



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DGC-GC-001-2022

3 de enero de 2022

Licenciado
Armando Fuentes Rodríguez
Administrador General
Autoridad Nacional de los Servicios Públicos
Ciudad

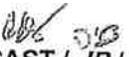
Referencia: Comentarios a Resolución AN No. 17321-Elec del 6 de diciembre de 2021

Estimado licenciado Fuentes Rodríguez:

De acuerdo con lo indicado en la referencia y siguiendo las indicaciones de la misma, remitimos para su consideración nuestros comentarios a los cambios propuestos indicados en la Audiencia Pública No.007-21-ELEC.

Atentamente,

Ing. Carlos Mosquera Castillo
Gerente General


CAST / JB / AM

Adjunto: CD

COMENTARIOS A LA AUDIENCIA PÚBLICA No. 007-21 MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

1. EXPOSICIÓN DE MOTIVOS POR LA ASEP

Durante el año 2020 y 2021 se han determinado aumentos en la cantidad de las pérdidas de transmisión en el Sistema de Transmisión, por lo que se aprobarán niveles de pérdidas de energía estándares (eficientes) para el sistema de transmisión con la finalidad de establecer los niveles que pagarán los consumidores, lo que permitirá tomar en cuenta lo establecido en el artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 que señala **que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente.**

2. MODIFICACIÓN PROPUESTA POR LA ASEP

8. Artículo 171

TÍTULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN CAPÍTULO VIII.2: SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Donde dice:

"Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdida deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión."

Debe decir:

"Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de transmisión.

A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025, para cada periodo tarifario, se aprobarán niveles eficientes de pérdidas en el sistema de transmisión. En aquellos casos en los cuales las pérdidas de transmisión en el sistema superen los niveles eficientes aprobados, las diferencias en los montos de pérdidas de energía y sus costos, se asignarán a la Empresa de Transmisión. La asignación a la Empresa de Transmisión, de las pérdidas de transmisión y sus costos, de corresponder, será realizada mensualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND) e informada en los Documentos de Transacciones Económicas."

17

3. COMENTARIOS DE ETESA

En la exposición de motivos la ASEP cita el Artículo 95 del Texto Único de la Ley 6, haciendo referencia a una “gestión ineficiente” por parte de ETESA. Este Artículo establece que:

“Artículo 95. Criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado, el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia.

Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes.

Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que estos deben distribuirse entre la empresa y los clientes; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de los servicios públicos sujetos a formulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio como la demanda por este.

Por equidad se entiende que cada consumidor tiene el derecho al mismo tratamiento tarifario que cualquier otro, solamente si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos similares. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus intereses.

Por simplicidad se entiende que las fórmulas tarifarias se elaboran de modo que se facilite su comprensión, aplicación y control.

Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes.”

A continuación, probaremos que los niveles de pérdidas a los que hace referencia la ASEP no son causa de una “gestión ineficiente” por parte de ETESA sino un resultado lógico el cual simplemente depende de la topología de la red de transmisión y del despacho económico de generación, **sobre los cuales ETESA no tiene control.**



Al mencionar la ASEP que se aprobarán “niveles eficientes de pérdidas”, quisiéramos primeramente saber:

- cómo se define un “nivel eficiente” de pérdidas
- cuál es su fundamento y cómo se calcula un “nivel eficiente” de pérdidas para un sistema de transmisión

En términos generales, las pérdidas eléctricas en un sistema de transmisión es la diferencia entre la energía inyectada por las centrales generadoras y la energía retirada por las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados directamente a la red de transmisión.

Explicando un poco el concepto básico de cómo se dan las pérdidas eléctricas en un sistema de potencia, procedemos a dar un pequeño resumen al respecto. Como es bien sabido por todos, en el sistema panameño las plantas generadoras de electricidad se encuentran en su gran mayoría al Occidente y Centro del país (hidroeléctricas, solares y eólicas), alejados del principal centro de carga que se concentra en la ciudad de Panamá y alrededores. Por este motivo se requieren extensas líneas de transmisión que llevan la energía que se produce en estas plantas eléctricas hasta los consumidores. Al producirse este flujo de energía desde el occidente, un porcentaje de este se pierde en el trayecto. Estas pérdidas se pueden clasificar en dos categorías:

Pérdidas fijas: estas pérdidas son causadas por las características propias de los materiales de los cuales están fabricados los equipos y elementos del sistema de transmisión. Las mismas incluyen histéresis, pérdidas por corrientes de Eddy en el núcleo de hierro de los transformadores y el efecto corona en las líneas de transmisión. Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado del voltaje y son independientes del flujo de energía. Dado que la tensión varía relativamente poco de su valor nominal, estas pérdidas se tratan como una constante que depende principalmente de la calidad de los materiales.

Pérdidas variables: estas pérdidas se presentan debido al paso de la corriente eléctrica por los componentes de la infraestructura del sistema eléctrico, tales como conductores, cables, transformadores, interruptores y demás equipos. Estas pérdidas se manifiestan físicamente porque el material de los componentes del sistema por el que fluye la corriente eléctrica ofrece una resistencia a su paso, y esta resistencia hace que parte de la energía se disipe o pierda en forma de calor (efecto Joule).

El Sistema Interconectado Nacional es básicamente un circuito eléctrico, el cual se rige por la Ley de Ohm, la cual establece la relación entre el voltaje, la corriente y la resistencia. Esta Ley demuestra que las pérdidas de potencia son el cuadrado de la corriente que fluye por un elemento por la resistencia de dicho elemento, $P=i^2R$. Esta componente cuadrática significa que un ligero aumento en la corriente puede causar un gran aumento en las pérdidas.



Donde:

i = corriente que circula por el elemento (Amperios)

R = es la resistencia del elemento (Ohmios)

P = potencia, en este caso pérdidas (Watts)

Estas pérdidas variables dependerán de la distancia entre el punto donde se inyecta la potencia y el punto de retiro de esta. Las pérdidas que se dan en un sistema de transmisión son un resultado inevitable del transporte de electricidad y básicamente dependen de los siguientes factores:

- a. topología del sistema de transmisión: longitud de las líneas y tipo de conductor (por ende, su resistencia), la ubicación de las centrales generadoras y de la carga
- b. la operación del sistema y condiciones climáticas: despacho económico del sistema de generación en época lluviosa y época seca, lo cual es realizado por el CND
- c. configuración geográfica de la red: debido a la geografía de Panamá, el sistema de transmisión tiene una configuración radial o longitudinal.

El sistema de transmisión de ETESA es un sistema longitudinal, compuesto básicamente de tres (3) líneas de transmisión de doble circuito de 230 KV, que se extienden desde la ciudad de Panamá (Subestaciones Panamá y Panamá II) hasta la provincia de Chiriquí (Subestaciones Mata de Nance, Guasquitas y Veladero) con una longitud cada una de: LT1=380 km, LT2=392 km y LT3=306 km.

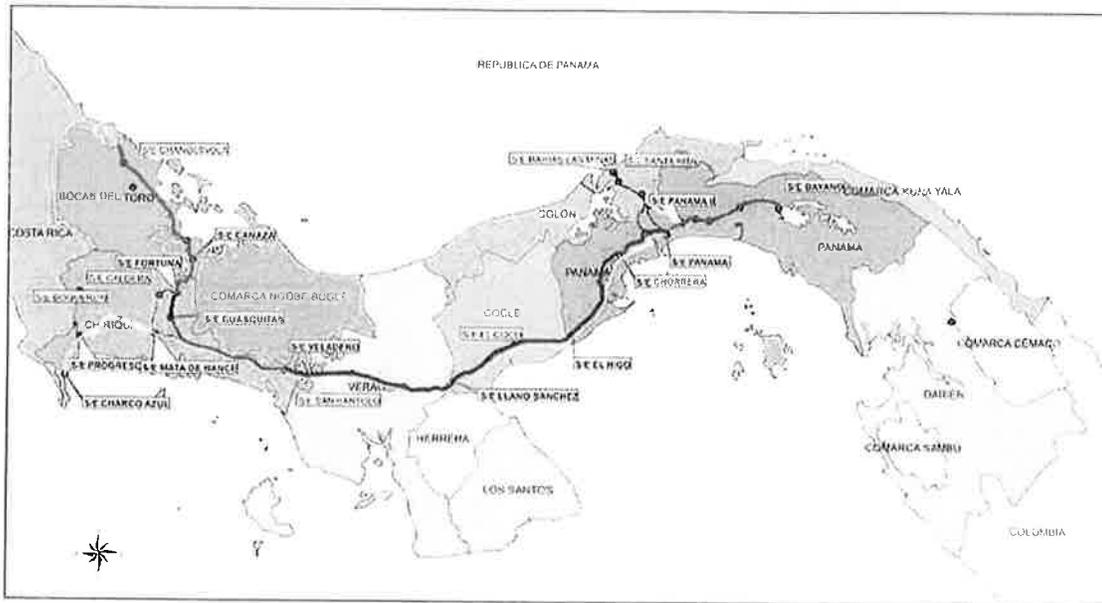
Como ya se mencionó, el sistema cuenta con una gran cantidad de centrales hidroeléctricas, solares y eólicas hacia el centro y occidente del país:

- Hidro en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro), total de 1,528 MW aproximadamente (85% del total de la capacidad hidro existente)
- Solares en el occidente (Chiriquí), total de 85 MW
- Solares en provincias centrales, total de 132 MW
- Eólicos en provincias centrales, 270 MW

Total de generación renovable en el Occidente y Centro del país: 2,015 MW (Según datos del PESIN2020).

En el siguiente mapa se muestra aproximadamente sistema de transmisión actual de ETESA con el recorrido de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde el occidente y la ubicación aproximada de las principales subestaciones.





Considerando lo expuesto en los puntos anteriores, queda demostrado que el Sistema de Transmisión es un participante pasivo del Sistema Interconectado Nacional y que las pérdidas que se dan son el resultado de la topología del mismo y de la operación del sistema (despacho económico de mínimo costo de generación elaborado por el CND), **los cuales no son controlados por ETESA.**

En cuanto a la exposición de motivos de la ASEP, donde indican lo siguiente:

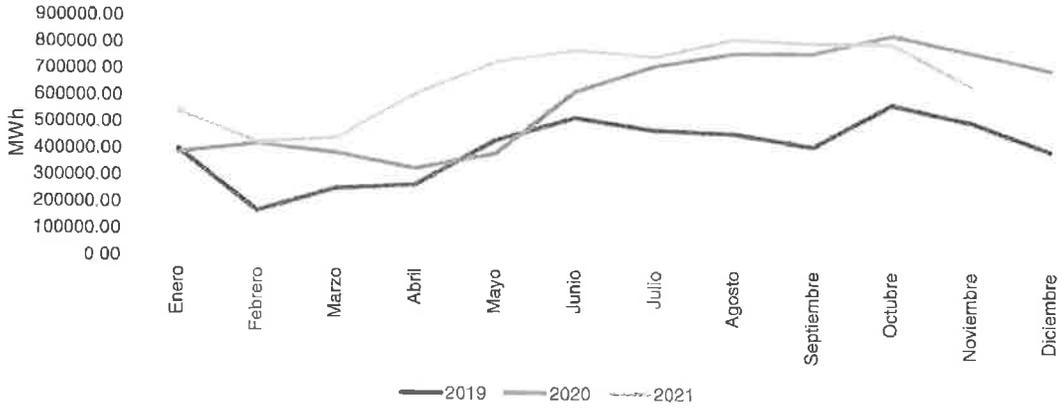
“Durante el año 2020 y 2021 se han determinado aumentos en la cantidad de las pérdidas de transmisión en el Sistema de Transmisión, por lo que se aprobarán niveles de pérdidas de energía estándares (eficientes) para el sistema de transmisión con la finalidad de establecer los niveles que pagarán los consumidores, lo que permitirá tomar en cuenta lo establecido en el artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 que señala que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente.” (El subrayado es nuestro.)

Es necesario primeramente identificar la razón por la que se da este aumento en las pérdidas de transmisión, lo cual procedemos a analizar a continuación.

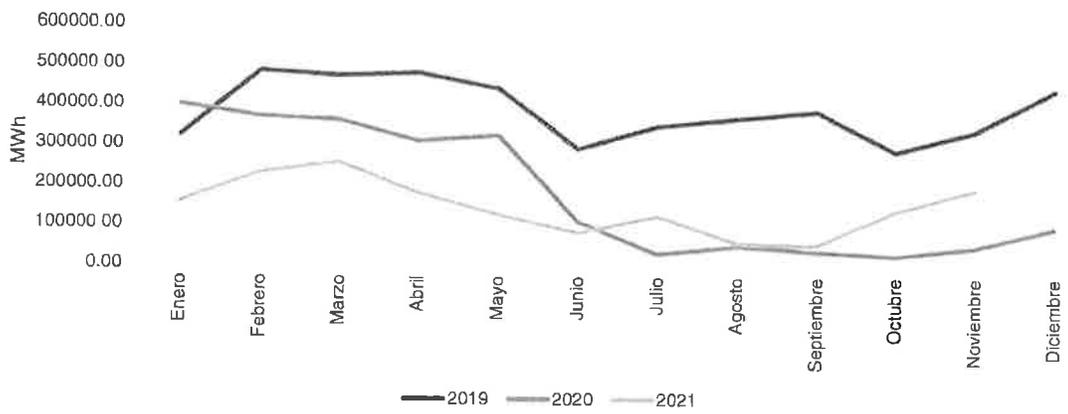
Se revisaron los despachos de generación que se dieron en el año 2019, 2020 y lo que va del 2021 (hasta noviembre), tomando como fuente los informes de generación mensual que publica el Centro Nacional de Despacho, de lo cual se obtuvo los siguientes comportamientos por tipo de fuente de generación:

7

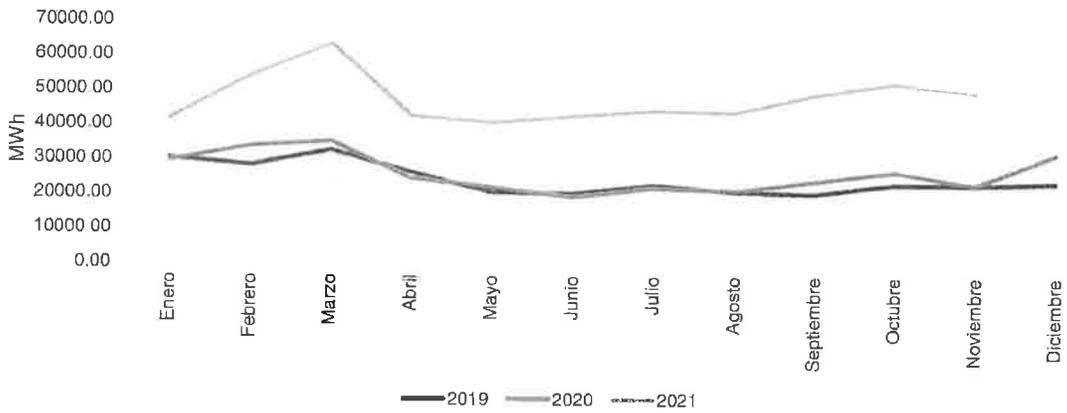
Generación Hidroeléctrica



Generación Termoeléctrica

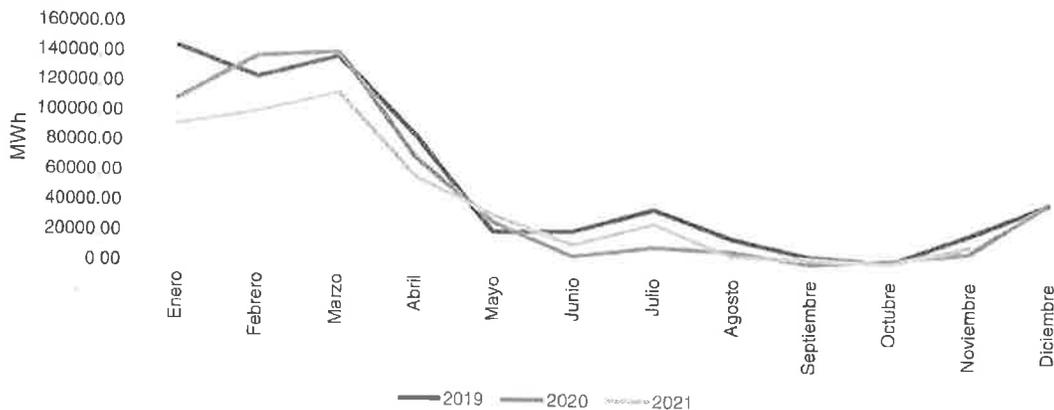


Generación Solar



7

Generación Eólica

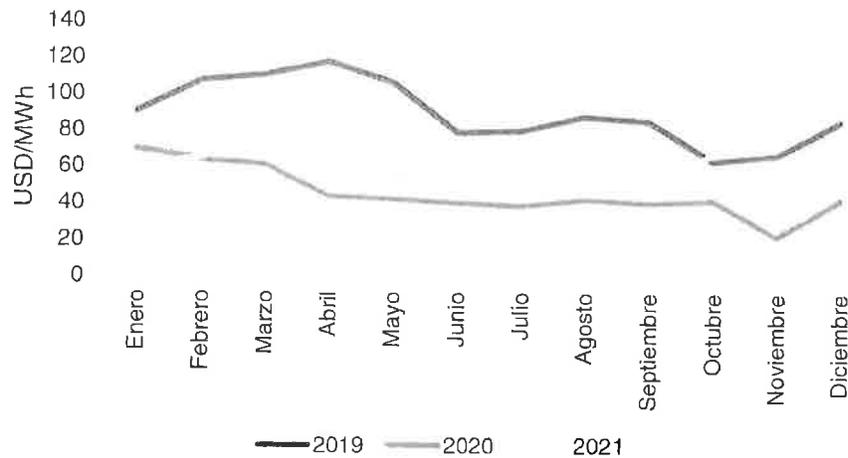


Como se puede observar claramente en estas gráficas, se da un gran incremento de la generación hidroeléctrica en los años 2020 y 2021 con respecto al año 2019, y solar en el 2021. Esta generación en su gran mayoría está ubicada en el área occidental (Chiriquí/Bocas del Toro) y central del país. Igualmente se muestra que se reduce considerablemente la generación termoeléctrica, mientras que la generación eólica se mantiene prácticamente igual. Esto trae como consecuencia lógica un aumento en las pérdidas del sistema de transmisión ya que esta generación hidro, solar y eólica producida en el occidente y centro del país tiene que transportarse por largas distancias hasta los principales centros de carga, ciudad de Panamá y alrededores. No obstante, este incremento de las pérdidas no es debido a una ineficiencia de ETESA, sino que es el resultado de un despacho económico de mínimo costo elaborado por el CND optimizando el recurso renovable disponible y de la tipología propia de la red de transmisión, como ya se ha explicado en puntos anteriores.

No se debe perder de vista que este aumento en la generación hidroeléctrica y fotovoltaica (generación renovable) conlleva a la reducción de generación termoeléctrica (ubicada cerca del centro de carga), por lo cual se está alimentando la demanda del sistema mediante fuentes de generación más limpia y de bajo costo, lo que resulta en costos marginales más bajos, como se puede apreciar en la siguiente grafica.



Costo Marginal Promedio



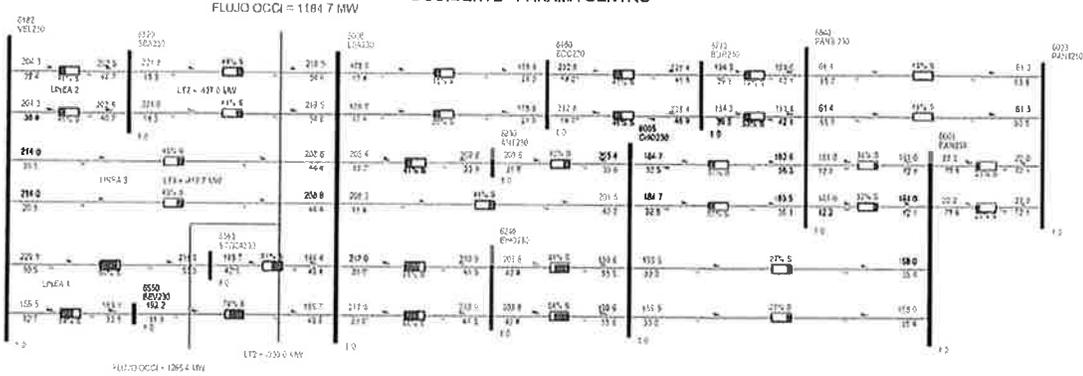
De acuerdo con las explicaciones anteriores y tomando en cuenta la razón por la cual se aumentan las pérdidas en los años 2020 y 2021, la misma no puede atribuirse a una gestión ineficiente de ETESA, más bien se debe a que ETESA ha realizado las inversiones necesarias identificadas en los planes de expansión anteriores, aprobados por la ASEP, de forma tal que se pueda transportar en época lluviosa toda la generación renovable instalada en el área occidental y central del país, tales como adición de compensación reactiva (bancos de capacitores), la entrada en operación de la 3ra LT y otros, lo que ha permitido que el Centro Nacional de Despacho realice un despacho económico de mínimo costo para el sistema. Esto tiene como consecuencia que se tiene un menor costo marginal del sistema, pero a la vez se incrementan las pérdidas, por lo antes explicado.

Como ejemplo, presentamos a continuación dos escenarios típicos, uno para condiciones operativas de época lluviosa y uno para época seca del año 2024.

Se puede observar que, para las condiciones de época lluviosa del año 2024, el despacho económico se basa en un gran porcentaje en generación hidro, casi toda localizada en el occidente del país, que se transmite hacia los principales centros de carga, ciudades de Panamá, Colón y Chorrera, a través de las tres (3) líneas de transmisión antes descritas, como se puede apreciar en el siguiente diagrama unifilar típico para esta época:



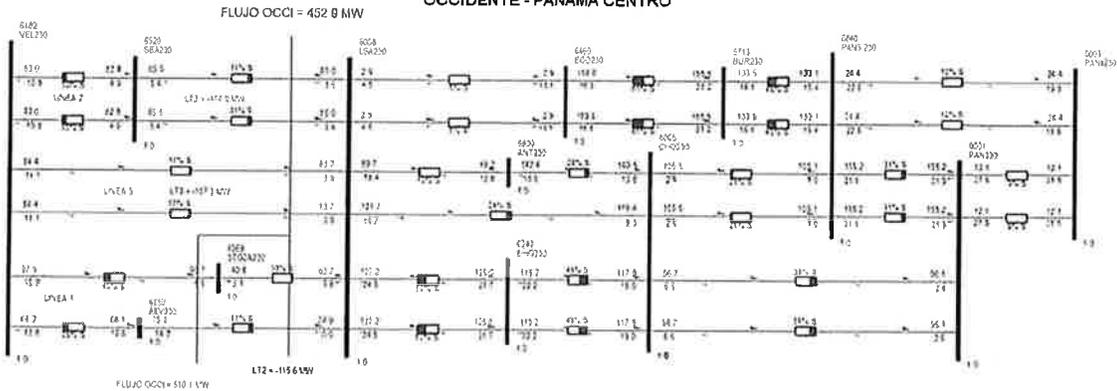
**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**



Debido a esta alta generación en el occidente y la longitud de las líneas de transmisión, las pérdidas del sistema en esta época son aproximadamente 143.05 MW, lo que equivale a un 5.77%.

En cambio, para la época seca del mismo año 2024, debido a la baja hidrología en este período, se despacha poca generación hidroeléctrica en el occidente y una mayor generación térmica en el área de Colón, a solo 50 km de distancia de la ciudad de Panamá, por lo que en esta época bajan las pérdidas del sistema a 38.6 MW, lo que representa solo el 1.63%.

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**



A continuación, se presenta el resumen de despacho para ambos escenarios.

