



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año CXV

Panamá, R. de Panamá lunes 21 de noviembre de 2016

Nº 28162

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN Nº 10614 -Telco
(De martes 01 de noviembre de 2016)

POR LA CUAL LA AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS SE PRONUNCIA SOBRE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PLAN NACIONAL DE NUMERACIÓN (PNN) PARA PROVEER DE MÁS RECURSOS EL SERVICIO DE TELECOMUNICACIÓN BÁSICA LOCAL (NO. 101) A TRAVÉS DE LA RED DE INTERNET, LA CUAL FUE SOMETIDA A CONSULTA PÚBLICA, DURANTE EL PERÍODO COMPRENDIDO DEL 9 AL 15 DE SEPTIEMBRE DE 2016.

Resolución AN Nº 10619 -Elec
(De martes 01 de noviembre de 2016)

POR LA CUAL SE APRUEBA EL INFORME DE CONFIABILIDAD PARA EL AÑO 2017.

AVISOS / EDICTOS



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 10614 -Telco Panamá, 1 de noviembre de 2016.

“Por la cual la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos se pronuncia sobre la propuesta de modificación del Plan Nacional de Numeración (PNN) para proveer de más recursos el Servicio de Telecomunicación Básica Local (No. 101) a través de la Red de Internet, la cual fue sometida a Consulta Pública, durante el período comprendido del 9 al 15 de septiembre de 2016”.

EL ADMINISTRADOR GENERAL,
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, organismo autónomo del Estado, con personería jurídica y patrimonio propio, el cual tiene a su cargo el control y fiscalización de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión; así como el transporte y distribución de gas natural;
2. Que la Ley No. 31 de 8 de febrero de 1996, reglamentada por el Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997, constituye el ordenamiento jurídico al que están sujetos los servicios de telecomunicaciones, conjuntamente con las directrices emitidas por esta Entidad Reguladora;
3. Que de conformidad con el numeral 2 del artículo 73 de la citada Ley No. 31 de 1996, corresponde a esta Autoridad Reguladora elaborar, dictar y velar por el cumplimiento del Plan Nacional Técnico de Telecomunicaciones que incluye, entre otros, el Plan Nacional de Numeración;
4. Que en atención al artículo 32 del Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997, la Autoridad Reguladora está encargada de establecer, administrar, modificar e implementar el Plan Nacional de Numeración;
5. Que mediante Resolución No. JD-179 de 12 de febrero de 1998 se adoptó el Plan Nacional de Numeración mismo que contiene los recursos numéricos permitidos en la prestación de los servicios de telecomunicaciones y el procedimiento que deben seguir los concesionarios para la asignación de series numéricas;
6. Que mediante la Resolución AN No. 2001-Telco de 20 de agosto de 2008, se modificó el procedimiento para la solicitud y asignación de las series numéricas establecido en el Plan Nacional de Numeración (PNN);
7. Que a través de la Resolución AN No. 1099-Telco de 31 de agosto de 2007, se emitieron directrices para reconocer el uso de la Red de Internet como infraestructura válida para la prestación del Servicio de Telecomunicación Básica Local (No. 101);
8. Que asimismo, mediante la Resolución AN No. 1099-Telco de 31 de agosto de 2007, se designaron las series numéricas para la prestación del Servicio de Telecomunicación Básica Local (No. 101), utilizando la Red de Internet, para las provincias de Panamá, Colón, provincias centrales, Chiriquí y Bocas del Toro;
9. Que en virtud que la Resolución AN No. 1099-Telco de 31 de agosto de 2007 no contempló a la provincia de Darién y la Comarca de Guna Yala en la designación de series numéricas para la prestación del Servicio de Telecomunicación Básica Local (No. 101), utilizando la Red de Internet; esta Autoridad Reguladora consideró la necesidad de reasignar algunas de las series numéricas del Servicio de Valor Agregado de Telecomunicaciones (No. 400), correspondientes a la provincia de Panamá, para que puedan ser utilizadas para el Servicio de Telecomunicación Básica Local (No. 101), utilizando la Red de Internet, en la provincia de Darién y la Comarca de Guna Yala.



Resolución AN No. 10614 - Telco
Panamá, 1 de noviembre de 2016
Pág. 2

10. Que de igual manera, esta Autoridad Reguladora considera que con la creación de la provincia de Panamá Oeste se hace necesario contar con series numéricas para la mencionada provincia, las cuales actualmente están incluidas en las series de la provincia de Panamá;
11. Que en virtud de lo anterior, esta Autoridad Reguladora elaboró una propuesta de modificación del Plan Nacional de Numeración para reasignar las series 827-XXXX, 828-XXXX y 829-XXXX, correspondientes al Servicio de Valor Agregado de Telecomunicaciones (No. 400), en la provincia de Panamá, para que se utilicen en las provincias de Darién, Panamá Oeste y la Comarca Guna Yala, para los Servicios No. 101 y No. 104, descritos con anterioridad, utilizando la red de Internet. Dicha propuesta fue sometida a Consulta Pública, durante el período comprendido del 9 al 15 de septiembre de 2016;
12. Que al celebrar la Consulta Pública se cumplió con el principio de transparencia y participación ciudadana, que consagran los artículos 24 y 25 de la Ley 6 de 22 de enero de 2002, por la cual se dictaron normas para la transparencia en la gestión pública permitiendo que todos los interesados presentaran sus comentarios a la propuesta antes descrita;
13. Que según se hace constar en el Acta de Cierre de la Consulta Pública No. 008-16 Telco de 15 de septiembre de 2016, se recibieron los comentarios y opiniones de **DIGICEL (PANAMA), S.A.** y **CABLE & WIRELESS PANAMÁ, S.A.**, los cuales se detallan a continuación:

DIGICEL (PANAMA), S.A.

Por este medio deseamos manifestar nuestro apoyo a los cambios sugeridos en la Consulta Pública No. 008-16 sobre la Propuesta de modificación del Plan Nacional de Numeración para proveer de más recursos el Servicio de Telecomunicación Básica Local (No. 101) a través de la Red de Internet.

CABLE & WIRELESS PANAMÁ, S.A.

Al respecto deseamos indicar que, con base a nuestra experiencia respecto a la utilización de los recursos numéricos en las áreas geográficas a las que se desea otorgar numeración, para ser utilizada en la prestación del Servicio de Telecomunicación Básica Local (No. 101), específicamente la provincia de Darién y Guna Yala, la base instalada para dar una referencia, en la provincia de Darién, no representa ni el 15% de los 10,000 números que se pretenderían asignar para esta provincia, donde la ocupación se encuentra aproximadamente en un 73%.

Dicho lo anterior, creemos que se debe considerar la asignación solo de 10,000 números divididos entre estas dos áreas, toda vez que existen otras regiones que por su densidad actual van a requerir de los mismos.

14. Que una vez concluida la Consulta Pública sobre la modificación del Plan Nacional de Numeración (PNN) podemos indicar que en general los concesionarios se mostraron a favor de que se realice la modificación al Plan Nacional de Numeración, toda vez que propicia el crecimiento y desarrollo de los servicios de telecomunicaciones, tanto en las provincias de Darién y Panamá Oeste, como en la Comarca Guna Yala;
15. Que con respecto a lo manifestado por la concesionaria **CABLE & WIRELESS PANAMÁ, S.A.**, en el sentido de que la base instalada en la provincia de Darién no representa ni el 15% de los 10,000 números que se pretenden asignar para esta provincia, esta Autoridad Reguladora considera de importancia resaltar, que el análisis realizado por la concesionaria no corresponde al Servicio Telecomunicación Básica Local (No. 101) sobre la Red de Internet, puesto que la Resolución AN No. 1099-Telco de 31 de agosto de 2007 no contempló a la provincia de Darién, ni la Comarca de Guna Yala, para la prestación de dicho servicio;
16. Que aunado a lo anterior, es preciso aclarar que la estructura del Plan Nacional de Numeración (PNN), adoptado mediante la Resolución JD-179 de 12 de febrero de 1998 y sus modificaciones, está diseñada para que el recurso numérico esté disponible en bloques de diez mil (10,000) números para el Servicio 101/104, los cuales se asignan en grupos mínimos de mil (1,000) y por

2

2

2



Resolución AN No. 10614- Telco
Panamá, 1 de noviembre de 2016
Pág. 3

cantidades que sean múltiplos de ésta, según lo dispuesto en la Resolución AN No. 2001-Telco de 20 de agosto de 2008;

17. Que analizados los comentarios formulados por los participantes en la Consulta Pública No.008-16, esta Entidad Reguladora concluye que debe proceder con la adopción de la propuesta de modificación del Plan Nacional de Numeración para reasignar las series numéricas 827-XXXX, 828-XXXX y 829-XXXX de la provincia de Panamá para la provincias de Darién, Panamá Oeste y la Comarca Guna Yala, para los Servicios de Telecomunicación Básica Local (No. 101) y de Terminales Públicos y Semipúblicos (No. 104), lo que beneficiará a los usuarios de estas regiones del país;
18. Que el artículo 22 del Decreto Ejecutivo No. 279 del 14 de noviembre del 2006, por el cual se reglamenta la Ley No. 26 de 29 de enero de 1996, reformada por el Decreto Ley No. 10 de 2006, establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos velará por el interés público y/o bienestar social de los clientes y/o usuarios de los servicios públicos sujetos a su competencia, con el propósito de que éstos reciban un servicio continuo, de calidad y eficiente, a precios justos y razonables;
19. Que de conformidad con el Decreto Ley 10 de 2006 corresponde a esta Administración General el cumplimiento de los fines y objetivos de la política de Estado en materia de telecomunicaciones, así como conocer y emitir todas las resoluciones de carácter y aplicación general y las relacionadas con el establecimiento de normas sectoriales, por lo tanto;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR la Resolución No. JD-179 de 12 de febrero de 1998, por medio de la cual se adoptó el Plan Nacional de Numeración (PNN), de forma tal que las series numéricas 827-XXXX, 828-XXXX y 829-XXXX queden reasignadas a las provincias de Darién, Panamá Oeste y la Comarca de Guna Yala, para prestar los servicios de Telecomunicación Básica Local (No. 101) y de Terminales Públicos y Semipúblicos (No. 104), de forma tal que se lea como se indica a continuación;

Serie	Servicios	Provincia	Asignados	Disponibles
827-XXXX	101/104	Darién	0	10,000
828-XXXX	101/104	Darién y Guna Yala	0	10,000
829-XXXX	101/104	Panamá Oeste	0	10,000

SEGUNDO: MODIFICAR el Resuelto Segundo de la Resolución AN No. 1099-Telco de 31 de agosto de 2007, para incorporar las series numéricas 827-XXXX, 828-XXXX y 829-XXXX, a las series numéricas designadas para la prestación del Servicio de Telecomunicación Básica Local, cuando se utilice la Red de Internet.

