



# GACETA OFICIAL

## Edición Digital

AÑO

Panamá, R. de Panamá miércoles 13 de mayo de 2026

N° 30523 A

### CONTENIDO

#### MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS

Resolución N° 114  
(jueves 13 de octubre 2022)

QUE CANCELA POR VENCIMIENTO E INCUMPLIMIENTO LA CONCESIÓN DE EXTRACCIÓN MINERA OTORGADA A LA EMPRESA COMEDSA S.A.

#### MINISTERIO DE SEGURIDAD PÚBLICA/ SERVICIO NACIONAL DE MIGRACIÓN

Resolución N° 54818  
(martes 17 de diciembre 2024)

QUE CREA LA UNIDAD ESPECIALIZADA EN CIBERSEGURIDAD, EN EL NIVEL DIRECTIVO, SUBORDINADA A LA DIRECCIÓN GENERAL DEL SERVICIO NACIONAL DE MIGRACIÓN.

#### AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 21595-ELec  
(lunes 27 de abril 2026)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA NUEVA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN Y VALIDACIÓN TÉCNICA DE LOS MODELOS DINÁMICOS DE EQUIPOS ELÉCTRICOS QUE SE INTERCONECTAN AL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (MVM).

Resolución AN N° 21603- ELec  
(jueves 30 de abril 2026)

POR LA CUAL SE MODIFICA EL ANEXO A DE LA RESOLUCIÓN AN No.20180-ELec DE 23 DE ABRIL DE 2025, A TRAVÉS DE LA CUAL SE DECLARAN NUEVAS ÁREAS PARA QUE FORMEN PARTE DEL PLAN DE SOTERRAMIENTO DE CABLEADO E INFRAESTRUCTURA DE LOS SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES Y DE TELEVISIÓN PAGADA.

#### CONSEJO MUNICIPAL DE ALANJE / CHIRIQUÍ

Acuerdo Municipal N° 003-2026  
(lunes 23 de marzo 2026)

POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE APRUEBA LA MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 23 DEL ACUERDO N°. 027-2025 DE 29 DE DICIEMBRE DE 2025, POR MEDIO DEL CUAL SE ESTABLECE EL PRESUPUESTO DE RENTAS Y GASTOS Y EL PLAN ANUAL DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIONES DEL IBI DEL MUNICIPIO DE ALANJE PARA LA VIGENCIA FISCAL 2026.

Acuerdo Municipal N° 004-2026  
(lunes 23 de marzo 2026)



POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE APRUEBA EL CAMBIO DE PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE LA CANCHA MULTIUSO EN LA ESCUELA DE LA COMUNIDAD DE SANTO TOMÁS, CORREGIMIENTO DE SANTO TOMÁS, DISTRITO DE ALANJE; POR EL PROYECTO MEJORAMIENTO A LA ESCUELA PRIMARIA DE SAN MARTÍN (CONSTRUCCIÓN DE CANCHA), CORREGIMIENTO DE SANTO TOMÁS, DISTRITO DE ALANJE; FINANCIADO CON LOS FONDOS DEL IMPUESTO DE BIEN INMUEBLE (IBI) CORRESPONDIENTE A LA VIGENCIA FISCAL 2024.

---

#### **CONSEJO MUNICIPAL DE ARRAIJAN / PANAMÁ**

Acuerdo Municipal N° 21  
(martes 24 de marzo 2026)

POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN DEROGA EL ACUERDO MUNICIPAL N° 41 DE 2 DE SEPTIEMBRE DE 2025, Y AUTORIZA A LA ALCALDESA DEL DISTRITO A DONAR A LA FUNDACIÓN LLENA UNA BOTELLA DE AMOR LA SUMA DE CINCUENTA MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.50,000.00).

---

Acuerdo Municipal N° 22  
(martes 24 de marzo 2026)

POR EL CUAL SE MODIFICAN LOS ACUERDOS MUNICIPALES N°20 Y N°21 DE 13 DE MAYO DE 2025, MEDIANTE EL CUAL SE APROBARON LOS PROYECTOS DE DESCENTRALIZACIÓN A DESARROLLARSE EN LOS CORREGIMIENTOS DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN PARA LA VIGENCIA 2025.

---

#### **CONSEJO MUNICIPAL DE LA MESA / VERAGUAS**

Acuerdo N° 05  
(lunes 13 de abril 2026)

POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA MESA MODIFICA Y APRUEBA EL CAMBIO DE NOMBRE DE LOS PROYECTOS DE LOS CORREGIMIENTO DE LA MESA Y LLANO GRANDE DEL ARTÍCULO SEGUNDO DEL ACUERDO MUNICIPAL N°05 DEL 13 DE SEPTIEMBRE DE 2024 QUE MODIFICÓ EL ACUERDO MUNICIPAL N°02 DEL 17 DE ABRIL DE 2024, QUE APROBÓ EL PRESUPUESTO ANUAL DE INVERSIÓN DE OBRAS Y FUNCIONAMIENTO FINANCIADO CON LOS APORTES DEL IMPUESTO DE BIENES INMUEBLES (IBI) VIGENCIA FISCAL DEL AÑO 2024.

