GACETA OFICIAL
REPÚBLICA DE PANAMÁ
GOBIERNO NACIONAL
DIGITAL

Año CXXI **Panamá, R. de Panamá viernes 22 de julio de 2022** **N° 29584**

CONTENIDO

AUTORIDAD MARITIMA DE PANAMA

Resolución Administrativa N° 176-2022
(De jueves 30 de junio de 2022)

POR LA CUAL SE LE ADSCRIBEN FUNCIONES DE DIRECTOR DE ASESORÍA LEGAL ENCARGADO, A UN SERVIDOR DE LA AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ.

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 17753-Elec
(De martes 05 de julio de 2022)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA MODIFICACIÓN A LA METODOLOGÍA DE DETALLE A APLICAR CUANDO HAY GENERACIÓN OBLIGADA (MGO).

Resolución AN N° 17766-Elec
(De miércoles 06 de julio de 2022)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2020, PRESENTADO POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

CONSEJO MUNICIPAL DE DONOSO / COLÓN

Acuerdo N° 1
(De miércoles 06 de julio de 2022)

POR MEDIO DEL CUAL SE DESGLOSA LA PARTIDA 582 DENOMINADA "REMANENTE 2021-JUNTAS COMUNALES-..." Y "PROYECTOS 2022-..." QUE ESTABAN PENDIENTE DE CONSULTAS CIUDADANAS, DESCRITA EN EL ACUERDO MUNICIPAL NO. 18 DEL 9 DE FEBRERO DE 2022, QUE APRUEBA EL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN ANUAL DE VIGENCIA FISCAL 2022, PARA EL MUNICIPIO DE DONOSO, FINANCIADO CON LOS APORTES DEL IMPUESTO DE BIENES INMUEBLES".

CONSEJO MUNICIPAL DE SANTIAGO / VERAGUAS

Acuerdo Municipal N° 06
(De martes 07 de junio de 2022)

POR MEDIO DEL CUAL EL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SANTIAGO MODIFICA Y APRUEBA EL ARTÍCULO SÉPTIMO DEL ACUERDO MUNICIPAL NO.14 DEL 21 DE SEPTIEMBRE DE 2021, CON NÚMERO DE GACETA 29386-A, DEL 29 DE SEPTIEMBRE DE 2021 DEBIDO A CAMBIO DE PROYECTO.

CONSEJO MUNICIPAL DE SAN MIGUELITO / PANAMÁ

Acuerdo N° 57
(De martes 17 de mayo de 2022)

POR MEDIO DEL CUAL SE CREA LA BANDA DE MÚSICA PROTOCOLAR DEL MUNICIPIO DE SAN MIGUELITO.

Acuerdo N° 58
(De martes 17 de mayo de 2022)

POR MEDIO DEL CUAL, SE APRUEBA LA EXONERACIÓN COMPLETA DE MULTA POR LA NO PRESENTACIÓN DE LA DECLARACIÓN JURADA DE INGRESOS A FAVOR DE LA SEÑORA JENNIFER ROMERO.

AVISOS / EDICTOS

RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA No.176-2022
(De 30 de junio de 2022)

Por la cual se le adscriben funciones de Director de Asesoría Legal Encargado, a un servidor de la Autoridad Marítima de Panamá.

EL ADMINISTRADOR de la **AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ,**
En uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que el Licenciado **RAÚL HORACIO GUTIÉRREZ FLORES**, con cédula de identidad personal No. 6-706-728, quien desempeña según la estructura de personal vigente el cargo de Director de Asesoría Legal, en la posición No.26.

Que al Licenciado **GUTIÉRREZ,** se le adscriben funciones como Secretario General Encargado, por adscripción de la titular como Administradora de la Autoridad Marítima de Panamá Encargada del 04 de julio de 2022 al 08 de julio de 2022.

Que mientras el titular desempeñe el cargo de Secretario General Encargado, es necesario adscribirle las funciones de Director de Asesoría Legal Encargado, a un servidor de la institución.

RESUELVE:

ARTÍCULO PRIMERO: Adscribir funciones de Director de Asesoría Legal Encargado, al Licenciado **ILDEFONSO SUIRA FRANCO**, con cédula de identidad personal No. 8-726-113, quien desempeña según la estructura de personal vigente el cargo de Sub-Director de la Oficina de Asesoría Legal, en la posición No.1261.

ARTÍCULO SEGUNDO: La presente Resolución rige del 04 de julio de 2022 al 08 de julio de 2022.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en la ciudad de Panamá, a los treinta días del mes de junio de dos mil veintidós.

NORIEL ARAÚZ V.
Administrador de la Autoridad Marítima de Panamá

PANAMÁ
AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ
CERTIFICO QUE TODO LO ANTERIOR ES FIEL COPIA DEL ORIGINAL
PANAMÁ 30 de Junio de 2022.
Secretaría General

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 17753-Elec **Panamá,** 5 **de** julio **de 2022**

"Por la cual se aprueba la modificación a la Metodología de Detalle a aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO)"

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;

2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;

3. Que el artículo 60 del Texto Único de la referida Ley 6 establece que la Operación Integrada es un servicio de utilidad pública que tiene por objeto atender, en cada instante, la demanda en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), 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 y la misma está a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND), dependencia de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA);

4. Que el artículo 61 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997 señala las funciones de la Operación Integrada, las cuales deberán realizarse ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación;

5. Que mediante Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones, esta Autoridad Reguladora aprobó las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad, en adelante Reglas Comerciales, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;

6. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales establece que la implementación de dicha norma se realizará a través de Manuales Detallados de Procedimiento, denominados **Metodologías de Detalle**, los cuales serán desarrollados por el CND con el apoyo del Comité Operativo y la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia, así como evitar conflictos de interpretación;

7. Que el numeral 15.4.1.7 de las referidas Reglas Comerciales indica que el procedimiento para elaboración o ajuste y aprobación de una Metodología es el siguiente:

   7.1. "Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el CND, quien puede solicitar apoyo al Comité Operativo. Una vez se tengan las propuestas, las mismas deberán ser presentadas al Comité Operativo mediante un informe que incluya su justificación y las reglas cuyo detalle implementa.

   7.2. El Comité Operativo tendrá un plazo no mayor de 20 días calendario después de recibido el informe del CND para aprobar, modificar o rechazar las propuestas, lo cual hará a través de un Informe de Metodología que será remitido al CND. Excedido este plazo sin que se presente el referido informe, se entenderá que el Comité Operativo está de acuerdo con la propuesta del CND.

   7.3. El CND, en un plazo no mayor de 7 días calendario después de recibido el informe del Comité Operativo, remitirá a la ASEP el Informe Final de Metodología, el cual incluirá el informe del Comité Operativo y las observaciones y/o comentarios que tenga a dicho informe."

8. Que esta Autoridad Reguladora, mediante la Nota DSAN No.2093-2021 de 31 de agosto de 2021, advirtió que la Metodología a aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO), requería una actualización, toda vez que está no contempla todas las situaciones que ocurren en tiempo real, y en el Mercado Mayorista de Electricidad; por lo que se le solicitó al CND que realizar una revisión integral a dicha Metodología;

9. Que en respuesta, el CND remitió la Nota ETE-DCND-GNP-033-2021, de fecha 20 de septiembre de 2021, en la cual resaltaron aspectos adicionales, con respecto a la solicitud de esta Autoridad Reguladora, y en ese sentido solicitaron aclaración a ciertos puntos detallados en la nota arriba citada;

10. Que mediante la Nota DSAN No.2354-2021 de 28 de septiembre de 2021, esta Autoridad Reguladora, aclara los puntos indicados y le solicitó al CND que revisara la Metodología que nos ocupa de forma integral, sin limitarse únicamente a los aspectos indicados en la Nota DSAN No. 2093-2021 de 1 de septiembre de 2021;

11. Que mediante Nota No. ETE-DCND-GNP-50-2021 de 9 de diciembre de 2021, el CND presentó a la ASEP el Informe Final de Metodología No. CND-04-2021, cumpliendo con lo establecido en el numeral 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales, cuya posición final y recomendación es aprobar el Anexo A del Informe de Metodología, el cual a su criterio, es una versión mejorada de la propuesta original y que según el CND abarca todos los temas que la ASEP solicitó revisar; y que adicional contiene otros temas que surgieron de los debates en las diferentes reuniones que complementaron la revisión integral a la Metodología MGO;

12. Que esta Autoridad luego de recibir la nota ETE-DCND-GNP-50-2021, remitió al Comité Operativo la Nota DSAN-831-2022 calendada 25 de marzo de 2022, indicando que después de evaluar la propuesta de modificación de la Metodología MGO y considerando que esta Autoridad participa en la sesiones de Comité Operativo en calidad de observador, se concluye que lo solicitando en las Notas DSAN-2093-2021 de 31 de agosto de 2021, DSAN-2256-2021 de 17 de septiembre de 2021 y DSAN-2354-2021 de 28 de septiembre de 2021, no fue

atendido en su totalidad; debido a ello, ASEP, presentó modificaciones al Anexo A del Informe Final de Metodología a aprobar y que se mencionan a continuación:

1. Eliminar el MGO1.3.6. Por Seguridad de la Operación (B)
2. Eliminar el MGO.7 Generación Obligada por Seguridad Operativa de la Operación (MGO.1.3.6)
3. Eliminar del MGO 9.5.1, solo lo referente a la descripción de la obligada (B)

Por lo que con la finalidad de cumplir con lo plasmado en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, esta Autoridad sometió a consideración del Comité Operativo las modificaciones propuestas;

13. Que en paralelo se envió la Nota DSAN-832-2022 de 25 de marzo de 2022, mediante la cual, se informa al CND del contenido de la Nota DSAN-831-2022 y adicional se indica que se le dará seguimiento a lo plasmado originalmente en la Nota ETE-DCND-GNP-33-2021 en lo referente a la consultoría que el CND aspira a realizar y de cuyos resultados podrían derivarse en otras modificaciones a la Metodología MGO;

14. Que mediante Nota CO-05-2022 de 1 de abril de 2022, el Comité Operativo informa a esta Autoridad Reguladora que fue analizado el contenido de la Nota DSAN-831-2022, considerándolo válido; pero por la complejidad del caso, presentaron algunas observaciones;

15. Que con la Nota ETE-DCND-GNP-101-2022 calendada 5 de abril de 2022, el CND envía algunas observaciones adicionales como operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN), entre los que se destaca la siguiente:

> *"**Con relación al manejo de generación no convencional ante cambios en la disponibilidad de su recurso primario, es de su conocimiento y aceptación que existe un alto grado de variabilidad de estos recursos primarios que afectan la operación del SIN. En la operación en tiempo real cuando se dan variaciones, en ocasiones el CND procede a utilizar generación fuera de mérito para cubrir variaciones y garantizar la operación segura y confiable del SIN. Constituyendo esto un requerimiento adicional de reserva de regulación secundaria para afrontar un adecuado control del balance Carga – Generación**. Cabe mencionar que, a nivel regional, en el MER, Panamá es uno de los países que presenta un adecuado cumplimiento de los criterios de desempeño (CPS1 y CPS2), lo cual es reflejo de un adecuado margen de Regulación secundaria de frecuencia, como se muestra en los siguientes cuadros cuyos valores reflejan el seguimiento que sobre estos indicadores da el Ente Operador Regional (EOR)".* (Énfasis suplido).

16. Que el numeral 15.4.1.8 de la Reglas Comerciales establece que:

> *"Corresponde a la ASEP aprobar sin modificar, aprobar con modificaciones o rechazar la(s) propuesta(s) que presente(n) en el Informe Final de Metodología. En caso de que la ASEP modifique lo propuesto en dicho informe, remitirá al Comité Operativo las modificaciones que a juicio de la ASEP son necesarias incluir, para que dicho Comité Operativo en un plazo no mayor de 7 días calendario, remita sus comentarios a las mismas. La resolución que emita la ASEP para aprobar las propuestas presentadas, indicará la fecha de entrada en vigencia de la nueva metodología o de las modificaciones existentes".*

17. Que una vez cumplido con lo dictaminado en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, advertimos lo siguiente;

17.1. Únicamente se está aprobando el Anexo A denominado "Versión Final de la Metodología a aprobar", con las modificaciones que se detallan a continuación:

1. Se elimina el numeral MGO1.3.6. Por Seguridad de la Operación (B)
2. Se elimina el numeral MGO.7 Generación Obligada por Seguridad Operativa de la Operación (MGO.1.3.6)
3. Se elimina del numeral MGO 9.5.1, sólo lo referente a la descripción de la obligada por Seguridad de la Operación (B).

