

---

COMENTARIOS Y OBSERVACIONES AL  
TOMO III PLAN DE EXPANSIÓN DE  
TRANSMISIÓN 2022-2036

PESIN  
**2022**

TOMO III



*Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco*

# CONTENIDO

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos ASEP  
ENSA

Nota DSAN No. 0183-2023  
Nota VPER-220-22

Panamá, 18 de enero de 2023  
 Nota DSAN No.0183-2023  
 Ref. 162771

Ingeniero  
**CARLOS MOSQUERA**  
 Gerente General  
 Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.  
 Ciudad

Ingeniero Mosquera:

DIRECCIÓN		A	I	DIRECCIÓN		A	I
G. GENERAL			✓	INGENIERÍA			✓
ACTIVOS				DISERNO			
RIESGOS				GAP			
AUDITORIA				GAS			
COMERCIAL				OBRAS CIVILES			
CHD				PLANIFICACIÓN		✓	
DOM				LEGAL			
FINANZAS				RRHH			
COMPRA				SERV. CORP.			
SEGURID.				IMAGEN			
HIDROMET				MEJORAS CONT.			
				SEPV. GEN.			
				TECNOLOGÍA			
FECHA:		24-enero-2023					

Esta Autoridad ha realizado una revisión del plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2036 (PESIN 2022) remitido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) mediante nota ETE-DI-GPL-190-2022 de 19 de septiembre de 2022.

Como resultado de la ya citada revisión, se plasman en el anexo correspondiente nuestras observaciones específicas, las cuales deben considerarse en una nueva revisión para poder posteriormente someter el Plan a Consulta Pública. Lo solicitado deberá ser remitido a esta Autoridad en un plazo no mayor a treinta (30) días calendario, contados a partir del recibo de la presente nota.

Atentamente,

  
**ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ**  
 Administrador General



Adjunto: Anexo

ETESA  
  
 ENE 24 2023 11:29AM



EMPRESA DE TRANSMISION ELECTRICA, S.A.

ETE-DI-GPL-190-2022

19 de septiembre de 2022

Ing. Rodrigo Rodríguez

162771

Licenciado

**Armando Fuentes Rodríguez**

Administrador General

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

E. S. D.

**Asunto: Entrega del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022**

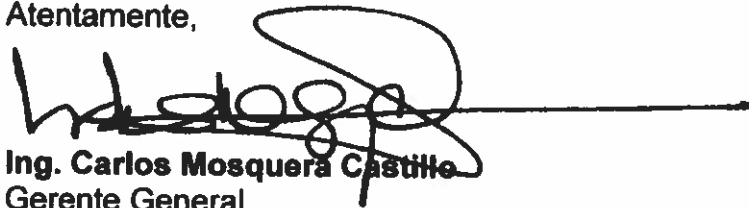
Estimado licenciado Fuentes:

Hacemos referencia a su Nota DSAN No. 2067-2022, del 17 de agosto del presente año, mediante la cual nos concede la prórroga solicitada hasta el 20 de septiembre del presente año, para la entrega del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022 (PESIN2022), de acuerdo con nuestra solicitud realizada mediante la nota ETE-DI-GPL-163-2022.

En cumplimiento con lo anterior, le informamos que el documento del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2022 (PESIN2022) puede ser descargado en el siguiente vínculo de Onedrive:

[PESIN 2022](#)

