

**COMENTARIOS DE ETESA A LA**  
**PARTE I**  
**CONSULTA PÚBLICA 002 -2022**  
**“Propuesta De Las Empresas Comparadoras, Tasa De**  
**Rentabilidad Y Del Ingreso Máximo Permitido Para La Empresa De Transmisión Eléctrica,**  
**S.A. (ETESA)”**  
**Periodo 2021-2025**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

**PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN..... 1**

**CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA PARA ETESA..... 1**

1. SELECCIÓN DE LA EMPRESA COMPARADORA: ..... 1

2. PARÁMETROS COMPARADORES PARA TRANSMISIÓN..... 2

**CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD ... 4**

1. ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE METODOLOGÍA WACC-CAPM ..... 6

2. COSTO DE LA DEUDA..... 13

3. TASA DE RENTABILIDAD DETERMINADA PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA..... 16

4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS TASA DE RENTABILIDAD DETERMINADA PARA LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA..... 17

**CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN ..... 20**

1. ELEMENTOS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN (SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN)..... 20

1.1. BASE DE CAPITAL INICIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020 (SERVIDUMBRE) ..... 20

1.2. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR) PARA EL PERÍODO ..... 20

**CAPITULO II: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA..... 27**

1. INGRESOS PERMITIDOS PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO ..... 27

1.1. PROYECCIÓN DE GASTOS OPERATIVOS ..... 27

1.2. PROYECCIÓN DE INVERSIONES..... 31

1.3. VIGENCIA DEL RÉGIMEN TARIFARIO ..... 33

1.4. CONSIDERACIONES DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND) HACIA LA ASEP ..... 33

## INTRODUCCIÓN

De acuerdo al Artículo No. 96, Texto Único de la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, ordenado por la Ley 194 de 2020 y el Régimen Tarifario de Transmisión de Electricidad, que forma parte del Reglamento de Transmisión vigente, aprobado mediante Resolución No. JD-5216-del 14 de abril de 2005, se calcula el Ingreso Máximo Permitido (IMP) para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

Al iniciarse el Periodo Tarifario del 1° de julio de 2021 al 30 de junio de 2025, la Autoridad Nacional de los Servicios Público (ASEP) sometió a Consulta Pública su Propuesta de las Empresas Comparadoras, Tasa de Rentabilidad y del Ingreso Máximo Permitido para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) mediante la Resolución AN No. 17754 del 6 de julio de 2022, modificada por la Resolución AN No. 17825 -Elec de 5 de agosto del 2022.

De acuerdo al artículo 95 del Texto Único de la Ley No. 6 el Ingreso Máximo Permitido debe enmarcarse, en primer orden, por los criterios de suficiencia financiera y los principios fundamentales de regulación, que permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa en un sector de riesgo comparable y permitiendo utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad de sus clientes.

ETESA en el presente informe, somete a la consideración de la (ASEP) sus comentarios a la Propuesta de las empresas comparadoras, tasa de rentabilidad y del ingreso máximo permitido para el periodo tarifario 2021-2025.

**COMENTARIOS DE ETESA A LA**

**PARTE I**

**CONSULTA PÚBLICA 002 -2022**

**“Propuesta De Las Empresas Comparadoras, Tasa De**

**Rentabilidad Y Del Ingreso Máximo Permitido Para La Empresa De Transmisión Eléctrica,  
S.A. (ETESA)”**

**PARTE I – INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA EL SERVICIO DE  
TRANSMISIÓN**

**CAPÍTULO I: ANÁLISIS Y PROPUESTA DE EMPRESA COMPARADORA  
PARA ETESA**

1. Selección de la Empresa Comparadora:

Comentarios de ETESA

Según el Reglamento de Transmisión en su artículo 179:

*Se selecciona una o más empresas comparadoras con el fin de medir la eficiencia en la gestión de la Empresa de Transmisión Eléctrica.*

*Se definen indicadores para la empresa comparadora llamados Comparadores. Los Comparadores serán parte de los elementos para el cálculo de los Ingresos Máximos Permitidos de la Empresa de Transmisión Eléctrica.*

Para el año 2017, la ASEP considero la selección de tres empresas comparadoras y aprobó una tasa promedio de los parámetros de rentabilidad, de estas empresas y para este año 2021 solo se mantuvieron dos de estas empresas utilizadas del régimen Tarifario anterior, las cuales con Transelec y Red de Energía del Perú S.A., ETESA indica que se debió mantener el esquema de tres empresas comparadoras y en alguna de sus alternativas, utilizar a ETESA con sus resultados como factor de ponderación entre las empresas seleccionadas, debido a que es la empresa que en la actualidad realiza el proceso de operar, administrar y mantener, el servicio de Transmisión en un mercado donde la limitante en cierto grado son las políticas cambiarias en los procesos gestores para la operatividad de la empresa.

## 2. Parámetros Comparadores para Transmisión

### Comentarios de ETESA

En la presente revisión sólo se trasladan costos de un país a otro, mediante una operación a la que se denomina “conversión” valor que al ponderarse o mejor dicho para calcular los costos y los VNR ajustados se toman de la suma de los costos ajustados, valores nominales de los cuales no conocen en todos los casos y del cual suponen una composición preestablecida.

Debido a las diferencias de tamaño, dispersión de la demanda, topografía, condiciones ambientales, precios relativos, etc., es virtualmente imposible que exista una empresa que pueda considerarse igual a otra. La relación de eficiencia no puede aplicarse directamente sin un previo proceso de homologación, en el que se ajusten las asimetrías de los costos no gerenciales (externalidades fuera del control de la empresa). El comparador básico inicial obtenido con datos de la Empresas Comparadoras debería entonces ser ajustado estimando la variación que tendrían los gastos e inversiones de la Empresas Comparadoras, si ésta se desempeñara, con igual eficiencia de gerenciamiento, en las mismas condiciones ambientales y económicas de ETESA durante este quinquenio, ajuste que sólo puede ser aproximado dada la imposibilidad de considerar todas las diferencias de contexto externo en las que le toca actuar a cada empresa.

Empresas con exactamente las mismas instalaciones de transmisión y los mismos requerimientos de calidad de servicio, operando en distintos países, geografías, marcos legales, etc. tendrán diferentes costos anuales medidos en dólares. Más aún si son de distinto tamaño u operan con distintas tensiones eléctricas.

El comparador resultante será el obtenido de la relación de eficiencia de la Empresas Comparadoras multiplicado por uno o más factores que surjan de la homologación.

Se estima entonces que la metodología de cálculo de los comparadores debería consistir al menos en:

- Seleccionar de entre varias empresas candidatas, preseleccionadas con algún criterio (que estén sujetas a revisiones tarifarias periódicas, que sean de similar tamaño y tengan similares responsabilidades que ETESA, que cuenten con información técnica y contable accesible, etc.), una empresa cuya relación AOM/VNR sea baja, es decir que su gasto  $AOM=ADMT+OMT$  sea mínimo, dadas sus condiciones particulares de operación.
- Ajustar por separado los costos ADMT y OMT mediante factores de homologación para llevarlos a los que tendría una empresa eficiente como la seleccionada, pero operando bajo las condiciones particulares de ETESA.

Las asimetrías más frecuentes, ya señaladas en revisiones anteriores son:

- Composición (“mix”) del tipo de instalaciones (relación de líneas simple y doble circuito). Los costos de O&M como porcentaje del VNR son diferentes en uno y otro caso.
- Tamaño de las instalaciones. Las empresas de mayor tamaño tienen ventajas relativas de escala. Los costos ADM son relativamente insensibles al tamaño de las instalaciones y los costos O&M no necesariamente mantienen una determinada proporcionalidad con el VNR.
- Costo salarial. Los salarios pagados por una y otra empresa, a igualdad de categoría laboral, son diferentes<sup>1</sup>.
- Medio ambiente (salinidad y nivel isocerámico)<sup>2</sup>
- Alcance de los servicios prestados.

Deben agregarse:

- Tiempos de traslado de la cuadrilla. Los tiempos de aproximación desde la base a la traza de la línea o a la subestación (traslado al área de trabajo) y los tiempos necesarios para desplazarse desde una torre a la siguiente (traslado interno), son tiempos improductivos que dependen en gran medida de factores fuera del control de la empresa, tales como el relieve del terreno y la infraestructura vial.
- Régimen pluvial, que incide en la cantidad de días-cuadrilla O&M no laborables por lluvia.

Dada la incidencia que el comprador tiene en sus ingresos, ETESA requiere que la ASEP aporte el archivo Excel, con las hojas de cálculo desbloqueadas, que permitan seguir paso a paso el procedimiento de cálculo, además de los documentos que respaldan los datos ingresados.

Por otra parte, tenemos a bien indicar que se solicita a la ASEP la actualización de los valores financieros utilizados para las empresas comparadoras, ya que el último dato con el que cuentan provienen del año 2019, sin embargo, los estados financieros y otros datos de las empresas comparadoras ya guardan registros hasta el año 2021.

---

<sup>1</sup> Esta asimetría estaría homologada mediante la operación de “conversión” mencionada más arriba

<sup>2</sup> Esta asimetría estaría homologada mediante el incremento del 8% ya contemplados por la ASEP.

## CAPÍTULO II: ESTIMACIÓN DE LA TASA RAZONABLE DE RENTABILIDAD

### Comentarios de ETESA

La ASEP determinó la tasa de rentabilidad en base a lo establecido en la Ley 6 y para este régimen tarifario estimo los límites de la tasa de rentabilidad a partir de información del mes de julio 2020 a junio 2021, obteniendo como resultando un rango de 6.83% y 10.83% como límites inferior y superior, respectivamente.

Sin embargo, es de nuestro conocimiento que la base sobre la cual se apoya el análisis para la determinación del costo de capital se encuentra en la Ley 6 de 1997, que dicta el marco regulatorio e institucional para la Prestación del Servicio público de Electricidad. Tal como lo indica el artículo **xx** de la ley: *Los costos utilizados como base para el cálculo de tarifas deben permitir a la Empresa de Transmisión tener una tasa razonable de rentabilidad antes de aplicarse el impuesto sobre la renta sobre el activo fijo invertido a costo original. Para efectos de este cálculo, se define como razonable aquella tasa que no difiera en más de dos puntos de la suma de la tasa de interés anual de los bonos de treinta años del tesoro de los Estados Unidos de América, más una prima de siete puntos en concepto del riesgo del negocio de transmisión en el país. La tasa de intereses mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores de la revisión tarifaria.*

A pesar de lo esbozado en la Ley, es imposible dejar de tomar en consideración lo indicado en el último párrafo por las circunstancias atípicas que se presentaron a nivel mundial, producto de la Pandemia por la COVID – 19, las cuales permean de forma negativa en el resultado de la tasa considerada para el cálculo de la rentabilidad del periodo en consulta.

si analizamos lo dispuesto en la Ley 6 de 1997 en donde establece claramente en su Artículo 99 que "...La tasa de interés mencionada se calculará como el promedio de las tasas efectivas durante los doce meses anteriores a la revisión de la **formula tarifaria**", **tal escrito se puede entender como la consideración de la toma de los valores promedios de los últimos doce (12) meses de la tasa efectiva inmediatamente anterior** al inicio de los cálculos del Ingreso Máximo Permitido de ETESA.