17.2. Es preciso indicar, que el CND cuenta con las herramientas informáticas necesarias para hacer la diferenciación entre la generación adicional a la programada y que es requerida por la demanda y aquella generación que se hace necesaria para afrontar variaciones de generación, que se presenten o pueda puedan presentar en tiempo real y que afecten la frecuencia.

17.3. Es del conocimiento del CND la existencia de generación que es necesaria para afrontar variaciones de las energías renovables no convencionales y que lo han manifestado en la nota ETE-DCND-GNP-101-2022 calendada 5 de abril de 2022.

17.4. En atención a lo anterior, es imperativo resaltar la definición que se enmarca en el artículo 6 del Reglamento de Transmisión, sobre la *calidad del servicio,* la cual es del tenor siguiente:

> "*Calidad de servicio: Atributo de un sistema eléctrico determinado conjuntamente por:*
> • *La calidad del producto eléctrico entregado a los usuarios del sistema y que está referido a la magnitud de la tensión y la frecuencia y la contaminación de la tensión instantánea de suministro;*
> • *La calidad del suministro eléctrico entregado a los usuarios del sistema y que está referido a la frecuencia, la profundidad y la duración de las interrupciones de suministro;*
> • *La calidad de servicio comercial entregado a los usuarios del sistema en su relación comercial". (El subrayado es nuestro)*

17.5. Se colige de la definición arriba, que la calidad del servicio debe aplicarse, tanto en **la tensión como a la frecuencia, y debe identificarse a los responsables**, por lo que en la próxima revisión de la Metodología MGO, se deben hacer las adecuaciones pertinentes, con el propósito que la generación *que se hace necesaria para afrontar variaciones de generación que se presenten en tiempo real y que afecten la frecuencia,* sea categorizada explícitamente en la generación obligada Tipo C, con responsabilidades a quien o quienes le(s) corresponda.

17.6. Con respecto, a la generación requerida para cumplir con los criterio de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la normativa regional, el CND debe identificar claramente a los responsables de las desviaciones para la correspondiente asignación de la generación obligada como Tipo A (responsable de la Demanda) y/o Tipo C (otros agentes);

18. Que de acuerdo, a lo establecido en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, corresponde a la ASEP aprobar, modificar o rechazar la propuesta incluida en el Informe Final de la **"Metodología de Detalle para Aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO)"**;

19. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar todos los comentarios del Centro Nacional de Despacho y del Comité Operativo, así como la propuesta de modificación presentada, concluye que la misma debe ser ajustada, por lo que se le han hecho los cambios correspondientes, considerando que así la misma cumple con los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR la Metodología de Detalle a aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO), cuyo texto unificado se transcribe en el **ANEXO A** de la presente Resolución, mismo que contiene las modificaciones indicadas en el Considerando 18.1 de la presente resolución, el cual forma parte integral de la misma, y entrará en vigencia a partir del **1 de enero de 2023**.

SEGUNDO: ORDENAR al Centro Nacional de Despacho (CND), que presente una propuesta modificación a la Metodología de Detalle a aplicar cuando hay Generación Obligada (MGO), que sea consecuente con la eliminación de la generación obligada tipo B y la reasignación dentro de los tipos correspondientes, que incluya lo referente a:

1. La generación adicional a la programada y que es requerida por la Demanda; y;
2. Aquella generación que se hace necesaria para afrontar variaciones en la generación que se presente o puedan presentar en tiempo real y que afecten la frecuencia.

TERCERO: ADVERTIR al Centro Nacional de Despacho (CND) que la modificación a que hace referencia el **RESUELTO SEGUNDO** de la presente Resolución debe ser presentada al Comité Operativo, a más tardar el 15 de agosto de 2022, y tramitarse conforme lo establece el numeral 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad.

CUARTO: COMUNICAR que esta Resolución rige a partir de su publicación.

Fundamento de Derecho: Ley No.26 de 29 de enero de 1996 y sus modificaciones; Texto Único de la Ley No.6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones y demás disposiciones concordantes.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

En Panamá a los siete (7) días

Del mes de julio **de** 2022

A las 9:21 **de la** mañana

Notifico al Sr. Victor Gonzalez **de la**

Resolución que antecede, **con** fundamento **en la**

Resolución No.1675-ADM del 25 de marzo de 2020

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.
Dado a los 08 días del mes de julio de 20 22

FIRMA AUTORIZADA

METODOLOGÍA A APLICAR CUANDO HAY GENERACIÓN OBLIGADA

(MGO.1) **DEFINICIÓN Y GENERALIDADES**

(MGO.1.1) **Generación Obligada** es aquella que se produce por motivos distintos al Despacho Económico, alterando el orden de entrada de las unidades generadoras de acuerdo a los criterios de despacho económico. La generación obligada se presenta debido a restricciones de diferente índole en el sistema, las cuales obligan al CND a incorporar otros generadores a la operación integrada para mantener los requisitos técnicos de una operación del sistema en forma confiable, segura y de calidad.

(MGO.1.2) La generación obligada resultante siempre deberá tener una justificación técnica y una económica. Esto significa que la restricción deberá estar técnicamente justificada y que el beneficio al sistema como consecuencia de la implementación de una generación obligada, sea mayor que el costo que ocasione tal generación.

(MGO.1.3) Los tipos de restricciones o limitaciones que justifican la generación obligada son:

(MGO.1.3.1) Por afectación a los Criterios de Calidad del Servicio. (C)

(MGO.1.3.2) Trabajos de mantenimiento en el sistema o libranzas de los Agentes. (D)

(MGO.1.3.3) Las limitaciones operativas de unidades generadoras. (R)

(MGO.1.3.4) Por requerimientos de la demanda. (A)

(MGO.1.3.5) Por criterios de despacho económico. (F)

(MGO.1.3.6) Por Apartamientos en las importaciones programadas del MER y la operación en tiempo real. (J)

(MGO.2) AFECTACIÓN A LOS CRITERIOS DE CALIDAD DEL SERVICIO (MGO.1.3.1): Esta situación puede darse por afectación a la calidad del servicio definido en el Reglamento de Transmisión por parte el Transmisor, Distribuidores o Productores, y por Participantes Consumidores conectados a la red de transmisión.

(MGO.2.1) **Limitaciones en la red de transmisión.**

(MGO.2.1.1) **Restricción:** Esta situación se presenta cuando en un momento dado: i) se requiere reactivo adicional, debido a la configuración de la red, condiciones de cargabilidad de las líneas de transmisión y/o el despacho económico de la generación, ii) existen limitaciones para mantener los niveles de voltaje en las

subestaciones de transmisión dentro de los límites establecidos en las Normas de Diseño y las Normas de Calidad del Sistema de Transmisión contenidas en el Reglamento de Transmisión, incluyendo restricciones que surjan por incumplimientos en el criterio de seguridad N-1, iii) cuando por consecuencia de eventos en la red de transmisión, sea necesaria la sincronización de otras unidades de generación en tiempo real, que no fueron contempladas en el predespacho diario o despachada en tiempo real por requerimientos de la demanda y iv) cuando por condiciones de cargabilidad por restricción térmica de las líneas de transmisión y/o por restricciones de flujo por seguridad operativa, sea necesaria la sincronización de unidades de generación fuera de mérito en tiempo real, que no fueron contempladas en el predespacho diario, o la programación de unidades de generación fuera de mérito cuya ocurrencia es previsible, es decir, que son consideradas en el Predespacho Semanal o en el Predespacho Diario

(MGO.2.1.2) **Procedimiento:** Le corresponde al CND dar la instrucción de arranque de la unidad generadora que corresponda dentro del plan de despacho de carga, o alterar el orden de arranque de acuerdo a las condiciones técnicas más favorables para resolver el problema. Antes de optar por esta medida, el CND deberá agotar todas las opciones a mano para controlar el reactivo, tales como: operar los reguladores de voltaje en los transformadores de transmisión a los bancos de condensadores (capacitores) del sistema de transmisión.

(MGO.2.1.3) **Responsable**

(MGO.2.1.3.1) El Agente Transportista es responsable de prestar el servicio público de transmisión de electricidad, con un nivel de calidad satisfactorio acorde con los parámetros establecidos en las normas, para lo cual debe realizar los trabajos e inversiones que estime convenientes. Será el Agente Transportista quién deberá pagar la compensación asociada a la generación obligada en estos casos.

(MGO.2.1.3.2) El CND identificará a los Agentes transportistas responsables que dan origen a la generación obligada causada por limitaciones de la red de transmisión y que deberán pagar la compensación asociada a la generación obligada y costos de arranques de las unidades generadoras requeridas por el despacho.

(MGO.2.1.4) **Compensación:** El Agente Productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.

(MG0.2.2) **Limitaciones de los Distribuidores**

(MGO.2.2.1) **Restricción**

(MGO.2.2.1.1) Esta situación se presenta cuando en un momento dado: i) el factor de potencia de los distribuidores, en los puntos de entrega, esté fuera de las Normas de

Calidad del Servicio Técnico para las Redes de Transmisión contenidas en el Reglamento de Transmisión (Capítulo VII.2, Sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva); lo que se puede dar por efectos de indisponibilidad de los bancos de condensadores (capacitores) existentes o por insuficiencia de los mismos frente a los aumentos de carga en el sistema del Agente Distribuidor, ii) cuando por consecuencia de eventos en la red de distribución sea necesaria la sincronización de otras unidades de generación en tiempo real que no fueron contempladas en el predespacho diario o despachada en tiempo real por requerimientos de la demanda, y iii) cuando por la configuración de las redes de distribución, dos o más consumidores son alimentados por diferentes líneas y ante la salida de una de ellas se puede presentar sobrecargas en el o los elementos restantes.

(MGO.2.2.1.2) Cuando la situación presentada, se refiera al literal i) del MGO.2.2.1.1, antes de tomar la acción, el CND deberá asegurarse que ha tomado todas las medidas operacionales disponibles para control del reactivo a nivel de la red de transmisión, pero que, a pesar de ello, en el punto de entrega del Distribuidor, persiste la situación de un factor de potencia fuera de lo establecido en las Normas de Calidad vigentes.

(MGO.2.2.2) **Procedimiento**

(MGO.2.2.2.1) Cuando la situación presentada, se refiera al literal i) del MGO.2.2.1.1, el CND notificará por escrito la situación al Distribuidor que corresponda para que corrija el problema.

(MGO.2.2.2.2) Una vez recibida la notificación del CND, el Distribuidor tendrá hasta tres meses para su corrección, luego de lo cual, si no ha cumplido, el CND comunicará por escrito los hechos a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

(MGO.2.2.2.3) No obstante lo anterior, y si la condición de tensión en el punto de entrega es lo suficientemente grave, de tal manera que se afecta significativamente la calidad del servicio al cliente, el CND podrá solicitar la sincronización de un generador habilitando generación obligada. El CND notificará inmediatamente al Distribuidor sobre tal solicitud.

(MGO.2.2.2.4) Ante eventos en la red de distribución le corresponderá al CND dar la instrucción de arranque de la unidad generadora que corresponda dentro del plan de despacho de carga, o alterar el orden de arranque de acuerdo a las condiciones técnicas más favorables para resolver el problema.

(MGO.2.2.2.5) Si los análisis de contingencia sencilla señalan que ante la salida de un elemento de la red de distribución se puede presentar posibles sobrecargas de elementos de las redes de distribución que alimentan a dos o más consumidores, le corresponderá al CND dar la instrucción de arranque de la unidad generadora que corresponda dentro del plan de despacho de carga, o alterar el orden de arranque de acuerdo a las condiciones técnicas más favorables para resolver el problema.

(MGO.2.2.3) **Responsable**

El CND comunicará y asignará al Distribuidor infractor de la norma de calidad o bien a los consumidores que serán beneficiados debido a la acción de generación obligada para evitar posibles sobrecargas en elementos de la red de distribución producto del análisis de contingencia sencilla, el pago de la compensación asociada a la generación obligada.

(MGO.2.2.4) **Compensación** El Agente Productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.

(MG0.2.3) Limitaciones provocados por otros Participantes Consumidores del Mercado conectados a la red de transmisión.