Atentamente,



**Ing. Carlos Mosquera Castillo**  
Gerente General

41 de  
OR / LH / DAP / mer

  
RSEP RECEP, 20SEP'22 AM10:23

---

## **ANEXO**

---

## Observaciones al PESIN 2022

- Estudios Básicos
  - En el Anexo 2 de los Estudios Básicos, página 13, no se muestra el cuadro de coeficientes del gráfico de Consumo Industrial.
  - En ese mismo Anexo 2 de los Estudios Básicos, página 16, el coeficiente de determinación es de 0.098 lo que muestra una correlación muy pobre entre la variable tiempo y el consumo, se consulta si se tiene otra fuente de información distinta a la proyección obtenida de la regresión.
  - El Anexo 2 de los Estudios Básicos, página 17 del documento no muestra el cuadro de coeficientes del gráfico de Consumo Total.
  - Del resto de documento, hay que incluir los cuadros de coeficientes en las páginas 20, 23, 24, 25, 27, 31, 40, 44, 47, 50, 54, 58.
  - Los cuadros No. 10 Pérdidas por Distribuidora y Total y No. 11 Demanda Máxima del Sistema Eléctrico Panameño del Anexo 3, se observa que la columna Tasa de Variación está mal calculada, puesto que se invierten las referencias, este error es recurrente en los planes de expansión y viene advirtiéndose desde planes anteriores.
  - En el cuadro 12 donde se muestra el resulta de la proyección, Anexo 3, es conveniente incluir un cuadro que incluya los coeficientes producto de la regresión con la finalidad de determinar la fortaleza de correlación de unidades.
  - Al comparar las proyecciones de consumo y demanda incluidas en al plan de expansión 2020 versus plan de expansión 2022, es apreciable una disminución en la nueva proyección de consumo y un aumento en la demanda, por lo que se hace necesario explicar la relación, siendo esto más relevante a partir de 2026 cuando la proyección de potencia aumenta.
  - El gráfico 3.1 Tasa de Crecimiento Poblacional, Tomo I – Estudios Básicos, muestra una clara tendencia a la baja, esta misma tendencia se muestra en el gráfico 3.2 Tasa Bruta de Natalidad en Panamá que; el Gráfico 3.3 muestra estabilidad de precios según IPC, referente al PIB el Gráfico 3.5 muestra una caída en el 2022. ¿Si estas variables tienen tendencias claras a la baja, cómo se relaciona esto con el aumento de demanda proyectado?

- De los costos unitarios incluidos en el Anexo 4 se obtiene lo siguiente:

(Miles de B/. / km)			
	Costo 230 kV	Costo 500 kV	Variación (%)
Aisladores y herrajes	46.92	87.23	85.91
Conductores y accesorios	116.78	96.31	-17.52
Torres y accesorios	219.17	246.63	12.52

Se comparan los costos para una línea de transmisión en doble circuito con conductores similares (costos de la página 9 vs costos de la página 7) obteniendo unas variaciones al alza en los distintos rubros. ¿Cuál es el impacto en el costo estimado de construir la línea desde un inicio en un aislamiento para operar a 500 kV versus la misma línea en aislamiento de 230 kV?

- **Plan Indicativo de Generación**

- De la Tabla 3.2 verificar la capacidad instalada de Gas Natural Atlántico, la cual según el resuelto primero de la Resolución AN No. 9917-Elec de 5 de mayo de 2016 con la cual se otorga licencia definitiva a favor de la empresa Gas Natural Atlántico, S. de R.L., para la construcción y explotación de una planta de generación de energía eléctrica denominada Costa Norte es de 381 MW de capacidad instalada. De la misma manera, ETESA tendrá que verificar la capacidad instalada de las centrales contenidas en la tabla con las resoluciones que otorgan licencias definitivas y/o concesión.
- Según la nota MIPRE-2022-0009515 de 15 de marzo de 2022, la SNE envía a ETESA el documento Definición y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2036, este documento señala lo siguiente: “En este plan, deben incluirse proyección de líneas de transmisión adicionales de Panamá a Chiriquí, de Colón a Bocas del Toro por la costa Atlántica y de Colón a Panamá”. El Plan presentado no detalla cómo se le da respuesta a lo solicitado por la SNE. Esto debe ser incluido en el PESIN 2022.
- El documento denominado Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2022-2036, página 23, dice que “...para los tres escenarios alternativos, son un poco menores en el corto plazo con respecto a los estimados presentados en el PESIN del año anterior, debido a la desaceleración de la economía nacional...”, visto esto es conveniente verificar este impacto tanto en la necesidad actual como en la posposición de proyectos con costos elevados como la cuarta línea de transmisión.
- Verificar la tabla 2.2 del documento Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2022-2036, en lo correspondiente a Minera Panamá puesto que se registra una demanda máxima de 325.30 y la máxima registrada según información del SCADA del CND es de 300.26 MW el 22 de abril de 2022; además la última



columna hay que corregirla ya que indica Total cuando en realidad es la demanda máxima.