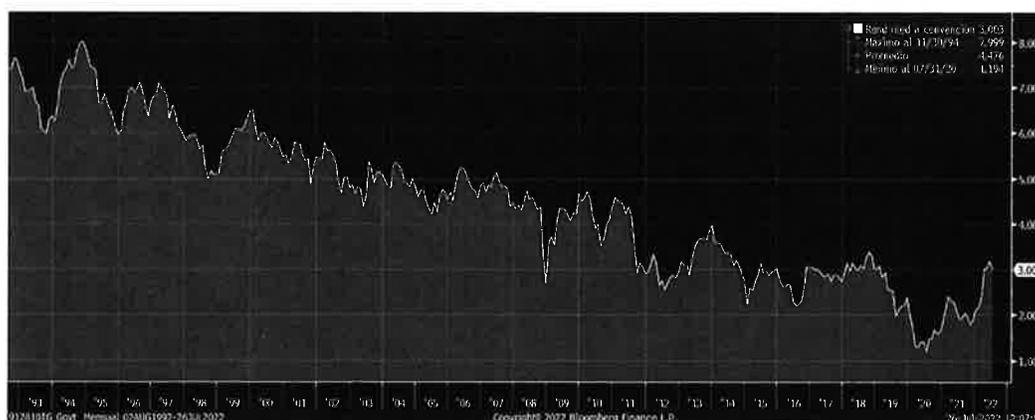
Dado lo expuesto en el párrafo anterior ETESA sugiere que para la determinación de la tasa de UST30Y debe considerarse los valores promedios para los rendimientos del periodo de julio 2021 a junio 2022, donde la tasas se encuentran normalizadas, ya que lo ocurrido durante el 2020 es considerado un periodo totalmente anormal. A continuación, mostramos un comparativo de los valores correspondientes de cada periodo.

Cuadro N° 1  
Rendimiento UST30Y  
de Estados Unidos

julio 2020 - junio 2021		julio 2021 - junio 2022	
MES	TASA	MES	TASA
junio 2021	2.09%	junio 2022	3.19%
mayo 2021	2.28%	mayo 2022	3.05%
abril 2021	2.30%	abril 2022	3.00%
marzo 2021	2.41%	marzo 2022	2.45%
febrero 2021	2.15%	febrero 2022	2.16%
enero 2021	1.83%	enero 2022	2.11%
diciembre 2020	1.65%	diciembre 2021	1.90%
noviembre 2020	1.57%	noviembre 2021	1.79%
octubre 2020	1.66%	octubre 2021	1.93%
septiembre 2020	1.46%	septiembre 2021	2.05%
agosto 2020	1.48%	agosto 2021	1.93%
julio 2020	1.19%	julio 2021	1.89%

Fuente: Datos de Bloomberg Finance L.P.

De acuerdo a nuestra fuente Bloomberg, (ver gráfica), las tasas del tesoro durante el 2020 fueron las tasas más bajas históricamente, producto de la pandemia por la COVID – 19, por lo que somos de la opinión que no deben ser consideradas las variaciones a la baja en las tasas del tesoro en referencia, debido que fueron producto de una situación atípica a los años anteriores y a la realidad actual. Como se aprecia en la gráfica hay una subida significativa de la tasa libre de riesgo que no se asemeja al promedio actual, afectando el rango utilizado para los cálculos del costo de capital para el ingreso máximo permitido en nuestro periodo.



Fuente: Bloomberg Finance L.P.

El promedio del periodo 2021 – 2022 da como resultado 229 bp (2.29%) como tasa libre de riesgo sugerida para el cálculo del costo de capital propio de la empresa en lugar de los 183 bp (1.83%) indicados en la consulta.

Cuadro N° 2

Valores base y banda resultante según Ley N°6

Tasa Libre de Riesgo	Prima Riesgo Negocio	Variación Permitida	Banda Resultante	
			Límite Inferior	Límite Superior
2.29%	7%	± 2%	7.29%	11.29%

De esta manera deberían considerarse como límite inferior una tasa de 7.29% y como límite superior 11.29%.

## 1. ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE METODOLOGÍA WACC-CAPM

### Comentarios de ETESA:

Se analizaron los parámetros propuestos por la ASEP para la estimación de la tasa de rentabilidad mediante la metodología WACC-CAPM que se detallan en el ANEXO A de la propuesta de la consulta Pública N° 002-22.

#### **a) Tasa libre de riesgo**

El regulador propone considerar el promedio para el período julio 2020 – junio 2021 de los T-Bonds de los Estados Unidos de América con vencimiento a 30 años. El valor promedio, obtenido de esta manera es de 1.83 %.

Etesa por su parte analizo dos posibles consideraciones (valores) para la tasa libre de riesgo las cual se incorporaron en el cálculo del WACC-CAPM, en la primera se actualizaron los valores considerando los últimos 12 meses anteriores previo a la revisión de la formula tarifaria es decir se utilizó las fechas a partir del julio 2021 a junio 2022 y para la segunda consideración se observó la fechas utilizadas para el cálculo y se considera prudente mantener el mismo esquema del resto de los elementos que componen el Wacc, la cual utiliza la data del año 2021, mas no así una combinación de fechas como lo presento ASEP, es decir que se presentan valores correspondiente a todo el año 2021.

Para la primera consideración se tomó la información disponible más reciente, en este caso el promedio de los últimos 12 meses (Julio 2021-junio 2022) la misma arroja un promedio de 2.29 %, según se aprecia en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 3  
Rendimiento de los bonos  
a 30 años de Estados Unidos

julio 2021 - junio 2022

MES	TASA
junio 2022	3.19%
mayo 2022	3.05%
abril 2022	3.00%
marzo 2022	2.45%
febrero 2022	2.16%
enero 2022	2.11%
diciembre 2021	1.90%
noviembre 2021	1.79%
octubre 2021	1.93%
septiembre 2021	2.05%
agosto 2021	1.93%
julio 2021	1.89%

Fuente: Datos de Bloomberg Finance L.P.

Al final del cálculo se observan los cambios en el valor de la prima resultante con respecto a lo presentado por ASEP. No olvidemos que el año de referencia utilizado por la ASEP conlleva un grado de desajuste estructural de la economía a nivel global, debido a la pandemia del COVID-19, lo cual significa que no puede ser tomado como base para el cálculo ya que las economías estaban en un proceso recesivo para ese periodo.

Por otro lado, y continuando con la segunda consideración presentada por ETESA sobre el análisis de la tasa libre de Riesgo, es necesario ajustar el enfoque seguido por el regulador, la cual muestra que los datos utilizados cuyos componentes evaluados son de los años 2021 y otro sin actualización del año 2020, ETESA considero para este caso el promedio de todo el año 2021, con el fin de mantener el esquema de evaluación del CAPM con datos del año 2021. El cuadro siguiente muestra los promedios para cada uno de los meses y el promedio del año 2021:

Cuadro N° 4  
Rendimiento de los bonos  
a 30 años de Estados Unidos

MES	TASA
Enero 2021	1.82%
Febrero 2021	2.04%
Marzo 2021	2.34%
Abril 2021	2.30%
Mayo 2021	2.32%
Junio 2021	2.16%
Julio 2021	1.94%
Agosto 2021	1.92%
Septiembre 2021	1.94%
Octubre 2021	2.06%
Noviembre 2021	1.94%
Diciembre 2021	1.85%
<b>Promedio del año</b>	<b>2.05%</b>

Fuente: <https://fred.stlouisfed.org>

Dentro de este último análisis de datos se observa que existe una leve variación con respecto a los datos presentados por la ASEP, la cual no representa ningún riesgo en cuanto a la validación del valor de la tasa libre de riesgo pero que mantienen el concepto de evaluación con los otros datos utilizados para el cálculo del promedio ponderado del Capital (WACC) para el año de presentación del régimen tarifario. De esta manera, la tasa libre de riesgo para el cálculo del capital propio es de 2.052 %.

#### b) Término Beta

La ASEP propone para el cálculo del beta desapalancada la información publicada por el prof. Aswath Damodaran, con los datos del año 2019 y el año 2020, el cual muestra para el 2019, un valor de 0.19 y para el 2020 un valor del 0.48 de riesgo sistemático desapalancado, la cual son registros de empresas consideradas en el sector de utility General, sumado a todo lo anterior la ASEP consideró un beta apalancado de 0.95 utilizada para la revisión del periodo del año 2017 al 2021 utilizada por la Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), que de igual manera propone la utilización del beta apalancado de 0.759 que sería utilizado a comienzos del año 2022.

Comentario de ETESA

ETESA en su afán de priorizar de forma metodológica las fechas de los valores utilizados para el cálculo del riesgo sistemático (Beta) y los otros componentes del costo de capital, presenta como dato actualizado los valores del riesgo sistemático de las industrias de los Estados Unidos en el sector de Utilidades a partir de la fecha de enero 2021 hasta diciembre del 2021.

El valor actualizado del beta desapalancado se representa por un índice de 0.59 para empresas de Estados Unidos, tal como se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 5  
Beta alternativo determinado  
con Beta US 2020-2021

Variable	Beta US 2020	Beta US 2021 (Actualizada)
Beta USA desapalancado	0.480	0.590
Estructura capital (D/E) Pan	1.00	1.00
Tasa Marginal Impuesto Pan	0.30	0.30
Beta ajustado por apalancamiento óptimo	<b>0.816</b>	<b>1.003</b>

Fuente: [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html)

Por otro lado ETESA sostiene que se debe optar por utilizar otros valores betas para la empresa de transmisión, diferentes a los considerados por la ASEP en su propuesta, es decir que se cambien el valor presentado como base, el cual tiene como origen el beta apalancado de 0.95 de la OFGEM que fue contemplado para el período del 2017-2021, del cual se propone la utilización de un beta desapalancada calculada del sector de energía "Power", del Prof. Awath Damodaran con los datos promedio del 2016 - 2021 con un promedio de 0.38 en un total de 55 empresas contenidas en la muestra; a la vez se realizó el mismo ejercicio con la beta desapalancada para el 2021 el cual asciende a 0.429.