(MGO.2.3.1) Restricción

(MGO.2.3.1.1) Esta situación se presenta cuando en un momento dado el factor de potencia de los participantes consumidores del mercado, en los puntos de entrega, esté fuera de las Normas de Calidad del Servicio Técnico para las Redes de Transmisión (Capítulo VII.2,Sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva del Reglamento de Transmisión); lo que puede dar por efectos que sea necesaria la sincronización de otras unidades de generación en tiempo real que no fueron contempladas en el predespacho diario o despachada en tiempo real por requerimientos de la demanda.

(MGO.2.3.1.2) Antes de tomar la acción, el CND deberá asegurarse que ha tomado todas las medidas operacionales disponibles para control del reactivo a nivel de la red de transmisión, pero que, a pesar de ello, en el punto de entrega del Participante Consumidor, persiste la situación de un factor de potencia fuera de lo establecido en las Normas de Calidad vigentes.

(MGO.2.3.2) Responsable

El CND mediante análisis pre y post operativo determinará, comunicará y asignará al participante infractor de la norma de calidad, el pago de la compensación asociada a la generación obligada.

(MGO.2.3.3) Compensación

El Participante Productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.

(MG0.2.4) **Limitaciones provocados por los Participantes Productores conectados a la red de transmisión o de distribución**

(MGO.2.4.1) **Restricción**

(MGO.2.4.1.1) Esta situación se presenta cuando:

• Generadores conectados a la red de Transmisión o de distribución de Alta Tensión, su disponibilidad de potencia reactiva resultase inferior a lo comprometido;
• Generadores conectados a las redes de Media Tensión de distribución, operan sus centrales con un Factor de Potencia diferente de 1.00 (Unitario).

Lo que puede dar lugar que sea necesaria la sincronización de otras unidades de generación en tiempo real que no fueron contempladas en el predespacho diario o despachada en tiempo real por requerimientos de la demanda.

(MGO.2.4.1.2) Antes de tomar la acción, el CND deberá asegurarse que ha tomado todas las medidas operacionales disponibles para control del reactivo a nivel de la red de transmisión, pero que, a pesar de ello, persisten los problemas de potencia reactiva.

(MGO.2.4.2) **Responsable**

El CND mediante análisis pre y post operativo determinará, comunicará y asignará al participante infractor de la norma de calidad, el pago de la compensación asociada a la generación obligada.

(MGO.2.4.3) **Compensación**

El Participante Productor que genera obligado recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.

(MGO.3) **TRABAJOS DE MANTENIMIENTO EN EL SISTEMA O LIBRANZAS DE LOS AGENTES (MGO.1.3.2)**

(MGO.3.1) **Restricción**: La salida programada para mantenimiento de una línea y/o equipos del sistema de trasmisión, y/o el exceso en el tiempo de ejecución de los trabajos de mantenimiento con respecto a lo previsto y acordado con el CND, y/o las libranzas solicitada por los Agentes, pueden obligar a la sincronización de generadores no programados por el despacho económico, habilitando generación obligada para mantener las normas de seguridad y calidad en la operación de la red.

(MGO.3.2) **Procedimiento**

(MGO.3.2.1) En estos casos le corresponde al CND analizar y evaluar, en el entorno del programa de despacho económico, los parámetros operativos que resulten de la simulación del sistema bajo las condiciones del mantenimiento.

(MGO.3.2.2) Le corresponde al CND hacer esta simulación para cada una de las solicitudes de mantenimiento o libranza.

(MGO.3.2.3) Le corresponde al CND decidir sobre la necesidad de incorporar generación obligada en función de los resultados de la simulación de las normas de seguridad y calidad para la operación de la red.

(MGO.3.2.4) Le corresponde al CND notificar a los Agentes sobre la situación.

(MGO.3.3) **Responsable:** El CND identificará a el o a los responsables de cada restricción que origina generación obligada debido a mantenimiento o libranzas.

(MGO.3.4) **Compensación:** El agente productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al Despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional. El pago de la compensación asociada a dicha generación obligada le corresponderá a el o a los responsables en forma proporcional a su participación en tal generación.

(MGO.4) **LAS LIMITACIONES OPERATIVAS DE UNIDADES GENERADORAS (MGO.1.3.3)**

(MGO.4.1.) **Restricciones:**

(MGO.4.1.1) Cuando el Agente generador declara una unidad con valor mayor a la potencia neta mínima despachable efectiva. El CND, con la colaboración del Agente respectivo, debe establecer tal potencia neta mínima despachable para la unidad de acuerdo a parámetros técnicos de general aceptación (por ejemplo: los del fabricante).

(MGO.4.1.2) Cuando producto de una salida forzada de varias unidades, o cuando el CND solicita el arranque de varias unidades y éstas no entran en línea o entran con un retardo más allá del tiempo establecido para esta operación o no pueden mantenerse en línea el tiempo necesario para satisfacer los requerimientos de calidad, seguridad y suministro de la demanda del SIN en la operación del sistema en tiempo real y en consecuencia, el CND se vea obligado a arrancar las siguientes unidades con mayor costo variable. Esta condición se mantendrá desde la ocurrencia de la indisponibilidad de las unidades hasta que se compruebe la disponibilidad de las unidades sin ningún tipo de restricción y/o hasta las 24:00 horas del día en operación (final del día).

(MGO.4.1.3) Cuando la operación a plena carga de una central generadora o unidad esté condicionada a la existencia de esquemas de desconexión de carga, y dicho

esquema no esté habilitado o presente una indisponibilidad para su operación y esto implique restringir la operación de la central o unidad generadora.

(MGO.4.2) **Procedimiento**

(MGO.4.2.1) El CND notificará a los Agentes Productores que ocasionen la restricción o cambios en el despacho económico por la indisponibilidad de sus unidades generadoras, sobre el o los arranques de las nuevas unidades generadoras no consideradas en el predespacho diario, y la generación obligada, en proporción a la energía dejada de entregar, para satisfacer los requerimientos de seguridad, calidad y suministro de la demanda del SIN en la operación del sistema en tiempo real, de acuerdo a las normas vigentes actuales.

(MGO.4.2.2) El CND comunicará y asignará el pago de los sobre costos debido a los arranques y la generación obligada, a los Agentes Productores con las limitaciones y/o indisponibilidades en sus unidades que hayan causado la entrada en operación de unidades no consideradas a operar en el predespacho diario.

(MGO.4.2.3) Cuando el CND, instruye a un generador a salir del despacho, respetando los límites declarados por este y el generador informa que por diferentes motivos no puede salir del despacho, los costos de su generación y de generación desplazada de otro agente, le serán asignados al propio generador.

(MGO.4.2.4) El CND comunicará y asignará el pago de los sobrecostos debido a los arranques y la generación obligada al participante cuyo esquema de desconexión no se encuentre operativo

(MGO.4.3) **Responsable**

(MGO.4.3.1.) El Agente Productor cuya unidad tenga las limitaciones operativas y ocasione la restricción es responsable y debe pagar la compensación asociada a la generación obligada y asume sus sobrecostos operativos.

(MGO.4.3.2) Para los casos descritos en los numerales MGO.4.1.2 y MGO.4.1.3: Los Agentes Productores cuyas unidades: i) no entraron en línea, ii) entraron en línea con retraso, iii) se encuentra en salida forzada, iv) no cuentan con su esquema operativo, es responsable y deberá pagar la compensación asociada a la generación obligada y los costos de arranque de las unidades generadoras utilizadas en su reemplazo. En el caso de existir más de un Agente Productor responsable, la compensación asociada a la generación obligada y los costos de arranque de las unidades generadoras utilizadas en su reemplazo se distribuirá en proporción a la energía dejada de entregar.

(MGO.4.4) **Compensación**

(MGO.4.4.1) El Agente Productor que cubrió la generación obligada del caso, recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la

diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional.

(MGO.5) **POR REQUERIMIENTOS DE LA DEMANDA (MGO.1.3.4)**

(MGO.5.1) Si por un cambio significativo en las condiciones de oferta y demanda a lo largo de una hora, una energía resulta despachada parte de una hora y el precio horario de la energía para esa hora resulta inferior a su costo variable para el despacho, recibirá el tratamiento de una generación obligada por requerimiento de la demanda.

(MGO.5.2) **Responsable** Se consideran responsables de la restricción a todo los Agentes Consumidores, según se establece en el numeral 9.6.1.6 de las Reglas Comerciales.

(MGO.5.3) **Procedimiento** El CND establecerá y asignará el pago de la compensación asociada a dicha generación obligada a los Agentes Consumidores.

(MGO.5.4) **Compensación** El Agente o los Agentes Productores reciben en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional, siempre que su costo variable sea superior al precio horario en el Mercado Ocasional.

(MGO.6) **POR CRITERIOS DE DESPACHO ECONOMICO (MGO.1.3.5)**

(MGO.6.1) Se considera como generación obligada por criterios de despacho económico cuando una unidad generadora se mantiene en línea durante un período debido a que ello resulta en un costo total menor de operación, comparado contra el costo total de operación que se hubiese registrado si se hubiera parado tal unidad de commitment.

(MGO.6.2) **Responsable** Los Participantes Consumidores.

(MGO.6.3) **Procedimiento**: En los casos en que se mantenga esta generación obligada por despacho, el CND deberá tener disponibles los resultados de despacho para demostrar a los Agentes que el no parar la unidad generadora es la operación de menor costo. En el Predespacho Semanal se indicarán las unidades de commitment arrancadas por despacho económico

(MGO.6.4) **Compensación**: El Participante o los Participantes Productores reciben en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional, siempre que su Costo Variable aplicable al despacho sea superior al precio horario de la energía en el Mercado Ocasional, en cuyo caso, el pago de la compensación asociada a esa generación obligada, será asignado en forma proporcional al consumo de los Participantes Consumidores.

(MGO.7) POR APARTAMIENTOS EN LAS IMPORTACIONES PROGRAMADAS DEL MER Y LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL (MGO.1.3.7)

(MGO.7.1) Si en la operación en tiempo real la energía retirada en el nodo de la RTR es menor al monto establecido en la importación programada del MER, y ocasione llamar al despacho una unidad fuera de mérito, es decir que no era requerida por despacho económico, o se incremente la generación a la unidad marginal. El CND deberá considerar estos desvíos como generación obligada por un apartamiento en la importación programada del MER y la operación en tiempo real, numeral 9.6.1.10 de las Reglas Comerciales.

(MGO.7.2) Responsable: Se considera responsable del apartamiento de la importación al Participante Nacional que es la parte compradora.

(MGO.7.3) Procedimiento: El CND establecerá y asignará el pago de la compensación asociada a dicha generación obligada a los Participantes Nacionales que son la parte compradora, será proporcional a la energía consignada para cada comprador en el predespacho regional cuando en una misma hora existan varios compradores.

(MGO.7.4) Compensación El Participante Productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el costo variable aplicable al despacho de dicha generación y el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional, siempre que su costo variable sea superior al precio horario en el Mercado Ocasional.

(MGO.8) **NORMAS GENERALES**

(MGO.8.1) El criterio para arrancar las unidades por generación obligada será el mismo criterio que se utiliza para el despacho económico del sistema, o sea, en orden ascendente de Costo Variable.

(MGO.8.2) La generación obligada no participa en la formación del precio de la energía en el Mercado Ocasional.

(MGO.8.3) El Agente Productor recibe en compensación por la generación obligada colocada en el mercado ocasional, la diferencia entre el Costo Variable aplicable al despacho de dicha generación, el precio horario de la energía en el Mercado Ocasional y el costo de arranque si fuese el caso.

(MGO.8.4) El Agente Productor desplazado por una generación obligada comprará la energía requerida para cumplir sus obligaciones a precio no mayor de sus costos de generación. En caso de que sea necesario cubrir la diferencia entre su costo de generación y el precio del Mercado Ocasional, esto será responsabilidad del causante de la restricción.

(MGO.8.5) El CND debe identificar el o los responsables de cada restricción que da lugar a la generación obligada y asignarle el pago de la compensación asociada dicha generación obligada.

(MGO.8.5.1) En la asignación de generación obligada o desplazada en el Informe de Post Despacho y en el Informe de Identificación de la Generación Fuera de Mérito programada en el Predespacho Semanal, deben ser consideradas las siguientes descripciones:

A = Generación obligada por requerimiento de la Demanda (Ver Numeral 9.6.1.6 de las Reglas Comerciales y el (MGO.5.1) de la Metodología de Generación Obligada).
Responsable: Participantes Consumidores

Ci = Generación Obligada por Calidad del Servicio (Ver Numeral 9.6.1.1 y 9.6.1.8 de las Reglas Comerciales, (MGO.2) de la Metodología de Generación Obligada y las Normas de Calidad del servicio técnico, para las redes de transmisión eléctricas), Resolución AN N° 2434-Elec del 17 de febrero de 2009.
Responsable: El CND, identificará el ó los responsables.