---

#### **CONSEJO MUNICIPAL DE MACARACAS / LOS SANTOS**

Acuerdo Municipal N° 4  
(jueves 16 de abril 2026)

POR EL CUAL SE ADJUDICA A TÍTULO ONEROSO, UN LOTE DE TERRENO MUNICIPAL, A FAVOR DE JORGE LUÍS DOMÍNGUEZ VÁSQUEZ, CEDULADO CON EL NÚMERO 7-706-196.

---





REPÚBLICA DE PANAMÁ  
MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS

RESOLUCIÓN No. 114  
de 13 de octubre de 2022

EL MINISTRO DE COMERCIO E INDUSTRIAS,  
en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que la concesionaria **COMEDSA S.A.**, debidamente inscrita en el Registro Público a la ficha 376235, Documento 85459 de la Sección de Micropelículas (Mercantil), celebró con el Estado el Contrato No. 10 de 14 de septiembre de 2010, publicado en la Gaceta Oficial No. 26833-A de 21 de julio de 2011, mediante el cual le otorgan derechos exclusivos para la extracción de minerales no metálicos (piedra de cantera) en una (1) zona de 96.25 hectáreas, ubicadas en el Corregimiento de Llano de la Cruz, Distrito de Parita, Provincia de Herrera, e identificada con el símbolo **CSA-EXTR (piedra de cantera) 07-06**.

Que el Contrato No. 10 de 14 de septiembre de 2010, publicado en la Gaceta Oficial No. 26833-A de 21 de julio de 2011, se le asignó una vigencia de diez (10) años, contados a partir de su publicación en Gaceta Oficial, lo cual ocurrió el 21 de julio de 2011.

Que lo expuesto en el hecho anterior permite deducir que el Contrato No. 10 de 14 de septiembre de 2010 de la empresa **COMEDSA S.A.**, venció el 21 de julio de 2021.

Que de la revisión del expediente se observa que la empresa **COMEDSA S.A.**, no presentó solicitud de prórroga del Contrato que otorgó en concesión derechos de extracción de piedra de cantera.

Que al emitirse la presente Resolución, la fecha de vencimiento del contrato antes mencionado ya transcurrió.

Que la Dirección Nacional de Recursos Minerales ha procedido a examinar el expediente de concesión correspondiente de la empresa **COMEDSA S.A.**, pudiendo observar que la concesionaria en reiteradas ocasiones ha presentado incumplimientos en parte de sus obligaciones tales como morosidad en el pago de cánones e impuestos municipales, al igual que en la presentación de los planes anuales e informes de producción, infringiendo de esta manera lo dispuesto en el contrato de concesión y los términos establecidos por Ley.

Que de lo antes expuesto se concluye que se configura la situación prevista por el numeral 1 del artículo 286 y numerales 1 y 2 del artículo 288 del Código de Recursos Minerales, que establecen lo siguiente:

“Artículo 286. Las concesiones mineras expirarán en los siguientes casos:

1. Por terminación de los períodos respectivos especificados por este Código;

...”

“Art. 288. El Órgano Ejecutivo, en ausencia de un motivo de fuerza mayor, deberá declarar la cancelación de las concesiones mineras por cualquiera de las razones siguientes:

1. Si los pagos que deban hacer los concesionarios de conformidad con el Código no son hechos durante un (1) año a partir de la fecha de su vencimiento.





2. Cuando las concesiones mineras expiren, sean declaradas insubsistentes o los contratos hayan sido anulados.”

Que de conformidad con el numeral 2 del artículo 288 del Código de Recursos Minerales, el Órgano Ejecutivo, ante el supuesto descrito en la disposición recién transcrita, se encuentra en la obligación de cancelar los contratos de concesión minera.

**RESUELVE:**

**PRIMERO: CANCELAR** por vencimiento e incumplimiento la concesión de extracción minera otorgada a la empresa **COMEDSA S.A.**, mediante Contrato No. 10 de 14 de septiembre de 2010, celebrado entre el Ministerio de Comercio e Industrias, en representación de EL ESTADO, y esta empresa, toda vez que el contrato ha vencido y la concesión ha expirado.

**SEGUNDO: DECLARAR AREA DE RESERVA** las zonas devueltas a la Nación en virtud de la expiración y cancelación de la concesión minera otorgada mediante Contrato No.10 de 14 de septiembre de 2010, ubicada en el Corregimiento de Llano de la Cruz, Distrito de Parita, Provincia de Herrera, que se describe a continuación:

**Zona No. 1:** Partiendo del punto No. 1 cuyas coordenadas geográficas son 80°38'53.06" de Longitud Oeste y 7°58'13.39" de Latitud Norte, se sigue una línea recta en dirección Este por una distancia de 874.95 metros hasta llegar al Punto No.2, cuyas coordenadas geográficas son 80°38'24.49" de Longitud Oeste y 7°58'13.39" de Latitud Norte. De allí se sigue una línea recta en dirección Sur por una distancia de 1,100.05 metros hasta llegar al Punto No. 3, cuyas coordenadas geográficas son 80°38'24.49" de Longitud Oeste y 7°57'37.58" de Latitud Norte. De allí se sigue una línea recta en dirección Oeste por una distancia de 874.95 metros hasta llegar al Punto No. 4, cuyas coordenadas geográficas son 80°38'53.06" de Longitud Oeste y 7°57'37.58" de Latitud Norte. De allí se sigue una línea recta en dirección Norte por una distancia de 1,100.05 metros hasta llegar al Punto No. 1 de partida.