<i>Unlevered beta corrected for cash - Over time</i>					
2016	2017	2018	2019	2020	<b>Average (2016-21)</b>
0.50	0.33	0.32	0.35	0.38	0.38

Etesa presenta el siguiente cuadro el cual muestra la propuesta de cambio del beta desapalancado, cambio que modifica el valor para un nuevo beta apalancado para las empresas de transmisión de Panamá de 0.729, tal como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 6  
Beta apalancado Panamá

Variable	Beta UK apalancado 2013-2021 (ASEP) (OFGEM-.95)	Beta Equity Panama Proyectado (2016 - 2021)	Beta Equity Panama Proyectado (2022)
Beta desapalancado	0.463	0.384	0.429
Estructura capital (D/E) Pan	1.00	1.00	1.00
Tasa Marginal Impuesto Pan	0.30	0.30	0.30
Beta ajustado por apalancamiento óptimo	<b>0.788</b>	<b>0.653</b>	<b>0.729</b>

Fuente: [https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html)

En virtud de lo descrito con anterioridad, ETESA propone considerar los valores betas teniendo en cuenta las dos alternativas analizadas y presentadas por ETESA.

### c) Prima de riesgo de mercado

La ASEP propone para el cálculo de la prima de riesgo de mercado considerar el promedio aritmético para el período 1971-2020 con información provista por Damodaran. El valor propuesto es de 4.89%.

La propuesta de ASEP presentada en la consulta pública muestra el uso de la prima riesgo de mercado utilizando el valor que tiene como recorrido un periodo de 50 años, el cual indican que dentro del proceso de análisis es el más recomendado, ya que este periodo abarca el periodo posguerra y no contempla la etapa de la gran depresión y la segunda guerra Mundial, acontecimientos que influyen en la variabilidad de los retornos y en las estimaciones de la prima de mercado.

Comentario de ETESA:

Etasa indica que es necesario actualizar los valores utilizados para el cálculo promedio de la prima de riesgo de mercado, de esta forma:

- Se mantiene consistencia metodológica con respecto a los valores actualizados de los otros parámetros calculados para determinar la tasa de retorno del capital propio.
- Se minimiza la discrecionalidad del regulador al no tener que excluir del análisis datos de años recientes.

Finalmente, se señala que ETESA utilizó la misma fuente de información de los años 1971 – 2021 con valores actualizados hasta el año 2021, dando como resultado 5.44% en un periodo de 50 años, tal como se muestra en el siguiente cuadro de valores de la prima de riesgo:

Cuadro N° 7

## Prima Riesgo de Mercado

Años de Estimación	Promedio Aritmético	S&P 500 - T. Bonds
93	1928-2021	6.71%
<b>50</b>	<b>1971-2021</b>	<b>5.44%</b>
30	1991-2021	6.48%
9	2012-2021	14.39%

Fuente: Damodaran [https://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/data.html](https://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html)

Nuestro calculo, también incluye valores con datos de series de tiempo estimados de 9 años, la misma muestra un valor significativo de 14.3% con respecto al utilizado como caso base en la tasa de retorno del capital propio. Sumado a todo lo anterior hemos analizado otra alternativa utilizando del profesor Damodaran de la fuente Country and Equity Risk Primiums el promedio de los años 2019 a 2021 el cual da como resultado un valor de 6.39%.

#### d) Tasa riesgo país

La ASEP propone calcular la tasa de riesgo país como el promedio de los últimos 12 meses del EMBI+ publicado por el banco de inversión JP Morgan Chase. Para este cálculo considera el período julio 2020 – junio 2021, obteniendo una tasa de 154 bp (1.54%).

En virtud de lo anterior y para mantener el esquema de periodicidad con respecto del resto de elementos utilizados para el cálculo del CAPM, se solicita a la ASEP, se actualice la información desde enero 2021 - diciembre 2021, el cual presenta un promedio del EMBI+ para el período de 1.728%, tal como se observa en la siguiente tabla:

Cuadro N° 8  
Tasa de Riesgo País para la República de Panamá  
con base (EMBI+ de JP Morgan)

MES	Promedio Mes
Enero 2021	1.53%
Febrero 2021	1.58%
Marzo 2021	1.65%
Abril 2021	1.64%
Mayo 2021	1.61%
Junio 2021	1.66%
Julio 2021	1.76%
Agosto 2021	1.80%
Septiembre 2021	1.79%
Octubre 2021	1.89%
Noviembre 2021	1.91%
Diciembre 2021	1.93%
<b>Promedio del año</b>	<b>1.728%</b>

Fuente: <https://www.invenomica.com.ar/riesgo-pais-embj-america-latina-serie-historica/>

Para la aplicación del riesgo país, también se utilizó el promedio aritmético de los años 2019, 2020 y 2021 de información del Profesor Damodaran con datos de Panamá, con un resultado de 1.67% para el Country Risk Premium, tal como se observa en la siguiente tabla:

Cuadro N° 9  
Tasa de Riesgo País para la República de Panamá  
con base (Country Risk Premium)

Años	Country	Country Risk Premium
2021	Panamá	1.88%
2020	Panamá	1.55%
2019	Panamá	1.57%
<b>Promedio</b>		<b>1.67%</b>

Una vez presentado el análisis y actualización de los datos que componen la Tasa de retorno del Capital Propio, en el siguiente cuadro, se muestran las alternativas del cálculo del costo de capital propio en donde cambian los valores de beta, prima riesgo de Mercado:

Cuadro N° 10  
Análisis de Alternativas de Tasa  
de Retorno del Capital Propio

Concepto	Caso Base (ASEP Julio 2020-junio 2021)	Caso Base (ETESA actualizando año 2021)	Caso Base (ETESA actualizando de Julio 2021-junio 2022)
Tasa Libre de Riesgo	1.83%	2.05%	2.29%
Beta Equity Panamá	0.788	1.003	0.729
Prima Riesgo Mercado	4.89%	5.44%	6.39%
Riesgo País	1.54%	1.73%	1.67%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7.22%</b>	<b>9.23%</b>	<b>8.62%</b>

Concepto	Caso Alto (ASEP Julio 2020-junio 2021)	Caso Alto (ETESA actualizando año 2021)	Caso Alto (ETESA actualizando de Julio 2021-junio 2022)
Tasa Libre de Riesgo	1.83%	2.05%	2.29%
Beta Equity Panamá	0.816	1.003	1.003
Prima Riesgo Mercado	6.43%	6.71%	5.44%
Riesgo País	1.54%	1.73%	1.67%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>8.61%</b>	<b>10.51%</b>	<b>9.42%</b>

Concepto	Caso Bajo (ASEP Julio 2020-junio 2021)	Caso Bajo (ETESA actualizando año 2021)	Caso Bajo (ETESA actualizando de Julio 2021-junio 2022)
Tasa Libre de Riesgo	1.83%	2.05%	2.29%
Beta Equity Panamá	0.629	1.003	0.653
Prima Riesgo Mercado	4.89%	5.44%	5.44%
Riesgo País	1.54%	1.67%	1.67%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>6.44%</b>	<b>9.18%</b>	<b>7.51%</b>

## 2. Costo de la deuda

### a) Tasa libre de riesgo

#### Comentario de ETESA:

La ASEP propone considerar el promedio de los últimos 12 meses de la tasa de interés de los rendimientos de los "Treasury Bonds" a 10 años (promedio de julio 2020 a junio 2021), obteniendo un valor de 1.11%, para la ASEP la consideración de los bonos de 10 años es debido al plazo razonable que puede endeudarse una empresa en el mercado.

En consideración a lo indicado en el párrafo anterior, se propone considerar la actualización de los valores del rendimiento de bonos con la maduración del bono a 10 años propuesto por la ASEP, para la actualización de los valores que se solicita tomar en cuenta abarca todo el año 2021 y no una combinación de dos años tal como lo ha presentado ASEP, debido a que los otros elementos para el cálculo del WACC presentado por ETESA están considerando los valores del año 2021 para

su debida estimación, para la tasa libre de riesgo que abarca la fecha de enero 2021 – diciembre 2021 y que para esta ocasión arrojo un valor de 1.44% tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 11  
Tasa Libre de Riesgo para el cálculo de  
costo de la Deuda 10 Years Treasury Bonds

MES	Promedio Mes
Enero 2021	1.07%
Febrero 2021	1.25%
Marzo 2021	1.61%
Abril 2021	1.62%
Mayo 2021	1.61%
Junio 2021	1.51%
Julio 2021	1.31%
Agosto 2021	1.28%
Septiembre 2021	1.37%
Octubre 2021	1.58%
Noviembre 2021	1.56%
Diciembre 2021	1.46%
<b>Promedio del año</b>	<b>1.44%</b>

Fuente: <https://www.invenomica.com.ar/riesgo-pais-emb-i-america-latina-serie-historica/>

Debido a que la ASEP presenta un caso alternativo en el cual incorpora el comportamiento de los Bonos del Tesoro de los E.E.U.U. a 20 años utilizados para calcular el costo de la deuda debido al plazo de maduración de los préstamos con los que cuenta ETESA, fundamentalmente al periodo asociado al mecanismo de financiamiento para la construcción de la tercera línea, el valor presentado por ASEP es de 1.65%. ETESA por su parte actualiza el valor de este bono para el año 2021, dando como resultado un valor de 1.99%, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 12  
Tasa Libre de Riesgo para el cálculo de  
costo de la Deuda 20 Years Treasury Bonds

MES	Promedio Mes
Enero 2021	1.65%
Febrero 2021	2.05%
Marzo 2021	2.32%
Abril 2021	2.18%
Mayo 2021	2.18%
Junio 2021	2.02%
Julio 2021	1.81%
Agosto 2021	1.85%
Septiembre 2021	1.99%
Octubre 2021	1.98%
Noviembre 2021	1.87%
Diciembre 2021	1.94%
<b>Promedio del año</b>	<b>1.99%</b>

Fuente: <https://es.investing.com/rates-bonds/us-20-year-bond-yield-historical-data>

**b) Spread por default:**

La ASEP propone utilizar como “spread” por “default” el premio por riesgo crediticio que empresas estadounidenses con la misma calificación considerada para el país pagan por encima de la tasa libre de riesgo. El valor de este “spread” utilizado es el de abril de 2019 asciende según FITCH RATING a “BBB” es de 127bp (1.27%).