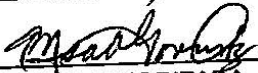
TERCERO: INSTRUIR a la Dirección Nacional de Telecomunicaciones para que actualice el cuadro de asignación de series numéricas del Plan Nacional de Numeración.

CUARTO: DAR A CONOCER que la presente Resolución regirá a partir de su publicación.

FUNDAMENTO LEGAL: Ley No. 26 de 29 de enero de 1996; Decreto Ley No. 10 de 22 de febrero de 2006; Ley No. 31 de 8 de febrero de 1996 y su modificación; Decreto Ejecutivo No. 73 de 9 de abril de 1997; Decreto Ejecutivo No. 279 de 14 de noviembre de 2006; Resolución No. JD-179 de 12 de febrero de 1998 y sus modificaciones; Resolución AN No. 1099-Telco de 31 de agosto de 2007y Resolución AN No. 2001-Telco de 20 de agosto de 2008.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

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 15 días del mes de noviembre de 20 16;


FIRMA AUTORIZADA


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General



República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 10619 -Elec

Panamá, 1 de noviembre de 2016

“Por la cual se aprueba el Informe de Confiabilidad para el año 2017”

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, como organismo autónomo del Estado, encargada de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, 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 numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos 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, ambientales 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 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, con la finalidad de contar con normas claras y precisas que garanticen la transparencia del mercado y de sus precios;
5. Que el numeral 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad establecen que el Centro Nacional de Despacho (CND) debe calcular la reserva de confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y confiabilidad vigentes. Dichos criterios y el nivel de reserva para confiabilidad serán propuestos por el Centro Nacional de Despacho (CND) y la empresa de transmisión;
6. Que de acuerdo a dicho numeral, los valores propuestos requieren la aprobación de esta Autoridad Reguladora, la cual verificará que los mismo reflejen la seguridad del abastecimiento de la demanda pretendida y el Informe, una vez aprobado, debe ser puesto en conocimiento de los Participantes del Mercado;
7. Que mediante nota No. ETE-DCND-GOP-962-2016 de 9 de septiembre de 2016, el Centro Nacional de Despacho (CND) remitió a esta Autoridad Reguladora el Informe de Confiabilidad correspondiente al año 2017, solicitando su aprobación;
8. Que luego de revisar el referido Informe de Confiabilidad correspondiente al año 2017, esta Autoridad Reguladora considera que en el mismo se refleja una adecuada seguridad de abastecimiento de acuerdo a los criterios de calidad y de confiabilidad vigentes, por lo que cumple con los requisitos que exigen las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad para su aprobación.

Resolución AN No. 10619 -Elec
Panamá, 1 de noviembre de 2016
Página 2 de 2

9. Que con fundamento en lo anteriormente expuesto, corresponde a esta Autoridad Reguladora decidir lo que en derecho procede por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Informe de Confiabilidad para el año 2017, cuyo texto completo se encuentra en el ANEXO A de la presente Resolución de la cual forma parte integral.

SEGUNDO: COMUNICAR al Centro Nacional de Despacho (CND) que el Informe de Confiabilidad para el año 2017, debe ponerse a disposición de todos los interesados.

TERCERO: ADVERTIR que la presente Resolución rige a partir de su notificación y sólo admite el Recurso de Reconsideración, que deberá interponerse dentro el término de cinco (5) días hábiles, contados a partir de su notificación.

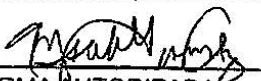
FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998; Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998; Resolución No. JD-605 de 24 de abril de 1998 y sus modificaciones.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,


ROBERTO MEANA MELÉNDEZ
Administrador General

En Panamá a los quince (15) días
del mes de noviembre de
2016 a las 3:15 de la Tarde
Notifico al Sr. Juan Barrios de la
Resolución que antecede.

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 16 días del mes de noviembre de 20 16


FIRMA AUTORIZADA






ANEXO A

RESOLUCIÓN AN No. 10619-Elec de 1 de *noviembre* de 2016

PROPUESTA PARA APROBACIÓN

“Por la cual se aprueba el Informe de Confiabilidad para el año 2016”

2016



REPÚBLICA DE PANAMÁ
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Dirección del Centro Nacional de Despacho



Gerencia de Operaciones

INFORME DE CONFIABILIDAD 2017
Septiembre de 2016

Grupo de Planeamiento Operativo
PLANOP-26-09-2016



A. GLOSARIO _____ **3**

1. RESUMEN EJECUTIVO. _____ **5**

2. INTRODUCCIÓN. _____ **6**

3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS. _____ **7**

4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD. _____ **8**

5. MODELOS A UTILIZAR PARA EL ESTUDIO. _____ **11**

6. METODOLOGÍA. _____ **12**

6.1 Disponibilidad de Generación. _____ **12**

6.2 Cálculo de índices de Confiabilidad (CORAL). _____ **13**

6.3 Análisis de sensibilidad aplicada a la Demanda. _____ **13**

6.4 Potencia Firme Requerida. _____ **14**

6.5 Efecto de la Red de Transporte. _____ **18**

7. DATOS UTILIZADOS. _____ **19**

7.1 Condiciones iniciales _____ **19**

7.2 Demanda _____ **19**

7.3 Sistema de Generación. _____ **20**

8. RESULTADOS OBTENIDOS. _____ **23**

8.1 Determinación de Potencia Disponible Sin Fallas. _____ **23**

8.2 Determinación de la Energía No Suministrada. _____ **24**

8.3 Reserva Óptima _____ **25**

8.4 Potencia Firme Requerida _____ **28**

9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES. _____ **30**

OK



A. GLOSARIO

CH: Central Hidroeléctrica.

CRES: Costo de Reserva (\$/MW). Resultado de valorizar la potencia de reserva.

CT: Central Termoeléctrica.

DMG: Demanda Máxima de Generación (MW). Dentro de un período dado, es el máximo requerimiento de la capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva establecido para confiabilidad.

DT: Demanda Total (MW). Es la generación máxima que se necesita para cubrir los requerimientos de demanda máximos proyectados.

DTO: Demanda Total Óptima (MW). Es la Demanda Total que el parque de generación existente puede cubrir confiablemente.

EENS: Valor Esperado de Energía No Suministrada (MWh).

FD: Factor de Demanda. Constante utilizada para realizar las sensibilidades de demanda (%).

FCAP: Factor de Capacidad. Factor que mide la capacidad de adaptación del parque de generación existente a la demanda máxima prevista para el período de tiempo del estudio (1 año).



PFTO: Potencia Firme Total Ofertada. Es la sumatoria de las Potencias Firmes de los Agentes Generadores.

PFTR: Potencia Firme Total Requerida. Es la Potencia Firme que se necesita para cubrir satisfactoriamente las proyecciones demanda.

PPOT: Precio de Potencia. Precio de Potencia máximo regulado.

PRES: Potencia de Reserva (MW). Potencia de reserva con la que se puede cubrir confiablemente la demanda.

SAERLP: Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo.

NCR: Número de Series Hidrológicas. Cantidad de escenarios hidrológicos con que la herramienta CORAL determina la EENS para cada FD evaluado.

CENS: Costo de Energía No Suministrada (\$/MWh). Resultado de valorizar la Energía No Suministrada.



1. RESUMEN EJECUTIVO.

La demanda utilizada en el presente estudio para el año 2017 fue tomada de la proyección pronosticada en el Informe Indicativo de Demandas correspondiente al período 2017 – 2037.

La proyección de energía demandada para el año 2017 es de **10,390.79 GWh**, mientras que el valor máximo de la potencia asociada a considerar es de **1,684.33 MW**, misma que representa la demanda de los consumidores, incluyendo una estimación de las pérdidas en la red de transmisión.

Para este estudio fueron consideradas las unidades de generación bajo supervisión del CND, las unidades que representan la oferta de ACP y los proyectos de generación hidroeléctrica, tales como Barro Blanco, La Potra, Salsipuedes, Los Planetas II, San Andrés, Bajo Totuma, La Cuchilla y El Alto G4. También se considera el retiro de las turbinas BLMG5, BLMG6 y BLMG8.

Se consideró una Potencia Firme Total Ofertada (PFTO) de **1,848.43 MW**.

La reserva de confiabilidad requerida para el año 2017 es de:

RO = 140.63 MW que representa un **8.35%** de la Potencia Máxima prevista para el 2017.



2. INTRODUCCIÓN.

El presente documento contiene el estudio de seguridad para el abastecimiento de la demanda prevista para el 2017 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante el cual se define la Reserva de Confiabilidad atendiendo a los criterios de calidad y confiabilidad vigentes y así garantizar el suministro de energía en el sistema eléctrico panameño.