Di = Generación Obligada por trabajos de Mantenimiento, Libranza o fallas del Sistema Interconectado (Ver Numeral 9.6.1.8. de las Reglas Comerciales, el (MGO.3.0) de la Metodología de Generación Obligada).
Responsable: El CND, identificará el ó los responsables.

Ri = Generación Obligada por violación de Restricción Técnica del Agente Productor.
-Cuando la potencia despachable del generador es menor que la potencia efectiva.
-Cuando por salida forzada el generador no entra o entra con retardo.
-Por permanencia en el despacho del generador por más tiempo del indicado por el CND.
-Retardo de puesta en línea de cualquier unidad a solicitud del CND.

Responsable: El CND, identificará el ó los responsables.

F = Generación Obligada por Servicio Auxiliar de Seguimiento de Demanda (por Despacho Económico) (ver Numeral 10.7 de las Reglas Comerciales Reformadas, el (MGO.6.1) de la Metodología de Generación Obligada).
Responsable: Participantes Consumidores.

Ki = Compensación por Generación desplazada, debido a Trabajos de Mantenimiento ó Libranza y restricciones en las redes de transmisión y distribución.
Responsable: El CND identificará el ó los Participantes responsables.

M= Sobre Costos debido a las ofertas de importación solicitadas por el CND al EOR. (Ver Metodología Despacho de Precio de la Energía del Mercado de Ocasión (PMO.3.4.2)).
Responsables: Participantes Nacionales que compran en el Mercado Ocasional en esa hora.

i = número que representa al Agente de Mercado responsable de la compensación y/o Generación Obligada.

J = Generación obligada por apartamientos considerables entre las importaciones programadas del MER y la operación en tiempo real. (Ver MGO.8)
Responsable: Participante Nacional que es la parte compradora

(MGO.8.5.2) El CND mantendrá un listado actualizado de los números asignados a cada agente y lo anexará en el documento de Metodología publicado en su sitio web, cada vez que entre un nuevo Agente del Mercado. La actualización de este listado no requerirá de una aprobación de modificación de ésta Metodología.

LISTADO DE LOS AGENTES CON SU NÚMERO ASIGNADO
(Actualizado al 10 de octubre de 2019)

CODIGO_AGENTE	CODIGO_POSDESPACHO
ETESA	1
CelsiaBLM	2
AES	3
FORTUNA	4
PANAM	5
MEGAD	6
ACP	7
COPESA	8
BUSINESS	9
EDEMET	10
ENSA	11
EDECHI	12
EGESA	13
S99_RMAR	15
ARGOS	16
PEDREGAL	17
HYDROPOWER	18
HIDRO	19

C-ELETA	20
VALLEYCO	21
GENA	22
BOFCO	23
HBOQUERON	24
ESEPSA	25
CALDERA	26
CEMEX	27
P-ANCHO	28
SFRAN	29
AES-CHANG	30
GENPED	31
RCHICO	32
IDEALPMA	33
HIBERICA	34
ACPGEN	35
OER	36
CelsiaBON	37
HPIEDRA	38
ALTOVALLE	39
EGEISTMO	40
PERLANORT	41
CelsiaALT	42
PERLASUR	43
UEPPME1	44
EMNADESA	45
SLORENZO	46
AGGREKO	47
SOENERGY	48
EISA	49
HCAISAN	50
FOUNTAIN	51
HTERIBE	52
UEPPME2	53
KANAN	54
JINRO	55
CORPISTMO	56
ENERGYST	57
GANA	58
MINERA PANAMÁ	59
TROPITÉRMICA	60
CECA	61
CADASA	62
PANASOLAR	63
ECSA	64
PSZ1	65

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 17766 **-Elec** **Panamá,** 6 **de** julio **de 2022**

"Por la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al año 2020, presentado por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A."

EL ADMINISTRADOR GENERAL
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;

2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen jurídico al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;

3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante la ASEP) la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;

4. Que el numeral 4 del artículo 68 del Texto Único de la Ley 6 de 1997, otorga a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (en adelante ETESA), la responsabilidad de preparar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, que en adelante se llamará Plan de Expansión o PESIN;

5. Que el artículo 4 del Decreto Ejecutivo 22 del 19 de junio de 1998, que reglamenta la Ley 6 de 1997, contempla que, a más tardar el 30 de junio de cada año, la Empresa de Transmisión presentará a la ASEP los resultados del Plan de Expansión, incluyendo detalles de la información base utilizada para su elaboración;

6. Que el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones, establece el procedimiento a seguir para la aprobación del Plan de Expansión;

7. Que el artículo 78, literal h, del Reglamento de Transmisión establece que la ASEP realizará, después del 30 de junio y antes del 30 de octubre de cada año, una Consulta Pública para evaluar el Plan de Expansión en general y las modificaciones tarifarias previstas resultantes de las ampliaciones de transmisión a ejecutar, incorporadas en el Plan de Expansión de corto plazo, el Plan de Reposición de corto plazo de los Activos Existentes y del Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones;

8. Que con la nota DSAN-899-2020 de 4 de mayo de 2020, esta Autoridad Reguladora le indicó a ETESA que las inversiones a plasmar en el PESIN 2020, deben responder al crecimiento de la demanda, tanto en el corto como en el largo plazo, por lo que debe tener adecuadamente dimensionado dicho parámetro, dado que tiene repercusiones directas en los costos tarifarios de los usuarios del Servicio Público de Transmisión y esto se refleja en la factura eléctrica de los clientes, por lo que se consideró imperante extender la fecha límite de entrega el Plan hasta el 30 de diciembre de 2020, con el objetivo de que ETESA encontrara un panorama más claro

de la variación futura de la demanda, luego de la pandemia de COVID-19, lo cual permitiría revisar mejor las proyecciones de crecimiento de ésta;

9. Que mediante nota ETE-DI-GPL-178-2020, de 6 de noviembre de 2020, ETESA, solicitó a la ASEP, una prórroga hasta el 30 de abril de 2021, para la entrega el PESIN 2020; por lo que se le otorgó la misma hasta el 30 de abril de 2021, a través de la nota DSAN-2200-2020 de 18 de noviembre de 2020;

10. Que ETESA, mediante la nota ETE-DI-GPL-009-2021, calendada 16 de marzo de 2021, solicitó que el Plan de Expansión del Sistema Interconectado 2020, fuese también válido para el año 2021;

11. Que esta Autoridad Reguladora, considerando los plazos transcurridos y todo el proceso de aprobación de este Plan de Expansión, considero conveniente considerar que el PESIN 2020, también sea válido para el año 2021;

12. Que mediante nota ETE-DI-GPL-21-2021 de 31 de mayo de 2021, ETESA remitió a la ASEP el Plan de Expansión correspondiente al periodo 2020-2034;

13. Que, como resultado de una revisión preliminar, esta Autoridad Reguladora emitió la nota DSAN-1908-2021 de 9 de agosto de 2021, mediante la cual le indicó a ETESA ciertas observaciones, con el propósito de que realizaran los estudios adicionales al PESIN 2020, previo a someterlo a Consulta Pública;

14. Que ETESA mediante la nota ETE-DI-GPL-28-2021 de 16 de septiembre de 2021 ETESA, entregó la versión final de PESIN 2020 con los ajustes solicitados, con el fin de que esta nueva versión fuese sometida a Consulta Pública;

15. Que el literal g del artículo 78 del Reglamento de Transmisión establece que la ASEP contratará a un Consultor o Empresa Consultora independiente que auditará el cumplimiento de las obligaciones reglamentarias y la calidad del estudio;

16. Que, en virtud de lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, esta Autoridad Reguladora mediante la Resolución AN No. 17216-Elec de 27 de octubre de 2021, llevó a cabo la Consulta Pública No.005-21 con la finalidad de recibir opiniones, propuestas o sugerencias de la ciudadanía en general, de las organizaciones sociales o de las empresas privadas, sobre el Plan de Expansión presentado por ETESA;

17. Que en la Consulta Pública No.005-21, contentiva del Plan de Expansión, se recibieron en tiempo oportuno comentarios de las siguientes personas naturales o jurídicas: Elektra Norestes, S.A., Empresa Gatún, S.A., Agrandel, Empresa de Distribución Eléctrica Metro-Oeste, S.A., Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A., Cámara Panameña de Generadores Hidroeléctricos e Internergy, tal como consta en el Acta de Cierre del día 22 de diciembre de 2021;

18. Que mediante nota DSAN No.338-2022 de 23 de febrero de 2022, la ASEP remitió a ETESA las observaciones y/o comentarios que surgieron luego del proceso de Consulta Pública realizado, así como el informe de la consultoría específica, para que los mismos fuesen considerados en la elaboración de la versión final del Plan de Expansión;

19. Que el día 10 de marzo de 2022, a través de la nota ETE-DI-GPL-43-2022 de 10 de marzo de 2022, la ASEP recibió la versión definitiva del Plan de Expansión del año 2020, tanto de manera impresa como electrónica, la cual incluye como Anexo al Documento presentado, los comentarios recibidos de los participantes a la Consulta Pública y de esta Autoridad Reguladora;

20. Que esta Autoridad, con el apoyo de la empresa consultora, revisó el documento entregado el pasado 10 de marzo del año en curso y corroboró que la mayoría de las solicitudes presentadas por ella, así como los comentarios de los Agentes fueron atendidos por ETESA;

21. Que habiendo ETESA aportado información que le fue solicitada, esta Autoridad Reguladora, ha valorado la misma y considera pertinente realizar las siguientes acotaciones:

    21.1. Que con la finalidad de mantener la continuidad de las inversiones de las obras de mayor magnitud en el Sistema de Transmisión que involucran el Plan de Corto Plazo, aunado al hecho que algunos de estos proyectos ya se encuentran en ejecución, esta Autoridad Reguladora considera oportuno mantener la aceptación de las obras a Corto Plazo ya aprobadas previamente en el PESIN 2019 y anteriores.

    21.2. En cuanto a los proyectos presentados en el Plan de Largo de Plazo 2020, debemos ser enfáticos en indicar que los mismos deben ser revisados anualmente según lo establecido en la regulación vigente, con el objetivo de verificar su necesidad, dimensionamiento y fecha de inicio de operación. En ese sentido, se estima necesario realizar las siguientes consideraciones:

        21.2.1. Con respeto al proyecto denominado Línea Chiriquí Grande-Panamá III 500 kV (Cuarta Línea de Transmisión), el cual fue aprobado en el PESIN2019, el mismo es un proyecto que por sus características presenta un alto grado de complejidad, ya que es un proyecto muy costoso y su necesidad se ve muy afectada por el crecimiento de la Demanda, por lo que es imperativo reevaluar los parámetros técnicos, léase características y fecha de entrada de operación, en función al impacto que haya tenido el COVID-19 en el país y en la región.

        21.2.2. Si bien esta Autoridad puede estar de acuerdo, de forma conceptual en la necesidad de incrementar la capacidad de transmisión entre el occidente y el oriente del país, el proyecto de adición futura de una Cuarta Línea de Transmisión debe ser incorporado de forma óptima en el tiempo, cuando por requerimiento de la demanda o adición de nuevos proyectos de generación así se requiera.

        21.2.3. Ahora bien, aún no se ha probado que la fecha óptima para que el inicio de operaciones de esta línea, operando a una tensión de 230 kV, sea en el 2025 y tampoco que se requiera elevar a 500 kV tan pronto como en el 2029. Por lo que, deben realizarse nuevos estudios, actualizando los principales parámetros del sistema, para comprobar la validez de los argumentos que confirmen cuál(es) sería(n) la(s) fecha(s) recomendable(s).

        21.2.4. Actualmente hay incertidumbre en aspectos claves como la Demanda, la fecha de entrada en operación de proyectos de generación, entre ellos el de la Central Hidroeléctrica Changuinola II, lo que condiciona la fecha óptima de entrada en operación de la Cuarta Línea en su Fase I o, inclusive si el proyecto debiera ser realizado en una sola fase; es decir, a un solo nivel de voltaje, o en un plazo más largo, lo recomendable desde el punto de vista de la Demanda, a quien le correspondería pagar anticipadamente un proyecto de esta magnitud, es que ETESA realice estudios adicionales, en el próximo Plan de Expansión, que permitan establecer aspectos como la fecha óptima de entrada de operación del proyecto y su voltaje de operación para que se sustenten adecuadamente los mismos, conforme a la realidad actual del SIN.