Como último se presentan los siguientes cuadros, con los datos resultados de los componentes determinados con anterioridad, sobre el costo de la deuda para ETESA, actualizados:

Cuadro N° 13  
Costo de la Deuda  
(Caso Base)

<b>Tasa Libre de Riesgo (Bonos 10 años)</b>	1.44%
<b>Riesgo País</b>	1.73%
<b>Spread adicional</b>	1.27%
<b>Costo de la Deuda antes de Impuesto</b>	4.43%
<b>Tasa Marginal Impuesto a la Ganancia</b>	30.0%
<b>Costo de la Deuda despues de Impuesto</b>	<b>3.10%</b>

Fuente: ETESA

Cuadro N° 14  
Costo de la Deuda  
(Caso Alternativo)

<b>Tasa Libre de Riesgo (Bonos 20 años)</b>	1.99%
<b>Riesgo País</b>	1.73%
<b>Spread adicional</b>	1.27%
<b>Costo de la Deuda antes de Impuesto</b>	4.98%
<b>Tasa Marginal Impuesto a la Ganancia</b>	30.0%
<b>Costo de la Deuda despues de Impuesto</b>	<b>3.49%</b>

Fuente: ETESA

### 3. Tasa de rentabilidad determinada para la actividad de transmisión Eléctrica

#### Comentarios de ETESA:

A partir de los parámetros calculados previamente, se expone en el siguiente cuadro, los cálculos de las tasas reales y nominales antes y después de impuestos. La tabla siguiente presenta los parámetros y las tasas reales antes y después de impuestos que se obtienen en los siguientes escenarios:

Cuadro N° 15  
Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)  
Para la actividad de transmisión eléctrica.  
(Escenario Base)

Concepto	Caso Base (ASEP Julio 2020-junio 2021)	Caso Base (ETESA actualizando año 2021)	Caso Base (ETESA actualizando de Julio 2021-junio 2022)
Tasa Libre de Riesgo	1.83%	2.05%	2.29%
Beta Equity Panamá	0.788	1.003	0.729
Prima Riesgo Mercado	4.89%	5.44%	6.39%
Riesgo País	1.54%	1.73%	1.67%
<b>Costo Capital Propio</b>	<b>7.22%</b>	<b>9.23%</b>	<b>8.62%</b>
<b>Costo de la Deuda antes de Imp.</b>	<b>3.92%</b>	<b>4.43%</b>	<b>4.43%</b>
<i>Costo de la Deuda despues de Imp.</i>	2.74%	3.10%	3.10%
D/(D+E)	50%	50%	50%
E/(D+E)	50%	50%	50%
<i>WACC Nominal antes de impuesto</i>	7.12%	8.81%	8.37%
<i>WACC Nominal despues de impuesto</i>	4.98%	6.17%	5.86%
Tasa de Inflación EUA Largo Plazo	2.56%	2.56%	2.56%
<b>WACC Real antes de Impuesto</b>	<b>4.44%</b>	<b>6.10%</b>	<b>5.67%</b>
<b>WACC Real despues de Impuesto</b>	<b>2.36%</b>	<b>3.52%</b>	<b>3.22%</b>

Fuente: ETESA

En referencia al valor real resultante de nuestros cálculos con respecto a la información presentada por ASEP del caso base del WACC real antes de impuesto es totalmente diferente, si se analiza con respecto a los costos de oportunidades y para este caso usamos como ejemplo el riesgo de invertir en el sector local, mostrando una tasa de interés de 6.42% en promedio de líneas de crédito otorgada por las entidades financieras, el cual para este caso y mostrando nuestro resultado de WACC resultado oscila según nuestros cálculos entre 6.10% si lo vemos en términos de actualizar la tasa con valores de todo el año 2021 y si se actualiza por ejemplo la tasa libre de riesgo y la tasa de riesgo país con valores más recientes como por ejemplo traída al mes de Junio 2022, se observa que se obtienen una tasa del WACC real después de impuesto de 5.67%.

#### 4. Análisis de Sensibilidad de las Tasa de rentabilidad determinada para la actividad de transmisión Eléctrica

Se realizaron los respectivos ejercicios con referencias a los valores actualizados y de diferentes enfoques de sensibilidad, con el fin de obtener alternativas de juicio que colaboren con la toma de decisiones a la hora de establecer la Tasa de Rentabilidad para la empresa de Transmisión eléctrica de Panamá. En el siguiente cuadro mostramos los diferentes resultados obtenidos:

Cuadro No. 16  
Resultados obtenidos del  
Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)  
Real antes de impuesto para las diferentes alternativas

Concepto	Caso Base (ETESA actualizando año 2021)						Caso Base (ETESA actualizando de Julio 2021-junio 2022)		
	Caso Base	Caso Alto	Caso Bajo	Alt 1	Alt 2	Alt 3	Caso Base (Alt 4)	Alt 5	Alt 6
Tasa Libre de Riesgo	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.29%	2.05%	2.05%
Beta Equity Panamá	1.003	1.003	1.003	100.3%	100.3%	78.8%	0.729	0.653	0.788
Prima Riesgo Mercado	5.44%	6.71%	5.44%	5.44%	5.44%	6.71%	6.39%	5.44%	6.39%
Riesgo País	1.73%	1.73%	1.67%	1.67%	1.67%	1.67%	1.67%	1.67%	1.67%
<b>Costo Capital Propio</b>	9.23%	10.51%	9.18%	9.18%	9.18%	9.01%	8.62%	7.27%	8.76%
<b>Costo de la Deuda antes de Imp.</b>	4.43%	4.98%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.43%	4.98%	4.43%
Costo de la Deuda despues de Imp.	3.10%	3.49%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%	3.49%	3.10%
D/(D+E)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
E/(D+E)	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%
WACC Nominal antes de impuesto	8.81%	10.00%	8.77%	8.77%	8.77%	8.65%	8.37%	7.69%	8.47%
WACC Nominal despues de impuesto	6.17%	7.00%	6.14%	6.14%	6.14%	6.06%	5.86%	5.38%	5.93%
Tasa de Inflación EUA Largo Plazo	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%	2.56%
<b>WACC Real antes de Impuesto</b>	<b>6.10%</b>	<b>7.25%</b>	<b>6.06%</b>	<b>6.06%</b>	<b>6.06%</b>	<b>5.94%</b>	<b>5.67%</b>	<b>5.00%</b>	<b>5.76%</b>
WACC Real despues de Impuesto	3.52%	4.33%	3.49%	3.5%	3.5%	3.4%	3.22%	2.75%	3.29%

Fuente: ETESA

a) Comentario de ETESA según cálculos del WACC

Todas las alternativas están utilizando como base información de mercado más actualizada para la tasa libre de riesgo la cual da como resultado para el año 2021 un 2.05% y actualizada hasta la fecha de junio 2022 un 2.29%, la cual presenta un incremento de 0.22% y hasta un 0.46%, con respecto a la sugerida por la ASEP.

- **Comentario al Caso Base (ETESA actualizando año 2021)**

ETESA ha realizado para sus análisis ajustes para el caso base, el caso alto y el caso bajo y en el resto de las alternativas manteniendo en estas el mismo valor de la tasa libre de riesgo, el mismo valor de la beta con valores de todo el año 2021, por el lado de la prima de mercado se utilizó en el caso base, caso bajo, alt1, alt2, la misma tasa de mercado, mientras que en el caso alto y la alt3 se modificó el valor de la prima basado en el histórico,

Tanto el caso Base y el caso Alto, la prima riesgo país, se utilizaron la misma tasa traída al año 2021, mientras que el resto se utilizó la información del Prof. Damodaran, para el costo de la deuda se utilizó, en el caso alto la opción del valor presentado en los bonos de estados unidos de 20 años, mientras que el resto de los casos utilizó la tasa referenciada a los bonos de 10 años.

- **Comentario al Caso Base (ETESA actualizando de Julio 2021-junio 2022)**

Para la alternativa caso base #4 consideramos el Beta Equity Panamá tomando el año 2020 el cual arroja un valor de 0.729, en la alternativa #2 consideramos el promedio de los años 2016 – 2021 dando como resultado 0.653 y en la alternativa #3 el Beta tomado en cuenta es el mismo sugerido por la ASEP. En cuanto a la Prima Libre de Riesgo tomamos para la alternativa #4y # 6 el promedio de los años 2019 -2021 de 6.39%, para la alternativa # 5 tomamos el promedio 1971-2021 (S&P 50 años) lo que da como resultado 5.44%.

Para el Riesgo País considerado en todas las alternativas es de 1.67%, al igual que la tasa de inflación de los Estados Unidos de 2.56%.

## b) Conclusiones

Observamos que las tasas de rentabilidades calculadas según la metodología del WACC-CAPM en las distintas alternativas, presentadas en el cuadro N°16 están casi en un nivel de proporcionalidad cercanos a la banda mínima de la tasa de rentabilidad presentada en la normativa que regula la actividad y en función de todo ellos, esperamos las consideraciones del ente regulador para la aprobación de la Tasa de Rentabilidad a aplicar en el Ingreso Máximo Permitido para el periodo 2021-2025, una vez ya examinado los diferentes valores expuestos por parte de ETESA.

Es oportuno indicar que de considerarse en los cálculos de la tasa libre de riesgo y de los otros elementos el año 2020 y 2021, años en los cuales se dio la Pandemia COVID 19, la cual trajo como consecuencia una baja significativa en los diferentes valores y los cuales no representan la realidad de los mercados en situaciones normales, solicitados considerar el + 2 para el cálculo de la Tasa de Rentabilidad de nuestra empresa ETESA. En la actualidad la tasa presentada originalmente por parte de ASEP de 8.83% se acerca al costo de capital que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. el cual es de 8.99%.

	ACTUAL	BASE ASEP	BASE ETESA (actualizando año 2021)	BASE ETESA (Julio 2021- junio 2022)
Tasa Libre Riesgo	2.89%	1.83%	2.05%	2.29%
Prima Riesgo Negocio	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%
Variación permitida	± 2%	± 2%	± 2%	± 2%
<b>Resultante</b>	<b>9.89%</b>	<b>8.83%</b>	<b>9.05%</b>	<b>9.29%</b>
<b>Banda Resultante</b>				
Límite Inferior	7.89%	6.83%	7.05%	7.29%
Límite superior	11.89%	10.83%	11.05%	11.29%

Fuente: ETESA

### **CAPÍTULO III: CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN**

#### **1. ELEMENTOS PARA EL CÁLCULO DEL INGRESO MÁXIMO PERMITIDO POR LA ACTIVIDAD DE TRANSMISIÓN (SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN).**

##### **1.1. Base de Capital Inicial al 31 de diciembre de 2020 (Servidumbre)**

###### Comentario de ETESA.

Dentro del proyecto de la Línea Santa Rita - Panama II (Chag.-Pma li 230 Y Chag-Cac115), se puede corroborar que el valor reconocido por el Regulador de B/.35,000/km en el Pliego tarifario Vigente no permite que la empresa recupere los costos reales pagados, ni representa una medida de eficiencia explícita.

Por otro lado la falta de un barrido catastral que permita la identificación de costos promedio de los predios, la alta expectativa de los moradores respecto a los beneficios directos que deben recibir sus comunidades en concepto de compensación por los perjuicios causados en el establecimiento de la servidumbre, las posibles limitaciones en facilidades crediticias y la alta posibilidad de retrasos en la ejecución de proyectos debido a la férrea oposición de los moradores al proyecto de no atenderse sus demandas sociales, son algunos de los muchos factores que inciden en los costos para la adquisición de la servidumbre.