Tipo / Epoca	Seca	Lluviosa
Eolica	273.61	35.90
Solar	455.54	372.78
Hidro	818.28	1658.75
Termica	498.90	80.75
Minera	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00
Total	2370.34	2472.18

Tipo / Epoca	Seca	Lluviosa
Eolica	11.5%	1.5%
Solar	19.2%	15.1%
Hidro	34.5%	67.1%
Termica	21.0%	3.3%
Minera	12.7%	12.1%
ACP	1.0%	1.0%



Como se puede apreciar en los ejemplos anteriores, para una misma carga del sistema (aproximadamente 2,368 MW) en un escenario las pérdidas son el 5.77%, mientras en el otro escenario son 1.63%, producto solamente de la variación del despacho de generación de acuerdo con lo que sería un despacho económico típico de cada estación. Esto demuestra que ETESA no tiene control sobre el nivel de pérdidas del sistema y que el aumento de estas no son causadas por “gestión ineficiente” de ETESA, como se ha explicado en puntos anteriores.

Ahora bien, los valores de pérdidas antes mostrados son pérdidas de potencia representativas de escenarios de demanda máxima de época seca y lluviosa. En el Régimen Tarifario se calculan factores de pérdidas que representan la distribución porcentual de las pérdidas dependiendo del monto de la demanda en cada zona tarifaria, de acuerdo con la metodología establecido en el pliego tarifario. Por lo anterior, por ejemplo, la Zona Tarifaria 7 (Panamá) es la que se le asigna el mayor porcentaje en la repartición de las pérdidas de energía, ya que cuenta con la mayor carga.

Las pérdidas históricas del sistema de transmisión de Panamá son relativamente bajas, como se puede apreciar en el siguiente cuadro, obtenido del informe “Datos históricos del Mercado” de la página web del CND:

	GENERACION MWh	PERDIDAS MWh	% PERDIDAS
TOTAL 1998	2,096,889.52	72,210.30	3.44%
TOTAL 1999	4,456,752.83	150,209.10	3.37%
TOTAL 2000	4,673,387.51	162,508.14	3.48%
TOTAL 2001	4,822,580.16	129,186.29	2.68%
TOTAL 2002	4,999,169.73	186,801.54	3.74%
TOTAL 2003	5,253,860.71	150,857.71	2.87%
TOTAL 2004	5,503,526.56	184,216.42	3.35%
TOTAL 2005	5,540,214.79	155,521.96	2.81%
TOTAL 2006	5,696,972.42	114,946.31	2.02%
TOTAL 2007	6,078,106.86	121,275.54	2.00%
TOTAL 2008	6,206,505.48	149,665.03	2.41%
TOTAL 2009	6,605,148.15	126,952.68	1.92%
TOTAL 2010	7,083,370.62	142,031.98	2.01%
TOTAL 2011	7,489,160.75	165,106.88	2.20%
TOTAL 2012	8,226,415.26	230,399.69	2.80%
TOTAL 2013	8,583,483.30	221,887.69	2.59%
TOTAL 2014	9,021,434.83	257,134.19	2.85%
TOTAL 2015	9,849,981.05	353,415.39	3.59%
TOTAL 2016	10,392,260.59	354,118.53	3.41%
TOTAL 2017	10,597,331.27	390,635.47	3.69%
TOTAL 2018	10,783,137.88	397,872.11	3.69%
TOTAL 2019	11,141,439.17	267,480.84	2.40%
TOTAL 2020	10,622,686.21	407,831.97	3.84%
TOTAL 2021	10,329,809.67	424,408.84	4.11%
GRAN TOTAL	155,101,129.43	4,484,433.77	2.89%

Si calculamos para el periodo tarifario anterior, julio 2017 – junio 2021, el valor promedio de las pérdidas de energía fue de 3.40%, para el periodo tarifario julio 2013 - junio 2017 fue de 3.26%, mientras que el valor promedio histórico de pérdidas

17

de energía desde julio 1998 a noviembre de 2021 es de solo 2.89%. Efectivamente se observa un incremento de las pérdidas en los años 2020 y 2021 en comparación al 2019, lo cual ya fue ampliamente explicado en puntos anteriores.

La única forma posible en que ETESA pudiera disminuir las pérdidas del sistema de transmisión, especialmente en época lluviosa, serían:

- a. Construir nuevas líneas de transmisión desde el occidente hacia los principales centros de carga (ciudad de Panamá)
- b. Romper el despacho económico de mínimo costo que elabora el CND para época lluviosa despachando más generación térmica cercana al centro de carga, desaprovechando así el recurso hidroeléctrico disponible en esta época en el occidente (botar agua en las centrales de pasada), lo cual es contrario a lo establecido en la Ley 6 y las reglamentaciones vigentes. La Ley 6 en su Artículo 60 establece que: "Artículo 60. Operación integrada. La operación integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el sistema interconectado nacional, en forma confiable, segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional."

Tomando en cuenta el punto (a) anterior, ETESA al definir las inversiones en los planes de expansión, considera en las evaluaciones de mínimo costo, los componentes de inversiones, costos de OyM, costos operativos del sistema, costos de energía no servida y las pérdidas de transmisión. Es decir, las pérdidas de transmisión forman parte de la ecuación que minimiza los costos y define las inversiones óptimas del sistema de transmisión.

En el caso específico del proyecto de la Cuarta Línea Chiriquí Grande – Panamá III, una vez entre en operación, se presentará una disminución considerable de las pérdidas de transmisión. Además de aumentar la confiabilidad del SIN y permitir la entrada de una cantidad importante de nuevos proyectos de generación renovables ubicados hacia el occidente y centro del país.

Cabe mencionar que de acuerdo con la Agenda de Transición Energética de Panamá que impulsa la República de Panamá por medio de la Secretaría Nacional de Energía, para afrontar el reto del cambio climático y la transición energética a energías renovables, la mayoría de estas fuentes de energía verde se encuentran ubicadas hacia el centro y occidente del país, esto implicaría que en el futuro se estará añadiendo más generación hacia esta área, lo que trae como consecuencia que aumenten las pérdidas del sistema. Lo cual como se señaló, se minimizan al definir las inversiones de expansión del sistema de transmisión. Por lo que intrínsecamente, estos niveles de pérdidas serían niveles eficientes de pérdidas. La valorización de las pérdidas impacta en los costos mayoristas al consumidor final, pero los mismos son compensados por la reducción en los costos marginales que



impactan directamente a los costos del sector generación, que representa aproximadamente el 69% del precio de la electricidad.

Si se argumentara que las inversiones que debe hacer ETESA, se atrasan y por ende el despacho económico que realiza el CND podría conllevar a un incremento de las pérdidas, existen los mecanismos en la regulación vigente, tales como los costos por generación obligada y desplazada y la no capitalización de los proyectos, que conlleva a su no recuperación en tarifas y por lo tanto a no recibir esos ingresos y su rentabilidad, por los que ya se penaliza a ETESA.

En el caso específico de la no recuperación en tarifas de las inversiones de ETESA por atrasos en sus entradas en operación, se impacta directamente al consumidor final, quien no pagará por ellas hasta su puesta en servicio.

Para finalizar, como referencia internacional, a continuación presentamos publicación de la reconocida empresa Schneider Electric, de su link: <https://blog.se.com/energy-management-energy-efficiency/2013/03/25/how-big-are-power-line-losses>

Electricity has to be transmitted from large power plants to the consumers via extensive networks. The transmission over long distances creates power losses. The major part of the energy losses comes from Joule effect in transformers and power lines. The energy is lost as heat in the conductors.

Considering the main parts of a typical Transmission & Distribution network, here are the average values of power losses at the different steps*:

- **1-2%** – Step-up transformer from generator to Transmission line
- **2-4%** – Transmission line
- **1-2%** – Step-down transformer from Transmission line to Distribution network
- **4-6%** – Distribution network transformers and cables

*Reference: IEC document "Efficient Electrical Energy Transmission and Distribution" (2007)

Donde se puede apreciar que, para sistemas de potencia, el cual incluye líneas de transmisión y transformadores reductores, los niveles de perdidas pueden estar entre 3 – 6% en total.

7



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DGC-GC-001-2022

3 de enero de 2022

Licenciado

Armando Fuentes Rodríguez

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Ciudad

Referencia: Comentarios a Resolución AN No. 17321-Elec del 6 de diciembre de 2021

Estimado licenciado Fuentes Rodríguez:

De acuerdo con lo indicado en la referencia y siguiendo las indicaciones de la misma, remitimos para su consideración nuestros comentarios a los cambios propuestos indicados en la Audiencia Pública No.007-21-ELEC.

