

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 21415 -Elec

Panamá, 2 de marzo de 2026

“Por la cual se aprueba la modificación de la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO), aprobada por la Resolución AN No.6516-Elec de 27 de agosto de 2013.”

LA ADMINISTRADORA 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 62 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 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;
5. Que numeral 15.4.1.1 de las Reglas Comerciales, indica que el CND, con el apoyo del Comité Operativo, tiene la obligación de desarrollar o modificar las Metodologías necesarias para garantizar la adecuada operación del Sistema Interconectado Nacional y la administración del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme a lo dispuesto en las Reglas Comerciales y el Reglamento de Operación.
6. 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:
 - 6.1. “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.
 - 6.2. 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.
 - 6.3. 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.”

Resolución AN No. 21415-Elec
Panamá, 2 de marzo de 2026
Página N° 2

7. Que esta Autoridad Reguladora mediante Resolución AN No. 6516-Elec de 27 de agosto de 2013, aprobó la Metodología para la cuantificación y Administración de Reserva Operativa (MRO);
8. Que mediante Nota No. ETE-DCND-GNP-067-2023 de 28 de septiembre de 2023, el CND presentó a esta Autoridad Reguladora la propuesta de modificación a la referida Metodología;
9. Que la propuesta de modificación de la Metodología descrita anteriormente tiene como objetivo la adecuación conforme a las medidas instruidas por esta Autoridad Reguladora, mediante la Resolución AN No. 19356-Elec del 2 de julio de 2024, que deja sin efecto la Resolución AN No. 18500-Elec del 21 de junio de 2023, modificada por las Resoluciones AN No. 18559-Elec de 19 de julio de 2023 y AN No. 18627-Elec de 17 de agosto de 2023. En tal sentido, se elimina de la Metodología la referencia a la Resolución AN No. 18500-Elec y sus modificaciones, manteniéndose las medidas sustantivas establecidas en dicha resolución relativas a la **asignación del 100%** de la reserva rodante a las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación mayor a noventa (90) días cuando dicha medida sea requerida para mejorar y/o mantener los niveles en dichos embalses. En estos casos, el resto de las centrales de generación podrán ser llamadas al despacho hasta un 100% de su capacidad disponible;
10. Que, de acuerdo con 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 para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO)**”;
11. Que esta Autoridad Reguladora, luego de analizar todos los comentarios del Centro Nacional de Despacho y el Comité Operativo, así como la propuesta de modificación presentada, considera que la misma cumple con los requisitos establecidos en las Reglas Comerciales, por lo que;

RESUELVE:

PRIMERO: MODIFICAR la Metodología para la Cuantificación y Asignación de Reserva Operativa (MRO), cuyo texto unificado se transcribe en el **ANEXO A** de la presente Resolución, el cual forma parte integral de la misma.

SEGUNDO: 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,


ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH
Administradora General

En Panamá a los 14 días
del mes de Marzo de
2026 a las 10:06 de la mañana
Notifico al Sr. Carlos Barretto de la
Resolución que antecede.

Carlos Arturo Barretto
8-300-2662

al

METODOLOGÍA PARA LA CUANTIFICACIÓN Y ASIGNACIÓN DE RESERVA OPERATIVA.