Todos los procesos de adquisición de servidumbre para el paso de línea de transmisión eléctrica se fundamentan en lo dispuesto en la Ley 6 de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad, ordenado por la Ley 194 de 2020, el cual en el Título VI Uso y Adquisición de Inmuebles y Servidumbre, en su artículo 129.

Se solicita a la ASEP, reconsiderar los montos de remuneración B./km, y se reconozca los costos reales en los que ETESA incurre tanto para compensaciones como indemnizaciones. La base, es decir, las resoluciones de aprobación de pagos y avalúos que sustenta las acciones tomadas por ETESA, estarán anexadas a este informe de comentarios de la consulta pública.

##### **1.2. Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para el período**

###### Comentarios de ETESA

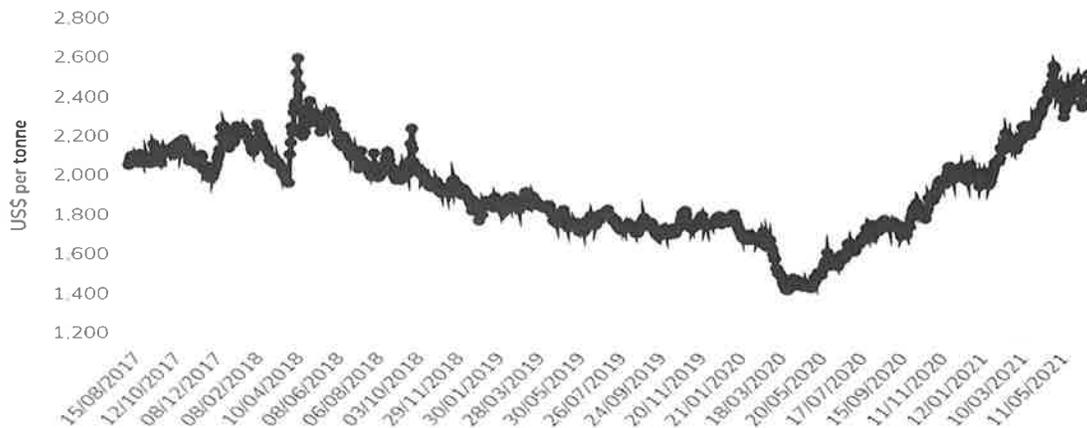
Los materiales considerados en líneas de transmisión, como el cobre, el aluminio y el níquel, entre los más relevantes, presentan un aumento de sus precios, a partir de julio de 2017, cuando inició el periodo tarifario anterior de ETESA. Igualmente, el acero utilizado

para las estructuras de las torres de transmisión también presenta un aumento importante a partir de julio de 2017, de acuerdo a la publicación de MEPS International, Ltd.

En los siguientes gráficos se presentan las variaciones de los precios de los materiales arriba señalados, en el periodo de julio 2017 a junio de 2021, de acuerdo con la información que publica London Metal Exchange ([www.lme.com](http://www.lme.com)).

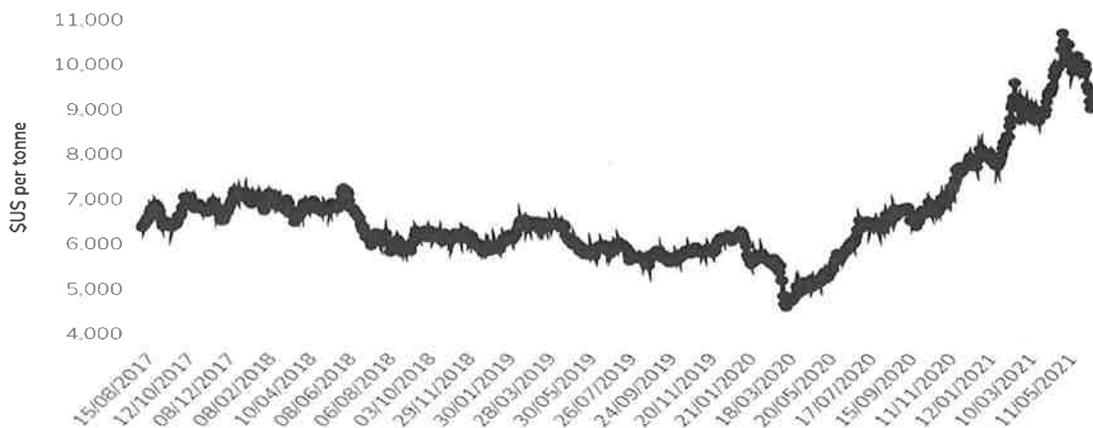
## 1. Aluminio

Precio de Aluminio del LME del 15/08/2017 a 30/06/2021



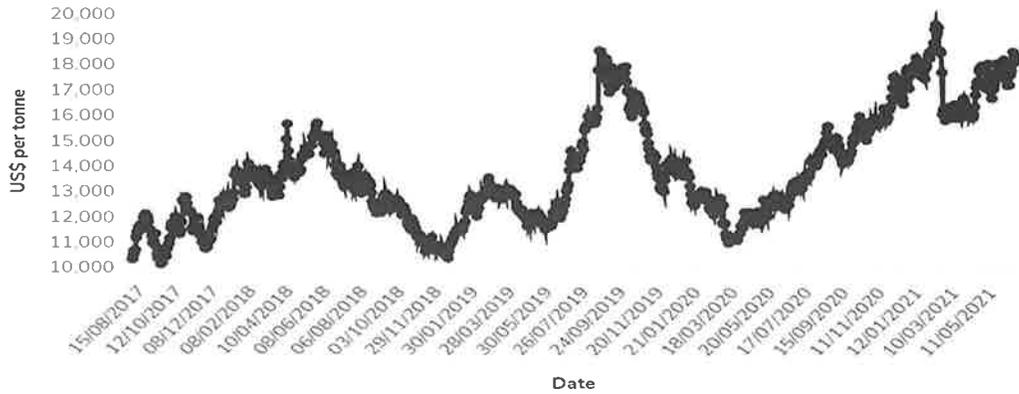
## 2. Cobre

Precio de Cobre según LME del 15/08/2017 a 30/06/2021



### 3. Níquel

Precio de Níquel según LME del 15/08/2017 a 30/06/2021



A continuación, se presenta cuadro de World Steel Prices de MEPS, de agosto 2022, con los precios de acero:

Prices > World Steel Prices ⊞ Back To Prices

Month	Hot Rolled Coil	Hot Rolled Plate	Cold Rolled Coil	Hot Dipped Galvanized Coil	Electro Zinc Coated Coil	Wire Rod	Sections & Beams	Rebar	Merchant Bar
May-2021	1288	1163	1424	1540	1548	873	1011	827	919
Jun-2021	1417	1260	1562	1695	1705	958	1125	921	1012
Jul-2021	1446	1265	1594	1729	1737	982	1170	929	1039
Aug-2021	1479	1321	1643	1774	1797	1010	1196	945	1058
Sep-2021	1481	1338	1658	1784	1801	1017	1209	930	1075
Oct-2021	1427	1324	1621	1750	1766	987	1191	912	1060
Nov-2021	1354	1335	1552	1687	1723	996	1208	931	1072
Dec-2021	1281	1326	1487	1627	1663	1012	1193	926	1056
Jan-2022	1176	1318	1435	1574	1626	1027	1216	935	1079
Feb-2022	1046	1297	1334	1462	1529	1027	1215	941	1079
Mar-2022	1200	1516	1402	1557	1595	1146	1314	1057	1199
Apr-2022	---	---	---	---	---	---	---	---	---

De igual manera se presenta a continuación la tabla de MEPS con los precios de acero en el año 2017:

Home Company Profile Steel Industry Analysis Meps Publications Consultancy Independent Studies




MEPS Steel Prices On-line MEPS Steel Reports On-line MEPS Industrial Sector Steel Price Index

More Online Regional Steel Prices & Indices Country Steel Prices Steel Data/Statistics

MEPS - WORLD CARBON STEEL PRICES - \$US/metric ton

All tables and forecasts are updated monthly.

Month	Hot Rolled Coil	Hot Rolled Plate	Cold Rolled Coil	Hot Dipped Galvanised Coil	Electro-zinc Coil	Wire Rod (Mesh)	Structural Sections and Beams	Rebar	Merchant Bar
Jan-2017	608	591	735	821	849	482	633	483	565
Feb-2017	624	634	752	857	875	498	650	498	588
Mar-2017	629	644	750	859	875	525	686	507	594
Apr-2017	625	653	746	867	878	532	666	502	603
May-2017	604	654	728	855	868	533	657	497	593
Jun-2017	591	645	711	825	841	527	662	498	594
Jul-2017	589	640	706	815	833	532	668	509	601
Aug-2017	612	654	735	849	854	551	691	530	623
Sep-2017	643	676	759	864	867	596	716	579	658
Oct-2017	631	661	740	849	856	599	695	581	638
Nov-2017	629	653	738	842	851	600	691	576	633

En el cuadro siguiente se puede apreciar el aumento de los precios de estos materiales en el periodo julio 2017 a junio 2021, de acuerdo con la información de las publicaciones antes mencionadas:

	jul-17	ago-17	dic-17	jul-18	US \$/ton dic-18	jul-19	dic-19	jul-20	dic-20	jun-21	Aumento en periodo tarifario Junio21/julio17 %
Aluminio		2,050	2,250	2,100	1,875	1,810	1,800	18,000	1,990	2,500	21.95
Cobre		6,400	7,150	6,170	5,980	6,000	6,150	6,500	7,750	9,400	46.88
Níquel		10,400	12,250	14,500	10,500	12,200	14,000	12,500	16,600	18,000	73.08
Acero	668	691	*	785	776	750	*	*	*	1,125	68.41

\* No se consiguió esta información.

Como se observa, los costos de los principales insumos para líneas de transmisión han aumentado entre un 22% a un 73% en el periodo 2017 a 2021, por lo que es lógico suponer que el VNR de líneas de transmisión debe haber tenido un aumento importante en su VNR, durante este periodo.

**i. LÍNEAS**

A continuación, se presenta una tabla con la comparación de los valores del VNR de las líneas de ETESA, considerando el VNR 2017 que aprobó la ASEP, el VNR 2021 propuesto por ETESA y el VNR 2021 ajustado por la ASEP.