- En el documento denominado Tomo II – Plan Indicativo de Generación 2022-2036, página 23, indica que el Plan de Expansión de Generación debe garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia a costo mínimo traído a valor presente cumpliendo con los criterios de confiabilidad y calidad de suministro conforme al artículo 67 del Texto Único de la Ley 6. El 7 de julio de 2021 se publica en la Gaceta Oficial No. 29325-A el nuevo Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, por lo que el artículo al que se tiene que hacer referencia es el 68, de igual forma la nota 1 de esta misma página se tiene que corregir, teniendo en cuenta que se hace referencia al artículo 81.
- En la página 27, del Tomo II, se escribe “HIDOELÉCTICAS” hacer la corrección.
- En la página 63, del Tomo II, se hace referencia a que algunos proyectos no fueron considerados porque no tenían la conducencia de aguas de la ANAM, debe cambiarse y decir Ministerio de Ambiente (MIAMBIENTE).
- Especificar las unidades de los costos de las tablas de escenarios y sensibilidades, puesto que no se muestran.
- Se contempla en el escenario tendencial la entrada del proyecto hidroeléctrico Changuinola II para enero de 2030. En ese sentido el artículo 76 del Reglamento de Transmisión en sus literales b), c), g) y j) da los lineamientos metodológicos a considerarse en el Plan Indicativo de Generación y establece que el plan de corto plazo no podrá depender de generación que no haya comenzado su ejecución y también remite a los análisis de riesgo que no son incluidos en el PESIN objeto de estudio.

Por otra parte, el referido artículo del Reglamento de Transmisión dispone que: *“las obras propuestas deberán verificarse en forma individual respecto de sus beneficios evaluándose económicamente desde el punto de vista de las mejoras que producen al Sistema de Transmisión respecto de la situación sin proyecto. Los indicadores a utilizar deberán basarse principalmente en los beneficios por confiabilidad (adecuación y seguridad), reducción de pérdidas y reducción del costo de la energía en el mercado para los clientes finales.”* Estos aspectos no están contenidos en el PESIN 2022, por lo que solicitamos a ETESA que los incluya, debido principalmente a la incertidumbre en la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica Changuinola II y que la cuarta línea de transmisión en este plan está contemplada para entrar en operación en el horizonte de corto plazo.

