones medias (en lugar de P95 que tiene en cuenta las crónicas del recurso) para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Potencia Garantizada de Centrales Hidroeléctricas, se calcula a partir de la Potencia Efectiva e Indisponibilidad</li> <li>▪ Potencia Garantizada de Centrales Solares y Eólicas, estimada a partir de capacidad firme y tasa de indisponibilidad de 5%</li> </ul> <p>Por otra parte, la metodología modelo de la regulación chilena incluye una estimación más restrictiva de la potencia garantizada</p>	<p>Como se indicó antes, la PGT debe ser considerada como una métrica utilizada para determinar el MRT. Se verificó además que el valor resultante de MRT es compatible con un adecuado nivel de calidad del abastecimiento. Respecto al valor considerado de potencia de las centrales hidráulicas para el cálculo de la PGT se considera que las centrales tienen en sus embalses disponibilidad de agua que les permite producir a máxima potencia durante un evento crítico del sistema aun con bajos aportes hidráulicos (condición seca). Lo mismo sucede con las centrales ERNC siendo que en las horas de máxima demanda (11hs/día promedio) tienen una potencia agregada significativamente superior al valor considerado para determinar la PGT.</p>

No	Participante de Mercado	Sección del documento	Observaciones y comentarios	Respuesta del Consultor
			para las plantas hidroeléctricas (condiciones de año seco) y plantas ERNC (en función de su disponibilidad en las horas de mayor demanda del año).	<p>La comparación con los mercados de Chile y México fue incorporada a la evaluación como forma de mostrar que en otros países se ha incluido una señal económica asociada con la abundancia/escasez de potencia para abastecer la demanda.</p> <p>Adicionalmente, ver la Respuesta No. 22, en lo referente a la condición hidrológica de las centrales hidráulicas y generación renovable no convencional, y a partir de la cual se concluye que la metodología de Chile no es más exigente que la aplicada para El Salvador para la determinación del MRT, sino lo opuesto.</p>