Atentamente,



Ing. Carlos Mosquera Castillo
Gerente General

CB
JB
CAST / JB / AM

Adjunto: CD

COMENTARIOS A LA AUDIENCIA PÚBLICA No. 007-21 MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN

1. EXPOSICIÓN DE MOTIVOS POR LA ASEP

Durante el año 2020 y 2021 se han determinado aumentos en la cantidad de las pérdidas de transmisión en el Sistema de Transmisión, por lo que se aprobarán niveles de pérdidas de energía estándares (eficientes) para el sistema de transmisión con la finalidad de establecer los niveles que pagarán los consumidores, lo que permitirá tomar en cuenta lo establecido en el artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 que señala **que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente.**

2. MODIFICACIÓN PROPUESTA POR LA ASEP

8. Artículo 171

TÍTULO VIII: RÉGIMEN TARIFARIO DE TRANSMISIÓN CAPÍTULO VIII.2: SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Donde dice:

"Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdida deberán ser incluidos en el pliego tarifario de la transmisión."

Debe decir:

"Artículo 171 Las pérdidas de transmisión se determinarán y aplicarán a los usuarios de acuerdo a lo establecido en las reglas para el mercado mayorista de electricidad y los factores de pérdidas deberán ser incluidos en el pliego tarifario de transmisión."

A partir de la revisión tarifaria correspondiente al periodo 2021-2025, para cada periodo tarifario, se aprobarán niveles eficientes de pérdidas en el sistema de transmisión. En aquellos casos en los cuales las pérdidas de transmisión en el sistema superen los niveles eficientes aprobados, las diferencias en los montos de pérdidas de energía y sus costos, se asignarán a la Empresa de Transmisión. La asignación a la Empresa de Transmisión, de las pérdidas de transmisión y sus costos, de corresponder, será realizada mensualmente por el Centro Nacional de Despacho (CND) e informada en los Documentos de Transacciones Económicas."

77

3. COMENTARIOS DE ETESA

En la exposición de motivos la ASEP cita el Artículo 95 del Texto Único de la Ley 6, haciendo referencia a una "gestión ineficiente" por parte de ETESA. Este Artículo establece que:

"Artículo 95. Criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado, el siguiente orden de prioridad, por los criterios de suficiencia financiera, eficiencia económica, equidad, simplicidad y transparencia.

Se entiende que existe suficiencia financiera cuando las fórmulas de tarifas garantizan la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitan remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma como lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitan utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus clientes.

Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procura que estas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos, sino los aumentos de productividad esperados, y que estos deben distribuirse entre la empresa y los clientes; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente ni permitir que las empresas se beneficien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de los servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio como la demanda por este.

Por equidad se entiende que cada consumidor tiene el derecho al mismo tratamiento tarifario que cualquier otro, solamente si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos similares. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus intereses.

Por simplicidad se entiende que las fórmulas tarifarias se elaboran de modo que se facilite su comprensión, aplicación y control.

Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, especialmente para los clientes."

A continuación, probaremos que los niveles de pérdidas a los que hace referencia la ASEP no son causa de una "gestión ineficiente" por parte de ETESA sino un resultado lógico el cual simplemente depende de la topología de la red de transmisión y del despacho económico de generación, **sobre los cuales ETESA no tiene control.**



Al mencionar la ASEP que se aprobarán “niveles eficientes de pérdidas”, quisiéramos primeramente saber:

- cómo se define un “nivel eficiente” de pérdidas
- cuál es su fundamento y cómo se calcula un “nivel eficiente” de pérdidas para un sistema de transmisión

En términos generales, las pérdidas eléctricas en un sistema de transmisión es la diferencia entre la energía inyectada por las centrales generadoras y la energía retirada por las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados directamente a la red de transmisión.

Explicando un poco el concepto básico de cómo se dan las pérdidas eléctricas en un sistema de potencia, procedemos a dar un pequeño resumen al respecto. Como es bien sabido por todos, en el sistema panameño las plantas generadoras de electricidad se encuentran en su gran mayoría al Occidente y Centro del país (hidroeléctricas, solares y eólicas), alejados del principal centro de carga que se concentra en la ciudad de Panamá y alrededores. Por este motivo se requieren extensas líneas de transmisión que llevan la energía que se produce en estas plantas eléctricas hasta los consumidores. Al producirse este flujo de energía desde el occidente, un porcentaje de este se pierde en el trayecto. Estas pérdidas se pueden clasificar en dos categorías:

Pérdidas fijas: estas pérdidas son causadas por las características propias de los materiales de los cuales están fabricados los equipos y elementos del sistema de transmisión. Las mismas incluyen histéresis, pérdidas por corrientes de Eddy en el núcleo de hierro de los transformadores y el efecto corona en las líneas de transmisión. Estas pérdidas son proporcionales al cuadrado del voltaje y son independientes del flujo de energía. Dado que la tensión varía relativamente poco de su valor nominal, estas pérdidas se tratan como una constante que depende principalmente de la calidad de los materiales.

Pérdidas variables: estas pérdidas se presentan debido al paso de la corriente eléctrica por los componentes de la infraestructura del sistema eléctrico, tales como conductores, cables, transformadores, interruptores y demás equipos. Estas pérdidas se manifiestan físicamente porque el material de los componentes del sistema por el que fluye la corriente eléctrica ofrece una resistencia a su paso, y esta resistencia hace que parte de la energía se disipe o pierda en forma de calor (efecto Joule).

El Sistema Interconectado Nacional es básicamente un circuito eléctrico, el cual se rige por la Ley de Ohm, la cual establece la relación entre el voltaje, la corriente y la resistencia. Esta Ley demuestra que las pérdidas de potencia son el cuadrado de la corriente que fluye por un elemento por la resistencia de dicho elemento, $P=i^2R$. Esta componente cuadrática significa que un ligero aumento en la corriente puede causar un gran aumento en las pérdidas.



Donde:

i = corriente que circula por el elemento (Amperios)

R = es la resistencia del elemento (Ohmios)

P = potencia, en este caso perdidas (Watts)

Estas pérdidas variables dependerán de la distancia entre el punto donde se inyecta la potencia y el punto de retiro de esta. Las pérdidas que se dan en un sistema de transmisión son un resultado inevitable del transporte de electricidad y básicamente dependen de los siguientes factores:

- a. topología del sistema de transmisión: longitud de las líneas y tipo de conductor (por ende, su resistencia), la ubicación de las centrales generadoras y de la carga
- b. la operación del sistema y condiciones climáticas: despacho económico del sistema de generación en época lluviosa y época seca, lo cual es realizado por el CND
- c. configuración geográfica de la red: debido a la geografía de Panamá, el sistema de transmisión tiene una configuración radial o longitudinal.

El sistema de transmisión de ETESA es un sistema longitudinal, compuesto básicamente de tres (3) líneas de transmisión de doble circuito de 230 KV, que se extienden desde la ciudad de Panamá (Subestaciones Panamá y Panamá II) hasta la provincia de Chiriquí (Subestaciones Mata de Nance, Guasquitas y Veladero) con una longitud cada una de: LT1=380 km, LT2=392 km y LT3=306 km.