- La tabla 4.7 Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica contenida en el Tomo II Plan Indicativo de Generación incluye el proyecto Gas to Power Panamá con una capacidad de 441 MW, no obstante, en los escenarios analizados no aparece con fecha de entrada en operación dentro del horizonte de estudio del plan de expansión. Dada la magnitud, importancia e incluso compromisos comerciales de este proyecto en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá, ETESA debe aclarar si el mismo no entra dentro de la optimización que se realiza en el Plan Indicativo, si entra posteriormente al horizonte de estudio o las razones por las cuales no se considera.
- El gráfico 7.6 muestra el Costo Marginal de la sensibilidad 1; sin embargo, en la leyenda dice Esc. Tendencial+con Sinolam lo que es incorrecto, lo mismo aplica para el resto de los gráficos de los costos marginales de las sensibilidades.
- Se recomienda que los gráficos de exportación-importación (como por ejemplo el gráfico 7.18) utilicen la convención adoptada por Panamá y el resto del MER, es decir si el flujo neto es exportación éste debe ser positivo y si es importación el flujo neto es negativo.
- Plan de Expansión del Sistema Principal de Transmisión
  - El gráfico 5.2 Plan de Generación Escenario de Referencia del documento Tomo III – Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2022, expone que en el año 2029 entran 89.98 MW de plantas solares ubicadas en Santiago provincia de Veraguas, en 2030 entran 51.75 MW de centrales eólicas ubicadas en Penonomé provincia de Coclé y 228.46 MW de hidroeléctricas que corresponden a la central Changuinola II, para 2031 no entra generación y para lo que resta del horizonte de estudio del PESIN 2022 no es apreciable la entrada en operación de proyectos en el área de influencia de la cuarta línea de transmisión. ¿Los proyectos antes mencionados son los que sustentan la cuarta línea de transmisión?, en su defecto se debe listar ¿cuáles son los proyectos que sustentan la cuarta línea?
  - En el capítulo 6 Análisis del Sistema de Transmisión de Corto Plazo, se señala lo siguiente: *“El año 2023 se considera el año crítico de este (sic) restricción ya que no (sic) habría suficiente generación en la zona para disminuir el flujo entre Panamá y Cáceres”*. Teniendo en cuenta que el proyecto Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 kV tiene como fecha de entrada en operación el 28 de febrero de 2023, ¿aún con este proyecto se mantienen las restricciones entre las subestaciones Panamá y Cáceres para 2023?
  - El Capítulo 7 del documento Tomo III – Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2022, es contentivo del Plan de Expansión de Corto Plazo, que a

su vez incluye el proyecto Adición de Transformador T2 S/E San Bartolo 230/115/34.5 kV, cuya subestación San Bartolo fue originalmente concebida como proyecto estratégico, ergo este transformador debe tener el mismo tratamiento.

- El proyecto denominado Línea Costa Norte – Torre 4 230 kV, se tiene que retirar del Plan de Expansión de Corto Plazo, consecuencia de que en las Resoluciones AN No. 17766-Elec de 6 de julio de 2022 y AN No. 17944-Elec de 19 de octubre de 2022, es considerado como parte del Plan de Conexión.
- Es observable que se adelanta en un mes la fecha de entrada en operación del proyecto denominado Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 kV (operada inicialmente a 230 kV) y se incrementa el costo total en B/. 148,729,000.00 respecto al PESIN 2020 válido también para 2021. Debido a esto y en cumplimiento del artículo 64 del Reglamento de Transmisión que expresa que:

“ ...

*(i.3) Los costos que deben ser considerados para el PEST deben ser aquellos que aseguran que las obras y su operación se realizan de manera eficiente. El costo de una expansión del Sistema de Transmisión, será la suma de los costos de adquisición e instalación de sus componentes, de acuerdo con valores o precios de mercado, según se establece en el Régimen Tarifario contenido en el presente Reglamento. En la medida de lo posible, los componentes de instalaciones se valorizarán conforme su costo puesto y habilitado en terreno, de acuerdo a su costo de adquisición y a los costos de las tareas propias del proyecto de habilitación de la expansión. Conforme su naturaleza, los componentes de un tramo se clasificarán en componentes importados y nacionales, debiendo especificarse en cada caso, y según proceda la siguiente división: precio de adquisición (FOB o nacional), costo de transporte, seguros, costos de internación (cuando corresponda), flete y costo de bodega, flete a obra, costos de ingeniería, mano de obra asociada a la instalación o construcción, otros materiales, gastos generales, bienes intangibles, intereses durante la construcción, otros gastos asociados a la habilitación y/o reposición de componentes, capital de explotación. Para la determinación de los precios de componentes de instalaciones, **ETESA deberá basarse en antecedentes de los últimos años de costos reales de obras, licitaciones y deberá efectuar un estudio de mercado, debiendo optar por los precios más económicos sin degradar el estándar de calidad de componentes normalmente usados en el país, y teniendo presente las condiciones de calidad de servicio y seguridad a que se refiere el presente Reglamento.** Para ello ETESA deberá solicitar el mejor nivel de desagregación a los proponentes que participen en sus licitaciones. Si no es posible obtener este tipo de desagregación podrán utilizarse los costos que resulten de los procesos competitivos, sin embargo ETESA justificará los valores utilizados comparándolos con las alternativas más onerosas que no*

*utilizó. Los costos deberán considerar las indicaciones de eficiencia que apruebe la ASEP en cada revisión tarifaria. (Énfasis suplido).*

...