Esta zona tiene una superficie total de 96.25 hectáreas, ubicada en el Corregimiento de Llano de La Cruz, Distrito de Parita, Provincia de Herrera.

**TERCERO:** Dar traslado de la presente Resolución a la Contraloría General de la República para que proceda a ingresar a favor del Tesoro Nacional la fianza de garantía por la suma de B/.1.000.00 (mil balboas con 00/100) la cual se encuentra depositada mediante cheque certificado N°005842 del 09 de septiembre de 2008, expedido por Global Bank según recibo número 47 de 19 de septiembre de 2008 de la Dirección de Administración y Finanzas de la Contraloría General de la República.

**CUARTO:** Dar traslado de la presente Resolución a la Gaceta Oficial para su debida publicación.

**QUINTO:** La presente Resolución admite recurso de reconsideración dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su notificación.

**FUNDAMENTO LEGAL:** Artículos 30, 286, 288, 290 Y 315 del Código de Recursos Minerales, Contrato No. 10 de 14 de septiembre de 2010, artículo 168 de la Ley 38 de 2000.

**NOTIFÍQUESE, REGÍSTRESE Y PUBLÍQUESE**

NOTIFICADO EL INTERESADO A LOS 31 DÍAS  
DEL MES DE Julio DE 20  
*[Signature]*  
EL INTERESADO 8-319-517  
CORRELA No.

DIRECCIÓN NACIONAL  
DE RECURSOS MINERALES  
MINISTERIO DE COMERCIO E INDUSTRIAS  
Es copia auténtica de su original

Panamá, 17 de marzo de 2026

*[Signature]*  
DIRECTOR NACIONAL

*[Signature]*  
**FEDERICO ALFARO BOYD**  
Ministro de Comercio e Industrias

Panamá, 23 de MARZO de 2026

*[Signature]*





REPÚBLICA DE PANAMÁ  
MINISTERIO DE SEGURIDAD PÚBLICA  
SERVICIO NACIONAL DE MIGRACIÓN

RESOLUCIÓN No. 54818 PANAMÁ 17 DIC 2024

EL DIRECTOR GENERAL DE MIGRACIÓN

En ejercicio de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto Ley No. 3 del 22 de febrero de 2008, reglamentado por el Decreto Ejecutivo No. 320 del 08 de agosto de 2008, modificado por el Decreto Ejecutivo No. 26 del 2 de marzo de 2009, se crea el Servicio Nacional de Migración, la Carrera Migratoria y dicta otras disposiciones.

Que, la referida excerta legal, dispone las funciones del Director General del Servicio Nacional de Migración, a objeto de administrar las actividades de modo que garanticen la aplicación de manera eficaz y eficiente la política nacional de seguridad.

Que, el artículo 11, numeral 5, dispone dentro de las funciones inherentes al Director General, recomendar los cambios de carácter organizativo, administrativo y funcional, que considere necesarios para el efectivo cumplimiento de las funciones establecidas en el Decreto Ley y sus reglamentaciones.

Que, en virtud de lo establecido en el artículo 4, Decreto Ley No. 3 del 22 de febrero de 2008, el Servicio Nacional de Migración presta una función pública de seguridad, administración, supervisión, fiscalización, control y aplicación de las políticas migratorias que dicte el Órgano Ejecutivo.

Que, debido a las amenazas cibernéticas que enfrentan los estamentos de seguridad, debido a la interconexión digital de los sistemas operativos y de información que la institución maneja en coordinación con otras entidades como parte de la cooperación técnica para el intercambio de información, colocan a nuestra organización policial en un estado de vulnerabilidad, poniendo en riesgo la integridad de los datos sensibles y la continuidad de las operaciones estratégicas.

Que, frente a lo antes expuesto, se hace necesaria la creación de la Unidad Especializada en Ciberseguridad, con el propósito de proteger la seguridad nacional, las infraestructuras críticas, los sistemas de información y datos sensibles de la institución, así como también fortalecer las capacidades de detección, prevención y respuesta ante amenazas digitales emergentes.

Que, el objetivo primordial de la creación de esta unidad es la de garantizar la protección, integridad, confidencialidad y disponibilidad de la información crítica y los sistemas informáticos y digitales de la institución, mediante la implementación de las medidas proactivas y reactivas; incluyendo la identificación y mitigación de riesgos de seguridad, para preservar la soberanía y continuidad operativa en el ciberespacio implementando las acciones de ciberdefensa para brindar una respuesta rápida y efectiva a incidentes detectados.



**RESUELVE:**

**PRIMERO:** CREAR la Unidad Especializada en Ciberseguridad, en el nivel directivo, subordinada a la Dirección General del Servicio Nacional de Migración, con el propósito de establecer de manera organizacional, estructural y funcional, una unidad especializada en la protección de sistemas informáticos, redes, datos y programas de ataques o cualquier otra amenaza relacionada con el ciberespacio, con un alto grado de conocimiento en diversas áreas y especialidades en las ramas de informática y seguridad informática.

**SEGUNDO:** ORDENAR la publicación de la presente resolución, que crea la Unidad Especializada en Ciberseguridad, en la Gaceta Oficial.