En este estudio se utilizan las proyecciones de Demanda del Informe Indicativo de Demandas 2017 – 2037, el valor de la energía no suministrada de 1850¹ \$/MWh y, adicionalmente, se utiliza el precio máximo de la potencia previsto para las transacciones en el mercado ocasional de 8.96² \$/kW-mes.

En cuanto a aspectos normativos es importante señalar que el numeral 5.1.1.11 de las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad en Panamá, establece que el Centro Nacional de Despacho (CND) calculará este nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y confiabilidades vigentes. Dicho nivel de reserva será propuesto en el presente Informe de Confiabilidad para la aprobación de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

¹ Valor calculado por CND en cumplimiento la Resolución AN No. 7796-ELEC del 04/09/2014.

² Valor indicado en la Resolución AN No. 3037-ELEC del 29/10/2009.



3. ASPECTOS Y CONSIDERACIONES REGULATORIAS.

Las Reglas Comerciales para el Mercado Mayorista de Electricidad establecen en su glosario de definiciones las siguientes:

- **Demanda Máxima de Generación**: Dentro de un período dado, es el máximo requerimiento de capacidad de generación para cubrir la demanda con un nivel de reserva establecido para confiabilidad.
- **Obligación de contratar**: Es la obligación de garantía de suministro de un Distribuidor.

Adicionalmente, en el literal 6.2.1.1 de la misma normativa indica que “*Cada Distribuidor está obligado a contratar la Potencia Firme de Largo Plazo mediante Contratos de Suministro para cubrir la demanda máxima de generación de sus clientes regulados y de todos los Grandes Clientes de su zona de concesión, incluyendo a aquellos Grandes Clientes que estando previamente conectados a su red de Distribución se conecten directamente al Sistema de Transmisión, salvo las excepciones que se indican en estas Reglas Comerciales y en las Reglas de Compra*”

En el literal 5.1.1.12 señala que es el CND quien debe calcular la demanda máxima de generación mensual del sistema totalizando las siguientes variables:

- La demanda máxima mensual prevista para el sistema.
- Las pérdidas de transmisión en período de demanda punta.
- La reserva de confiabilidad de largo plazo.



Al igual que cálculo de la demanda máxima de generación prevista, el CND debe considerar la demanda interrumpible, de existir, para cada Participante Consumidor previsto para el año 2017 incluyendo la asociada a los clientes regulados de cada Distribuidor.

Es importante resaltar que el producto potencia firme de largo plazo que venden los Participantes Productores y las empresas Distribuidoras con generación propia ya incluye un determinado nivel de reserva considerado por la indisponibilidad definida como la tasa de salida forzada en el caso de centrales térmicas y al considerar los años con baja hidrología para las centrales hidroeléctricas, dado el compromiso que asume el Participante Productor para proveer esta potencia durante todo el período que la comercializa.

Es decir, cuando la demanda máxima de generación se cubre con potencia firme de largo plazo, ya sea a través de contratos o del servicio auxiliar especial de reserva de largo plazo, la demanda también adquiere reserva.

En consecuencia, la reserva para confiabilidad de largo plazo es la reserva adicional requerida a la que ya provee la potencia firme de largo plazo para el cumplimiento por parte del sistema de los criterios de confiabilidad.

4. CRITERIOS DE CONFIABILIDAD.

El CND como entidad que presta el servicio público de operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) tiene entre sus funciones, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 60 del texto único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la planificación de la operación de los recursos de generación, transmisión e



interconexiones internacionales en el SIN, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.

Lo anterior, sumado a la responsabilidad otorgada al CND de calcular el nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios de calidad y de confiabilidad vigentes, hace necesario considerar algunos criterios mínimos que complementen lo técnico con lo económico.

En este proceso, técnicamente hay que concluir que el logro de los niveles de calidad objetivo en la operación de un mercado eléctrico requiere que el sistema eléctrico pueda mantenerse con las centrales de generación en sincronismo ante los eventos más previsibles. Tomemos en cuenta algunos eventos como lo son las salidas de generación y elementos de transmisión (calidad del servicio), y que ocurrido cualquiera de las anteriores los niveles de tensión y frecuencia estén dentro de rangos preestablecidos (calidad de la energía eléctrica) en el Reglamento de Transmisión.

Pero alcanzar ese nivel de calidad no depende solamente de la disponibilidad de los generadores y de los elementos de transmisión, sino también del nivel de las reservas que el sistema dispone en el tiempo a corto y largo plazo.

- Las reservas de corto plazo son las requeridas en cada instante para garantizar la operatividad y calidad del sistema eléctrico, corregir las diferencias cuando ocurren alejamientos entre la generación y la demanda, y cubrir contingencias minimizando el riesgo del colapso del SIN.
- Las reservas de largo plazo, o mejor conocidas como las reservas para confiabilidad, son las que permiten garantizar que el sistema disponga de

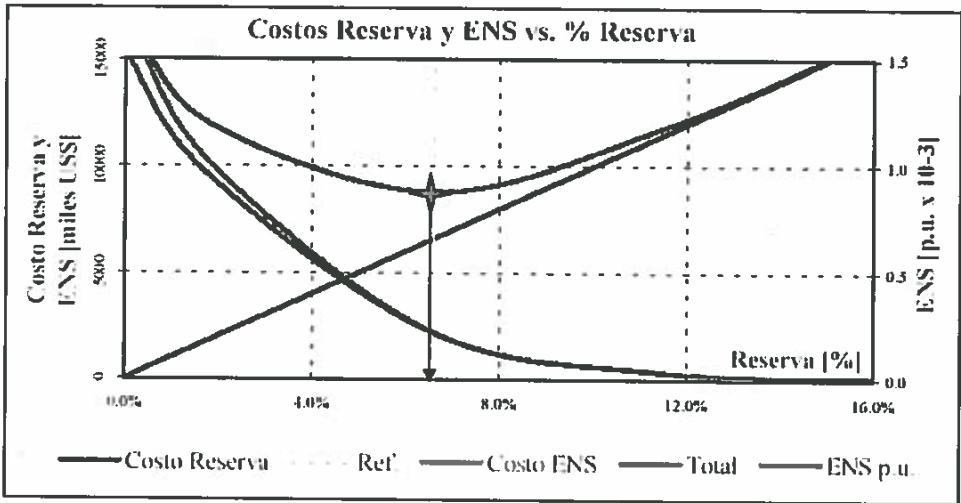


capacidad suficiente para abastecer la máxima demanda anual más pérdidas técnicas por el transporte de los bloques de energía.

Desde el punto de vista normativo se han definido niveles de calidad para una operación técnica adecuada y así establecer los márgenes de “reserva” requeridos para la operación confiable que realiza el CND como operador del SIN, tanto en el corto plazo (reserva operativa) como en el largo plazo (suficiencia). En la actualidad, si bien la reserva para confiabilidad es el resultado de un análisis para el año siguiente, se entiende que dentro del escenario de largo plazo, hay otras diligencias que se realizan con la finalidad de garantizar la suficiencia, como lo es la contratación a largo plazo por parte de los Agentes Distribuidores.

Si bien hasta este momento hemos resumido los aspectos técnicos, queda pendiente acoplar la revisión económica que está inmersa en el análisis requerido para un ambiente de mercado eléctrico competitivo. En este escenario, el nivel de reserva depende de una evaluación de costos y de la característica técnica del sistema, la cual se está realizando, mediante la revisión “técnico-económica”, que el CND lleva a cabo desde el año 2008 con el proceso vigente. Como se aprecia en la Gráfica 1, cuanto mayor sea la reserva el sistema tendrá un mayor costo operativo por tener que remunerar dicha reserva, pero al mismo tiempo se incrementa la calidad y se reduce el costo asociado a eventuales cortes de carga.

Existe por lo tanto una relación de compromiso entre reserva y calidad que debe evaluarse para determinar la cantidad óptima de potencia en reserva requerida y que minimiza el costo total (reserva más calidad). En detalle podemos observar que la Gráfica 1 muestra conceptualmente la relación que existe entre el monto de la potencia en Reserva Óptima con los costos asociados a la falta de suministro y la potencia de reserva disponible en el sistema.



Gráfica 1: Relación de los costos de la potencia en reserva con respecto a los costos de la energía no suministrada y el porcentaje de potencia de reserva disponible.

Cabe destacar que los conceptos indicados tienen un rango de validez definido por una calidad mínima que el mercado debe garantizar independientemente del costo que signifique en términos operativos y/o de reservas. En este sentido podemos mencionar como criterios de calidad mínimos la potencia requerida como reserva operativa (MRO.2.1), reserva rodante (MRO.2.2) y la reserva regulante (MRO.2.3).

5. MODELOS A UTILIZAR PARA EL ESTUDIO.

Este estudio utiliza los modelos informáticos SDDP y el CORAL, siendo este último el empleado por el CND para calcular los índices de confiabilidad asociados a montos esperados de energía no suministrada que incluyen restricciones de transporte.

de



El estudio consiste en determinar los valores de **EENS** resultantes para cada semana del año 2017 utilizando el modelo **CORAL**, considerando contingencias sólo a nivel de generación y teniendo en cuenta la red de transporte para así considerar las restricciones que esta impone al flujo de potencia activa por la posible congestión resultante en cada situación operativa.

El procedimiento considerado utiliza el **SDDP** en las mismas condiciones como se realiza en el Despacho Semanal con la diferencia que en este proceso se incluye la nueva proyección demanda tomada del Informe Indicativo de Demanda para el 2017 con la finalidad de obtener la potencia de la generación hidroeléctrica sin fallas, considerando las restricciones a nivel de hidrología. Seguidamente, por medio del modelo **CORAL** se realiza la evaluación de la confiabilidad con el cálculo de la **EENS**.