ETESA debe presentar el estudio de mercado realizado y que contenga la comparativa de costos de la cuarta línea de transmisión, con la finalidad de sustentar el aumento de costos.

- El PESIN 2020 incluye el proyecto Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 kV en el horizonte de largo plazo; ahora en la ventana de corto plazo del PESIN 2022 se incorpora el proyecto Aumento de Capacidad Línea Panamá – Panamá 3 230 kV sustentado en que se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 kV entre Panamá – Panamá III por el alto aporte de generación renovable de occidente; adicional se aduce que debido a problemas de servidumbre en esta área, se ha estipulado que el refuerzo se pueda dar reemplazando ambos circuitos existentes.  
Considerando que se trata de un proyecto que no está construido, ni licitado y que se adelanta su fecha de entrada en operación en 3 años, no es necesario renombrarlo; se debe indicar en la descripción las características del proyecto e incluir si va a seguir siendo una línea subterránea o cambia a una línea aérea.
- El Análisis de Atraso de la Segunda Fase de la Cuarta Línea de Transmisión contiene el Gráfico 8.38 Generación Instalada con y sin 4LT en 500 kV (2030-2036); sin embargo, en la descripción se hace mención del Gráfico 8.1.
- Los Anexos 8, 9, 10, 11 y 12 deben agregarse en los capítulos correspondientes del documento Tomo III – Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2022, tal como estipula el artículo 75, literales o) y p) del Reglamento de Transmisión en donde se especifica que debe ser tomado en cuenta como anexo.
- Debido al alto costo que representa el proyecto denominado Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 kV (operada inicialmente a 230 kV) y al impacto que éste tendrá y que impactará en el precio que tendrán que pagar los Usuarios del Sistema de Transmisión y que se verán reflejados en la Tarifa de los Clientes Finales, es necesario que se actualicen los estudios que justifican la necesidad de dicha línea y el momento más adecuado tanto para su entrada en operación, como para la elevación del voltaje de operación. Los estudios también deben considerar y demostrar si la opción mencionada es la mejor o en su lugar es más conveniente para el sistema, el construir la infraestructura en 500 kV desde el primer momento o si, por el contrario, es más conveniente construirla y mantenerla operando en 230 kV, esto en cumplimiento de lo dictaminado en el resuelto quinto de la Resolución AN No. 17766-Elec de 6 de julio de 2022 que aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2020.

- **No han sido adjuntados los unifilares correspondientes al estado N y N-1 ni en el corto ni en el largo plazo. Sólo se han adjuntado los reportes de flujo visibles en el Anexo 4. Se deben agregar tanto los unifilares con obra (proyecto recomendado), así como los unifilares sin el proyecto recomendado para poder verificar la presencia de la condición que da origen al proyecto. Los unifilares correspondientes a los estados de red N-1 también deben ser incluidos dando cumplimiento al artículo 89 del Reglamento de Transmisión.**
- 
- 
-

Panamá, 14 de octubre de 2022  
VPER-220-22

Ingeniero  
**Carlos Mosquera Castillo**  
Gerente General  
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)  
Ciudad. -

Estimado Ingeniero Mosquera:

Con la presente damos respuesta a la comunicación ETE-DI-GPL-194-2022 de 26 de septiembre de 2022 mediante la cual solicita a ENSA observaciones o comentarios al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2022 (PESIN 2022), puesto a disposición de los Agentes en cumplimiento del Artículo 78, literal c) del Reglamento de Transmisión.