- (MRO.1) **Objetivo:**
- (MRO.1.1) Definir una metodología para cuantificar, en MW, la Reserva Operativa requerida en el sistema, la composición de la misma, y establecer los mecanismos y criterios de cálculo para su remuneración.
- (MRO.2) **Definiciones:**
- (MRO.2.1) Reserva Operativa de Corto Plazo: Es la reserva requerida a lo largo de la hora para garantizar la operatividad y calidad del sistema eléctrico, corregir las diferencias entre la generación y la demanda, y cubrir contingencias minimizando el riesgo del colapso del SIN. (Ver 10.4.1.1 Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad)
- (MRO.2.2) Reserva Rodante: Es la diferencia entre la capacidad rodante y la demanda del SIN en cada instante. (Ver NGD.3.1 y MOM.1.23 del Reglamento de Operación).
- (MRO.2.3) Reserva Regulante: Es la cantidad de Reserva Rodante asociada a la Regulación Primaria y Secundaria de las unidades generadoras, y como tal responde a corto plazo con las variaciones normales de la demanda. Tal como lo establece el MOM.1.24 del Reglamento de Operación, la Regulación Primaria será la respuesta a las desviaciones de frecuencia del sistema en la cual sólo interviene el regulador de velocidad de la máquina o sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías con el respectivo sistema de control potencia/frecuencia, que actúa continuamente corrigiendo las desviaciones dentro de límites preestablecidos en la generación y la demanda. En esta regulación no interviene el lazo de control del Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés).
- El MOM.1.25 del Reglamento de Operación establece que la Regulación Secundaria será la respuesta a la acumulación de desviaciones de frecuencia y del error de control de área a través del AGC, esta permite corregir la desviación acumulada por la Regulación Primaria y el tiempo de respuesta será de cuatro (4) segundos o menos.
- (MRO.2.4) Reserva Contingente: Es la Reserva adicional requerida horariamente a fin de afrontar contingencias en el SIN. Esta Reserva está compuesta por la Reserva Rodante no asociada a la Reserva Regulante más la Reserva Fría más la Carga interrumpible.
- (MRO.2.5) Reserva Fría: Es la capacidad de generación adicional que puede ser provista por unidades de generación que estén disponibles y certificadas para sincronizarse en un tiempo máximo. De acuerdo a lo previsto en el MOM.1.22 del Reglamento de operación.

- (MRO.2.5.1) Se puede incluir en el cómputo de Reserva Fría la capacidad de importación o de autogeneradores ofrecida para tal efecto siempre y



cuando cumpla con los requisitos de tiempo de arranque y capacidad de transmisión, aun cuando esta capacidad exceda los límites de capacidad habilitada de acuerdo a la Metodología para la Habilitación de Importación de Energía Eléctrica o Para la Compra a Autogeneradores

- (MRO.2.6) Demanda Interrumpible: "Se denomina demanda interrumpible a aquella que oferta retirarse voluntariamente en función de los precios previstos en el mercado ocasional" (9.4.1.1 y 10.4.1.5 Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad)
- (MRO.2.7) Potencia Máxima Despachable: Es la Potencia máxima a la que se puede despachar la unidad en condiciones normales. Corresponde a la potencia máxima neta que la unidad generadora puede generar a lo largo del día tomando en cuenta restricciones técnicas o físicas, de naturaleza temporal, que pueden afectar la capacidad de generación, y tomando en cuenta también el porcentaje de reserva rodante asignado a la unidad. Este valor es calculado por el CND.
- (MRO.2.8) Potencia Máxima de Emergencia: Es la potencia máxima neta certificada que puede generar una unidad generadora en un lapso de 15 minutos, cuando por razones de emergencia lo solicite el CND. En todo caso la unidad debe poder responder desde el nivel de potencia donde se encuentre despachada hasta el límite de Potencia Máxima de Emergencia tomando carga a su rampa de subida normal. Esta Potencia corresponde, para cada unidad, a la Potencia Máxima Comercial de un Grupo Generador Conjunto definido en el 2.1 de las Reglas para el Mercado Mayorista de Electricidad
- (MRO.2.8.1) Una vez que la unidad entregue esta potencia por el período señalado, en los casos que el Agente así lo declare, la unidad será temporalmente restringida a su Potencia Efectiva por las siguientes 24 horas. Normalmente esta restricción afectará la Potencia Máxima Despachable.
- (MRO.2.9) Desligue de carga automático: Cargas de distribución que, mediante relevadores apropiados, están programados a desligarse si la frecuencia y/o el voltaje bajan a niveles inferiores a valores predeterminados, de forma de asistir en mantener el balance entre la demanda y la generación y así tratar de preservar la integridad del sistema.
- (MRO.3) **Criterios:**
- (MRO.3.1) El CND deberá operar los recursos de Potencia que aporta cada Agente del Mercado para proveer un nivel de Reserva Operativa de Corto Plazo que provea el margen necesario para tomar en cuenta las diferencias de estimación, la indisponibilidad de equipos, el número y tamaño de las unidades generadoras, los requerimientos de regulación y los programas de mantenimiento.
- (MRO.3.2) Todas las unidades generadoras sincronizados a la red, considerando las excepciones establecidas en el artículo (MOM.1.28) del Reglamento de Operación,


deben aportar Regulación Primaria, a menos que exista un problema operativo temporal.