**TERCERO:** La presente Resolución Administrativa comenzará a regir a partir de su aprobación y firma.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Decreto Ley No. 3 del 22 de febrero de 2008, reglamentado por el Decreto Ejecutivo No. 320 del 8 de agosto de 2008, modificado por el Decreto Ejecutivo No. 26 de 02 de marzo de 2009.

COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,

  
ROGER MOJICA RIVERA  
Director General



*República de Panamá*  
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 21595-Elec

Panamá, 27 de abril de 2026

“Por la cual se aprueba la nueva Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconectan al Sistema Interconectado Nacional (MVM).”

**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 como organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, “Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad,” y sus modificaciones, establecen el régimen al cual se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad, y fue reglamentada mediante Decreto Ejecutivo 22 de 19 de junio de 1998;
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 y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que el artículo 60 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, 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, 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;
5. Que el artículo 61 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, dispone que la operación integrada comprende entre otras, las funciones de planificar la operación de los recursos de generación, transmisión e interconexiones internacionales en el sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica, así como también el ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación y transmisión, incluyendo las interconexiones internacionales;
6. 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;
7. Que el numeral 1.1.1.4 de las Reglas Comerciales establece que la implementación de dicha norma se realizará a través de Manuales Detallados de Procedimiento, denominados Metodologías de Detalle, los cuales serán desarrollados por el **CND** con el apoyo del Comité Operativo y la colaboración de los Participantes del Mercado. Dichas Metodologías deberán respetar los criterios, principios y procedimientos generales que se establecen en las Reglas Comerciales y contener todo el detalle necesario para garantizar predictibilidad y transparencia, así como evitar conflictos de interpretación;
8. 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:

AP Cz  
3





Resolución AN No. 21595-Elec  
de 27 de abril de 2026  
Página 2 de 4

- 8.1. Las propuestas o modificaciones de Metodologías las elaborará el **CND**, quien puede solicitar el 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.
  - 8.2. 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**.
  - 8.3. 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 dicho informe.
9. Que la propuesta elaborada por el **CND** de la referida Metodología fue presentada al Comité Operativo en la sesión ordinaria No.574, celebrada el 12 de octubre de 2025. Dicho Comité, aprobó solicitar a esta Autoridad Reguladora una prórroga para discutir en detalle la nueva metodología. Mediante nota DSAN-3023-2025 de 27 de octubre de 2025, la prórroga solicitada fue aprobada.

Para el análisis de la nueva metodología, fue creado un subcomité, el cual luego de siete (7) reuniones, entregó un informe con propuestas de cambio al Comité Operativo, el cual fue discutido en la sesión extraordinaria No.4;

10. Que el Comité Operativo mediante el Informe de Metodología No. CO-03-2025 de 9 de diciembre de 2025, aprobó la Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconectan al Sistema Interconectado Nacional (MVM), modificando la propuesta inicial del **CND**, lo cual implicó la eliminación de la revalidación periódica quinquenal (cada cinco años), de los modelos dinámicos, y, específicamente lo desarrollado en los numerales MVM.4.2, MVM.4.3 y MVM.5.5;
11. Que en tiempo oportuno, mediante nota ETE-DCND-GNP-123-2025 de 15 de diciembre de 2025, y en cumplimiento de lo establecido en el literal c del numeral 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, el **CND** remitió a esta Autoridad Reguladora, el Informe Final de Metodología No.CND-03-2025 de 9 de diciembre de 2025, denominado "Proyecto de Nueva Metodología para Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconectan al Sistema Interconectado Nacional (MVM)".
12. El **CND** manifestó en el Informe Final de Metodología, estar en desacuerdo con la eliminación de los numerales MVM.4.2, MVM.4.3 y MVM.5.5 de la Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconectan al Sistema Interconectado Nacional (MVM), manteniendo su postura técnica de que la revalidación periódica es indispensable para la seguridad del sistema, pues garantiza que los modelos continúen representando el comportamiento real, es decir, que son matemáticamente estables y capaces de simular correctamente pequeñas y grandes perturbaciones que ocurran en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), por lo que recomendó a esta Autoridad Reguladora y Fiscalizadora, preservar la propuesta original, contenida en el informe;
13. Que, en el informe el **CND** indicó que esta nueva metodología atiende debilidades críticas por la falta de datos sistémicos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en este sentido, existe una desactualización de información sobre los modelos de las unidades de generación desde su entrada en operación, por lo cual incluyen los numerales MVM.4.2, MVM.4.3 y MVM.5.5:

***"(MVM.4.2) Cumplimiento de la Guía Técnica de Validación de Modelos***

*Los agentes de Mercado están obligados a seguir íntegramente los lineamientos establecidos en la Guía Técnica de Validación de Modelos, que se encuentren en el anexo 1, incluyendo:*

1. *Requisitos técnicos para la ejecución de los ensayos.*
2. *Plazos formales para notificación, entrega de documentación y validación de modelos.*



3. Condiciones operativas mínimas para la instalación bajo prueba.
4. Cualquier desviación o excepción deberá ser debidamente justificada y aprobada por el CND, siguiendo el procedimiento técnico correspondiente.