LÍNEAS DE 230 V 116 KV DE ETESA					VNR ETESA 2021	VNR ETESA 2021 \$/km	VNR ETESA 2017	AUMENTO	VNR ASEP 2017	VNR ASEP 2021	VNR ASEP 2021 \$/km	VNR ASEP 2021/2017	VNR ASEP 2021/ VNR ETESA 2021
LÍNEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	CONDUCTOR									
<b>LÍNEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO</b>													
LT 1	230-1A	BAYANO - PACORA *	1976	636 ACSR	28,469,832	403.57	20,978.70	136%	19,615,933	23,615,484	334,781	20.4%	-17.1%
	230-1B	PACORA - PANAMA II *	1976	636 ACSR									
	230-2A	BAY - 24 DICIEMBRE *	1976	636 ACSR									
	230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II *	1976	636 ACSR									
	230-1C,2C	PANAMA II - PANAMA	1976	605 ACS5	6,365,251	486.27	4,744.44	134%	4,485,638	4,801,682	368,021	7.0%	-24.6%
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	750 ACAR	16,336,506	403.57	12,307.14	133%	11,501,137	12,351,178	305,118	7.4%	-24.4%
	230-3B,4B	CHORRERA - EL HIGO	1978	750 ACAR	24,541,080	403.57	16,475.98	133%	40,839,368	18,554,227	305,118	7.4%	-24.4%
	230-3C,4C	EL HIGO - LL SANCHEZ	1978	750 ACAR	33,984,474	403.57	24,924.28	133%		24,924,227	305,118		
	230-5A	LL SANCHEZ - VELADERO	1978	750 ACAR	45,861,673	403.57	33,392.23	137%	31,452,614	34,673,612	313,363	10.2%	-24.4%
	230-6A	LLANO SANCHEZ - BELLA VISTA	1978	750 ACAR									
230-6B	BELLA VISTA - VELADERO	1978	750 ACAR										
230-6B	VELADERO - MATA NANCE	1978	714 ACCO	45,202,348	520.12	25,022.23	176%	24,112,434	36,972,299	431,921	53.3%	-18.4%	
230-7.B	MATA NANCE - FORTUNA	1984	750 ACAR	15,222,653	403.57	11,452.95	133%	10,702,051	12,968,028	342,129	20.6%	-15.2%	
LT 2	230-12A,13A	PANAMA II - EL COCO	2006	1200 ACAR	73,832,859	488.41	49,044.90	151%	66,942,636	54,983,715	363,721	6.4%	-25.5%
	230-12B,13B	EL COCO - LL SANCHEZ	2006	1200 ACAR	21,807,483	488.41	21,797.73	100%		16,240,146	363,721		-25.5%
	230-14A,15A	LL SANCHEZ - S. BARTOLO	2004	1200 ACAR	33,309,526	488.41	25,612.34	130%	37,786,543	24,805,777	363,721	6.9%	-25.5%
	230-14B,15B	S. BARTOLO - VELADERO	2004	1200 ACAR	20,947,892	488.41	14,376.61	145%		15,399,897	363,721		-25.5%
	230-16,17	VELADERO - GUASQUITAS	2004	1200 ACAR	41,422,097	488.41	30,625.82	135%	28,979,817	30,847,194	363,721	6.6%	-25.5%
LT A CHANGUINOLA	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	1200 ACAR	8,014,709	488.41	6,156.82	130%		5,762,658	5,968,663	363,721	3.8%	-25.5%
	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA **	2009	750 ACAR	46,910,194	382.24	34,900.13	134%	32,605,127	32,427,844	264,233	-0.5%	-16.6%
	230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA **	2009	750 ACAR									
	230-28	GUASQUITAS - CAÑAZAS **	2012	750 y 1200 ACAR									
230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA **	2012	750 ACAR										
LT 3	230-54,55	T2 - PANAMA II	1200 ACAR	24,298,603	488.41					18,007,649	363,721		-25.5%
	230-47,48	CHORRERA - PANAMA	1200 ACAR	18,593,748	488.41					13,846,861	363,721		-25.5%
CIRCUITO SENCILLO	230-49,50	LLANO SANCHEZ - CHORRERA	1200 ACAR	76,284,675	488.41					56,889,594	363,721		-25.5%
	230-51,52	VELADERO - LLANO SANCHEZ	1200 ACAR	54,399,047	488.41					40,511,253	363,721		-25.5%
<b>TOTAL x CIRCUITO</b>									<b>314,435,956</b>	<b>479,002,884</b>			<b>-23.5%</b>
<b>TOTAL</b>									<b>5,128,804</b>	<b>5,073,208</b>	209,897	-1.1%	-6.6%
<b>TOTAL x CIRCUITO 230 KV</b>					652,928,460		351,099.08	186%	5,128,804	6,286,412	209,897	22.6%	-6.6%
<b>TOTAL</b>									1,842,570	2,059,089	209,897	11.8%	-5.5%
<b>TOTAL</b>									2,849,335	2,839,707	209,897	-0.5%	-24.6%
<b>TOTAL</b>									14,949,513	16,254,416		8.73%	-9.51%
<b>TOTAL</b>													60.49
<b>LÍNEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO</b>													
CIRCUITO SENCILLO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2016	636 ACSR	17,761,074	371.51	13,119.81	135%	12,186,808	12,789,377	267,504		-28.0%
	115-1B,2B	STA. RITA - LAS MINAS 1	2004	605 ACS5	3,028,680	423.20	2,081.82	148%		1,557,817	2,215,253		-28.0%
	115-3A	PANAMA - CHILIBRE ***	1972	605 ACS5	23,597,752	423.20	16,131.95	130%	17,051,952	16,991,481			-28.0%
	115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 ***	1972	605 ACS5									
	115-4	PANAMA - CEMENTO PANAMA ***	1972	605 ACS5									
	115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 **	1972	605 ACS5									
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	636 ACSR	9,406,023	371.51	7,037.99	134%		6,537,888	6,773,207		-28.0%
<b>TOTAL x CIRCUITO</b>									<b>37,734,666</b>	<b>38,769,419</b>			
CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	636 ACSR	272,518	336.44	198.55	139%	180,545	182,072	224,780	0.0%	-33.2%
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	636 ACSR	1,856,778	268.09	1,168.40	142%	1,037,997	1,120,780	181,356	8.0%	-32.4%
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	636 ACSR	455,748	268.09	203.93	223%	362,898	308,305	181,356	-15.0%	-32.4%
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	636 ACSR	136,044	268.09	100.72	133%	89,482	90,678	181,356	1.3%	-32.4%
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	636 ACSR	7,439,416	268.09	6,040.47	123%	5,443,471	5,032,629	181,356	-7.5%	-32.4%
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT	2008	750 XLPE	1,073,428	1,341.29	1,073.43	100%	1,037,997	1,073,428	1,341,786	3.4%	0.0%
	<b>TOTAL</b>									<b>1,218,542</b>	<b>1,255,500</b>		
<b>TOTAL x CIRCUITO 115 KV</b>					64,874,862		49,167.07	132%	6,933,848	6,552,382		-5.5%	-32.4%
<b>TOTAL x CIRCUITO</b>					717,801,322		400,256.15	179%					
<b>TOTAL</b>									375,272,425	541,834,591 inc: nuevas LT 412,579,034 sin nuevas LT 1,09941207 Aumento 9.94% LT comparable			

• Líneas Del Spt De Transmisión

Con relación a las líneas del SPT de doble circuito de 230 KV, observamos que el VNR para el 2021 que reconoce la ASEP solamente es un 11% mayor al VNR del año 2017, considerando solamente las líneas que eran existentes en ambos años (no incluye las líneas T4-Panamá II y LT3: Veladero - Llano Sánchez - Llano Sánchez - Chorrera, Chorrera - Panamá, que entraron en operación posterior al 2017). Nos parece demasiado bajo este porcentaje de incremento, tomando en cuenta que los principales insumos para líneas de transmisión han aumentado en ese tiempo entre 20% a 70%, como se mencionó anteriormente.

Con relación a las líneas de SPT de circuito sencillo de 230 KV, el VNR 2021 propuesto por la ASEP es solamente un 8.7% mayor al VNR 2017 aprobado por la ASEP. Cabe resaltar que la ASEP no incluyó en el documento Anexo A de la Consulta Pública No. 002-22, el cuadro con el VNR para las líneas de SPT de 115 KV de doble circuito, las cuales son:

- a. LT Cáceres – Santa Rita (115-1A, 115-2A)
- b. LT Santa Rita – Las Minas 1 (115-1B, 115-2B, 115-2C). Las LT 115-2B y 115-2C entran en la S/E Cativa II.
- c. LT Panamá – Las Minas 2 (115-3A, 115-3B, 115-4A, 115-4-B). La LT 115-3A y 115-3B entran en la S/E Chilibre, mientras que las LT 115-4A y 115-4B entran en la S/E Cemento Panamá.
- d. LT Mata de Nance – Caldera (115-15 y 115-16)

El VNR propuesto por ETESA en el 2021 para estas líneas es de B/: 53,842,930. Con relación a las líneas de 115 KV del SPT, el VNR 2021 propuesto por la ASEP es solamente un 2.7% mayor al VNR 2017 aprobado por al ASEP.

- Líneas De Conexión

Para las líneas de 115 KV del Sistema de Conexión, resulta que el VNR2021 propuesto por la ASEP es 5% menor al VNR aprobado por la ASEP del año 2017. Es imposible que el VNR disminuya tomando en cuenta que todos los costos de los materiales utilizados para la construcción de líneas han aumentado en los últimos 5 años.

Un ejemplo claro de lo comentado en el párrafo anterior es la LT Caldera – Los Valles (115-18) el VNR 2021 propuesto por la ASEP es de B/. 308,305, mientras que el VNR 2017 aprobado por la ASEP era de B/. 362,898, es decir que el nuevo VNR es 15% menor al VNR anterior, lo cual suele indicarnos que suena contrario a lo que en la realidad ocurre. Lo mismo ocurre con la LT Progreso – Charco Azul (115-25), el VNR 2021 propuesto por la ASEP es de B/. 5,032,629, mientras que el VNR 2017 aprobado por la ASEP era de B/. 5,443,471, o sea, que el nuevo VNR es 7.5% menor al VNR anterior, se solicita que se revisen las informaciones ajustadas con el fin de no perjudicar los ingresos esperados de la empresa.

Si comparamos con el VNR 2021 propuesto por la ASEP con el VNR 2017 aprobado por la ASEP, considerando solamente las mismas líneas que existían en el 2017, vemos que solamente un 9.9% más alto en el 2021. Lo que consideramos un incremento muy bajo tomando en cuenta el aumento que se dio en los materiales utilizados para líneas de transmisión en los últimos años, como se planteó anteriormente.

Por otro lado, revisando los costos del VNR 2021 propuesto por la ASEP, vemos que el costo por km de las líneas de doble circuito de 230 KV con conductor 750 ACAR (LT1: Panamá - Chorrera, Chorrera - El Higo, El Higo – Llano Sánchez) tiene un costo de 305,118 B/. km, mientras que, para las líneas de Fortuna hacia Changuinola, igualmente de doble circuito y conductor 750 ACAR, tiene un costo menor de 264,233 B/. km. Si todas estas líneas son de la misma característica, LT de 230 KV de doble circuito y mismo conductor 750 ACAR, deberían tener el mismo costo unitario. Por ejemplo, el costo de la línea Fortuna – Changuinola debería hasta ser un poco mayor ya que la misma cruza la cordillera central, siendo este terreno montañoso, lo que incrementaría su costo.