Para ello, todos los gobernadores de las unidades generadoras y todos los controles de potencia/frecuencia de los Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en baterías, deben ser capaces de lograr una respuesta inmediata y sostenida, por un lapso continuo de por lo menos 15 minutos, a desviaciones de frecuencia.

El CND definirá y establecerá el ajuste de operación de los gobernadores (estatismo o Speed Droop por su nombre en inglés) que deberá tener cada unidad y de los controles de potencia/frecuencia de los Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en baterías (MDP.3.2 y MDP.1.4). Los sistemas de control de la máquina motriz que provean topes ajustables al movimiento del gobernador (límite de posición de la válvula o equivalente) no deberán restringir el movimiento de la misma más allá de lo necesario para coordinar con las características de respuesta del equipo controlado.

Los agentes que utilicen la tecnología de Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en baterías deberán proveer al CND las evidencias del lazo de control que vincule las aportaciones de la regulación primaria de frecuencia con la unidad generadora que no tiene esta capacidad. Para ello, deben garantizar que el tiempo de inicio de activación, tiempo total de activación y el mínimo de entrega, respondan a los requisitos de reserva rodante en tiempo y magnitud, que se le asignan a la unidad que están reemplazando.

- (MRO.3.3) La primera línea de defensa contra un colapso del sistema por falta de generación lo constituyen la Reserva Rodante del sistema más la contribución en potencia de emergencia de las interconexiones, más la potencia desligada por baja frecuencia. El CND debe, mediante estudios de Seguridad Operativa, establecer los niveles adecuados para cada una de estas cantidades. Sin embargo, como mínimo, la suma de estas debe ser mayor que la máxima contingencia simple posible en la hora, ya sea esta la pérdida de la unidad generadora o de una línea de transmisión o interconexión.
- (MRO.3.4) La Reserva Rodante en el sistema en cada hora deberá ser lo establecido en MOM.1.27 del Reglamento de Operación.
- (MRO.3.5) A fin de garantizar el uso efectivo de la Reserva Rodante, la misma será asignada en la misma proporción a cada unidad generadora de los Agentes Generadores, considerando lo establecido en el artículo (MOM.1.28) del Reglamento de Operación. En un período dado, el aporte a la Reserva Rodante de una unidad se calculará restando su Potencia Despachada de su Potencia Máxima de Emergencia.
- (MRO.3.5.1) Las unidades pueden cumplir con sus requisitos de Reserva Rodante contratando dicha reserva a una unidad o varias unidades con capacidad para suministrarla.

- 
- (MRO.3.5.1.1) Para calificar la unidad como apta para proveer la Reserva Rodante contratada, el Agente debe presentar al CND un estudio que compruebe la viabilidad técnica del esquema propuesto. Es decir que frente a contingencias de pérdida de generación en el sistema la cantidad de carga desligada permanece igual o menor y la recuperación de la frecuencia del sistema ocurre en tiempos similares.
- (MRO.3.5.1.2) Es requisito esencial que las unidades que están prestando este servicio no estén ligadas al SIN a través de interconexiones sujetas a salidas por baja frecuencia.
- (MRO.3.5.2) Las unidades también pueden cumplir con sus requisitos de Reserva Rodante, instalando un Sistema de Almacenamiento de Energía basado en baterías (SAEb) que cuente con una capacidad mínima de potencia activa, que corresponda con la reserva rodante que debería suministrar la unidad de generación que es reemplazada.
- (MRO.3.5.2.1) Para esto el Agente debe presentar al CND un estudio que compruebe la viabilidad técnica del esquema propuesto y que se garantice que la unidad de SAEb cumple con todos los requisitos técnicos y operativos establecidos, en la regulación nacional y regional.

Reglamento de Operación (RO):

- Tomo II Manual de Operación y Mantenimiento (MOM), los artículos MOM.1.23, MOM.1.24, MOM.1.28, del Capítulo I.
- Tomo III Manual de Despacho y Planificación horaria (MDP), los artículos MDP.1.1, MDP.1.4 del Capítulo I, el artículo MDP.2.2 del capítulo II, MDP.3.2 y MDP.3.6 del capítulo III.
- Tomo IV Normas para Intercambio de información (NII), los artículos NII.1.7 del capítulo I, los artículos NII.3.7, NII.3.8 y NII.3.9 del Capítulo III.
- TOMO V Normas para la Expansión del Sistema (NES), los artículos NES.3.1 y NES.3.6 del capítulo III, artículos NES.4.1 y NES.4.7 del capítulo IV.
- Tomo VI Normas para Interconexión al Sistema (NIS), los artículos NIS.2.2, NIS.2.4 del capítulo II y artículo NIS.4.3 del Capítulo IV.

Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)

- 16.2 Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño del Sistema Eléctrico Regional Regulación Primaria Numerales del 16.2.7.5 al 16.2.7.9

(MRO.3.5.2.2) Una vez el CND verifique el cumplimiento de lo establecido en el (MRO.3.5.2.1), aprobará el estudio de viabilidad técnica del esquema propuesto para su posterior implementación.

(MRO.3.5.2.3) El CND mensualmente publicará en su página web el reporte de actuación y cumplimiento de las SAEB que son utilizadas para aportar la reserva rodante de las unidades que no lo puedan brindar.

Los incumplimientos serán reportados a la ASEP, en el informe mensual de incumplimientos a las normas.

(MRO.3.6) La porción de Reserva Regulante mínima que puede aportar cada unidad generadora asociada a su regulación primaria, está dada por la potencia adicional obtenida por acción del gobernador (estatismo o Speed Droop por su nombre en inglés) o de los controles de potencia/frecuencia de Sistemas de Almacenamiento de Energía basados en baterías para una desviación de frecuencia no mayor de 0.1 Hertz.

(MRO.3.7) La Reserva Regulante asociada a regulación secundaria solo puede ser aportada por unidades generadoras bajo control del CAG. El aporte de cada una de ellas será:

$$rs = \min \{ (PMD - PD) ; (PME - rp - PD) \}$$

Donde:

rs es la Regulación Secundaria

rp es la Regulación Primaria

PMD es la Potencia Máxima Despachable


PME es la Potencia Máxima de Emergencia

PD es La Potencia Despachada

(MRO.3.8) La Reserva Contingente en cada hora debe ser igual o mayor que la máxima contingencia simple posible en esa hora, a fin de poder recobrar las carga desligadas posteriormente a un evento en el sistema.

(MRO.4) **Cuantificación de Reserva Operativa de Corto Plazo**

(MRO.4.1) El CND hará el pre-despacho de las unidades utilizando como límite superior la Potencia Máxima Despachable de cada unidad.

- 
- (MRO.4.2) Para efectos prácticos, se considera que los circuitos asignados al desligue por baja frecuencia siguen el comportamiento de la demanda máxima horaria, y, por ende, el porcentaje de la demanda que estos circuitos representan en la demanda pico se mantiene en el resto del día.
- (MRO.4.3) Para efectos del cálculo de la Contribución de Reserva que aportan las Interconexiones con sistemas no controlados por el CND, la misma se considerará como nula hasta tanto se establezcan los mecanismos y acuerdos conjuntos que permitan cuantificar y garantizar los niveles de aporte de un sistema al otro.
- (MRO.4.4) El CND verificará con el pre-despacho, para cada hora, que la peor contingencia simple, esté debidamente cubierta de acuerdo a lo establecido en el párrafo MRO.3.3 arriba. En caso de que este criterio no sea cumplido en alguna hora del pre-despacho, el mismo será modificado asignando la(s) unidad(es) que resulte(n) en el menor costo al despacho, y que satisfaga(n) el requerimiento de reserva.
- (MRO.4.5) Se procederá entonces a verificar que el pre-despacho en cada hora contempla suficiente Reserva Fría para cumplir con los requisitos de Reserva Contingente establecidos en el párrafo MRO.3.8. Primero se calculará la porción de Reserva Rodante disponible para la Reserva Contingente, o sea, la Reserva Rodante menos la Reserva Regulante. A este resultado se le suma el aporte de la Carga Interrumpible habilitada y el total resultante se resta del requisito de Reserva Contingente. Se verifica entonces que hay suficientes unidades que cumplan con los requisitos de arranque establecidos para servir como Reserva Fría. En caso contrario, se deberá modificar el pre-despacho a fin de cumplir con este requerimiento.

$$\text{Reserva Fría} = \text{Res. Contingente} - [(\text{Res. Rodante} - \text{Res. Regulante}) + \text{Carga Interrumpible}]$$