**(MVM.4.3) Periodo Transitorio par agentes existentes**

Con el objetivo de facilitar la implementación de la metodología, se establece un periodo transitorio de adecuación para agentes con instalaciones ya existentes al momento de la entrada en vigor de esta. Durante este periodo:

1. Para las plantas existentes, el CND deberá remitir a cada agente la información estructurada y los modelos dinámicos con que ya cuenta en sus registros oficiales, a fin de evitar duplicidad y asegurar consistencia en la base de datos del sistema.
2. Los agentes deberán presentar un cronograma de actualización de modelos al CND, luego de su notificación.
3. El periodo transitorio máximo para la homologación de los modelos dinámicos será de 12 meses, a partir de la fecha de aprobación del cronograma de actualización por parte del CND, prorrogable a dieciocho (18) meses por causa debidamente justificada ante el CND; para completar la primera validación de sus modelos conforme a esta metodología.
4. El CND deberá remitir a cada agente la información estructurada y los modelos dinámicos con los que cuenta en sus registros oficiales, a fin de evitar duplicidades y asegurar consistencia en la base de datos del sistema. Esta información deberá remitirla mediante la notificación indicada en el numeral 1.
5. El CND, priorizará la homologación de los modelos dinámicos, de aquellas instalaciones que se encuentren en las siguientes situaciones:
  - 5.1. Las instalaciones que no cuenten con modelos actualizados o cuyos equipos hayan cambiado su respuesta dinámica.
  - 5.2. Las instalaciones que cuenten con modelos desactualizados, de acuerdo con las normativas internacionales, indicadas por el Ente Operador Regional en su informe: "Diagnóstico de las causas estructurales, fortalezas y debilidades del Sistema Eléctrico Regional (SER) y del Mercado Eléctrico Regional (MER), asociados al origen de eventos o contingencias en cascada en el SER, propuestas y soluciones", en la versión de abril 2025.
  - 5.3. Las instalaciones, que, al inicializar el modelo, arroje mensajes de advertencias o errores en la convergencia numérica, identificado por el CND.
6. Las instalaciones que hayan entregado modelos homologados anteriormente podrán ser sometidas a revisión documental, cuando sus equipos hayan cambiado su respuesta dinámica.
7. Las instalaciones que formaron parte de los procesos de validación y homologación de modelos, realizados por el EOR y por el CND no deberán cumplir con este requerimiento si no han sufrido cambios en su respuesta dinámica de su instalación. De tener alguna actualización o reemplazo de alguno de sus equipos, incluidos en los modelos, deben informarlo al CND y presentar la actualización correspondiente, del elemento actualizado de acuerdo con la Guía Técnica de Validación de Modelos."

**“(MVM.5.5) Revalidación Periódica**

El proceso completo de validación debe repetirse cada cinco (5) años a partir de la Disponibilidad para el Despacho o de la Operación Comercial, lo que ocurra primero, o bien antes si hay modificaciones a los ajustes configurados de la central o modernización de los equipos o controles.”

14. Que el informe remitido por el CND fue analizado, y a juicio de esta Autoridad Reguladora, los numerales MVM.4.2, MVM.4.3 y MVM.5.5, deben ser aprobados debido a que, en concordancia con los argumentos técnicos expuestos por el CND, la revalidación periódica es fundamental para mantener la integridad del modelo sistémico;
15. Que esta Autoridad Reguladora colige que lo procedente es aprobar la propuesta presentada en el Informe Final de Metodología No.CND-03-2025 de 9 de diciembre de 2025, de la nueva Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconectan al Sistema Interconectado Nacional (MVM), de conformidad con lo estipulado en el numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, por lo que;

**RESUELVE:**

**PRIMERO: APROBAR** la nueva Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconectan al Sistema Interconectado Nacional (MVM), cuyo texto completo se encuentra en el **Anexo A** de la presente Resolución.

A<sup>2</sup> 32  
3



Resolución AN No. 21596-Elec  
de 27 de abril de 2026  
Página 4 de 4



**SEGUNDO: COMUNICAR** al Centro Nacional de Despacho que la Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconectan al Sistema Interconectado Nacional (MVM), entrará en vigencia a partir de la promulgación de la presente Resolución.

**TERCERO: ADVERTIR** que contra la presente Resolución cabe el Recurso de Reconsideración, el cual debe interponerse dentro del término de cinco (5) días hábiles, siguientes a su notificación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; 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; y, demás disposiciones concordantes.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

**ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH**  
Administradora General

En Panamá a los 5 días  
del mes de Mayo  
2026 a las 9:46 mañana  
Firma: Eng Carlos Barretto  
Resolución 21596-Elec

X Carlos Arturo Barretto  
X 8-300-052

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 6 días del mes de Mayo 20 26

FIRMA AUTORIZADA

52

AP

B



## **Metodología para la Evaluación y Validación Técnica de los Modelos Dinámicos de Equipos Eléctricos que se interconecten al SIN. (MVM)**

### **(MVM.1) Objetivo**

Establecer el procedimiento detallado que deben seguir los Agentes del Mercado, propietarios de equipos tanto nuevos como existentes, para la evaluación y validación técnica de los modelos dinámicos de los equipos eléctricos que se conectan al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Asimismo, definir el seguimiento a las acciones de desempeño que estos sistemas deben mantener, garantizando así una operación segura y confiable del SIN.