A manera de ejemplo, a continuación, se presenta un cuadro con costos de conductor 1200 ACAR, recibidos para distintas licitaciones o propuestas de ETESA:

PROYECTO	AÑO DE LICITACION	COSTO POR KM
LT PANAMA II - SABANITAS	20 FEBRERO 2020	9,209.15
MDN-BOQ-PROG-FRONT	PROPUESTA T&C 2020	7,071.94
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2	15 AGOSTO 2022	20,700.00 (CONSORCIO PANAMA II) 24,974.56 (ELEDEPA)

Como se puede observar, en las licitaciones recientes, del 2022 al 2020 el costo de este conductor ha aumentado más de 124%.

Por lo planteado, solicitamos que se mantenga el valor para las líneas de transmisión del VNR 2021 propuesto por ETESA.

## ii. SUBESTACIONES

En total, para las subestaciones la ASEP reconoce en el VNR 2021 el 87% del VNR propuesto por ETESA. Los costos de VNR presentados por ETESA fueron calculados utilizando los costos unitarios de equipos de subestaciones presentados en el Tomo I – Estudios Básicos, del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020 (PESIN2020), los cuales han sido aprobados por la ASEP. Como es bien sabido, todos los costos de equipos de subestaciones, tales como transformadores, interruptores, cuchillas, PTS, CTs, etc. han aumentado en los últimos años, igualmente producto del aumento de costos de materiales. Por lo que mantenemos nuestra posición de que se utilice para el pliego tarifario 2021 el VNR presentado por ETESA.

## **CAPITULO II: INGRESO MÁXIMO PERMITIDO PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA**

### **1. INGRESOS PERMITIDOS PARA CUBRIR LOS COSTOS DEL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO**

#### Comentarios de ETESA

##### **1.1. Proyección de Gastos Operativos**

En el documento en referencia, el consultor plantea un análisis que reconoce que el total de personas del CND (85 empleados) representa un déficit de personal con respecto de la dotación ideal que se requiere y con la base de información suministrada por el CND (Cuadro No.33 del Informe) sobre la situación actual de Recurso Humano, donde se evidencia que se cuenta con 85 empleados, 16 vacantes y 21 personas son requeridas para el siguiente período tarifario (2021-2025), el documento sometido a consulta pública establece que el CND debe contar con 103 personas a finales del periodo tarifario 2021-2025, lo cual es apenas 2 personas más que las definidas por los estudios de ASEP para finalizar el período tarifario 2017-2021. El análisis del consultor de ASEP no entra a revisar el requerimiento, necesidad y crecimiento del CND para afrontar el crecimiento del mercado nacional y los compromisos del mercado regional, sino que se basa en la incorporación lograda en períodos tarifarios anteriores que como bien reconoce los análisis de ASEP con respecto a esos años la incorporación de personal no ha sido la adecuada y necesaria para atender las responsabilidades de la Operación Integrada, dejando fuera del análisis la necesidad de dotación adecuada de personal que requiere el CND para cumplir sus funciones.

Como bien se identifica en el informe, el déficit al que hace referencia es el resultado actual que mantiene el CND y que guarda relación con la cantidad de personal aprobado en el periodo tarifario 2017-2021 y que la adquisición de ese personal solo representa el contar con las personas requeridas al final del periodo tarifario 2017-2021 para cubrir las responsabilidades del CND, y que, por tanto, no puede considerarse como el objetivo de personal para finalizar período 2021-2025. Es claro en la información suministrada por ETESA, la alta rotación de personal que ha sufrido el CND y que ha imposibilitado contar con el personal adecuado para sus tareas, esto se ve reflejado en los reportes de horas extraordinarias que puede apreciarse en el reporte entregado por ETESA a fecha de diciembre de 2020 en cuanto al costo de salario del CND, pretender que el número de personas a incorporar al CND apenas logre alcanzar la meta del período 2017-2021 nos lleva a que la atención de las responsabilidades del CND no se pueda dar de forma óptima.

Si bien el requerimiento de 37 personas que realiza el CND es relativamente superior a la forma en que se ha dado la adquisición de personal en períodos tarifarios anteriores, no deja de ser cierto que tal requerimiento se basa en la necesidad óptima de personal para cumplir sus funciones, es por ello que se adjunta

a este escrito el documento "Requerimiento de Personal del Centro Nacional de Despacho del Período 2021 – 2025", donde se plantean los requerimientos de personal para hacer frente a las labores en dicho período, en el mismo se establece la estructura funcional propuesta para el CND y se sustenta la necesidad de personal en cada una de las áreas administrativas del CND. Así pues, se puede apreciar el sustento de cada una de las personas que el CND requiere para hacer frente al periodo 2021-2025 y que consideramos de suma importancia que sea evaluado y sobre esa base definir el personal que se autorizará al CND.

En el informe que hemos anexado, el CND plantea contar con una dotación de personal al final del periodo tarifario 2021-2025 de 122 personas, es decir la contratación de 37 personas adicionales a las actuales (85) es decir 21 adicionales a las aprobadas para el periodo tarifario 2017-2021 (101). El documento analiza el crecimiento proyectado del Mercado Mayorista de Electricidad y los requerimientos del CND para hacer frente a éstos.

Es un hecho conocido que el plantel actual del CND está muy por debajo de la dotación que en su momento aprobó la ASEP, de hecho, así ha sido históricamente. Lo anterior se evidencia en los resultados de las auditorías que la ASEP ha realizado a la gestión del CND (años 2003, 2006, 2010 y 2017). Considerando lo anterior, establecer como inicio del período 2021 – 2025 la realidad de cómo terminó la base del personal del CND en el período 2017 - 2021 no sería lo más acertado, más si ASEP reconoce que existe un déficit. El CND sí requiere hoy del personal asignado en el SOI 2017 – 2021 (101 personas) y consideramos que sobre ese piso se inicie la proyección del personal 2021 – 2025 tomando en cuenta el informe que se ha señalado en párrafos anteriores.

En el documento presentado a consulta pública se establece que el valor fijado en el periodo 2017-2021 para el costo medio del personal del CND en un 47% mayor al de ETESA es adecuado para para el período 2021-2025 y por ello se adopta mantener este valor.

Si analizamos lo aprobado para 2017-2021 el costo mensual promedio por persona CND (B./mes) (Sólo costo personal) resultó en B/. 3,634.00 sobre la base de un costo mensual en ETESA de B/. 2,472.00. Es importante destacar que para el periodo 2013-2017 el costo aprobado al CND fue de B/. 3,764.00. sobre la base de un costo mensual en ETESA de B/. 2,560.70. Para el período 2021-2025 el costo mensual promedio por persona CND (B./mes) (Sólo costo personal) se establece en B/. 3,630.00 sobre la base de un costo mensual en ETESA de B/. 2,469.00

Al momento de definir el reconocimiento de costo mensual promedio por persona para el CND para el periodo 2021-2025 no se ha considerado la reducción sistemática que viene reflejando el salario de ETESA y que puede verse representado en los números del párrafo anterior, quizás causado por la salida de personal con más años de experiencia y salarios acumulados, lo cual nos lleva a que en cada período el salario resulte menor al aprobado en los últimos dos

períodos tarifarios, lo que resulta contradictorio, máxime si tomamos en cuenta el efecto que causará el movimiento del PIB, la inflación y el Índice de Precio al Consumidor (IPC).

Este criterio seguido por el consultor de mantener el 47% sobre la base del ingreso de ETESA que data de la revisión tarifaria 2009-2013, requiere ser ponderado sobre otros elementos y realidades que deben ser parte de la valoración del salario requerido por el CND de tal forma que pueda cumplir sus compromisos con un personal adecuadamente remunerado, con salarios competitivos que eviten la alta rotación que se da por este hecho y que ha sido evidente en la cantidad de personal con que cuenta el CND, y además se tenga acceso a personal competitivo y altamente capacitado para nuevas contrataciones. Es importante que ASEP revise con cuidado este tema y se busque asegurar salarios competitivos al CND y así evitar que se vea afectada la gestión debido a la fuga de personal calificado o la falta de acceso a contratar personal preparado. Como mínimo se debe procurar que este salario sea superior al aprobado para 2017-2021 a fin de cubrir los costos por inflación e IPC que se presentarán durante el período, así como otros costos que surgen de los convenios colectivos de trabajo y a los cuales se debe hacer frente. Igual, como señalamos arriba es necesario revisar la fuente de cálculo del costo promedio de ETESA. Resulta relevante que el “salario y otros costos de personal” refleje responsabilidades anuales como el 3% de aumento general contemplado en la convención colectiva firmada entre ETESA y el Sindicato de trabajadores (SITIESPA), por lo que el valor de referencia debería ir incrementando en 3% cada año de tal forma que esta obligación laboral esté cubierta y que no resulte que el gasto de salario del CND supere los montos autorizados por el efecto de este incremento anual.

El valor establecido puede que evite la rotación de personal del CND hacia otras áreas de ETESA, más no así hacia otros Agentes del Mercado donde los salarios ofrecidos resultan significativamente superiores a los que el CND podría ofrecer sobre la base del salario establecido. Un estudio de encuesta salarial contratado por ETESA años atrás, señala que los salarios de ETESA (considerando CND), se encuentran hasta en un 37% por debajo del percentil 25 del resto del Mercado y 25% menor al promedio. Ese estudio alcanzó a Empresas Generadoras Hidroeléctricas y Termoeléctricas, Autogeneradores y empresas de construcción asociadas al negocio eléctrico, realidad esta que se mantiene a la fecha.

El estudio evidencia que esas empresas realizan ajustes al salario de sus colaboradores por el orden del 5 al 10%, por lo que cada año esa separación se hace más amplia y representa una condición donde los salarios de CND no pueden ser competitivos para la contratación de personal capacitado e incluso para retener el personal con que se cuenta.

Al revisar el análisis realizado por el consultor, podemos evidenciar que el costo de salario de los operadores de sistemas y administradores de mercado sobre los

cuales se evalúa el CND presentan costo mensual promedio por persona de aproximadamente \$4,500.00 para el caso de XM, \$6,000.00 para el caso del COES y \$5,500.00 para el caso de CDEC, esto sobre la base de que la referencia de sus empresas transmisoras supera considerablemente lo que ETESA refleja como costo promedio y donde el fijar el salario del operador sobre la base del transmisor no afecta negativamente el salario del operador. Acá, en todo caso se recomienda, que el consultor haga un ejercicio de como “traer” esos costos salariales promedio de los operadores de Colombia, Perú y Chile a la realidad de Panamá considerando variables económicas, trabajo este que es perfectamente factible. Es por ello, que, en nuestro planteamiento abogamos a que se revise el concepto de utilizar la base de salario de ETESA, sobre todo si los datos utilizados han reflejado en las últimas revisiones tarifarias (2013, 2017 y 2021) una disminución sin que las causales de esa disminución sean evaluadas y ponderadas por el consultor, a fin de considerar el efecto adverso que esto pueda tener en la capacidad de retención de personal y contratación de personal calificado para el CND.