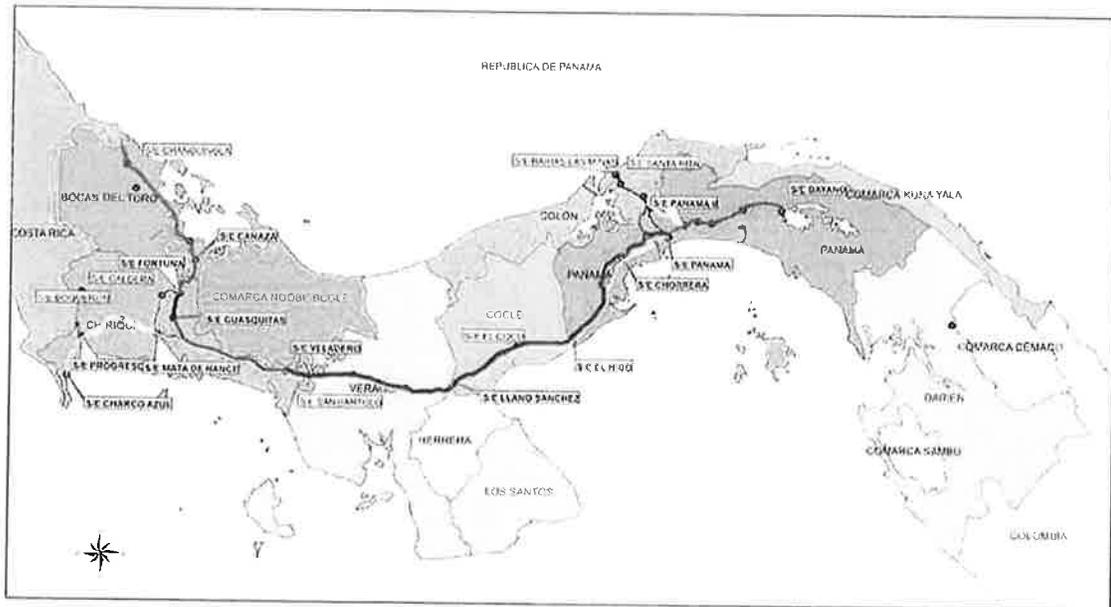
Como ya se mencionó, el sistema cuenta con una gran cantidad de centrales hidroeléctricas, solares y eólicas hacia el centro y occidente del país:

- Hidro en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro), total de 1,528 MW aproximadamente (85% del total de la capacidad hidro existente)
- Solares en el occidente (Chiriquí), total de 85 MW
- Solares en provincias centrales, total de 132 MW
- Eólicos en provincias centrales, 270 MW

Total de generación renovable en el Occidente y Centro del país: 2,015 MW (Según datos del PESIN2020).

En el siguiente mapa se muestra aproximadamente sistema de transmisión actual de ETESA con el recorrido de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde el occidente y la ubicación aproximada de las principales subestaciones.





Considerando lo expuesto en los puntos anteriores, queda demostrado que el Sistema de Transmisión es un participante pasivo del Sistema Interconectado Nacional y que las pérdidas que se dan son el resultado de la topología del mismo y de la operación del sistema (despacho económico de mínimo costo de generación elaborado por el CND), **los cuales no son controlados por ETESA.**

En cuanto a la exposición de motivos de la ASEP, donde indican lo siguiente:

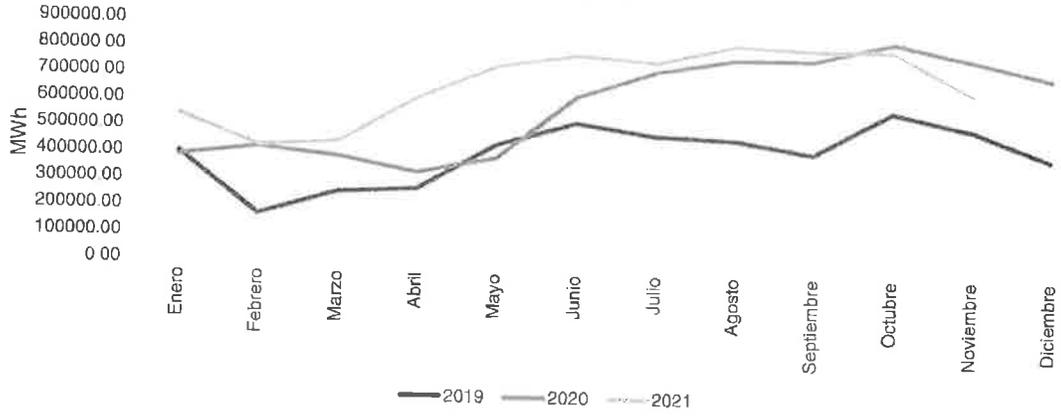
“Durante el año 2020 y 2021 se han determinado aumentos en la cantidad de las pérdidas de transmisión en el Sistema de Transmisión, por lo que se aprobarán niveles de pérdidas de energía estándares (eficientes) para el sistema de transmisión con la finalidad de establecer los niveles que pagarán los consumidores, lo que permitirá tomar en cuenta lo establecido en el artículo 95 del Texto Único de la Ley 6 que señala que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los clientes los costos de una gestión ineficiente.” (El subrayado es nuestro.)

Es necesario primeramente identificar la razón por la que se da este aumento en las pérdidas de transmisión, lo cual procedemos a analizar a continuación.

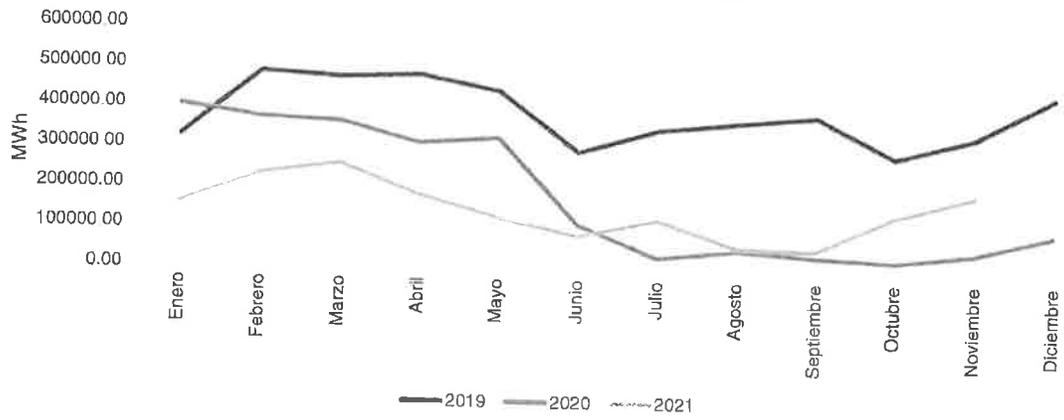
Se revisaron los despachos de generación que se dieron en el año 2019, 2020 y lo que va del 2021 (hasta noviembre), tomando como fuente los informes de generación mensual que publica el Centro Nacional de Despacho, de lo cual se obtuvo los siguientes comportamientos por tipo de fuente de generación:



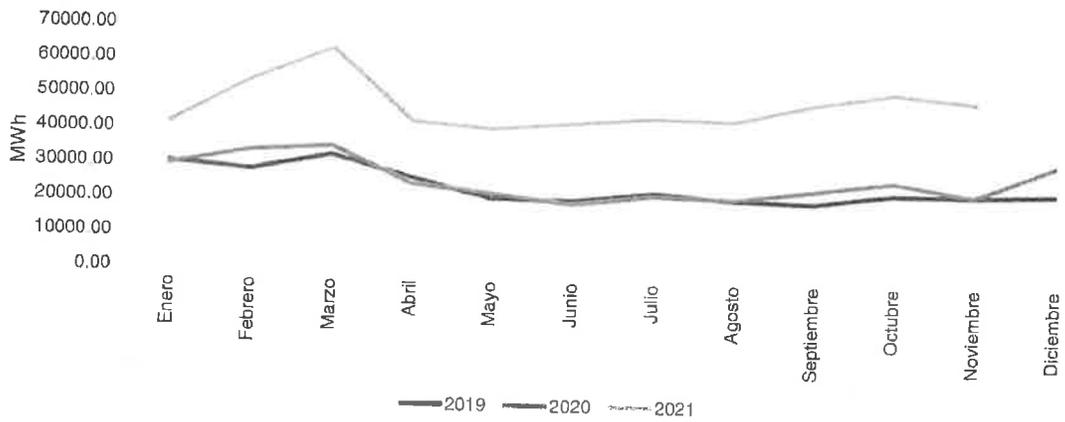
Generación Hidroeléctrica



Generación Termoeléctrica

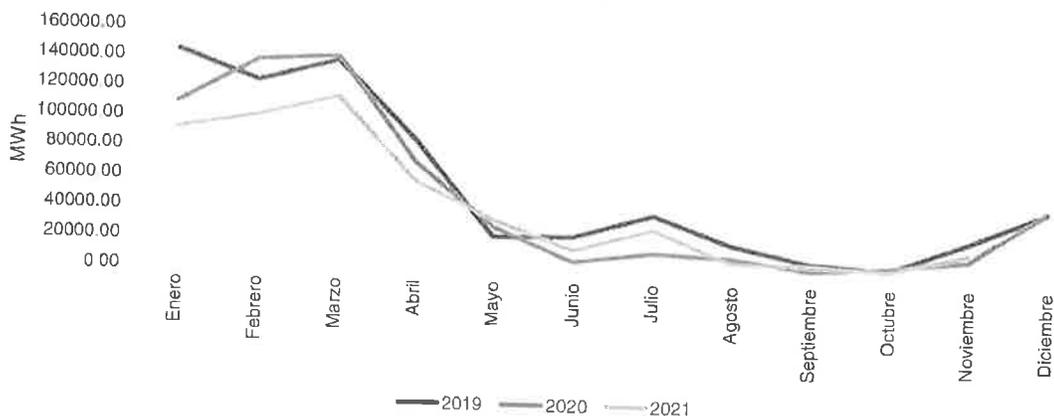


Generación Solar



7

Generación Eólica

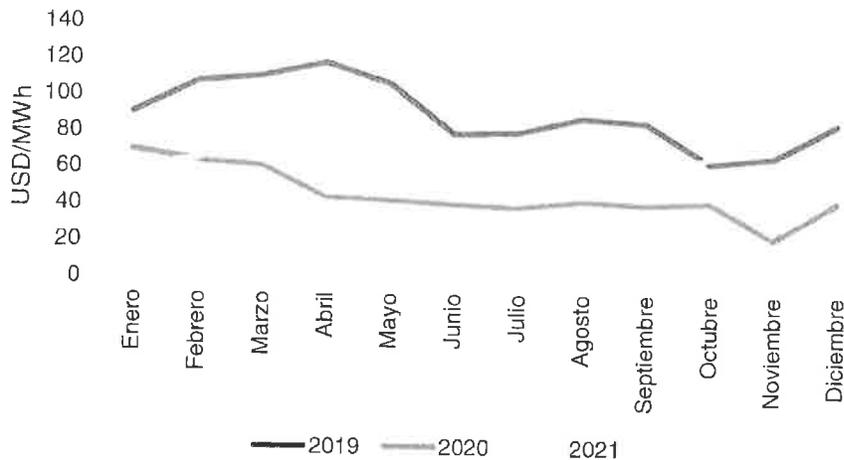


Como se puede observar claramente en estas gráficas, se da un gran incremento de la generación hidroeléctrica en los años 2020 y 2021 con respecto al año 2019, y solar en el 2021. Esta generación en su gran mayoría está ubicada en el área occidental (Chiriquí/Bocas del Toro) y central del país. Igualmente se muestra que se reduce considerablemente la generación termoeléctrica, mientras que la generación eólica se mantiene prácticamente igual. Esto trae como consecuencia lógica un aumento en las pérdidas del sistema de transmisión ya que esta generación hidro, solar y eólica producida en el occidente y centro del país tiene que transportarse por largas distancias hasta los principales centros de carga, ciudad de Panamá y alrededores. No obstante, este incremento de las pérdidas no es debido a una ineficiencia de ETESA, sino que es el resultado de un despacho económico de mínimo costo elaborado por el CND optimizando el recurso renovable disponible y de la tipología propia de la red de transmisión, como ya se ha explicado en puntos anteriores.

No se debe perder de vista que este aumento en la generación hidroeléctrica y fotovoltaica (generación renovable) conlleva a la reducción de generación termoeléctrica (ubicada cerca del centro de carga), por lo cual se está alimentando la demanda del sistema mediante fuentes de generación más limpia y de bajo costo, lo que resulta en costos marginales más bajos, como se puede apreciar en la siguiente grafica.



Costo Marginal Promedio



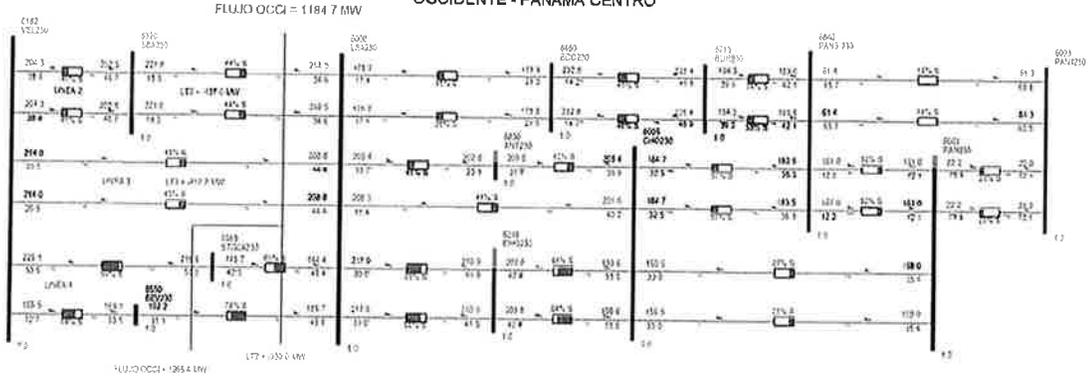
De acuerdo con las explicaciones anteriores y tomando en cuenta la razón por la cual se aumentan las pérdidas en los años 2020 y 2021, la misma no puede atribuirse a una gestión ineficiente de ETESA, más bien se debe a que ETESA ha realizado las inversiones necesarias identificadas en los planes de expansión anteriores, aprobados por la ASEP, de forma tal que se pueda transportar en época lluviosa toda la generación renovable instalada en el área occidental y central del país, tales como adición de compensación reactiva (bancos de capacitores), la entrada en operación de la 3ra LT y otros, lo que ha permitido que el Centro Nacional de Despacho realice un despacho económico de mínimo costo para el sistema. Esto tiene como consecuencia que se tiene un menor costo marginal del sistema, pero a la vez se incrementan las pérdidas, por lo antes explicado.

Como ejemplo, presentamos a continuación dos escenarios típicos, uno para condiciones operativas de época lluviosa y uno para época seca del año 2024.

Se puede observar que, para las condiciones de época lluviosa del año 2024, el despacho económico se basa en un gran porcentaje en generación hidro, casi toda localizada en el occidente del país, que se transmite hacia los principales centros de carga, ciudades de Panamá, Colón y Chorrera, a través de las tres (3) líneas de transmisión antes descritas, como se puede apreciar en el siguiente diagrama unifilar típico para esta época:



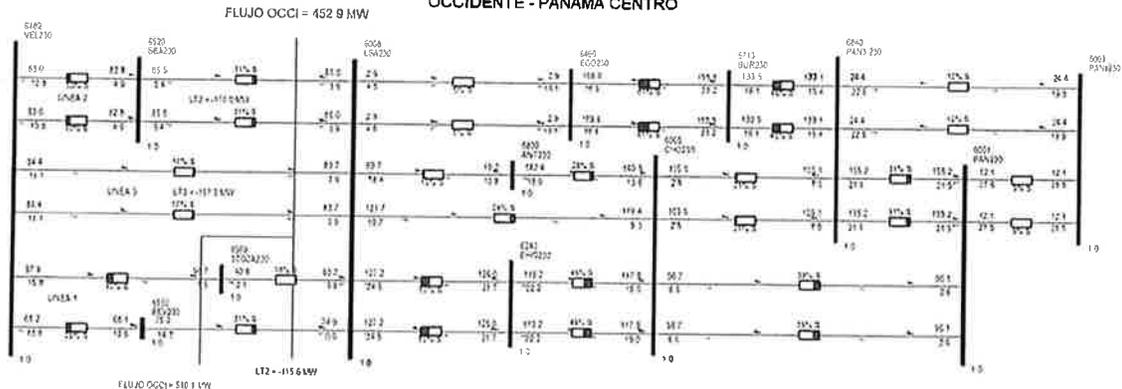
**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**



Debido a esta alta generación en el occidente y la longitud de las líneas de transmisión, las pérdidas del sistema en esta época son aproximadamente 143.05 MW, lo que equivale a un 5.77%.

En cambio, para la época seca del mismo año 2024, debido a la baja hidrología en este período, se despacha poca generación hidroeléctrica en el occidente y una mayor generación térmica en el área de Colón, a solo 50 km de distancia de la ciudad de Panamá, por lo que en esta época bajan las pérdidas del sistema a 38.6 MW, lo que representa solo el 1.63%.

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO**



A continuación, se presenta el resumen de despacho para ambos escenarios.