6. METODOLOGÍA.

Para el cálculo del nivel de reserva para confiabilidad de largo plazo de acuerdo a los criterios propuestos en el punto 4 de este documento, tanto para potencia como energía, se establece la siguiente metodología.

6.1 Disponibilidad de Generación.

Como primer paso para determinar la Potencia Firme correspondiente a la Reserva de largo plazo, requerida en el Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá (MME), se determina la capacidad disponible de generación de las plantas de generación existentes, la cual permitirá abastecer la demanda futura, considerando la configuración de la red eléctrica.





6.2 Cálculo de índices de Confiabilidad (CORAL).

La demanda total del sistema (DT [MW]) utilizada es la que resulta de la proyección del Informe Indicativo de Demanda que realiza el CND para cada semana del año 2017, obtenida como la sumatoria de las demandas en cada nodo de retiro del sistema eléctrico.

No se toman en cuenta las exportaciones ni las importaciones de energía de oportunidad a través de la interconexión internacional por no considerarse firmes. En cuanto a las exportaciones, las características de interrumpibilidad le asiste por normativa al CND como Operador del Sistema Eléctrico Panameño para salvaguardar la seguridad del sistema y evitar en lo posible un colapso total o parcial del SIN, de la misma manera que el centro de control del país exportador tienen la autoridad para interrumpir el envío de energía por condiciones que atenten contra seguridad de suministro en su sistema.

Como resultado de la simulación se obtienen los índices de confiabilidad resultantes para cada semana del año 2017 y cada serie hidrológica, lo cual se traduce en los montos de EENS que se muestran en la Tabla 9.

6.3 Análisis de sensibilidad aplicada a la Demanda.

En las simulaciones con el **CORAL** se realizan los cálculos, indicados en la sección 6.2, para diferentes niveles de la demanda informadas por los Participantes Consumidores. Para tal efecto, sobre los valores de demanda utilizados en el Escenario Base se les multiplicó por el denominado Factor Demanda (FD), siendo este valor una constante que se encuentra delimitada en el rango ($\pm 20\%$ en pasos



de 5%), para determinar la Reserva Óptima. Como resultado se obtienen nuevos valores de demanda para cada semana del año 2017 asociados a cada valor de **FD**.

Sin modificar los valores de disponibilidad de generación utilizados en el escenario base para cada semana y cada serie hidrológica, se utiliza nuevamente el modelo **CORAL** para el análisis de confiabilidad para cada uno de los nuevos escenarios de demanda (**FD**).

Como resultado se obtienen los valores de EENS resultantes para cada semana del año 2017, cada serie hidrológica y cada valor de **FD** y los correspondientes valores anuales promedios.

6.4 Potencia Firme Requerida.

El procedimiento indicado en los puntos anteriores aporta la información requerida para determinar la **PRES** (Óptima) [**MW**] que requiere el sistema para minimizar los costos totales (reserva más confiabilidad) en cada año.

Para tal fin, se definen las siguientes variables:

- El Costo regulado de la EENS (**CENS** [\$/MWh]).
- El Costo unitario de la Reserva (**CRES** [\$/MW]).

El **CENS** utilizado debe ser aquel valor que refleje el costo social de no contar con el suministro de energía eléctrica. Se toma el valor que actualmente el CND utiliza para realizar el despacho económico de generación (1850 \$/MWh)³.



En relación al Costo de la Reserva en el MME de Panamá no está definido un valor para este parámetro. Sin embargo, sí existe un precio máximo para la potencia a comercializar para el Servicio Auxiliar Especial de Reserva de Largo Plazo (SAERLP) al cual se remunera la Potencia Firme de generación que participa de este servicio.

Los valores de Potencia Firme total del sistema y Potencia de Reserva requerida están correlacionados, ya que ambos están asociados a la calidad del abastecimiento de energía. En función de ello se utiliza como CRES [\$/MW] el precio máximo regulado para el SAERLP del MME de Panamá⁴.

La EENS obtenida para cada nivel de demanda en los escenarios Base y de sensibilidad, determinan una función que relaciona la EENS anual, comportamiento hidrológico promedio, con la demanda total del sistema (DT) correspondiente al año 2017. Dicha función en general será de tipo exponencial con exponente positivo, indicando esto que la EENS se incrementa a medida que se aumenta la demanda máxima del sistema para una misma capacidad instalada de generación.

$$EENS = e^{+k+\beta \times \ln(DT)}$$

Donde las constantes k y β son coeficientes resultantes de representar los datos mediante regresión lineal

La potencia en reserva del sistema (PRES [MW]) se obtiene como diferencia entre la capacidad instalada de generación (Cap. Ins. [MW]) y la DT[MW] del sistema.

³ Valor calculado por CND en cumplimiento la Resolución AN No. 7796-ELEC del 04/09/2014.

⁴ Valor indicado en la Resolución AN No. 3037-ELEC del 29/10/2009.



$$PRES[MW] = Cap.Ins[MW] - DT[MW]$$

Dado que la *Cap. Ins.* de generación es una constante, es posible expresar la condición óptima de la potencia de reserva en función de la demanda máxima total del sistema:

$$\frac{PPOT}{VENS} = -\frac{d(EENS)}{dPRES} = -\frac{d(EENS)}{dDT} \times \frac{d(DT)}{dPRES} = +\frac{d(EENS)}{dDT}$$

El valor de **DT** para el cual se cumple la igualdad anterior, denominado **DTO**, permite determinar la Reserva Óptima del Sistema para la capacidad instalada de generación existente.

La **DTO** en general diferirá de la **DT** prevista para el año 2017. Si **DTO** es mayor que **DT** significa que el sistema tiene un exceso de capacidad instalada de generación y por lo tanto habría que remunerar por la participación en el SAERLP sólo una parte de la misma. En cambio, si **DTO** es menor a la **DT** significará que el sistema tiene menor reserva que la óptima y por lo tanto toda la capacidad existente de generación debe ser remunerada por su participación en el SAERLP.

Es posible así determinar el denominado Factor de Capacidad (**FCAP**) que mide el grado de adaptación del parque de generación existente a la demanda de generación prevista para el año 2017 en el sistema eléctrico panameño.

$$FCAP = MAX(1.0, DTO / DT) \geq 1.0$$



El FCAP será > 1.0 si existe un exceso de capacidad instalada de generación para atender la demanda de generación del año 2017 e igual a 1.0 en caso contrario, es decir, si no existe tal exceso de capacidad instalada.

La Potencia Firme Total ofertada (**PFTO [MW]**) se obtiene como la suma de las Potencias Firmes individuales de los generadores, para el caso de las centrales hidroeléctricas se considera su Potencia Firme calculada por el CND de acuerdo a la regulación vigente y para las centrales térmicas se considera la potencia efectiva afectada por los índices de indisponibilidad.

$$PFTO[MW] = \sum_G PF_G[MW]$$

Donde:

G: Cada uno de los generadores con $PF > 0.0$

La Potencia Firme Total Requerida (**PFTR**) para el SAERLP en el año 2017 se propone determinarla como el cociente entre la **PFTO** y el **FCAP**.

$$PFTR[MW] = \frac{PFTO[MW]}{FCAP}$$

De esta forma:

- La **PFTR** será igual a la **PFTO** en el caso de que el sistema tenga un nivel de reserva inferior al óptimo.
- La **PFTR** será menor a la **PFTO** en el caso que exista un exceso de capacidad instalada respecto a lo requerido por la demanda como reserva óptima.

El factor que relaciona ambas magnitudes será el **FCAP**.



La **PFTR** será por otra parte igual a la Demanda de Generación (**DG**) que debe determinar el **CND** de acuerdo con la reglamentación vigente, lo cual permite por último determinar la reserva para confiabilidad (**RCONF**) expresada como un porcentaje de la **DT** prevista para el año 2017.

$$DG[MW] = PFTR[MW]$$

$$RCONF = \frac{DG[MW]}{DT[MW]} - 1$$

6.5 Efecto de la Red de Transporte.

La determinación de la reserva requerida para confiabilidad de acuerdo con el procedimiento antes indicado se basa en determinar la **EENS** por contingencia de generación teniendo en cuenta la red de transporte sólo para los efectos de considerar las restricciones que ésta impone en el flujo de potencia activa resultante en cada situación operativa. Es decir, no se incluye en la determinación de la **EENS** las contingencias de los componentes del sistema de transporte.

La inclusión de contingencias en el sistema de transporte daría como resultado un incremento en la **EENS** y valores de confiabilidad diferentes en cada nodo del sistema de transporte, análisis que no está dentro de los objetivos del presente estudio. En áreas con excedentes de generación (áreas exportadoras) la **EENS** comparada con la demanda del área será menor que la que se obtiene en áreas importadoras.



7. DATOS UTILIZADOS.

De una forma general, describimos a continuación el conjunto de datos a utilizarse en el Modelo de Confiabilidad:

7.1 Condiciones iniciales

Con los resultados de la simulación estocástica de la semana 34 del año 2016, obtenemos los niveles iniciales de los embalses Fortuna y Bayano para el año 2017 y el comportamiento hidrológico que permite determinar la potencia disponible de las Centrales Hidroeléctricas sin fallas.

7.2 Demanda

Consideramos la proyección de demanda prevista en el Informe Indicativo de Demandas 2017 – 2037, para el año 2017 en el que considera una demanda de generación total del sistema de **1,684.33 MW** incluyendo las pérdidas en transmisión, con una energía asociada de **10,390.79 GWh**. Esta proyección utiliza la información suministrada por los Participantes Consumidores, Distribuidores y Grandes Clientes, para el año 2017.