        21.2.5. Cabe destacar, que esta Autoridad ha cuestionado reiteradamente, en su momento, los escenarios de demanda y de generación utilizados, y cómo la variación en los mismos influye en la validez de los estudios mediante los cuales se determinó como mejor alternativa la construcción de una nueva línea entre el occidente del país y el centro de carga, especialmente en todo lo referente a las fechas óptimas de entrada en operación.

22. Que con respecto al Plan de Comunicaciones, los proyectos incluidos en este Plan, todos han de ejecutarse en el corto plazo y por su naturaleza, los mismos se encaminan a alargar la vida útil de los activos de comunicación y garantizar la no interrupción de la Red de Comunicaciones de ETESA, por lo que su inclusión en el PESIN es conveniente. Por otra parte, equipos de menor de cuantía o relevancia deberán ser considerados por ETESA como gastos a incurrir con

fondos provenientes de la actividad de Operación y Mantenimiento en el Régimen Tarifario de Transmisión;

23. Que en relación a los Planes de Reposición de Corto y Largo Plazo, siguiendo los lineamientos indicados anteriormente, sólo deben incluirse aquellos nuevos proyectos relativos al Plan de Corto Plazo. Con respecto a aquellos de Largo Plazo, se deberá cumplir con lo plasmado en el artículo 75, literal k, el Plan de Reposición de Largo Plazo, incluyendo únicamente los equipos cuya inversión signifique un aumento de la capacidad instalada o alargue la vida útil de los activos de transmisión y cuente con la justificación requerida en el Reglamento de Transmisión. Equipos de menor cuantía o relevancia deberán ser considerados por ETESA como gastos a incurrir con fondos provenientes de la actividad de Operación y Mantenimiento en el Régimen Tarifario de Transmisión;

24. Que es preciso advertir, que aquellos proyectos que ETESA indica que ya entraron en operación, o que su fecha de entrada en operación ya haya pasado, deben ser retirados del PESIN y no ser incluidos en el **ANEXO A**, entre estos tenemos:

    - Adición de Bancos de Capacitores de 90 MVAR en Subestación Chorrera 230 kV
    - Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Panamá II 230 kV
    - Adición de Bancos de Capacitores en Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez 230 kV
    - Adición S/E Mata de Nance 230 kV (LT MDN-BOQ-PRO-FRO)
    - Adición S/E Progreso 230 kV y reemplazo de interruptor 230 kV (LT MDN-BOQ-PRO-FRO)

25. Que en referencia al Plan Estratégico, se reitera que las inversiones estratégicas que determine realizar ETESA tienen su propia forma de financiamiento y no están sujetos a la aprobación de esta Autoridad, por lo tanto son de carácter informativo dentro del Plan de Expansión y en función de ello no deberán afectar la tarifa de los usuarios;

26. Que no obstante, es digno de mención señalar que hay proyectos en el Plan de Expansión de Corto Plazo del Sistema Principal de Transmisión que por su naturaleza y categorización previa no pueden formar parte de este Plan y deben ser trasladados al Plan Estratégico. Estos proyectos son:

    - Adición Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 kV
    - Adición Transformador de Tierra S/E Bartolo 34.5 kV

27. Que de igual manera sobre el Plan de Conexión los activos de conexión podrán ser financiados conforme establece la reglamentación vigente; por lo tanto, no forman parte del Plan de Expansión del Sistema Principal de Transmisión y en este documento sólo tienen carácter informativo;

28. Que en consideración a lo anterior, se observaron algunos puntos que ameritan un pronunciamiento particular de esta Autoridad, por lo que pasamos a detallarlos a continuación:

    28.1. Con respecto a ciertos proyectos señalados dentro del Plan de Expansión de Corto Plazo, se observa que ETESA planea adquirirlos, y considerando que la clasificación de activos es parte del proceso de revisión tarifaria y corresponde a esta Autoridad Reguladora, no es procedente incorporar tales activos automáticamente en una de estas clasificaciones.

    28.2. Sobre los mencionados proyectos, algunos corresponden a obras cuya única finalidad es la de conectar a un determinado usuario al Sistema Principal de Transmisión y de no existir tal necesidad, no hubiera sido necesario seccionar líneas de transmisión, por lo tanto, dichas obras deben ser incluidas como parte del Plan de Ampliaciones de Conexión.

28.3. Las obras a las que hacemos referencia y que deben incluirse en el Plan de Ampliaciones de Conexión y no en el Plan de Expansión de Corto Plazo son las siguientes:

- Nueva Subestación Burunga kV GIS
- Línea de Transmisión Gatún – Sabanitas 230 kV
- Línea Costa Norte – Torre 4 230 kV

29. Que adicionalmente se señala que, producto de las reducciones que se esperan en el consumo de energía, demanda de potencia, así como también cualquier otra variable socioeconómica que tenga un impacto significativo en los Estudios Básicos, las mismas deberán ser modificadas, por lo que ETESA debe tomar estos aspectos en cuenta en la presentación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para el periodo 2022-2036;

30. Que consideramos imperativo señalar, que los comentarios que se recibieron en el periodo de la Consulta Pública 005-21 del PESIN2020, los mismos deben ser evaluados y considerados por ETESA en la elaboración de la nueva revisión del Plan de Expansión que se presente para el 2022;

31. Que es conveniente, reiterar, que con la nota DSAN-1215-2021 de 12 de mayo de 2021, se respondió la consulta realizada por ETESA mediante nota ETE-DI-GPL-009-2021 de 16 marzo de 2021, en donde se señaló que por las afectaciones de la pandemia por COVID-19 y a los atrasos que esto conllevó, el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020, también es válido para la revisión de 2021;

32. Que se ha observado que en los capítulos en donde se describe el Plan de Corto y de Largo Plazo, así como los de Reposición de Corto y Largo Plazo, y Comunicaciones, se han retirado los datos de fecha de inicio de operación y costos estimados, lo que no permite una adecuada trazabilidad, de los proyectos, sobre todo aquellos que vienen aprobados de Planes de Expansión anteriores;

33. Que, en consecuencia, de lo anterior, esta Autoridad Reguladora modificó estructuralmente el Plan de Expansión. En ese sentido, se ha cumplido con las etapas procedimentales de presentación y revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) 2020, así como con los criterios, procedimientos y metodologías que deben considerarse en la elaboración del mismo, conforme lo establece el Reglamento de Transmisión, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR los proyectos presentados por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en el **Corto Plazo**, dentro del documento titulado Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2020, cuyo detalle se incluye en el **ANEXO A** de la presente Resolución, de la cual forma parte integral y corresponden a los siguientes:

1. **Proyecto Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 kV**
2. **Proyecto Nuevo Subterráneo de 34.5 kV del T1 de la subestación Llano Sánchez**
3. **Proyecto STATCOM Panamá II y Llano Sánchez**
4. **Proyecto Adición de Banco de Reactores de 40 MVAR en Subestación Changuinola y 20 MVAR en Subestación Guasquitas 230 kV**
5. **Proyecto Adición de Bancos de Capacitores de 40 MVAR en Subestación Santa Rita 115 kV**
6. **Proyecto Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 kV**
7. **Proyecto Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 kV**
8. **Proyecto Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 kV**
9. **Proyecto Línea Panamá II – Bayano 230 kV**

10. **Proyecto Nueva Subestación Panamá III 230 kV GIS**

11. **Proyecto Nueva Subestación Sabanitas 230 kV GIS**

12. **Proyecto Nueva Subestación Chepo 230 kV**

13. **Proyecto Adición S/E Sabanitas 230 kV, Nueva S/E Santa Rita 230 kV y Línea de Transmisión Sabanitas – Santa Rita 230 kV**

14. **Proyecto Nueva Subestación Progreso II 230/34.5 kV**

SEGUNDO: APROBAR los proyectos presentados por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en el **Largo Plazo**, dentro del documento titulado Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2020, cuyo detalle se incluye en el **ANEXO A** de la presente Resolución, de la cual forma parte integral y corresponden a los siguientes:

1. **Proyecto Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero – Panamá 230 kV**

2. **Proyecto Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 kV (operada inicialmente a 230 kV)**

3. **Proyecto Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 kV**

4. **Nueva Subestación Caldera 230/115/34.5 kV**

5. **Nueva Subestación Los Olivos y Línea de Transmisión La Huaca – Los Olivos**

6. **Proyecto Nueva Subestación La Huaca 230/34.5 kV**

7. **Proyecto STATCOM Subestación Panamá III 230 kV**

8. **Proyecto Nueva Subestación Cáceres 115 kV GIS**

9. **Proyecto Aumento de Capacidad de la Línea LT2 Veladero – Panamá II 230 kV**

TERCERO: ADVERTIR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que los proyectos contenidos en el Plan de Corto Plazo son de obligatorio cumplimiento para la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y que los proyectos contenidos en el Plan de Largo Plazo se encuentran sujetos a la revisión en futuras presentaciones de los Planes de Expansión

CUARTO: ADVERTIR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que conforme a lo que establece el Reglamento de Transmisión , los proyectos denominados de Largo Plazo, deberá ser revisado en el siguiente PESIN.

QUINTO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) que, en el próximo Plan de Expansión, que debe ser remitido para aprobación de esta Autoridad, actualice la evaluación del proyecto Cuarta Línea de Transmisión entre las subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III, para demostrar la fecha óptima de entrada en operación entre las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III, considerando lo siguiente:

- **Actualizar** la Demanda en los nuevos escenarios. A diferencia de planes anteriores, por la magnitud del proyecto cuarta línea, los estudios deben realizarse para tres (3) escenarios de demanda: bajo, moderado y alto. Para cada escenario debe desarrollarse el correspondiente Plan de Expansión de Transmisión, con la finalidad de comparar entre escenarios de demanda el impacto del proyecto Cuarta Línea o la no necesidad de este.

- **Realizar** la proyección de la generación actualizada (Plan Indicativo de generación) considerando la viabilidad e incertidumbre de nueva generación en el occidente del país, utilizando tres (3) escenarios: máxima, media y mínima. Para cada escenario, se deberá

evaluar el impacto en el plan de expansión, considerando como vinculante en las decisiones de expansión de la red de transmisión, una relación directa entre el nivel de crecimiento de la generación nueva y las obras de transmisión requeridas.

- **Considerar** todos los equipos de compensación reactiva comprometidos en planes anteriores, así como aquellos que estén operativos y funcionando conforme a las condiciones bajo los cuales fueron concebidos y aprobados. Por ejemplo y sin limitarse a, STATCOMs compensando dinámicamente de acuerdo a los requerimientos del SIN y no como equipos de respuesta ante contingencias.

- **Evaluar** si considerando los Esquemas de Desconexión de Carga, Generación, así como el SPEAR, se permite operar el sistema a niveles de transmisión más altos y se podrían postergar las inversiones de la Cuarta Línea de Transmisión.

- **Formular y evaluar** técnica y económicamente un conjunto de alternativas suficientes considerando los intereses del sistema en su conjunto, evitando la discrecionalidad respecto de los intereses de ETESA. Las diferentes alternativas estudiadas deberán evaluar el impacto respecto de la conveniencia de retrasar el proyecto de la cuarta línea: i) uno (1), ii) dos (2), iii) cinco (5) años.

- Para definir la entrada en operación del proyecto en 230 kV ETESA deberá **analizar** en particular el impacto en el sistema, el año en que se propone el inicio de operación, así como los dos años anteriores y los dos posteriores, considerando la situación con y sin proyecto.

- Con respecto a la fecha de elevar la tensión de operación a 500 kV, deberá **analizar** el año propuesto y los dos subsiguientes considerando que no se de tal cambio. Debe indicarse claramente la justificación por la cual se debe dar este cambio (por ejemplo, si se requiere por la entrada de nueva generación, si es en específico por Changuinola II, o por generación renovable, u otra, o si es por confiabilidad, en cuyo caso los estudios presentados deberán corroborar esto). En caso de que los estudios determinen que es posible postergar la fecha de elevar el nivel de operación a 500 kV, deberá indicarse desde un principio los equipos y adecuaciones necesarias para cada nivel de tensión, de forma de identificar a priori los costos involucrados.