Atentamente,

  
**SANTIAGO DÍAZ GUTIÉRREZ**  
Presidente Ejecutivo Encargado y Apoderado General

Adjunto lo indicado

DIRECCIÓN		A	I	DIRECCIÓN		A	I
G. GENERAL				INGENIERÍA			✓
ACTIVOS				USERO			
RIESGOS				GAP			
AUDITORIA				QSE			
COMERCIAL				GRAB CIVILES			
CND				PLANIFICACIÓN			✓
DOM				LEONJ			
FINANZAS				RRHH			
COMPRAS				SERV. CORP.			
SEGURO				IMAGEN			
HIDROMET				MEJORAS CONT.			
				SERV. GEN.			
				TECNOLOGÍA			
FECHA:							

ETESA  


OCT 14 2022 1:45PM

Síguenos como ENSA Panamá



www.ensa.com.pa





# ENSO

Grupo **epm**<sup>®</sup>

**COMENTARIOS AL DOCUMENTO “PLAN DE  
EXPANSIÓN DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL 2022”**

**OCTUBRE 2022.**

*ANEXO NOTA VPER-220-22*



## CONTENIDO

<b>1. TOMO III - PLAN DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>3</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO.....</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO.....</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 8: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO .....</b>	<b>5</b>
<b>CAPÍTULO 10: INTERCONEXIONES REGIONALES.....</b>	<b>5</b>
<b>ANEXO 1.....</b>	<b>5</b>
<b>2. COMENTARIOS GENERALES.....</b>	<b>6</b>



## 1. TOMO III – PLAN DE TRANSMISIÓN

---

### ANEXOS

- Página de referencia: “Página No. 8”

**Comentario:** Revisar los números de los anexos respecto a las carpetas y documentos donde se encuentran los archivos ya que los mismos no coinciden.

Adicional, se recomienda verificar el formato utilizado en diferentes anexos. Existe inconsistencia en el formato utilizado para títulos y subtítulos (negrita, subrayado, tipo de letra, viñetas). Unificar formatos.

### CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

- Página de referencia: “Página No. 54”

**Comentario:** Se indica que se propone limitar la generación conectada a la Subestación Sabanitas a 518 MW. Solicitamos que se coloque cómo este escenario afecta la reserva de reactivo en la futura Subestación Sabanitas 230 kV.

### CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

- Páginas de referencia: “Página No. 69” y “Página No. 81”

**Comentario:** Aclararnos si los trabajos realizados en el patio de la Subestación Cáceres con la adición del interruptor y sus equipos asociados en 2023 no interfieren en la nueva Subestación GIS en 2025. Es decir, si ese interruptor de la nueva línea Cáceres–Panamá estará en patio y no sufrirá adecuaciones en 2025.

- Página de referencia: “Página No. 77”

**Comentario:** Indicarnos la localización geográfica para la nueva Subestación Chepo y si ya se tiene comprado el terreno. Adicional, solicitamos un plano con el arreglo y distribución preliminar de la infraestructura a colocar para analizar las adecuaciones a realizar por ENSA.

- Página de referencia: “Página No. 78”

**Comentario:** Indicarnos si el costo del proyecto nueva Subestación Chepo contempla la extensión y/o adecuaciones de las líneas de Bayano hasta la nueva Subestación Chepo. Por otro lado, en el esquema del proyecto mostrado no queda claro cómo se interceptarían las líneas 230-1B y 230-2B dado que geográficamente Chepo se ubica entre las subestaciones Pacora y Bayano.