Al igual que para el planeamiento de despacho semanal se utilizan los cinco (5) bloques de demanda que se muestran en la tabla 1.



Distribución de Demanda en 5 Bloques		
Duración (%)		Horas
Bloque 1	2.97	5
Bloque 2	19.05	32
Bloque 3	25.6	43
Bloque 4	20.24	34
Bloque 5	32.14	54

Tabla 1. Distribución de los Bloques Año 2017.

Fueron realizadas sensibilidades en la demanda a abastecerse en el año 2017, variando la misma en un rango de $\pm 5\%$, $\pm 10\%$, $\pm 15\%$ y $\pm 20\%$, obteniendo los resultados de la Tabla 2.

FD	DEMANDA	
	(MW)	(GWh)
0.80	1,347.46	8,312.63
0.85	1,431.68	8,832.17
0.90	1,515.90	9,351.71
0.95	1,600.11	9,871.25
1.00	1,684.33	10,390.79
1.05	1,768.55	10,910.33
1.10	1,852.76	11,429.86
1.15	1,936.98	11,949.40
1.20	2,021.20	12,468.94

Tabla 2. Resultados del análisis de la Demanda para el 2017.

7.3 Sistema de Generación.

El sistema de generación, considerado para este estudio, corresponde al sistema proyectado para el año 2017, el cual presentamos en las siguientes tablas resumen: i) la Tabla 3 presenta el plantel hidroeléctrico, incluyendo los proyectos Barro

Handwritten signature or mark.



Blanco, La Potra, Salsipuedes, Los Planetas II, San Andrés, Bajo Totuma, La Cuchilla y El Alto G4; ii) la Tabla 4 presenta el plantel termoeléctrico, considerando el Ciclo de Termocolón operando en configuración 2+1 y se considera el retiro de las turbinas BLMG5, BLMG6 y BLMG8; iii) en la Tabla 5 se presenta el plantel que respalda las ofertas del Autogenerador Autoridad del Canal de Panamá (ACP); iv) en la Tabla 6 las otras mini centrales hidroeléctricas; v) en la Tabla 7 se presenta el plantel de generación eólica y solar.

HIDROS	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA FIRME (MW)
Algarobos	9.74	2.41
Baitun	85.9	
Baitun G3	1.73	31.09
Bajo Mina	56	
Bajo Mina G3	0.584	20.07
Bajo Totuma	6.3	1.95
Bayano	260	160.12
CHAN_1	209.6	
Mini Chan	9.77	175.33
Cochea	14.93	3.06
H Concepción	11	2.49
Dolega	3.12	1.10
El Fraile	5.36	0.50
Esti	120	112.67
Fortuna	300	282.44
Gualaca	25.22	23.04
La Cuchilla	8.2	1.31
La Estrella	47.2	16.13
Las Perlas N	10	2.46
Las Perlas S	10	2.46
Lorena	33.78	30.62
Los Planetas	4.95	0.00
Los Valles	54.76	17.63
Macano	3.51	0.90
Macho de Monte	2.49	0.80
Mendre	19.5	3.92
Mendre 2	8	1.56
Paso Ancho	6	4.30
Pedregalito	20	2.04
Pedregalito 2	12.57	0.38
RP490	14	1.79
Yeguada	6.6	3.00
Prudencia	56.2	50.09
San Lorenzo	8.7	1.33
El Alto	67.3	
El Alto G4	1.11	22.14
Monte Lirio	51.65	32.38
La Potra		
La Potra G3	57.87	16.45
Salsipuedes		
Bonyic	31.3	22.22
Los Planetas II	8.88	3.35
Bugaba	4.7	0.511
Bugaba II	5.86	1.361
Las Cruces	14.4	
Las Cruces G3	0.97	3.17
Barro Blanco	26.59	
Barro Blanco G3	1.89	11.57
San Andrés	10	2.54
TOTAL	1728.23	1072.67

Tabla 3. Plantel Hidroeléctrico.

[Handwritten signature]



TERMICOS	POTECIA INSTALADA	POTENCIA FIRME
	(MW)	(MW)
BLM_Carbón	120	81.86
Cativa	83	64.16
El Giral I	16	21.85
El Giral II	32.4	
Miraflores G2	9.7	100.44
Miraflores G5	17.55	
Miraflores G6	17.06	
Miraflores G9	40.81	
Miraflores G10	40.81	
Pacora	53.53	49.11
Panam	96	112.65
Panam II	49.5	
Termocolón	150	103.71
Estrella de Mar	72	68.11
Jinro	57.8	54.40
Estrella Norte I	9.8	88.90
Estrella Norte II	27.5	
Santa Inés	55	
TOTAL	948.46	745.19

Tabla 4. Plantel Térmico.

PLANTA	POTECIA INSTALADA	POTENCIA FIRME
	(MW)	TOTAL
ACPBU_7	17.06	29.71
ACPBU_8	17.06	
TOTAL	34.12	

Tabla 5. Unidades Generadoras Consideradas como la Oferta de ACP.

PLANTA	POTECIA INSTALADA	POTENCIA FIRME
	(MW)	(MW)
Hidro Panamá	4.28	0.74
Hidro Candela	0.54	0.13
TOTAL	4.82	0.87

Tabla 6. Mini Hidroeléctricas.

Handwritten signature



PLANTA	POTENCIA INSTALADA	POTENCIA FIRME
	(MW)	(MW)
Nuevo Chagres (I Etapa)	55.00	0.00
Nuevo Chagres (II Etapa)	62.50	0.00
Marafión	17.50	0.00
Rosa de los Vientos (I Etapa)	62.50	0.00
Rosa de los Vientos (II Etapa)	50.00	0.00
Solar Chiriquí	9.87	0.00
Portobelo	32.50	0.00
Sarigua	2.40	0.00
Divisa Solar	9.99	0.00
Don Félix	9.99	0.00
TOTAL	55.00	0.00

Tabla 7. Plantel Eólico y Solar.

8. RESULTADOS OBTENIDOS.

De acuerdo a la metodología detallada en el punto No. 6 del presente informe se procedió a determinar el nivel de potencia de reserva para confiabilidad de largo plazo (PRES), obteniéndose los siguientes resultados:

8.1 Determinación de Potencia Disponible Sin Fallas.

A continuación, en la Tabla 8 mostramos, las potencias disponibles hidrotérmicas afectadas solamente por las variaciones hidrológicas. Esto es, incluyen los valores de las centrales hidráulicas obtenidas de la corrida del SDDP para cada semana del año 2017, en la que se utilizan las mismas condiciones del Despacho Semanal como criterio a fin de tener sólo restricciones a nivel hidrológico y no se consideran los planes de mantenimiento.



SEMANA	Potencia Disponible (MW)	SEMANA	Potencia Disponible (MW)	SEMANA	Potencia Disponible (MW)	SEMANA	Potencia Disponible (MW)
01/2017	2220.42	14/2017	2134.26	27/2017	2399.34	40/2017	2581.83
02/2017	2241.83	15/2017	2151.56	28/2017	2399.70	41/2017	2601.99
03/2017	2211.55	16/2017	2148.02	29/2017	2388.06	42/2017	2595.03
04/2017	2180.84	17/2017	2169.14	30/2017	2385.27	43/2017	2588.12
05/2017	2184.92	18/2017	2216.72	31/2017	2410.61	44/2017	2582.52
06/2017	2176.27	19/2017	2234.75	32/2017	2404.99	45/2017	2544.23
07/2017	2166.71	20/2017	2289.63	33/2017	2445.29	46/2017	2519.19
08/2017	2161.93	21/2017	2362.27	34/2017	2470.06	47/2017	2497.83
09/2017	2155.88	22/2017	2406.86	35/2017	2485.68	48/2017	2458.56
10/2017	2161.00	23/2017	2402.94	36/2017	2507.00	49/2017	2413.81
11/2017	2153.07	24/2017	2414.82	37/2017	2506.68	50/2017	2388.76
12/2017	2125.21	25/2017	2432.80	38/2017	2535.22	51/2017	2369.83
13/2017	2124.78	26/2017	2445.05	39/2017	2555.75	52/2017	2329.09

Tabla 8. Potencia Disponible Total para el 2017.

8.2 Determinación de la Energía No Suministrada.

Con los datos de salida de la corrida del SDDP se obtienen las potencias disponibles sin fallas que permiten hacer las sensibilidades de Demanda con el modelo CORAL.

En la Tabla 9 presentamos los valores de EENS Anual resultantes para cada sensibilidad de Demanda (FD) de 0.80, 0.85, 0.90, 0.95, 1.00, 1.05, 1.10, 1.15 y 1.20.

PR



FD	Demanda		EENS
%	(MW)	(GWh)	(MWh)
0.80	1,347.46	8,312.63	7.81
0.85	1,431.68	8,832.17	52.73
0.90	1,515.90	9,351.71	299.80
0.95	1,600.11	9,871.25	1,341.11
1.00	1,684.33	10,390.79	4,757.96
1.05	1,768.55	10,910.33	13,787.88
1.10	1,852.76	11,429.86	33,779.37
1.15	1,936.98	11,949.40	72,008.19
1.20	2,021.20	12,468.94	136,261.40

Tabla 9. Energía No Suministrada Anual para el año 2017.

Se observa que la **EENS** es muy sensible a la variación de demanda de generación, aumentando significativamente ante el correspondiente incremento de esta demanda.

8.3 Reserva Óptima

Los resultados presentados en la sección 8.2 permiten determinar la reserva óptima del sistema para la demanda de generación máxima prevista en el año 2017 y el valor correspondiente de Potencia Firme Total Requerida (**PFTR**) para el **SAERLP** del MME de Panamá.