- **Integrar** los análisis regionales, realizando estudios de sensibilidad e indicar, por ejemplo, qué sucedería si se concreta la Interconexión Panamá – Colombia, versus la inversión realizada en el corredor Occidente – Oriente.

Una vez realizados los estudios anteriores, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A (ETESA) deberá justificar la necesidad de contar con la Cuarta Línea, en qué año debe entrar en operación, así como las características de voltaje de operación considerando 230 kV y 500 kV.

SEXTO: APROBAR los proyectos presentados por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) dentro del Plan de Reposición de Corto Plazo, el Plan de Reposición de Largo Plazo y el Plan de Comunicaciones, que se incluyen en el **ANEXO A** de la presente Resolución.

SÉPTIMO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que revise integralmente el proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión entre las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III, conforme a lo establecido en **RESUELTO CUARTO**, y así contar con una mejor previsión del crecimiento de la Demanda, así como la dimensión del proyecto y su fecha de entrada de operación de acuerdo con sus necesidades. En ese sentido, debe presentar nuevamente dicho proyecto en futuros Planes de Expansión para la correspondiente evaluación.

OCTAVO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que dentro del término de quince (15) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente Resolución, deberá presentar a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos el documento completo contentivo del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional considerando únicamente los proyectos aprobados en el **ANEXO A**. En este documento ETESA deberá indicar en cada uno de estos proyectos la fecha más actualizada de entrada en operación, así como cualquier otra información más reciente de que disponga.

NOVENO: COMUNICAR que el documento al que se refiere el **RESUELTO SÉPTIMO** de esta Resolución formará parte integral de la misma como el **ANEXO B** y se denominará Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020.

DÉCIMO: COMUNICAR que el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2020, tendrá vigencia también como Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2021.

DÉCIMO PRIMERO: ESTABLECER únicamente para el Pan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional a presentar en 2022, el siguiente cronograma:

- Entrega de Estudios Básicos y Plan Indicativo de Generación: 30 de junio de 2022.
- Entrega del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022: a más tardar el 30 de agosto de 2022.

DÉCIMO SEGUNDO: ADVERTIR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que se mantiene la obligación de presentar para la consideración de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, de manera trimestral, un informe de avance de las obras de expansión descritas en el **ANEXO A** de la presente Resolución, específicamente lo correspondiente al Plan de Expansión de Corto Plazo.

DÉCIMO TERCERO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., que incorpore en el Plan de Ampliaciones de Conexión y en el Plan Estratégico, según corresponda, los siguientes proyectos:

Plan Estratégico

- Adición Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 kV
- Adición Transformador de Tierra S/E Bartolo 34.5 kV

Plan de Conexión

- Nueva Subestación Burunga kV GIS
- Línea de Transmisión Gatún – Sabanitas 230 kV
- Línea Costa Norte – Torre 4 230 kV

DÉCIMO CUARTO: **ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), realizar una revisión integral de todo el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, puesto que se siguen presentando inconsistencias entre los proyectos descritos y las tablas de resumen. También se debe agregar en la descripción de todos los proyectos que se plasman en los distintos planes que conforman el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, la fecha de inicio de operación y costo estimado, con la finalidad de poder dar trazabilidad respecto a versiones anteriores y a planes que ya fueron aprobados.

DÉCIMO QUINTO: **ADVERTIR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que los proyectos que se describen a continuación, los cuales proceden de Planes anteriores, la fecha que se está aprobando corresponde a la plasmada en el Plan de Expansión 2019, que se mantiene vigente, con los compromisos y responsabilidades que ello acarrea.:

- Adición de Bancos de Capacitores de 90 MVAR en Subestación Chorrera 230 kV
- Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Panamá II 230 kV
- Adición de Bancos de Capacitores en Subestaciones Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez 230 kV
- Adición S/E Mata de Nance 230 kV (LT MDN-BOQ-PRO-FRO)
- Adición S/E Progreso 230 kV y reemplazo de interruptor 230 kV (LT MDN-BOQ-PRO-FRO)

DÉCIMO SEXTO: **ORDENAR** a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que aquellos proyectos que han sido desestimados, en caso de que sean considerados necesarios para garantizar la calidad y continuidad del servicio, deberán ser incluidos en la próxima revisión anual del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

DÉCIMO SÉPTIMO: ORDENAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que para los futuros Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, se mantiene el requerimiento de que toda variación de los proyectos aprobados con respecto a sus características

técnicas básicas, fecha de entrada en operación y/o costo, tendrá que ser debida y explícitamente informada y justificada a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos; para ser incluida en el próximo Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional que presente, para su aprobación.

DÉCIMO OCTAVO: COMUNICAR a la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), que la presente Resolución regirá a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Resolución JD-5216 de 14 de abril de 2005; y Resolución AN No. 15903-Elec de 27 de diciembre de 2019.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

ARMANDO FUENTES RODRÍGUEZ
Administrador General

En Panamá a los siete (7) **días**

Del mes de julio **de** 2022

A las 1:07 **de la** tarde

Notifico al Sr. Carlos Mesquera **de la**

Resolución que antecede, con fundamento en la

Resolución No.1075-ADM del 26 de marzo de 2020

El presente Documento es fiel copia de su Original Según
Consta en los archivos centralizados de la Autoridad
Nacional de los Servicios Públicos.
Dado a los 08 días del mes de julio de 2022

FIRMA AUTORIZADA

ASEP
Autoridad Nacional
de los Servicios Públicos

ANEXO A
Resolución AN No. 17766 -Elec de 6 de julio de 2022

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2020-2034
PROYECTOS APROBADOS

I. <u>Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo (Obligatorio Cumplimiento)</u>

1. **Proyecto Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 kV**
   a) Costo Total: B/. 5,610,000.00
   b) Inicio de Operación: octubre de 2022

2. **Proyecto Nuevo Subterráneo de 34.5 kV del T1 de la subestación Llano Sánchez**

3. **Proyecto STATCOM Panamá II y Llano Sánchez**
   a) Costo Total: B/. 51,654,000.00
   b) Inicio de Operación: mayo de 2022

4. **Proyecto Adición de Banco de Reactores de 40 MVAR en Subestación Changuinola y 20 MVAR en Subestación Guasquitas 230 kV**
   a) Costo Total: B/. 12,234,000.00
   b) Inicio de Operación: julio de 2022

5. **Proyecto Adición de Bancos de Capacitores de 40 MVAR en Subestación Santa Rita 115 kV**
   a) Costo Total: B/. 4,580,000.00
   b) Inicio de Operación: noviembre de 2023

6. **Proyecto Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 kV**
   a) Costo Total: B/. 36,258,000.00
   b) Inicio de Operación: diciembre de 2023

7. **Proyecto Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 kV**

a) Costo Total: B/. 6,085,000.00
b) Inicio de Operación: septiembre de 2022

8. **Proyecto Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 kV**
   a) Costo Total: B/. 57,282,070.00
   b) Inicio de Operación: marzo de 2022

9. **Proyecto Línea Panamá II – Bayano 230 kV**
   a) Costo Total: B/. 33,483,000.00
   b) Inicio de Operación: noviembre de 2024

10. **Proyecto Nueva Subestación Panamá III 230 kV GIS**
    a) Costo Total: B/. 34,966,800.00
    b) Inicio de Operación: marzo de 2023

11. **Proyecto Nueva Subestación Sabanitas 230 kV GIS**
    a) Costo Total: B/. 24,246,000.00
    b) Inicio de Operación: marzo de 2023

12. **Proyecto Nueva Subestación Chepo 230 kV**
    a) Costo Total: B/. 16,138,000.00
    b) Inicio de Operación: noviembre de 2024

13. **Proyecto Adición S/E Sabanitas 230 kV, Nueva Subestación Santa Rita 230 kV y Línea de Transmisión Sabanitas – Santa Rita 230 kV**
    a) Costo Total: B/. 33,467,000.00
    b) Inicio de Operación: junio de 2024

14. **Proyecto Nueva Subestación Progreso II 230/34.5 kV**
    a) Costo Total: B/. 34,149,000.00
    b) Inicio de Operación: julio de 2024

II. <u>Plan de Expansión de Transmisión de Largo Plazo (aprobación sujeta a revisión en futuros PESIN)</u>

1. **Proyecto Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero – Panamá 230 kV**
   a) Costo Total: B/. 128,309,000.00
   b) Inicio de Operación: agosto de 2025

2. **Proyecto Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 kV (operada inicialmente a 230 kV)**

   Etapa I: operación en 230 kV
   a) Estado: por licitarse
   b) Costo Total: B/. 463,000,000.00
   c) Inicio de Operación: octubre de 2025

   Etapa II: operación en 500 kV
   a) Estado: por licitarse
   b) Costo Total: B/. 175,084,000.00
   c) Inicio de Operación: diciembre de 2029

3. **Proyecto Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 kV**
   a) Costo Total: B/. 13,945,000.00
   b) Inicio de Operación: septiembre de 2027

4. **Nueva Subestación Caldera 230/115/34.5 kV**
   a) Costo Total: B/. 40,738,000.00
   b) Inicio de Operación: abril de 2025

5. **Nueva Subestación Los Olivos y Línea de Transmisión La Huaca – Los Olivos**
   a) Costo Total: B/. 50,886,000.00
   b) Inicio de Operación: diciembre de 2025

6. **Proyecto Nueva Subestación La Huaca 230/34.5 kV**
   a) Costo Total: B/. 38,246,000.00
   b) Inicio de Operación: junio de 2025

7. **Proyecto STATCOM Subestación Panamá III 230 kV**
   a) Costo Total: B/. 60,000,000.00
   b) Inicio de Operación: diciembre de 2030

8. **Proyecto Nueva Subestación Cáceres 115 kV GIS**
   a) Costo Total: B/. 15,213,000.00
   b) Inicio de Operación: enero de 2025

9. Proyecto Aumento de Capacidad de la Línea LT2 Veladero – Panamá II 230 kV

a) Costo Total: B/. 61,248,000.00

b) Inicio de Operación: febrero de 2025

III. <u>Plan de Expansión de Sistema de Comunicaciones (Debe ser revisado conforme lo indicado en la resolución)</u>

1. **Proyecto Adquisición de Nuevos Sitios Troncales para Mejorar la Cobertura de Radio Troncales LT 230-20 y 30**
   a) Costo Total: B/. 250,000.00

2. **Reposición de Enlaces de Microondas de la Columna Vertebral**
   a) Costo Total: B/. 686,700.00

3. **Proyecto Reposición de Aires Acondicionados**
   a) Costo Total: B/. 187,400.00

4. **Proyecto Reposición de Torres de Comunicación**
   a) Costo Total: B/. 393,000.24

5. **Proyecto Reposición de Rectificadores**
   a) Costo Total: B/. 264,000.00

6. **Proyecto Reposición de Bancos de Baterías de Comunicaciones**
   a) Costo Total: B/. 319,074.00

7. **Proyecto Reposición del Sitio Maestro del Sistema de Radio de Comunicación Digital Astro 25**
   a) Costo Total: B/. 2,305,715.00

8. **Proyecto Reposición de Equipos de Prueba y Medición para el Mantenimiento de la Red de Telecomunicaciones de ETESA**
   a) Costo Total: B/. 550,000.00

9. **Proyecto Equipamiento de Multiplexores Loop para la Integración de Nuevos Agentes**
   a) Costo Total: B/. 550,000.00

10. **Proyecto Enlace de Fibra Óptica Valbuena-Mata de Nance**
    a) Costo Total: B/. 48,765.00

11. **Proyecto Reposición Plantas Eléctricas Auxiliares de Respaldo**
    a) Costo Total: B/. 330,001.43

IV. Plan de Reposición de Corto Plazo (Debe ser revisado conforme lo indicado en la resolución)

1. **Implementación de Centro de Monitoreo y Control**

2. **Proyecto Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Mata de Nance**
   a) Costo Total: B/. 4,501,000.00
   b) Inicio de Operación: diciembre de 2021

3. **Proyecto Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Panamá**
   a) Costo Total: B/. 5,525,480.00
   b) Inicio de Operación: junio de 2021

4. **Proyecto Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Progreso**
   a) Costo Total: B/. 4,374,000.00
   b) Inicio de Operación: febrero de 2022

5. **Reemplazo de Transformadores de Puesta a Tierra TT1/TT2 Subestación Mata de Nance y TT1/TT2 Subestación Progreso**

6. **Reemplazo de Cuchillas Tripolares Motorizadas con Cuchilla a Tierra de 115 kV para Subestación Caldera**