## 2. COMENTARIOS GENERALES

- i. Con relación al documento "Respuesta a Comentarios y Observaciones al Tomo I y II del PESIN 2022-2036" (relacionados con la nuestra Nota: VPER-163-22), ubicado en la carpeta compartida denominada "TOMO II - PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN, para el punto 9 notamos lo siguiente:

COMENTARIO ENSA	RESPUESTA ETESA
<p>Solicitamos incluir en la sección de Criterios de Seguridad y Confiabilidad, u otra sección que considere ETESA, aspectos a tomar en cuenta para mitigar afectaciones a terceros cuando un agente presenta una contingencia. Lo anterior, atendiendo a la máxima contingencia simple que es capaz de soportar el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y siguiendo criterios análogos a los utilizados por el CND, con lo cual el agente deberá incorporar las medidas de mitigación básicas.</p> <p>Esto se hace necesario ya que a la fecha las medidas de mitigación se definen con posterioridad a la ejecución de las inversiones, y muchas veces implican desarrollar un esquema especial de desconexión de carga (situación que afecta a clientes de la distribuidora) para mitigar los efectos sin que ello signifique la corrección de las causas.</p> <p>Debemos destacar que, a la fecha, y siguiendo los criterios utilizados por el CND, no es posible utilizar el mismo circuito (grupo de clientes) en dos esquemas distintos para asegurar la seguridad del SIN. Lo anterior, se hace particularmente complejo y actualmente estamos al límite, cuando se limitan los circuitos a aquellos que no presentan cargas sensibles, por ejemplo: hospitales.</p> <p>La intención de incluir/desarrollar tales criterios sería dar a formalizar que cualquier agente cuya integración al SIN implique alguna afectación intolerable para el SIN (como lo sería un apagón total), deberá incorporar una medida de mitigación.</p> <p>A manera de ejemplo señalamos que se desarrolló hace años un esquema especial para soportar el disparo de un generador que estaba conectado al SIN mediante un solo circuito. En este sentido, a futuro este tipo de inversiones debe tener presente que, si se desea conectar al SIN, no deberá afectar a terceros, y será responsable de las medidas de mitigación (en este caso sencillo sería conectarse a través de un doble circuito).</p>	<p>Según el Texto Único de la ley 6 de 1997, Título II, Capítulo I, Artículo 7, La definición de las políticas y criterios para la expansión del sistema son determinados por la Secretaría Nacional de Energía, El documento "Tomo I - Anexo - 5 Definición de las Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022", remitidos a ETESA mediante Nota No. MIPRE-2022-0009515 fechada 15 de marzo de 2022, no es un documento elaborado por ETESA.</p> <p>Su sugerencia será comunicada a la Secretaría Nacional de Energía para que sea tomada en cuenta, en futuros planes de expansión.</p>

Reiteramos que la realidad operativa requiere se consideren aplicar criterios como lo sugerido por ENSA. De otro lado nos permitimos referenciar el Reglamento de Transmisión el cual establece en la SECCIÓN VI.1.1 : CRITERIO DE SEGURIDAD:

*"Artículo 89 El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio n-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.*

*Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor." (el subrayado es nuestro)*

Si bien se establece que es admisible la aplicación de la desconexión de demanda por medios automáticos, en este particular debemos señalar que tal como expresa el artículo precitado esto debe pasar por un proceso de validación/análisis, que tomando en cuenta el proceso de aprobación del PESIN 2022 es necesario cubrir estos aspectos en el informe.