Se realizó el procedimiento metodológico descrito en el punto 6 de este informe considerando como Costo de la Reserva (**CRES** [\$/kW-mes] igual a 8.96 \$/kW-mes, mientras que para el Costo de la **EENS** (**CENS**[\$/MWh]) consideramos un valor de 1850 \$/MWh.

Handwritten signature or mark.



Para obtener la Reserva Óptima se verifica la función que relaciona a los valores de **EENS** anual, promedio hidrológico, con el valor de demanda de generación máxima a partir de lo cual se determina el valor de demanda para el cual se cumple la siguiente igualdad:

$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = \frac{CRES}{CENS}$$

Para los valores antes indicados de **CRES** y **CENS**, la reserva óptima se obtiene cuando:

$$\frac{d(EENS)}{dDG_T} = \frac{8.96 \text{ \$ / kW - mes}}{1850 \text{ \$ / MWh}}$$

Obteniendo el siguiente valor:

CRES (\$/kW-mes)	CENS (\$/MWh)	$\frac{d(EENS)}{dDG_T}$ (MWh/MW)
8.96	1850	58.12

La Figura 1 muestra la función que representa la **EENS** anual, promedio hidrológico, en función de la demanda de generación máxima anual (trazo en color azul) la cual interpola los valores resultantes de **EENS** obtenidos de los estudios de confiabilidad para cada sensibilidad de demanda.

La derivada respecto de la demanda máxima de la **EENS** se indica en trazo en color rojo, correspondiendo a la escala de la derecha.

[Handwritten signature]



Se indican los valores de demanda máxima para los cuales se cumple que la derivada antes indicada tiene valor de 58.12 MWh/MW.

Demanda Máxima (DTO) = 1,705.98 MW para una derivada de 58.12 MWh/MW.

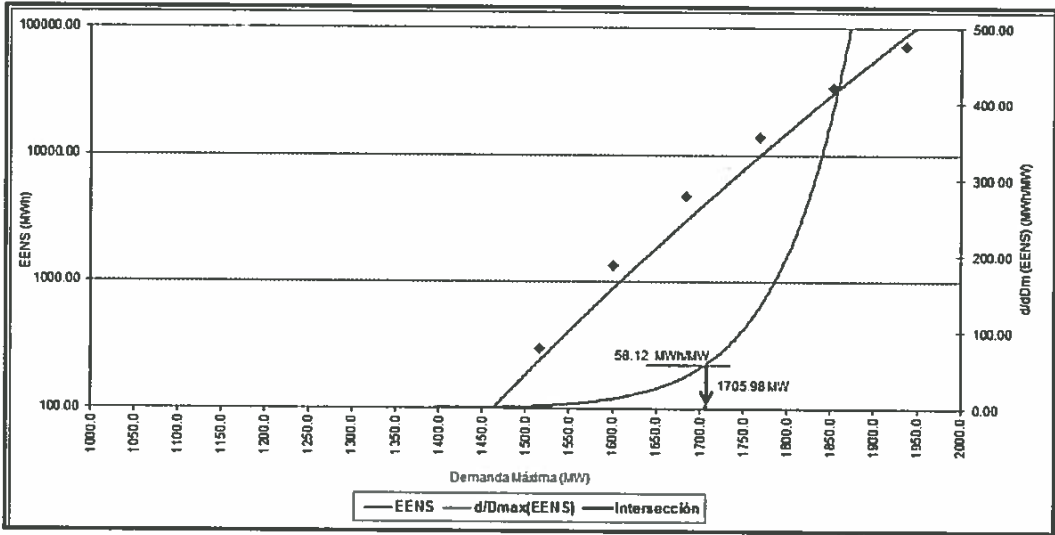


Figura 1. Reserva Óptima de Generación para el Año 2017.

Se observa en la Figura 1, que para un CENS igual a 1850 \$/MWh la demanda de generación óptima para el parque de generación existente es 1,705.98 MW la que es mayor a la demanda máxima de generación prevista para el año 2017 (1,684.33 MW) lo cual nos indica que existe un holgura de reserva de 21.65 MW aproximadamente para el 2017.

che



8.4 Potencia Firme Requerida

Los valores antes indicados de demanda de generación máxima anual óptima definen los denominados Factores de Capacidad (FCAP) que miden la adaptación del parque de generación existente en Panamá a la demanda máxima de generación prevista para el año 2017 siendo éstos los que presentamos en la Tabla 10 asociados a cada análisis de sensibilidad de la demanda.

FD	Demanda		FCAP
	(MW)	(GWh)	
0.80	1,347.46	8,312.63	1.27
0.85	1,431.68	8,832.17	1.19
0.90	1,515.90	9,351.71	1.13
0.95	1,600.11	9,871.25	1.07
1.00	1,684.33	10,390.79	1.012854
1.05	1,768.55	10,910.33	1.00
1.10	1,852.76	11,429.86	1.00
1.15	1,936.98	11,949.40	1.00
1.20	2,021.20	12,468.94	1.00

Tabla 10. Factor de Capacidad para Sensibilidades de Demanda.

Puesto que el cálculo de FCAP es igual a 1.012854, la Potencia Firme Total Requerida (PFTR) resulta de dividir la Potencia Firme Total Ofertada (PFTO) entre FCAP.

$$PFTR = \frac{PFTO(MW)}{FCAP} = \frac{1848.43}{1.012854} = 1824.98 \text{ MW}$$

Utilizando estos resultados calculamos la reserva de confiabilidad en porcentaje (%) con la siguiente ecuación:

$$RCONF = \frac{DG(MW)}{DT(MW)} - 1, \quad \text{donde } DG[MW] = PFTR[MW]$$

1/101



$$RCONF = \frac{1824.98}{1684.33} - 1 = 8.35 \%$$

El valor en MW de esta reserva lo obtenemos utilizando la ecuación:

$$RO \text{ [MW]} = \text{MAXIMO (0, PFTO [MW] /FCAP - Dmáx [MW] - Pérdidas de Transmisión [MW])}$$

Donde **PFTO** es de 1,848.43 MW que es la sumatoria de la FPLP mostradas de las tablas 3 a 6.

Se obtiene entonces que:

$$RO = (1,848.43/1.012854) - 1,684.33$$

$$RO = 140.65 \text{ MW (8.35\%)}$$

Para finalmente tener un **DMG = PFTR** (aproximadamente)

$$140.65 + 1,684.33 = 1,824.98$$

$$DMG = 1,824.98 \text{ MW}$$



9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Teniendo un valor de 1850 \$/MWh para la EENS, de 8,96 \$/kW-mes como precio máximo de potencia, utilizando una demanda máxima de 1,684.33 MW determinada según el Informe Indicativo de Demanda correspondiente al año 2017 y considerando el plantel de generación mostrado al inicio de este informe, los resultados del estudio de confiabilidad para el año 2017 muestran lo siguiente:

- El Parque de Generación existente en el SIN, es capaz de absorber la demanda prevista para el año 2017, puesto que la máxima demanda proyectada es de 1,684.33 MW, incluyendo las pérdidas de transmisión; y se tiene una Potencia Firme Total Ofertada de 1,848.43 MW, quedando un estrecho margen de oferta de potencia de 164.10 MW, aproximadamente.
- Para el análisis efectuado con el modelo CORAL se consideran las máquinas supervisadas por el CND, las máquinas que representan las ofertas de ACP, y los proyectos de generación hidroeléctrica: Barro Blanco, La Potra, Salsipuedes, Los Planetas II, San Andrés, Bajo Totuma, La Cuchilla y El Alto G4. Adicionalmente, se considera el retiro de las turbinas BLMG5, BLMG6 y BLMG8. Se determina que existe un requerimiento de reserva de 140.65 MW (8.35%) para la confiabilidad del suministro en el año 2017.
- Los resultados para demandas mayores (sensibilidades > de 1%) en los análisis realizados, muestran una falta de reserva en el parque de generación existente puesto que el Factor de Capacidad (FCAP) se hace inferior a 1.00. Esto se debe a que para incrementos de demanda a esos niveles, el parque de

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

SEPTIEMBRE 2016

generación no es suficiente para abastecer el correspondiente nivel de demanda.

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 16 días del mes de noviembre de 20 16


FIRMA AUTORIZADA



AVISOS

AVISO DE TRASPASO. Para dar cumplimiento al Artículo 777 del Código de Comercio, yo, **EDUARDO GONZÁLEZ**, varón, panameño, mayor de edad, con número de cédula de identidad personal 4-109-933, representante legal del negocio denominado **DISTRIBUIDORA NADGY**, con AVISO DE OPERACIONES No. 4-109-933-2011-255631, ubicado en la provincia de Chiriquí, distrito de Barú, corregimiento de Progreso, Urbanización Progreso, calle principal, casa 0, hago constar que he **CEDIDO A TÍTULO GRATUITO**, mediante documento privado notariado, con fecha 08 de noviembre de 2016, dicho establecimiento comercial al señor **EDUARDO GONZÁLEZ VILLARREAL**, varón, panameño, mayor de edad, con número de cédula de identidad personal 4-751-480. Eduardo González. Cédula No. 4-109-933. L. 202-100434546. Tercera publicación.

La Chorrera, 11 de noviembre de 2016. Para dar cumplimiento al Artículo 777 del Código de Comercio, yo, **DANIEL CONRRADO ALMENGAR**, con cédula de identidad personal 5-700-58, propietario del establecimiento comercial denominado **BODEGA ALTOS DE LA PESA**, ubicado en Guadalupe, Loma Brígida, lote 2, distrito de La Chorrera, con el aviso de operación número 5-700-58 2009-191593, que me autoriza a la venta de bebidas alcohólicas en recipientes cerrados, hago constar que he traspasado al señor **CEFERINO MONTENEGRO**, con cédula de identidad 8-516-2440. Atentamente, Daniel Conrrado Almengar. 5-700-58. L. 202-100444020. Segunda publicación.