7. **Reemplazo de Cuchillas Tripolares Motorizadas con Cuchilla a Tierra de 230 kV para las Subestaciones La Esperanza, Boquerón 3 y Cañazas**

8. **Reemplazo Interruptores de 230 kV en Subestación La Esperanza**

9. **Reemplazo de Tres Reactores de 230 kV de la Subestación Veladero**

10. **Reemplazo de Bancos de Baterías en S/E Guasquitas y S/E Cañazas**

11. **Reemplazo de los Seccionadores del Patio de 115 kV de la S/E Llano Sánchez**
    a) Costo Total: B/. 277,409.75

12. **Proyecto Reemplazo de Interruptores en S/E Panamá y S/E Chorrera**

13. **Reemplazo de Bancos de Baterías en S/E Panamá y S/E Santa Rita**

14. **Reemplazo de Bancos de Capacitores en S/E Panamá y S/E Panamá II**

15. **Reemplazo de Cuchillas Manuales y Motorizadas a Nivel Nacional**

16. **Reemplazo de Contadores de Descarga con Miliamperímetro para Líneas de 230 kV y 115 kV Zona 3**

17. **Reemplazo de Cuchillas Tripolares Manuales de 34.5 kV para Interruptores de la Subestación Mata de Nance y Progreso**

18. **Reemplazo de Transformadores de Potencial PT de 34.5 kV en Subestación Progreso**

19. **Reemplazo de Transformadores de Potencial PT de 34.5 kV en Subestación Mata de Nance**

20. **Reposición de Gateways en los Sistemas Automatizados de Subestaciones (SAS)**

21. **Reposición de Registradores de Oscilagrafías a Nivel Nacional**
    a) Costo Total: B/. 285,304.00

22. **Reemplazo de RTUs**
    a) Costo Total: B/. 2,160,000.00

23. **Mejoras al Sistema de Adquisición de Datos por Relés**
    a) Costo Total: B/. 152,105.76

24. **Reemplazo y Adquisición de Protecciones Diferenciales de Líneas 230 kV y 115 kV**
    a) Costo Total: B/. 4,401,736.42

25. **Proyecto Reemplazo de Interruptores de la S/E Progreso**

26. **Reemplazo CTs a Nivel Nacional y Panamá 230 kV y 115 kV**

27. **Plantas Auxiliares de las Subestaciones Progreso y Mata de Nance**

28. **Proyecto Reemplazo de PT's de la S/E Panamá y Mata de Nance 115 kV**

29. **Proyecto Reemplazo de Torres Corroídas en Panamá y Colón**

30. **Reemplazo de Pararrayos en S/E Panamá y Chorrera**

31. **Reemplazo T3 S/E Panamá**
    a) Costo Total: B/. 7,525,000.00
    b) Inicio de Operación: junio de 2022

32. **Proyecto reemplazo de hilo de guarda en las Zonas 1 y 3 de las líneas 230 kV y 115 kV**

33. Proyecto Reemplazo y Adquisición de Protecciones Diferenciales de Líneas de 230 kV y 115 kV

a) Costo Total: B/. 1,409,344.06

34. Proyecto Reemplazo de Protecciones de 230/115 kV en S/E Panamá II

a) Costo Total: B/. 594,991.95

35. Proyecto Reposición de Equipo de Inyección Secundaria para Pruebas de Protecciones

a) Costo Total: B/. 205,000.00

V. <u>Plan de Reposición de Largo Plazo (aprobación sujeta a revisión en futuros PESIN)</u>

1. **Proyecto Reemplazo T1 S/E Panamá**
   a) Costo Total: B/. 11,845,600.00
   b) Inicio de Operación: junio de 2025

2. **Proyecto Reemplazo de las Protecciones en el Patio 230 kV en S/E Guasquitas**
   a) Costo Total: B/. 311,473.58

3. **Proyecto Reemplazo de Protecciones en los Patios 230/115 kV en S/E Llano Sánchez**
   a) Costo Total: B/. 596,880.67

4. **Proyecto Reemplazo de las Protecciones en el Patio 230 kV en S/E Veladero**
   a) Costo Total: B/. 609,411.52

5. **Proyecto Reemplazo de las Protecciones en el Patio 115 kV en S/E Santa Rita**
   a) Costo Total: B/. 106,247.60

REPÚBLICA DE PANAMÁ
MUNICIPIO DE DONOSO
Concejo Municipal
Acuerdo No. 1
(Del 6 de julio de 2022)

POR MEDIO DEL CUAL SE DESGLOSA LA PARTIDA 582 DENOMINADA "REMANENTE 2021-JUNTAS COMUNALES-..." Y "PROYECTOS 2022-..." QUE ESTABAN PENDIENTE DE CONSULTAS CIUDADANAS, DESCRITA EN EL ACUERDO MUNICIPAL No. 18 DEL 9 DE FEBRERO DE 2022, QUE APRUEBA EL PRESUPUESTO DE INVERSIÓN ANUAL DE VIGENCIA FISCAL 2022, PARA EL MUNICIPIO DE DONOSO, FINANCIADO CON LOS APORTES DEL IMPUESTO DE BIENES INMUEBLES",

EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE DONOSO EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES

CONSIDERANDO:

Que mediante Acuerdo Municipal No. 18 del 9 de febrero de 2022, "Por medio del cual se aprueba el presupuesto de inversión anual de vigencia fiscal 2022, para el municipio de Donoso, financiado con los aportes del impuesto de bienes inmuebles", publicado en la Gaceta Oficial No. 29480 del 18 de febrero de 2022, por el monto total de B/. 1, 149,637.73, de los cuales 789,820.90 corresponde gastos de inversión en proyectos, sin embargo, para la fecha de la publicación del Acuerdo no se habían terminado las consultas ciudadanas.

Como quiera que a la fecha ya se han terminado las consultas ciudadanas, las cuales son el fundamento para el desglose de las partidas de inversión, por lugar, proyecto y monto, es necesario dictar otro Acuerdo Municipal que contenga lo antes descrito para su debida publicación en la Gaceta Oficial, requisito indispensable para ejecutar los referidos proyectos.

ACUERDA:

ARTÍCULO PRIMERO: Desglosar la Partida 582 descrita en el Acuerdo Municipal No. 18 del 9 de febrero de 2022, denominada "Remanente 2021-JUNTAS COMUNALES-..." y "Proyectos 2022-..." que estaban pendiente consultas ciudadanas de la siguiente manera:

PARTIDA	NOMBRE	NOMENCLATURA	No.	MONTO
582	Mejoramiento al Acueducto de Miguel de la Borda	R	01	B/.16,875.00
582	Adquisición de Camión Junta Comunal Miguel de la Borda	R	01	B/.45,000.00
582	Construcción de Casa Local en los Bajitos	R	03	20,625.00
582	Construcción de Casa Local en Cerro Miguel	R	03	20,625.00
582	Construcción de Casa Local en San José #1	R	03	20,625.00
582	Mejoramiento al acueducto de Caño del Rey	R	02	40,000.00
582	Construcción de veredas en Sabanita Verde	R	02	21,875.00

PARTIDA	NOMBRE	NOMENCLATURA	No.	MONTO
582	Mejoramiento al Acueducto del Papayo	R	05	15,000.00
582	Mejoramiento al Acueducto del Chilar	R	05	15,000.00
582	Mejoramiento Casa Local de las Minas	R	05	15,000.00
582	Mejoramiento del Acueducto de Guayabalito	R	05	16,875.00
582	Mejoramiento al acueducto de San Lucas	A	02	61,875.00
582	Construcción de veredas en el corregimiento de Gobea	R	04	30,000.00
582	Mejoramiento al Campo Deportivo de Gobea	R	04	31,875.00
582	Mejoramiento al Puente del Caño en Miguel de la Borda	R	01	61,875.00
582	Mejoramiento al Muelle de Nueva Concepción	R	03	20,625.00
582	Construcción de veredas en Miguelito	R	03	20,625.00
582	Mejoramiento del alumbrado Público con paneles solares en Villa del Carmen	R	03	20,625.00
582	Mejoramiento al Muelle de Cuatro Calles	R	02	61,875.00
582	Mejoramiento a la Casa Local de Río Indio	R	05	15,000.00
582	Adquisición de Camión Junta Comunal de Río Indio	R	05	46,875.00
			Total	**618,750.00**

ARTÍCULO SEGUNDO: Mantener las demás partes del Acuerdo Municipal No. 18 del 9 de febrero de 2022, "Por medio del cual se aprueba el presupuesto de inversión anual de vigencia fiscal 2022, para el municipio de Donoso, financiado con los aportes del impuesto de bienes inmuebles", publicado en la Gaceta Oficial No. 29480 del 18 de febrero de 2022.

ARTÍCULO TERCERO: Este acuerdo entrará en vigencia a partir de su aprobación; por lo tanto, envíese copia del mismo a la oficina de Tesorería Municipal, Alcaldía Municipal, Secretaría Nacional de Descentralización, Control Fiscal, Contraloría General de la República, Gobernación de Colón y a la Gaceta Oficial para su debida publicación.

Dado en el salón de sesiones del Honorable Concejo Municipal de Donoso a los seis (6) días del mes de julio del año 2022.

H. R. FERNANDO JONHSON
Presidente del Concejo

MARÍA LUISA AYARZA
Secretaria del Concejo Municipal

SANCIONADO:

H.A. ENEIDA MENDOZA SOTO.

REPÚBLICA DE PANAMÁ
CONSEJO MUNICIPAL
DISTRITO DE DONOSO

SECRETARIA DEL CONSEJO MUNICIPAL DE DONOSO
FIEL COPIA DE SU ORIGINAL
FIRMA DEL FUNCIONARIO:

CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SANTIAGO
PROVINCIA DE VERAGUAS
ACUERDO MUNICIPAL NO. 06
(DEL 07 DE JUNIO DEL 2022)

POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SANTIAGO MODIFICA Y APRUEBA EL ARTÍCULO SEPTIMO DEL ACUERDO MUNICIPAL N° 14, DEL 21 DE SEPTIEMBRE DE 2021, CON NÚMERO DE GACETA, 29386-A, DEL 29 DE SEPTIEMBRE DE 2021 DEBIDO A CAMBIO DE PROYECTO.

EL HONORABLE CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SANTIAGO EN USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y,

CONSIDERANDO:

- Que artículo 14 de la Ley N°. 106 de 1973, dispone que los Concejos Municipales regularán la vida jurídica de los Municipio por medio de acuerdos que tiene fuerza de ley dentro del respectivo Distrito.
- Que el numeral 5 del artículo 242 de la Constitución Política de la República de Panamá, establece que "es función del Concejo Municipal, sin perjuicio de otras que la ley señale, expedir, modificar, reformar y derogar Acuerdos y Resoluciones municipales, en lo referente a: "La aprobación o eliminación de impuestos, contribuciones, derechos y tasas conforme a la Ley";
- Que la Ley 66 del 29 de octubre de 2015, que modifica la Ley 37 del 29 de junio de 2009, y el Decreto N.º 10 del 6 de enero de 2017, que descentraliza y dicta otras disposiciones la cual tiene por objetivo general garantizar la realización del proceso de descentralización a la Administración Pública, a través de las transferencias de recursos necesarios a los gobiernos locales en coordinación con el Gobierno Central.
- En vista que el Honorable Alcalde Municipal como primera Autoridad del Distrito y Administrador Municipal, presento un anteproyecto del presupuesto para la utilización de la partida de descentralización, el cual fue sometido a estudio y aprobado por el pleno del HONORABLE CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SANTIAGO, y en conocimiento que el Alcalde como administrador del Fondo de Aportes de Bienes Inmuebles (IBI), tiene la facultad de ejercer cambios de proyectos conforme al procedimiento establecido, procede a cambiar los títulos de los proyectos aprobados por necesidad social en el área.
- Que se realiza cambio de Proyecto en el Corregimiento de Santiago Sur, Distrito de Santiago, provincia de Veraguas, de acuerdo a lo que estable la Ley 66 del 29 de octubre de 2015, que modifica la ley 37 del 29 de junio de 2009, y cumpliendo con los requisitos establecidos, se han realizado las consultas ciudadanas respectivas, y es de estricta necesidad en el área. (**Mejoramiento de Acueductos**).