Otro tema que también debe ser considerado en la fijación del costo salarial promedio del CND, que, debido al régimen laboral de la República de Panamá, no es posible disminuir el salario a una persona que es al final lo que se daría si se aplica directamente los resultados de las revisiones tarifarias de los años 2013, 2017 y 2021. Por lo tanto, esto es otro elemento que debe ser tomado en cuenta cuando se fija este valor.

A manera de ilustrar el punto, hemos realizado el ejercicio de revisar del nodo de transparencia de la Autoridad del Canal de Panamá, considerando los salarios percibidos por su personal dedicado a la operación de su sistema eléctrico y del manejo hacia el mercado eléctrico, encontrando que ese personal percibe ingresos promedio de \$5,500.00 (solo salario, no incluye otros gastos asociados a salario), lo cual es considerablemente mayor a lo que el CND está recibiendo para el siguiente período tarifario (relación 2:1). Es importante resaltar que en el caso de ACP su responsabilidad recae sobre una parte del Sistema Interconectado Nacional (su sistema) y no así, como es el caso del CND donde se maneja todo el Sistema Interconectado Nacional. Condiciones como las mostradas son las que se pueden estar presentando en otros Agentes del Mercado, y que se ven reflejados en la encuesta mencionada arriba, contra los cuales el CND debe enfrentarse por la contratación de personal calificado o bien para evitar la fuga de personal hacia estos Agentes.

En general observamos una tendencia marcada de esta consultoría en ratificar los porcentajes y montos establecidos en revisiones tarifarias anteriores y no se entra en el detalle de estudiar las condiciones necesarias de remuneración competitiva que debe percibir el CND para poder contar con el personal calificado y evitar la fuga de personal o el no acceso a personal con experiencia.

Poder contar con una planta laboral adecuada en cantidad y calidad (salarios) es

fundamental para que el CND pueda enfrentar los retos futuros en la Operación del Sistema Interconectado Nacional y la Administración del Mercado, estos retos se pueden apreciar en el documento adjunto “Requerimiento de Personal del Centro Nacional de Despacho del Período 2021 – 2025”. Se añade a lo anterior la gestión en que avanza la Secretaría Nacional de Energía en el marco de la Agenda de Transición Energética y sus estrategias, principalmente la Estrategia Nacional de Innovación del SIN (ENISIN), y que considera el Libro Blanco “Bases para la innovación del sector eléctrico de Panamá” Así pues podemos observar que se plantea en estas estrategias la necesidad de dotar al Centro Nacional de Despacho de las herramientas de planificación convencionales e innovadoras y el recurso humano capacitado para desarrollar las tareas de planificación. Se plantea la potencialización de Panamá en el MER, lo cual requiere de una participación muy activa del CND. Igual se plantean otros temas tales como: Reconocimiento del concepto de potencia firme a plantas de energía renovables intermitentes, Almacenamiento de Energía a Gran Escala y otras que demandaran del CND mayores esfuerzos y más personal debidamente capacitado y remunerado.

## **1.2. Proyección de Inversiones**

En el documento sometido a consulta pública se determina que algunos de los proyectos de inversión del CND deben ser catalogados como “Otros Gastos”, sin embargo en la misma resolución en su anexo A, sometido a consulta pública, en la Parte II “Ingreso Máximo para cubrir los Costos del Servicio de Operación Integrada”, en su capítulo I “Empresas Comparadoras para el CND”, se determinan los indicadores eficientes de salarios entre la empresa que brinda el SOI y la empresa que brinda el servicio de transmisión, llegándose a definir que para cubrir los gastos del CND se considere un 47% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA y un 46.9% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar los otros gastos necesarios para el funcionamiento del CND (excluidas inversiones), estos costos de funcionamiento del CND que no son salario, incluyen entre otros luz, agua, teléfono, gastos de mantenimientos menores, pasajes, viáticos, combustibles y otros necesarios para que el CND pueda brindar el servicio de operación integrada. Debe notarse que de estas definiciones se deja claridad en dicho anexo que el concepto de otros gastos necesarios para el funcionamiento, no incluyen las inversiones.

Cabe resaltar que todo el planteamiento del Anexo A de la resolución AN No.17754-Elec de 6 de julio de 2022 se fundamenta en el Reglamento de Transmisión TITULO XI: PROCEDIMIENTO TARIFARIO DEL SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA. Así pues, el artículo 208 hace una separación de cómo deben ser cubiertas las inversiones requeridas por el CND, señalando que las mismas deben ser reconocidas como gastos y recuperadas en el período tarifario como parte del IPCND, estableciendo dos formas para la gestión de las mismas, de acuerdo con

el tamaño de estas.

Es de esta forma que ETESA presentó, mediante la nota ETE-DGC-GT-005-2021 de 11 de abril de 2022, la sustentación de las inversiones a realizar por el CND para el período tarifario 2021-2025 teniendo presente que de acuerdo con el Reglamento de Transmisión las inversiones a realizar deben ser separada de los costos de funcionamiento, detalle este que deja claramente establecido el Reglamento en la separación que realiza en los artículos 207 y 208, dejando en el 207 todo lo relacionado a costo salarial y otros costos asociados a salario, que bien detalla el documento sometido a consulta pública cuando señala en la Parte II “Ingreso Máximo para cubrir los Costos del Servicio de Operación Integrada”, en su capítulo I “Empresas Comparadoras para el CND” que al señalar los porcentajes a reconocer define para el punto a del artículo 207 un 47% para el gasto de personal medio respecto al valor medio de ETESA y para el punto b del artículo 207 establece un 46.9% por sobre los gastos de personal del CND para contemplar otros gastos necesarios para el funcionamiento, dejando claridad que se excluyen las inversiones. Este último monto es claro que no recoge inversiones porque no se basa en el sustento del costo de las inversiones (como lo pide el Reglamento) sino en una relación sobre la base del personal con que cuenta el CND, es decir un monto para cubrir gastos que guarda relación con la cantidad de personas que laboran en el CND y que en las revisiones tarifarias anuales puede sufrir cambio por la no contratación de personal o por no alcanzar el salario promedio, forzando a devolver el dinero que la consultoría pretende sea usado para inversiones menores. Esto último es una clara demostración del porque el Reglamento separa el funcionamiento de las inversiones, ya que estas últimas no pueden ser asociadas al costo de personal, sino al costo de las mismas, y sobre la base de los criterios establecidos en el Reglamento.

Por su lado el artículo 208 establece todo un procedimiento para el sustento de las inversiones a realizar por el CND, procedimiento este que fue presentado por ETESA en la nota ETE-DGC-GT-005-2021 de 11 de abril de 2022, por lo que consideramos que no es viable el análisis realizado por ASEP y contenido en la página 38 en adelante del Anexo A de la resolución AN No.17754-Elec de 6 de julio de 2022, toda vez que en dicho análisis se catalogan como otros gastos, inversiones menores que realizará el CND y que se enmarcan plenamente en el punto i) del artículo 208 del Reglamento de Transmisión y que considerarlas como otros gastos, es decir como funcionamiento no es viable a la luz del Reglamento y del mismo análisis presentados por ASEP al revisar el reconocimiento de gastos asociados a salarios (artículo 207) y a los conceptos que hemos planteado en el párrafo anterior.

Igualmente consideramos que el recorte realizado al proyecto “Contingencia SPEAR” y sustentado en el incumplimiento de la ejecución de los planes de inversiones previo no es correcto, toda vez que el artículo 208 es claro al señalar

que los costos de las inversiones deben ser producto de un informe donde se sustenten los costos, que incluye la referencia de precios. El proyecto SPEAR viene desarrollándose desde hace unos años y para el período 2021-2025 se contempla el crecimiento del mismo con la incorporación de otras contingencias (se estimaron inicialmente 2) y sobre esa base se determinaron los montos a solicitar y que fueron recortados por ASEP considerando el comportamiento de ejecución del plan y no el costo del proyecto como define claramente el artículo 208.

Al revisar este proyecto, que ha demostrado su efectividad en la operación del SIN, hemos podido verificar que para el período 2021-2025 se estimarían la incorporación de 3 contingencias adicionales al SPEAR en vez de las 2 consideradas inicialmente, la incorporación de estas contingencias de acuerdo con la cotización más reciente del proveedor ascienden a un costo de \$550,000.00 + ITBMS por cada una, representando una inversión total de \$1,765,500.00 (incluye ITBMS) que solicitamos sea incorporado en las inversiones aprobadas al CND en cumplimiento del artículo 208 del Reglamento de Transmisión. Se adjunta la cotización.

Para el CND es vital que se nos aprueben las inversiones que hemos definido para la continuación y el fortalecimiento del servicio que prestamos y que dichas aprobaciones estén acompañadas de los fondos necesarios y suficientes para poderlas concretar, ya que de no tener los fondos suficientes se afectaría la posibilidad de poder contratar el servicio requerido y estaríamos incurriendo en una falta de ejecución.

### **1.3. Vigencia del Régimen Tarifario**

Otro aspecto relevante que afecta la gestión en inversiones y funcionamiento del CND es el desfase que va a tener el nuevo régimen con respecto a la fecha donde debió entrar en vigencia (julio de 2021). Al presentarse la definición y aprobación del régimen más allá de mediados de 2022 se ha restado un importante periodo de ejecución (más de un año) por lo que se debe revisar este aspecto y como se considerarían los ajustes anuales que se deben hacer al ingreso del CND según la regulación vigente. Una solución a este aspecto es que al final del primer año tarifario no se realice ajustes de tal forma que junto con el segundo año tarifario se pueda cubrir el desfase generado.

### **1.4. Consideraciones del Centro Nacional de Despacho (CND) hacia la ASEP**

- Considerando el documento “Requerimiento de Personal del Centro Nacional de Despacho del Período 2021 – 2025” y lo planteado en el presente documento se revise la cantidad de personal asignada al CND.
- Considerando lo que se plantea en el presente documento se revise el costo

promedio de los salarios del CND.

- Considerando lo que se plantea en el presente documento se revise las inversiones del CND para el período 2021 – 2025.
- Considerando lo indicado en el presente documento se plantee cómo atender el efecto del desfase en la vigencia del régimen tarifario 2021 - 2025.

Finalmente, el CND le reitera a la ASEP le reconozca los recursos que le permitan cumplir eficientemente con este servicio público.