### **(MVM.2) Alcance**

Este procedimiento es aplicable a todos los agentes del SIN que operen o tengan previsto operar unidades generadoras, parques de generación de Energía Renovable No Convencional (ERNC), Sistemas de Almacenamiento de Energía mediante baterías (SAEb), así como equipos de compensación tanto estáticos como dinámicos.

### **(MVM.3) Definiciones y Abreviaturas**

<b>Sigla / Término</b>	<b>Definición</b>
<b>CND</b>	Centro Nacional de Despacho. Encargado de coordinar y supervisar el proceso de validación y homologación de modelos dinámicos.
<b>CON / ICON / VAR / STATE</b>	Constantes, variables de inicialización, variables internas y de estado de los modelos dinámicos.
<b>DROOP</b>	Relación de variación proporcional entre potencia y frecuencia en controles de velocidad.
<b>Ensayo</b>	Prueba real ejecutada en la instalación bajo condiciones controladas para obtener mediciones dinámicas.
<b>EOR</b>	Ente Operador Regional del Mercado Eléctrico Regional (MER)
<b>Equipos</b>	Se refiere a todos los equipos modelados en la base de datos dinámica del Sin que administra el CND y cualquier equipo que pueda

*A*





	afectar el desempeño de estos modelos.
<b>ERNC</b>	Energías Renovables No Convencionales (solar, eólica, biomasa, etc.)
<b>FACTS</b>	Flexible AC Transmission Systems: Dispositivos electrónicos para control dinámico de potencia reactiva.
<b>FLECS/FROTRAN</b>	Lenguajes de descripción de modelos en formato Fortran/Electrical Simulation
<b>FSNL</b>	Condición de prueba sin carga para curva de saturación (Full Speed No Load).
<b>GOV o RAV</b>	Governador o Regulador Automático de Velocidad /Carga: Controla la potencia activa o la frecuencia
<b>Informe de homologación</b>	Documento técnico que compara los resultados medidos y simulados, y respalda la validez del modelo entregado.
<b>Modelo homologado</b>	Modelo que cumple con los requisitos de estructura y documentación establecidos por la guía técnica.
<b>OEL / UEL / VHz</b>	Limitadores de sobreexcitación, subexcitación y sobre flujo magnético.
<b>PDT</b>	Modelo orientado a simulaciones de estabilidad con variables promedio (Phasor Domain Type.).
<b>POI</b>	Punto de Interconexión
<b>PPC</b>	Controlador a nivel planta que regula potencia activa/reactiva, tensión y factor de potencia (Power Plant Controller).
<b>PSS</b>	Estabilizador que mejora el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas (Power Systems Stabilizer)
<b>PSS®E</b>	Herramienta utilizada para la simulación de sistemas eléctricos en dominio fasorial (Power System Simulator for Engineering.).
<b>RAT o AVR</b>	Regulador Automático de Tensión o Automatic Voltage Regulator: Sistema

*R*





	que controla la tensión de salida del generador o planta, en terminales o punto remoto.
<b>RMS</b>	Modelo de trascendentes electromecánicos (ROOT Mean Square)
<b>SAEb</b>	Sistema de Almacenamiento de Energía basado en baterías. Equipo que permite la inyección o absorción controlada de potencia activa/reactiva.
<b>Sav/Dyr/Seq/Raw/Sld</b>	Archivos de configuración y modelado utilizados en herramientas de simulación (PSSE)
<b>SVC / STATCOM</b>	Static Var Compensator / Static Synchronous Compesator: Equipos d compensación reactiva.
<b>FRT</b>	Fault Ride Through. Capacidad de soportar fallas eléctricas sin desconectarse.

**(MVM.4) Generales**

**(MVM.4.1) Modelos matemáticos requeridos**

El desarrollo de modelos matemáticos tiene como propósito representar el comportamiento dinámico y estacionario de los equipos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estos modelos serán incluidos en la base de datos sistémica del CND para evaluar el desempeño de las instalaciones en estudios de estabilidad y contingencias del sistema eléctrico.

Los modelos entregados deben cumplir con las siguientes características mínimas:

1. Ser del tipo **PDT (phasor domain transients)** o **RMS**, compatibles con **PSS®E** versión indicada por el CND, que permitan el estudio y análisis de estabilidad de fenómenos transitorios electromagnéticos.
2. Representar adecuadamente el comportamiento dinámico de la instalación, incluyendo:
  - o Modelo de la planta (.sav, .dyr, .seq, .raw y .sld)
  - o El archivo .sav debe incluir modelo de generador, transformador y línea, y / o cualquier otro elemento eléctrico que mejor represente la instalación.
  - o Cada subsistema representado (generador, AVR o RAT, GOV o RAV, PSS, OEL, UEL, etc.).