ACUERDA:

PRIMERO: **SE APRUEBA** la modificación del artículo SEPTIMO del Acuerdo No. 14 del 21 de septiembre de 2021, del presupuesto anual de obras de inversión de la vigencia fiscal 2021, (Plan Anual de Inversión) financiado con los aportes del Impuesto de Bien Inmueble (IBI) en cuanto a proyecto número 25 presentado por la Junta Comunal de Santiago Sur.

ARTICULO SEPTIMO: El Proyecto del Corregimiento de Santiago Sur se presentó así:

CORREGIMIENTO DE SANTIAGO SUR				
N° PROYECTO	NOMBRE DEL PROYECTO	LUGAR	MONTO DEL PROYECTO	OBSERVACIONES
25	CONSTRUCCIÓN DE JUNTA COMUNAL	CORREGIMIENTO DE SANTIAGO SUR	B/. 31,375.00	

- Quedará de la siguiente manera:

CORREGIMIENTO DE SANTIAGO SUR

N° PROYECTO	NOMBRE DEL PROYECTO	LUGAR	MONTO DEL PROYECTO	OBSERVACIONES
39	MEJORAMIENTO DE ACUEDUCTOS	CORREGIMIENTO DE SANTIAGO SUR	B/. 31,375.00	

SEGUNDO: **SE MANTIENEN** los demás artículos del Acuerdo Municipal No. 14 del 21 de septiembre de 2021.

TERCERO: Dicha autorización está sujeta a que se cumpla con los requisitos establecidos en la Ley de Contrataciones Públicas y la Ley de Descentralización.

CUARTO: Este acuerdo entrará en vigencia a partir de su aprobación, sanción y promulgación conforme a la Ley.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 106 de 8 de octubre de 1973, reformada por la Ley 52 del 12 de diciembre de 1984, Acuerdo Municipal N° 10 del 07 de junio de 2005, que aprueba el Reglamento Interno del Concejo Municipal, Ley 6 del 1 de febrero de 2006, Ley 66 del 29 de octubre de 2015, que modifica la ley 37 del 29 de junio de 2009.

DADO Y APROBADO POR EL HONORABLE CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SANTIAGO A LOS SIETE (07) DÍAS DEL MES DE JUNIO DE DOS MIL VEINTIDÓS (2022).

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE.

H.R. RAÚL BATISTA
Presidente del Concejo Municipal

LCDA. ANABELSI SÁNCHEZ
Secretaria del Concejo

ALCALDÍA MUNICIPAL DE SANTIAGO
DESPACHO DEL ALCALDE
SANCIONADO

SAMID DAN SANDOVAL CISNEROS
Alcalde Municipal del Distrito de Santiago

FERNANDO FÁBIAN CARRIL
Secretario General

REPÚBLICA DE PANAMÁ
MUNICIPIO DE SAN MIGUELITO
CONCEJO MUNICIPAL DE SAN MIGUELITO

ACUERDO No.57
(Del 17 de mayo de 2022)

Por medio del cual se crea la **Banda de Música Protocolar del Municipio de San Miguelito.**

EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SAN MIGUELITO

CONSIDERANDO

Que el Concejo Municipal del Distrito de San Miguelito tiene como norte reconocer, enaltecer y exaltar todas las manifestaciones artísticas que contribuyan en el crecimiento y desarrollo cultural de los habitantes de los nueve corregimientos que lo componen.

Que la **Banda de Música Protocolar del Municipio de San Miguelito** también conocida como Banda Municipal de San Miguelito, se crea fundamentado en la necesidad de una representación musical digna que brinde la majestad requerida en desfiles, conciertos y todo tipo de actividades culturales y protocolares.

Que la **Banda de Música Protocolar del Municipio de San Miguelito**, tuvo su primera presentación pública el 1 de noviembre de 2021, en el área de Cristo Redentor dando inicio al mes de la Patria, considerada esta también como su fecha de creación.

Que su primer Director Musical es el Profesor Armando Villa, quien desarrolló la gestión de la misma junto al Director de Cultura del Municipio de San Miguelito y el Señor Alcalde.

Que la **Banda de Música Protocolar del Municipio de San Miguelito** estaría compuesta por músicos profesionales que bajo la figura de voluntariado han decidido desarrollar en San Miguelito un proyecto musical que engalane y otorgue majestad a la comunidad de San Miguelito.

ACUERDA

ARTÍCULO PRIMERO: **CREASE la Banda de Música Protocolar del Municipio de San Miguelito,** cuyos integrantes deberán tener conocimientos especiales en el uso de instrumentos musicales propios de una Banda de Música Protocolar.

ARTÍCULO SEGUNDO: Que la **Banda de Música Protocolar del Municipio de San Miguelito**, estará integrada por ciudadanos voluntarios, los cuales estarán bajo la conducción del Alcalde a través de la Dirección de Cultura del Municipio de San Miguelito.

ARTÍCULO TERCERO: Que la voluntariedad de los integrantes de la **Banda de Música Protocolar del Municipio** de San Miguelito, no impedirá la retribución económica de sus integrantes por parte del Municipio de Sn Miguelito en concepto de movilización, alimentación, uniformes, hospedajes y cualquier otro concepto del gasto necesario para el éxito de sus presentaciones, siempre que no riñan con su carácter de voluntariedad.

ARTÍCULO CUARTO: Que la **Banda de Música Protocolar del Municipio de San Miguelito**, podrá organizarse internamente para el mejor desempeño de sus presentaciones a través de una Junta Directiva, que se escogerá y funcionará de manera coordinada con la Dirección de Cultura del Municipio de San Miguelito.

ARTÍCULO QUINTO: RECONOZCASE, a los primeros integrantes de la **Banda de Música Protocolar del Municipio de San Miguelito** un pergamino a cada uno y las llaves del Distrito de San Miguelito, por su ejemplo y loable labor.

Dado en el Distrito de San Miguelito, a los diecisiete (17) días del mes de mayo del año dos mil veintidós (2022).

H.C. CÉSAR CABALLERO
Presidente del Concejo Municipal
Distrito de San Miguelito

H.C. DIXIA DE AH CHONG
Vicepresidenta del Concejo Municipal
Distrito de Sn Miguelito

LICDA. LISETH DÍAZ
Subsecretaria general de Concejo Municipal
Distrito de San Miguelito.

SANCIONADO: El acuerdo cincuenta y siete (57) del día diecisiete (17) del mes de mayo del año dos mil veintidós (2022).

H.A. HÉCTOR VALDÉS CARRASUILLA
Alcalde

Fecha 23/5/2022

REPUBLICA DE PANAMA
DESPACHO SUPERIOR
ALCALDIA MUNICIPAL
MUNICIPIO DE SAN MIGUELITO

CONCEJO MUNICIPAL DE SAN MIGUELITO
CERTIFICO QUE ES FIEL COPIA
DE SU ORIGINAL
FECHA 21 DE 7 DE 22
SECRETARIA GENERAL

REPÚBLICA DE PANAMÁ
MUNICIPIO DE SAN MIGUELITO
CONCEJO MUNICIPAL DE SAN MIGUELITO

ACUERDO No.58
(Del 17 de mayo de 2022)

Por medio del cual, se aprueba la Exoneración completa de multa por la No Presentación de la Declaración Jurada de Ingresos a favor de la señora **JENNIFER ROMERO**

EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SAN MIGUELITO

CONSIDERANDO:

Que ante el Pleno de esta Cámara Edilicia se ha solicitado la exoneración completa de multa, a favor de la señora **JENNIFER ROMERO** con cédula No.8-738-1163, propietario del negocio denominado **BLISS BEAUTY MARKET**, ya que no presentó en tiempo oportuno la Declaración Jurada de Ingresos

Que la petición fue analizada, revisada, discutida y aprobada en la Comisión de Hacienda Municipal, por lo que luego del análisis realizado, está Cámara Edilicia considera que es oportuno y pertinente acceder a la exoneración de esté contribuyente que mantiene inscrito su negocio en el Municipio de San Miguelito.

Que es facultad del Concejo Municipal conceder exenciones o exoneraciones de impuestos, derechos y tasas, de conformidad con el Artículo 248 de la Constitución Política de la República de Panamá.

Que el Artículo 14 de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973, establece que: Los Concejos Municipales regularan la Vida Jurídica de los Municipios por medio de Acuerdos que tienen fuerza de Ley dentro del respectivo Distrito

ACUERDA:

ARTÍCULO PRIMERO: RECONOCER, como en efecto lo hacemos, Exoneración completa de multa, por la No Presentación de la Declaración Jurada de Ingresos, a favor de la señora **JENNIFER ROMERO,** con cédula de identidad personal No.**8-738-1163** propietaria del Negocio **BLISS BEAUTY MARKET,** ubicado en Corregimiento Rufina Alfaro, PH Premier Plaza, Local 10, la suma a exonerar es de **QUINIENTOS BALBOAS (B/.500.00).**

ARTÍCULO SEGUNDO: Notificar del contenido del presente Acuerdo al Departamento de Dirección de Tesorería y a la Dirección de Negocios, para que realicen las adecuaciones correspondientes y no se vean afectadas las finanzas municipales y así no se proceda con el cobro de dicha multa.

ARTÍCULO TERCERO: Este Acuerdo empezará a regir a partir de su aprobación, sanción y posterior promulgación.

Dado en el Salón de Sesiones del Concejo Municipal del Distrito de San Miguelito, a los diecisiete (17) días del mes de mayo del año dos mil veintidós (2022).

H.C. CÉSAR CABALLERO
Presidente del Concejo Municipal
Distrito de San Miguelito

H.C. DIXIA DE AH CHONG
Vicepresidenta del Concejo Municipal
Distrito de San Miguelito

LICDA. LISETH DÍAZ
Subsecretaria General del Concejo

SANCIONADO: El Acuerdo cincuenta y ocho (58) del día diecisiete (17) de mayo, del año dos mil veintidós (2022).

H.A. HÉCTOR VALDÉS CARRASQUILLA
Alcalde

Fecha: 23/5/2022

CONCEJO MUNICIPAL DE SAN MIGUELITO
CERTIFICO QUE ES FIEL COPIA DE SU ORIGINAL
FECHA 1 DE 6 DE 22
SECRETARIA GENERAL

CONCEJO MUNICIPAL DE SAN MIGUELITO

EDICTOS

EDICTO No. 118

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA
ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EL SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER
QUE EL SEÑOR (A). MARICEL ARLENIS SAMUDIO DIAZ, mujer, panameña, mayor de edad, soltera, portadora de la cédula de identidad personal No. 4-180-591, residente en la Barriada El Coco, Calle 2da., Casa No. 6864.----------
En su propio nombre y en representación de su propia persona----------
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a título de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE 42 NORTE Y CALLE 51 "A" NORTE de la Barriada EL COCO CENTRO Corregimiento EL COCO donde HAY UNA CONSTRUCCION, distingue con el numero..... y cuyo linderos y medidas son los siguiente.

RESTO LIBRE DE LA FINCA 6028 TOMO 194 FOLIO 104
NORTE: PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON: 20.79 MTS

SUR: CALLE 42 NORTE CON: 22.50 MTS

ESTE: CALLE 51 "A" NORTE CON: 38.31 MTS
RESTO LIBRE DE LA FINCA 6028 TOMO 194 FOLIO 104
OESTE: PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA CON: 34.33 MTS
AREA TOTAL DE TERRENO: SETECIENTOS SETENTA Y SIETE METROS CUADRADOS CON OCHENTA Y TRES DECIMETROS CUADRADOS (777.83 MTS2).-
Con base a lo que dispone el Artículo 14 del Acuerdo Municipal No.11-A, del 6 de marzo de 1969, se fija el presente Edicto en un lugar visible al lote de terreno solicitado, por el termino de DIEZ (10) días, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas.
Entréguesele senda copia del presente Edicto al interesado, para su publicación por una sola vez en un periódico de gran circulación y en La Gaceta Oficial.

La Chorrera, 29 de junio de dos mil veintidós .-

ALCALDE: (FDO.) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

DIRECTOR DE INGENIERIA: (FDO) ING. ADRIANO FERRER
CERTIFICO: Es fiel copia de su original.
La Chorrera, veintinueve (29) de junio de dos mil veintidós.-

ING. ADRIANO FERRER
DIRECTOR DE INGENIERIA MUNICIPAL

REPÚBLICA DE PANAMÁ • INGENIERIA MUNICIPAL • MUNICIPIO DE LA CHORRERA • PROV. DE PANAMÁ OESTE

GACETA OFICIAL
Liquidación: 202116599690