Tipo / Epoca	Seca	Lluviosa
Eolica	273.61	35.90
Solar	455.54	372.78
Hidro	818.28	1658.75
Termica	498.90	80.75
Minera	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00
Total	2370.34	2472.18

Tipo / Epoca	Seca	Lluviosa
Eolica	11.5%	1.5%
Solar	19.2%	15.1%
Hidro	34.5%	67.1%
Termica	21.0%	3.3%
Minera	12.7%	12.1%
ACP	1.0%	1.0%

17

Como se puede apreciar en los ejemplos anteriores, para una misma carga del sistema (aproximadamente 2,368 MW) en un escenario las pérdidas son el 5.77%, mientras en el otro escenario son 1.63%, producto solamente de la variación del despacho de generación de acuerdo con lo que sería un despacho económico típico de cada estación. Esto demuestra que ETESA no tiene control sobre el nivel de pérdidas del sistema y que el aumento de estas no son causadas por “gestión ineficiente” de ETESA, como se ha explicado en puntos anteriores.

Ahora bien, los valores de pérdidas antes mostrados son pérdidas de potencia representativas de escenarios de demanda máxima de época seca y lluviosa. En el Régimen Tarifario se calculan factores de pérdidas que representan la distribución porcentual de las pérdidas dependiendo del monto de la demanda en cada zona tarifaria, de acuerdo con la metodología establecido en el pliego tarifario. Por lo anterior, por ejemplo, la Zona Tarifaria 7 (Panamá) es la que se le asigna el mayor porcentaje en la repartición de las pérdidas de energía, ya que cuenta con la mayor carga.

Las pérdidas históricas del sistema de transmisión de Panamá son relativamente bajas, como se puede apreciar en el siguiente cuadro, obtenido del informe “Datos históricos del Mercado” de la página web del CND:

	GENERACION MWh	PERDIDAS	
		MWh	% PERDIDAS
TOTAL 1998	2,096,889.52	72,210.30	3.44%
TOTAL 1999	4,456,752.83	150,209.10	3.37%
TOTAL 2000	4,673,387.51	162,508.14	3.48%
TOTAL 2001	4,822,580.16	129,186.29	2.68%
TOTAL 2002	4,999,169.73	186,801.54	3.74%
TOTAL 2003	5,253,860.71	150,857.71	2.87%
TOTAL 2004	5,503,526.56	184,216.42	3.35%
TOTAL 2005	5,540,214.79	155,521.96	2.81%
TOTAL 2006	5,696,972.42	114,946.31	2.02%
TOTAL 2007	6,078,106.86	121,275.54	2.00%
TOTAL 2008	6,206,505.48	149,665.03	2.41%
TOTAL 2009	6,605,148.15	126,952.68	1.92%
TOTAL 2010	7,083,370.62	142,031.98	2.01%
TOTAL 2011	7,489,160.75	165,106.88	2.20%
TOTAL 2012	8,226,415.26	230,399.69	2.80%
TOTAL 2013	8,583,483.30	221,887.69	2.59%
TOTAL 2014	9,021,434.83	257,134.19	2.85%
TOTAL 2015	9,849,981.05	353,415.39	3.59%
TOTAL 2016	10,392,260.59	354,118.53	3.41%
TOTAL 2017	10,597,331.27	390,635.47	3.69%
TOTAL 2018	10,783,137.88	397,872.11	3.69%
TOTAL 2019	11,141,439.17	267,480.84	2.40%
TOTAL 2020	10,622,686.21	407,831.97	3.84%
TOTAL 2021	10,329,809.67	424,408.84	4.11%
GRAN TOTAL	155,101,129.43	4,484,433.77	2.89%

Si calculamos para el periodo tarifario anterior, julio 2017 – junio 2021, el valor promedio de las pérdidas de energía fue de 3.40%, para el periodo tarifario julio 2013 - junio 2017 fue de 3.26%, mientras que el valor promedio histórico de pérdidas



de energía desde julio 1998 a noviembre de 2021 es de solo 2.89%. Efectivamente se observa un incremento de las pérdidas en los años 2020 y 2021 en comparación al 2019, lo cual ya fue ampliamente explicado en puntos anteriores.

La única forma posible en que ETESA pudiera disminuir las pérdidas del sistema de transmisión, especialmente en época lluviosa, serían:

- a. Construir nuevas líneas de transmisión desde el occidente hacia los principales centros de carga (ciudad de Panamá)
- b. Romper el despacho económico de mínimo costo que elabora el CND para época lluviosa despachando más generación térmica cercana al centro de carga, desaprovechando así el recurso hidroeléctrico disponible en esta época en el occidente (botar agua en las centrales de pasada), lo cual es contrario a lo establecido en la Ley 6 y las reglamentaciones vigentes. La Ley 6 en su Artículo 60 establece que: "Artículo 60. Operación integrada. La operación integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el sistema interconectado nacional, en forma confiable, segura y con calidad de servicio, mediante la utilización óptima de los recursos de generación y transmisión disponibles, incluyendo las interconexiones internacionales, así como administrar el mercado de contratos y el mercado ocasional."

Tomando en cuenta el punto (a) anterior, ETESA al definir las inversiones en los planes de expansión, considera en las evaluaciones de mínimo costo, los componentes de inversiones, costos de OyM, costos operativos del sistema, costos de energía no servida y las pérdidas de transmisión. Es decir, las pérdidas de transmisión forman parte de la ecuación que minimiza los costos y define las inversiones óptimas del sistema de transmisión.

En el caso específico del proyecto de la Cuarta Línea Chiriquí Grande – Panamá III, una vez entre en operación, se presentará una disminución considerable de las pérdidas de transmisión. Además de aumentar la confiabilidad del SIN y permitir la entrada de una cantidad importante de nuevos proyectos de generación renovables ubicados hacia el occidente y centro del país.

Cabe mencionar que de acuerdo con la Agenda de Transición Energética de Panamá que impulsa la República de Panamá por medio de la Secretaría Nacional de Energía, para afrontar el reto del cambio climático y la transición energética a energías renovables, la mayoría de estas fuentes de energía verde se encuentran ubicadas hacia el centro y occidente del país, esto implicaría que en el futuro se estará añadiendo más generación hacia esta área, lo que trae como consecuencia que aumenten las pérdidas del sistema. Lo cual como se señaló, se minimizan al definir las inversiones de expansión del sistema de transmisión. Por lo que intrínsecamente, estos niveles de pérdidas serían niveles eficientes de pérdidas. La valorización de las pérdidas impacta en los costos mayoristas al consumidor final, pero los mismos son compensados por la reducción en los costos marginales que



impactan directamente a los costos del sector generación, que representa aproximadamente el 69% del precio de la electricidad.

Si se argumentara que las inversiones que debe hacer ETESA, se atrasan y por ende el despacho económico que realiza el CND podría conllevar a un incremento de las pérdidas, existen los mecanismos en la regulación vigente, tales como los costos por generación obligada y desplazada y la no capitalización de los proyectos, que conlleva a su no recuperación en tarifas y por lo tanto a no recibir esos ingresos y su rentabilidad, por los que ya se penaliza a ETESA.

En el caso específico de la no recuperación en tarifas de las inversiones de ETESA por atrasos en sus entradas en operación, se impacta directamente al consumidor final, quien no pagará por ellas hasta su puesta en servicio.

Para finalizar, como referencia internacional, a continuación presentamos publicación de la reconocida empresa Schneider Electric, de su link: <https://blog.se.com/energy-management-energy-efficiency/2013/03/25/how-big-are-power-line-losses>

Electricity has to be transmitted from large power plants to the consumers via extensive networks. The transmission over long distances creates power losses. The major part of the energy losses comes from Joule effect in transformers and power lines. The energy is lost as heat in the conductors.

Considering the main parts of a typical Transmission & Distribution network, here are the average values of power losses at the different steps*:

- **1-2%** – Step-up transformer from generator to Transmission line
- **2-4%** – Transmission line
- **1-2%** – Step-down transformer from Transmission line to Distribution network
- **4-6%** – Distribution network transformers and cables

*Reference: IEC document "Efficient Electrical Energy Transmission and Distribution" (2007)

Donde se puede apreciar que, para sistemas de potencia, el cual incluye líneas de transmisión y transformadores reductores, los niveles de perdidas pueden estar entre 3 – 6% en total.