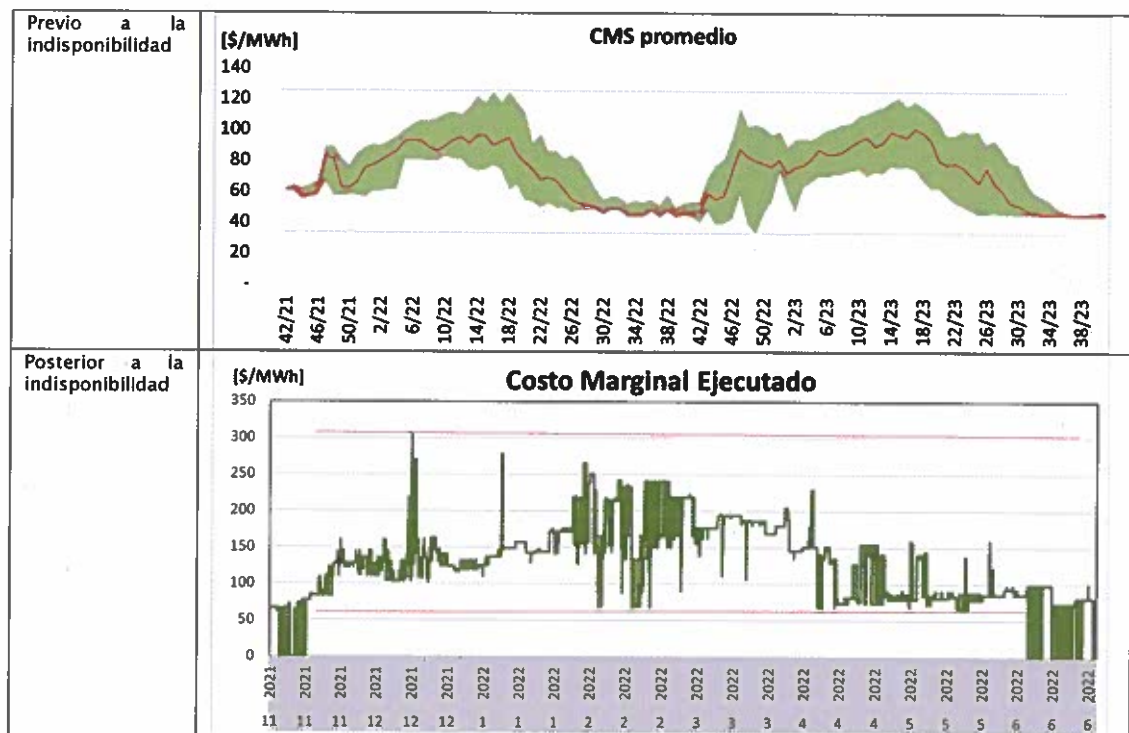
- ii. Con relación al documento "Respuesta a Comentarios y Observaciones al Tomo I y II del PESIN 2022-2036" (relacionados con la nuestra Nota: VPER-163-22), ubicado en la carpeta compartida denominada "TOMO II - PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN, le indicamos lo siguiente:

Para los comentarios 3, 13, 14, 15, 16, 18, y 19, favor indicarnos ¿a qué se refiere con la respuesta de que se incluirá en la próxima revisión del Plan de Expansión? Solicitamos se incluyan en esta revisión.

- iii. En cuanto a la proyección de demanda, ETESA señala: "Los resultados obtenidos de las proyecciones de demanda se realizan con la información disponible en el momento. A su vez, se debe recordar que estas proyecciones, que se muestran en el Gráfico 1. 1 y 1. 2, no consideran Minera Panamá, para la cual se considera una demanda 238.75 MW, ni ACP."



En vista de los hechos presentados durante el año 2021 que afectaron el primer semestre 2022, y cuyos efectos se pueden validar con los precios del mercado ocasional, los cuales aumentaron drásticamente producto de la indisponibilidad de la central a carbón propiedad de Minera Panamá, se recomienda se revise la proyección integrando al menos a Minera Panamá en el estudio de forma real. Debajo se muestra que la planificación del CND estimó precios dentro de un rango entre 40 \$/MWh hasta 120 \$/MWh. Sin embargo, la realidad producto de la indisponibilidad sumado a otros factores, implicó que los precios superaran los 300 \$/MWh.



**Comparación del planeamiento contra la operación real.**

El criterio utilizado por ETESA "le indicamos que la forma de modelar el auto generador Minera Panamá considera tanto su consumo y autoproducción total, por lo cual el efecto neto" no representa la realidad en virtud que se debe representar al generador con sus características (mantenimiento, tasa de salida forzada, etc.). En atención a la experiencia, es que se solicita mejorar la representación de los Autogeneradores para representar sus generadores y sus demandas.