- (MRO.5) **Compensación por Servicios de Reserva de Corto Plazo.**
- (MRO.5.1) La Regulación Secundaria se considera un Servicio Auxiliar del Sistema, y por tanto los Agentes Generadores que provean efectivamente este servicio deberán ser económicamente remunerados. La metodología del cálculo de esta compensación está detallada en la Metodología para la asignación y remuneración de Servicios Auxiliares del sistema
- (MRO.5.2) La contribución a la Reserva Operativa que aportan las Interconexiones internacionales se considera un servicio mutuo, y por ende no se compensa económicamente. Sin embargo, si algún Agente del Mercado tiene un acuerdo de exportación el cual se declara como Carga Interrumpible, la misma se considerará como tal en los cálculos de remuneración de Reserva.
- (MRO.5.3) A fin de definir la compensación que le corresponde a cada Agente del Mercado por proveer Reserva Operativa de Corto Plazo, se dividirá la remuneración máxima vigente para el mes correspondiente a este servicio, por la integración de la Reserva Operativa de Corto Plazo menos la Regulación Secundaria requerida a lo largo del

mes. El precio (B./MW), resultante se utilizará para valorar el aporte en Reserva Operativa de Corto Plazo que han dado los Participantes Productores y Consumidores, de la manera que se describe a continuación:

(MRO.5.4) Se cuantifica la Reserva Rodante menos la Regulación Secundaria de cada hora tomando la potencia promedio en la hora. Esta se valorizará con este índice, y el monto resultante se distribuirá en forma proporcional a cada Participante Productor que aportó a la misma. En caso de que en una hora la sumatoria de la Reserva Rodante disponible sea mayor a la Reserva Operativa requerida, la distribución del monto en esa hora se hará ponderando sobre el monto de Reserva entregada.

(MRO.5.5) En caso que se requiera Reserva contingente adicional a la proporcionada por la Reserva Rodante esta será valorada utilizando el mismo precio. Para distribuir la compensación se listarán las reservas ofrecidas, ya sean Reserva Fría o Carga Interrumpible, en orden ascendente de Costo Marginal. Se asignará la reserva requerida en ese mismo orden. Se compensará a los agentes en forma proporcional a la Reserva que aportan.

(MRO.6) **Casos Especiales**

(MRO.6.1) Cuando el CND detecte la necesidad de mejorar y/o mantener los niveles en los embalses de regulación mayor a noventa (90) días para garantizar el suministro de la demanda nacional y no estén presente alguna de las condiciones que definen la activación de la Alerta Temprana por Baja Disponibilidad de Energía y/o Potencia establecidas en la MDR, el CND podrá asignar el 100% de la reserva rodante a las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación mayor a noventa (90) días. En dichos casos, el resto de las centrales de generación podrán ser llamadas al despacho hasta un 100% de su capacidad disponible.

Para ello el CND mantendrá un seguimiento constante de las variables y resultados de la planificación y programación semanal del despacho, que le permitan identificar la afectación a los embalses y a su participación en el aseguramiento del suministro de la demanda. Las variables a monitorear serán:

- Niveles de los Embalses con Regulación mayor a 90 días.
- Niveles Críticos de los Embalses.
- Almacenamiento de Energía en los Embalses.
- Vertimiento.
- Probabilidades de Vertimiento.
- Aportes.
- Generación vs Potencia Firme de las Centrales de Pasada.
- Déficit de Energía.
- Probabilidades de Déficit de Energía.
- Costos Totales.
- Costos Marginales.
- Curva de Aversión al Riesgo.

- Disponibilidades Programadas y No Programadas del Plantel de Generación.
- Comportamiento de la Producción de las ERNC y/o su proyección.
- Comportamiento de los Intercambios de Energía y/o su proyección.

El CND informará a los Participantes del Mercado, en la reunión de planeamiento semanal o en la publicación de una actualización del despacho la fecha de inicio de la aplicación de esta medida y luego la fecha de finalización de la aplicación de esta medida. La información presentada deberá contener los criterios y valores utilizados para la toma de decisión.

Anexo A

Página 8 de 8

Metodología para la
cuantificación y asignación de
reserva operativa

El presente documento es copia de la copia, según consta
en los archivos centralizados de la Autoridad Nacional de
los Servicios Públicos

Dado a los 13 días del mes de Marzo de 20 26


FIRMA AUTORIZADA