AVISO DE TRASPASO. En virtud de lo establecido en el Artículo 777 del Código de Comercio, por este medio se hace constar a todo público en general que el señor **DANIEL RUDASEVSKI**, varón, mayor de edad, israelí, comerciante, con carnet de residente permanente número E-8-118070, actuando en nombre y representación de la sociedad anónima **DEKEL HOSTELS, S.A.**, ubicado en San Felipe, Calle 5ta. Oeste, casa número 8-38, ciudad de Panamá, Panamá. Amparado con el aviso de operación No. 2200944-1-773197-2014-446914, ha transferido el antes mencionado aviso de operación a favor de la sociedad anónima denominada **SELINA OPERATIONS BOCAS DEL TORO, S.A.**, con el número de R.U.C. 155631917-2-2016 DV 42, cuyo representante legal es el señor **RAFAEL MUSERI**, varón, israelí, mayor de edad, comerciante, con carnet de residente permanente E-8-117871 (Fdo.) Daniel Rudasevski. E-8-8070. L. 202-100455637. Segunda publicación.

AVISO DE DISOLUCIÓN. Para los efectos del Artículo 82 de la Ley 32 de 26 de febrero de 1927 (sobre sociedades anónimas), se avisa al público: 1. Que la sociedad **C-J HOLDING CORP., S.A.**, fue organizada mediante escritura pública No. 12054 de 16 de noviembre de 2004, de la Notaría Tercera del Circuito de Panamá e inscrita en el Registro Público, Sección de Micropelículas (Mercantil) a la Ficha 467778, Documento Redi 696395 desde el día 17 de noviembre de 2004. 2. Que dicha sociedad acordó su disolución según consta en la escritura pública No. 19096, de 27 de octubre de 2016, de la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, la cual fue inscrita en el Registro Público, Sección (Mercantil), al Folio 467778, Asiento 2, el día 08 de noviembre de 2016. L. 202-100438550. Única publicación.

AVISO DE DISOLUCIÓN. De conformidad con lo establecido en el Artículo 82 de la Ley 32 de 1927, por este medio se hace saber que la sociedad anónima **PEKOTRIX, S.A.**, ha sido disuelta mediante escritura pública No. 16,460 de 13 de septiembre de 2016, otorgada en la Notaría Cuarta del Circuito de Panamá, inscrita el 12 de junio de 2009, a la Ficha No. 665270 y Documento 1594910, de la Sección de Mercantil del Registro Público. L. 202-100389929. Única publicación.

EDICTOS



REPUBLICA DE PANAMA
AUTORIDAD NACIONAL DE
ADMINISTRACION DE TIERRAS
DIRECCION NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION
PROVINCIA DE COCLE

EDICTO No. 135-16

EL SUSCRITO FUNCIONARIO SUSTANCIADOR DE LA AUTORIDAD
NACIONAL DE TITULACION Y REGULARIZACION DE TIERRA PROVINCIA
DE COCLÉ,

HACE SABER QUE:

Que VICENTE CARRASCO JAEN vecino (a) LAS DELICIAS de Corregimiento PENONOME, del Distrito de PENONOME, portador (a) de la cedula N° 2-65-509, ha solicitado a la Dirección Nacional de Titulación y Regularización mediante solicitud No. 2-0131-14 según plano aprobado N°. 206-10-13872 adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía Con una superficie total de 3HAS+6996.57 M2 Ubicada en MANO DE PIEDRA la localidad de TULÚ Corregimiento de, Distrito de PENONOME, Provincia de COCLE, comprendidos dentro de los siguientes linderos:

NORTE: QUEBRADA MANO DE PIEDRA-CAMINO DE TIERRA DE MANO DE PIEDRA LAS DELICIAS HACIA ZUMBADOR DE 15.00 M2

SUR: TERRENO NACIONAL OCUPADO POR SARA IBARRA DE MENDOZA-FINCA N° 20171, POLLO 20190, DOC N°4 PROPIEDAD DE VICENTE CARRASCO JAEN.

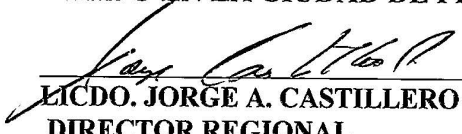
ESTE: CAMINO DE TIERRA DE MANO DE PIEDRA A LAS DELICIAS HACIA ZUMBADOR DE 15.00 M2

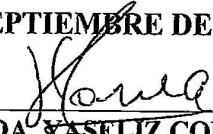
OESTE: FINCA N° 20171, ROLLO 20190, DOCUMENTO N°4 PROIEDAD DE VICENTE CARRASCO JAEN

Para los efectos legales, se fija el presente edicto en lugar visible de la Dirección Nacional de Titulación y Regularización de Tierra en la Provincia de Coclé y en la Corregiduría de TULÚ. Copia del mismo se hará publicar en el órgano de publicidad correspondiente tal como lo ordena el Artículo 108 del Código Agrario.

Este edicto tendrá una vigencia de 15 días a partir de su última publicación.

DADO EN LA CIUDAD DE PENONOME, HOY 27 DE SEPTIEMBRE DE 2016


LICDO. JORGE A. CASTILLERO P.
DIRECTOR REGIONAL
ANATI - COCLE


LICDA. YASELIZ CORREA
SECRETARIA AD-HOC

GACETA OFICIAL

Liquidación

202-100246639



**REPÚBLICA DE PANAMÁ
MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO
DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA
REGIÓN 4 – COCLÉ**



EDICTO No 137-09

EL SUSCRITO FUNCIONARIO SUSTANCIADOR DE LA DIRECCIÓN NACIONAL DE REFORMA AGRARIA DEL MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO EN LA PROVINCIA DE COCLÉ

HACE SABER QUE:

Que **SANTIAGO LOPEZ MUÑOZ**, vecino (a) de **COCOBO** Corregimiento de **CAPELLANIA**, Distrito de **NATA**, portador (a) de la cédula N° 2-114-987, ha solicitado a la Dirección Nacional de Reforma Agraria mediante solicitud No. **4- 492-96**, según plano aprobado N° **203-02-6626**, adjudicación a título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable con una superficie total de **7 HAS + 9518.83 m²**, ubicada en la localidad de **COCOBO**, Corregimiento de **CAPELLANIA**, Distrito de **NATA**, Provincia de **COCLÉ**, comprendidos dentro de los siguientes linderos:

NORTE: SEBASTIAN GONZALEZ.

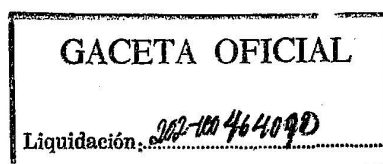
**SUR: LUIS CARLOS AÑINO, CAMINO DE TIERRA A LA CAPILLA DE COCOBO-
A LA ENTRADA DE LLANO LAZARO.**

ESTE: LUIS CARLOS AÑINO, RIO CHICO.

OESTE: ENCARNACION GONZALEZ, JUAN TENORIO, SEBASTIAN GONZALEZ.

Para los efectos legales, se fija el presente edicto en lugar visible de la Reforma Agraria en la Provincia de Coclé y en la Corregiduría de **CAPELLANIA**. Copia del mismo se hará publicar en el órgano de publicidad correspondiente, tal como lo ordena el Artículo 108 del Código Agrario. Este edicto tendrá una vigencia de 15 días a partir de su última publicación.

DADO EN LA CIUDAD DE PENONOME, HOY 15 DE ABRIL DE 2009



**SR. JOSÉ ERNESTO GUARDIA,
FUNCIONARIO SUSTANCIADOR**

**LIC. MARIXENIA B. DE TAM
SECRETARIA AD-HOC**

EDICTO No. 181

DIRECCION DE INGENIERIA MUNICIPAL DE LA CHORRERA - SECCION DE CATASTRO

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA CHORRERA.
EI SUSCRITO ALCALDE DEL DISTRITO DE LA CHORRERA, HACE SABER:
QUE EL SEÑOR (A) OCTAVIO MARIN BARRIA? panameno, mayor de edad,
con residencia en Potrero Grande, Calle La Pradera, telefono
No.6111-8595, con cedula de identidad personal No.6-51-2422...

En su propio nombre en representación de SU PROPIA PERSONA
Ha solicitado a este Despacho que se le adjudique a titulo de plena propiedad, en concepto de venta de un lote de terreno Municipal Urbano, localizado en el lugar denominado CALLE PRADERA, de la Barriada EL ESPINO, Corregimiento GUADALUPE, donde HAY CASA, distingue con el numero _____ y cuyo linderos y medidas son los siguiente:

NORTE:	<u>FINCA 9535 FOLIO 472 TOMO 297</u>	
	<u>OCUPADO POR. ELVIS DE LA ROSA</u>	<u>CON. 30.00 MTS</u>
SUR :	<u>FINCA 9535 FOLIO 472 TOMO 297</u>	
	<u>OCUPADO POR. DEMETRIO ATHANASIADES</u>	<u>CON. 36.95 MTS</u>
ESTE :	<u>CALLE PRADERA</u>	<u>CON. 15.00 MTS</u>
OESTE:	<u>FINCA 9535 FOLIO 472 TOMO 297</u>	
	<u>PROPIEDAD DEL MUNICIPIO DE LA CHORRERA</u>	<u>CON. 16.53 MTS</u>

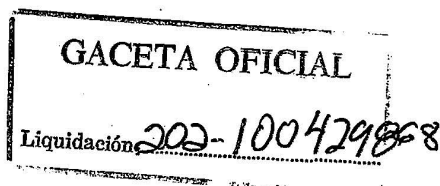
AREA TOTAL DE TERRENO QUINIENTOS DOS METROS CUADRADOS CON
DOCE DECIMETROS CUADRADOS (502.12 MTS.2)