*A2*





- Estabilizadores (PSS).
  - Limitadores y protecciones internas.
  - Lógicas de control avanzadas (PPC, SoC, droop, etc.).
  - Inclusión del archivo fuente en formato FLECS o FORTRAN (.flx o .for) en caso de modelos de usuario.
  - Manual técnico detallado (diagramas de bloques, descripción de parámetros y variables).
  - Lista completa de constantes (CONs, ICONs, VARs, STATES).
  - Para modelos de centrales de ERNC, deben entregar modelos homologados como se define en la guía de validación de modelos.
3. Ser validados frente a datos medidos en campo, mediante el proceso de homologación.
  4. Los modelos deben estar debidamente compilados y ser independientes de bibliotecas externas.
  5. Incluir los diagramas funcionales de sus equipos asociados a su instalación.
  6. Los modelos deberán actualizarse bajo las siguientes condiciones:
    - Cada cinco (5) años desde la última validación.
    - Ante cualquier modificación o modernización de los sistemas de control o equipos que alteren el comportamiento dinámico o estacionario.
    - Cuando se identifique un desempeño deficiente del modelo en simulaciones o análisis operacionales. Se requiere que, de presentarse el desempeño deficiente, se debe actualizar el modelo.

#### **(MVM.4.2) Cumplimiento de la Guía Técnica de Validación de Modelos**

Los Agentes de Mercado están obligados a seguir íntegramente los lineamientos establecidos en la Guía Técnica de Validación de Modelos, que se encuentra en el anexo 1, incluyendo:

1. Requisitos técnicos para la ejecución de los ensayos.
2. Plazos formales para notificación, entrega de documentación y validación de modelos.
3. Condiciones operativas mínimas para la instalación bajo prueba.

*AP*




4. Cualquier desviación o excepción deberá ser debidamente justificada y aprobada por el CND, siguiendo el procedimiento técnico correspondiente.

#### **(MVM.4.3) Período Transitorio para agentes existentes**

Con el objetivo de facilitar la implementación de la metodología, se establece un período transitorio de adecuación para agentes con instalaciones ya existentes al momento de la entrada en vigor de esta. Durante este período:

1. Para las plantas existentes, el CND deberá remitir a cada agente la información estructurada y los modelos dinámicos con los que ya cuenta en sus registros oficiales, a fin de evitar duplicidad y asegurar consistencia en la base de datos del sistema.
2. Los agentes deberán presentar un cronograma de actualización de modelos al CND, luego de su notificación.
3. El período transitorio máximo para la homologación de los modelos dinámicos será de 12 meses, a partir de la fecha de aprobación del cronograma de actualización por parte del CND, prorrogables a dieciocho (18) meses por causa debidamente justificada ante el CND; para completar la primera validación de sus modelos conforme a esta metodología.
4. El CND deberá remitir a cada agente la información estructurada y los modelos dinámicos con los que cuenta en sus registros oficiales, a fin de evitar duplicidades y asegurar consistencia en la base de datos del sistema. Esta información deberá remitirla mediante la notificación indicada en el numeral 1.
5. El CND, priorizará la homologación de los modelos dinámicos, de aquellas instalaciones que se encuentren en las siguientes situaciones:
  - 5.1. Las instalaciones que no cuenten con modelos actualizados o cuyos equipos hayan cambiado su respuesta dinámica.
  - 5.2. Las instalaciones que cuenten con modelos desactualizados, de acuerdo con las normativas internacionales, indicadas por el Ente Operador Regional en su informe: *“Diagnóstico de las causas estructurales, fortalezas y debilidades del Sistema Eléctrico Regional (SER) y del Mercado Eléctrico Regional (MER), asociados al origen de eventos o contingencias en cascada en el SER, propuestas y soluciones”*, en la versión de abril 2025.



- 
- 5.3. Las instalaciones, que, al inicializar el modelo, arroje mensajes de advertencias o errores en la convergencia numérica, identificado por el CND.
  6. Las instalaciones que hayan entregado modelos homologados anteriormente podrán ser sometidas a revisión documental, cuando sus equipos hayan cambiado su respuesta dinámica.
  7. Las instalaciones que formaron parte de los procesos de validación y homologación de modelos, realizados por el EOR y por el CND no deberán cumplir con este requerimiento si no han sufrido cambios en su respuesta dinámica de su instalación. De tener alguna actualización o reemplazo de alguno de sus equipos, incluidos en los modelos, deben informarlo al CND y presentar la actualización correspondiente, del elemento actualizado de acuerdo con la Guía Técnica de Validación de Modelos.

#### **(MVM.5) Planificación y Coordinación de Ensayos**

La planificación y coordinación de ensayos es de obligatorio cumplimiento para el proceso de validación de modelos dinámicos. Esta etapa debe ser gestionada por el Agente del Mercado en coordinación con el CND, y debe cumplir con los siguientes puntos:

##### **(MVM.5.1) Cronograma de Ensayos**

1. El Agente debe elaborar un cronograma detallado para cada unidad de generación síncrona, central de ERNC o equipo de compensación reactiva o activa que será ensayado.
2. El cronograma debe ser enviado al CND para su aprobación. De no ser aprobado, emitirá al agente los ajustes correspondientes.
3. Debe ser remitido con un mínimo de 45 días hábiles de antelación respecto a la fecha prevista de inicio de los ensayos.
4. Una vez analizado y revisado el cronograma propuesto por los agentes, el CND en un plazo no mayor a 10 días hábiles, le notificara al agente la aceptación de cronograma.
5. El CND lo incorporará a la herramienta de planeamiento semanal y en el módulo de libranzas.
6. El agente nuevo debe tener presente los tiempos que se indique en la Metodología de Operación Comercial (MOC).