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 término de DIEZ (10) dias, para que dentro dicho plazo o termino pueda oponerse la (s) que se encuentran afectadas. Entrégueseles 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, 10 de OCTUBRE de DOS MIL DIECISEIS

ALCALDE: (fdo) SR. TOMAS VELASQUEZ CORREA

JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO (fdo) LICD. IRISCELYS DIAZ G.
ES FIEL COPIA DE SU ORIGINAL
LA CHORRERA 10 DE OCTUBRE
DE DOS MIL DIECISEIS



LICDA. IRISCELYS DIAZ G.
JEFA DE LA SECCION DE CATASTRO MUNICIPAL



REPÚBLICA DE PANAMÁ

REGION No.5, PANAMA OESTE

EDICTO N°. 252 - ANATI-2016

El Suscrito Director Regional Administrativo de la autoridad Nacional de Administración de Tierras , en la provincia de Panamá Oeste al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a) **ERNESTO ADRIAN DE LA CRUZ OLMOS**
Vecino (a) de **LA CHORRERA** Corregimiento: **EL ARADO** del Distrito de **LA CHORRERA** Provincia de **PANAMA OESTE** Portador de la cédula de identidad personal N° **8-470-562** ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° **8-5-231-2014** del **30** de **MAYO** De **2014** según plano aprobado N° **807-05-25090** la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable con una superficie de **4 HAS + 7,522.89 M2** Globo de terreno que será segregado de la Finca 23232, Tomo 555, Folio 254, Propiedad de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras.

El terreno esta ubicado en la localidad de **RIO CONGO** Corregimiento **EL ARADO** Distrito de **LA CHORRERA** Provincia de **PANAMA OESTE** comprendida dentro de los siguientes linderos

NORTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR: NEREIDA ESTHER FERNANDEZ SANCHEZ.

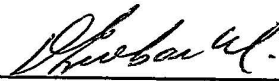
SUR: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR: ANTONIO FERNANDEZ.

ESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR: ANTONIO FERNANDEZ.

OESTE: CALLE DE TIERRA DE 10.00 MTS.HACIA CARRETERETA PRINCIPAL, HACIA LOS MONTEROS A OTROS LOTES.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **LA CHORRERA** o en la corregiduría de **EL ARADO** copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en **CAPIRA** a los **22** días del mes de **SEPTIEMBRE** de **2016**.

Firma: 
LICENCIADA DIORIS ESCOBAR
Sustanciadora secretaria Ad – Hoc
ANATI – Panamá Oeste



Firma: 
MAGISTER ABDEL A. RIVERA
Director Regional Administrativo
ANATI – Panamá Oeste

GACETA OFICIAL

Liquidación: **005663019**

REPÚBLICA DE PANAMÁ



REGION No.5, PANAMÁ OESTE

EDICTO N° 274- ANATI-2016

El Suscrito Director Regional Administrativo de la autoridad Nacional de Administración de Tierras, en la provincia de Panamá Oeste al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a) JOSE ANTONIO MARTINEZ GODOY
Vecino (a) de BELLA VISTA, CALLE 43, APARTAMENTO N°19, EDIFICIO MARINA PARK Corregimiento: BELLA VISTA del Distrito de PANAMÁ Provincia de PANAMA
Portador de la cédula de identidad personal N° 8-205-1563 ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° 8-5-090-2012 del 2 de ABRIL De 2012 según plano aprobado N° 804-03-23847 la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable con una superficie de 0 HAS + 7124.48 M2 Propiedad De la Autoridad Nacional de Administración de Tierras.

El terreno esta ubicado en la localidad de EL ALTO DEL CAIMITO Corregimiento BUENOS AIRES Distrito de CHAME Provincia de PANAMA OESTE comprendida dentro de los siguientes linderos:

NORTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR: VALERIO SEGUNDO ARAUZ.

SUR: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR: VICTOR SEGUNDO ARAUZ Y CAMINO DE TIERRA DE 5.00 MTS. A OTRAS FINCAS, A BUENA VISTA.

ESTE: TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR: VALERIO SEGUNDO ARAUZ Y TERRENOS NACIONALES OCUPADO POR: VICTOR SEGUNDO ARAUZ.

OESTE: CAMINO DE TIERRA DE 5.00 MTS. A OTRAS FINCAS, A BUENA VISTA.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de CHAME o en la corregiduría de BUENOS AIRES copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en CAPIRA a los 5 días del mes de OCTUBRE de 2016.

Firma: 
LICENCIADA DIORIS ESCOBAR
Sustanciadora secretaria Ad - Hoc
ANATI-Panamá Oeste



Firma: 
MAGISTER ABDEL A. RIVERA
Director Regional Administrativo
ANATI-Panamá Oeste

GACETA OFICIAL

Liquidación:

202-100 462804

REPÚBLICA DE PANAMÁ



REGION No.5, PANAMA OESTE

EDICTO N°. 312- ANATI-2016

El Suscrito Director Regional Administrativo de la autoridad Nacional de Administración de Tierras , en la provincia de Panamá Oeste al público.

HACE CONSTAR:

Que el (los) Señor (a) **OLGA RAQUEL FREILE DE FRIAS DE WONG Y OTRO** Vecino (a) de **PARQUE LEFEBRE** Corregimiento: **PARQUE LEFEBRE** del Distrito de **PANAMA** Provincia de **PANAMA** Portador de la cédula de identidad personal N° **8-195-380** ha solicitado a la Autoridad Nacional de Administración de Tierras mediante solicitud N° **8-5-651-06** del **4** de **DICIEMBRE** De **2006** según plano aprobado N° **804-07-24704** la adjudicación del título oneroso de una parcela de tierra baldía nacional adjudicable con una superficie de **0 HAS + 2866.60 M2** Globo de terreno que será segregado de la Finca 24867, Tomo 607, Folio 284, Propiedad del Ministerio de Desarrollo Agropecuario.

El terreno esta ubicado en la localidad de **LAS LAJAS** Corregimiento **LAS LAJAS** Distrito de **CHAME** Provincia de **PANAMA OESTE** comprendida dentro de los siguientes linderos

NORTE: QUEBRADA AGUA MINA SERVIDUMBRE PLUVIAL DE 10.00 MTS.

SUR: FINCA N° 3531, TOMO 217, FOLIO 254 PROPIEDAD DE LA JUNTA COMUNAL OCUPADO POR: DIGNA MARIA HIDALGO.

ESTE: RESTO DE LA FINCA N° 24867, TOMO 607, FOLIO 284, PROPIEDAD DEL MINISTERIO DE DESARROLLO AGROPECUARIO, TERRENO NACIONAL OCUPADOPOR: EDUARDO ARANCIBIA HIDALGO Y HERMANO

OESTE: ACCESO DE TIERRA (SIN NOMBRE) DE 5.00 MTS. HACIA CALLE LAS LAJAS, A LOS POZOS A LA CARRETERA INTERAMERICANA.

Para los efectos legales se fija el presente Edicto en lugar visible de este Despacho, en la Alcaldía del Distrito de **CHAME** o en la corregiduría de **LAS LAJAS** copia del mismo se le entregará al interesado para que los haga publicar en los órganos de publicidad correspondientes, tal como lo ordena el artículo 108 del Código Agrario. Este Edicto tendrá una vigencia de quince (15) días a partir de la última publicación.

Dado en **CAPIRA** a los **11** días del mes de **NOVIEMBRE** de **2016.**

Firma: 
LICENCIADA DIORIS ESCOBAR
Sustanciadora secretaria Ad – Hoc
ANATI – Panamá Oeste

Firma: 
MAGISTER ABDÉL A. RIVERA
Director Regional Administrativo
ANATI – Panamá Oeste

GACETA OFICIAL

Liquidación:

202-100464980

PROVINCIA DE HERRERA
ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE SANTA MARIA
TELEFAX 976-1189
alcaldiasantamaria-06@hotmail.com

EDICTO N ° 52.-

El Suscrito Alcalde Municipal del Distrito de Santa María, al Público hace saber que a este despacho se han presentado MIGUEL ANGEL NAVARRO PEÑA, cédula N°8-715-1545 residente en Chupampa, para solicitar la compra de un lote de terreno municipal, localizable en el corregimiento de Chupampa, distrito de Santa María, Provincia de Herrera, con una capacidad superficial de 0 Has +1,218.64 M2 metros cuadrados que será segregado del Finca N°11703 (f), Código de ubicación 6602, propiedad del Municipio de Santa María, Sección de la provincia de Herrera y será adquirido por MIGUEL ANGEL NAVARRO PEÑA.

Son sus linderos: Norte: Ismael Ureña, Sur: Domingo González, Este: Manuel Fuentes-Raúl Aguilar y al Oeste: Camino a Pueblo Nuevo de Chupampa.

Con base a lo establecido en el Acuerdo Municipal N° 22 de 21 de mayo de 2014 se fija el presente edicto en lugar visible de este despacho por término de (10) días para que dentro de ese plazo puedan presentar el reclamo de sus derechos las personas que se encuentran afectadas o manifiesten tener algún derecho sobre el lote de terreno solicitado, se le entregaran sendas copias al interesado para su publicación en un periódico de mayor circulación durante tres (3) días consecutivos y una sola vez en la Gaceta Oficial del Estado.

Expedido en la Alcaldía Municipal del distrito de Santa María, a los veintiocho (28) días del mes de octubre de dos mil dieciséis (2016).


Eladio De León Romero
Alcalde Municipal del Distrito de Santa María.


Lasteria E. Rodríguez V.
Secretaria General



GACETA OFICIAL

Liquidación:

202-100464488