##### **(MVM.5.2) Procedimientos de Ensayos**

1. El Agente de Mercado debe incluir en su procedimiento de ensayos la siguiente información:

*AP*





- La información técnica del equipo o instalación a ensayar.
  - La lista de especialistas responsables de ejecutar las pruebas.
  - El programa detallado de ensayos, incluyendo:
    - Actividades por realizar.
    - Equipos de medición a utilizar.
    - Certificados de calibración o contrastación vigentes de dichos equipos.
    - El nuevo Agente de Mercado debe incluir en el cronograma de pruebas, al que se refiere la MOC.4.1.2., el procedimiento de ensayo de este numeral.
2. El CND puede realizar observaciones técnicas al procedimiento propuesto en un término de siete (7) días hábiles de acuerdo con el numeral MOC.4.1.2 numeral c para los agentes nuevos; y dentro un período de diez (10) días hábiles para los agentes existentes, las cuales deben ser atendidas oportunamente.
  3. Los Agentes de Mercado existentes, deben enviar el procedimiento detallado con el tiempo de duración de las pruebas, y su duración no podrá ser mayor a diez (10) días.
  4. Una vez analizado y revisado el procedimiento de ensayos, el CND en un plazo no mayor a 10 días hábiles, le notificará al agente la aceptación del procedimiento, para la coordinación de la(s) solicitud(es) de la(s) libranza(s) correspondiente(s).

#### **(MVM.5.3) Entrega Posterior a los Ensayos**

1. Una vez finalizados positivamente todos los ensayos:
  - El Agente dispone de 45 días hábiles para enviar los modelos matemáticos y el informe de homologación al CND.
  - Estos deben estar en el formato definido por el CND.
2. De no contar con el visto bueno del CND; el agente debe realizar las adecuaciones correspondientes para gestionar nuevamente los ensayos, en caso de requerirse.

#### **(MVM.5.4) Revisión de los Modelos**

1. El CND tiene 30 días hábiles para revisar los modelos y emitir observaciones. Cuando el CND emita observaciones o no otorgue visto bueno, deberá emitir un informe técnico de observaciones debidamente fundamentado, que:
  - 1.1. Identifique los incumplimientos con referencia expresa a los numerales aplicables de la Metodología y/o Guía Técnica;
  - 1.2. Incorpore evidencia (p.ej., resultados de simulación, gráficos de mediciones, verificación de formatos /archivos) y, cuando aplique, ejemplos de discrepancia modelo-medición;

*AP*





- 1.3. Establezca acciones de subsanación y entregables a corregir o completar;
- 1.4. Indique el plazo para respuesta/corrección del agente, conforme a los numerales 2 y 3 de este apartado.
2. Una vez recibidos los comentarios por el CND, el Agente debe responder dichas observaciones en 15 días hábiles.
3. Si el CND presenta nuevas observaciones, ambas partes disponen de 10 días hábiles para resolverlas.

#### **(MVM.5.5) Revalidación Periódica**

El proceso completo de validación debe repetirse cada cinco (5) años a partir de la Disponibilidad para el Despacho o de la Operación Comercial, lo que ocurra primero, o bien antes si hay modificaciones a los ajustes configurados de la central o modernización de los equipos o controles.

#### **(MVM.5.6) Entregables del proceso de validación**

Los agentes de mercado nuevos o existentes deben presentar la documentación que se indica en la Guía técnica de Validación, contemplando los formatos, y entregar al CND la documentación y archivos resultantes del proceso de validación de modelos dinámicos, de acuerdo con lo especificado en esta.

#### **(MVM.6) Tipos de Equipos**

Deben realizarse ensayos para validar modelos dinámicos de los siguientes tipos de equipos conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN):

##### **(MVM.6.1) Unidades o Centrales de generación sincrónica**

Las centrales de generación con tecnología síncrona nuevas o existentes, deberán realizar el proceso de validación de modelos matemáticos según lo establecido en la Guía Técnica de Validación de Modelos y presentar al CND los resultados de dicho proceso.

##### **(MVM.6.2) Las Unidades o Centrales de generación de Energía Renovables No Convencionales (ERNC)**

Las centrales renovables no convencionales nuevas o existentes, deberán presentar al CND sus modelos dinámicos homologados según lo establecido en la "Guía Técnica de Validación de Modelos".

*A*



### (MVM.6.3) Equipos de Compensación de Energía Reactiva (FACTS) y Equipos de Compensación de Energía Activa (SAEb)

Los Agentes de Mercado que vayan a instalar equipos de compensación reactiva y/o activa nuevos o existentes, deben presentar sus modelos dinámicos homologados según lo establecido en la Guía Técnica de Validación de Modelos.

### (MVM.7) Ejecución de las pruebas por Tipo de Equipos

La ejecución de pruebas es un componente importante, en la validación de modelos dinámicos, y debe adaptarse al tipo de instalación. Las pruebas deben realizarse cuando la instalación esté completamente operativa, con sistemas de control definitivos y configuraciones finales. Se debe seguir los lineamientos de la Guía de Validación de Modelos, a saber:

#### (MVM.7.1) Generadores Sincrónicos

1. Obtener parámetros eléctricos y de control (excitación, velocidad, PSS) para validar el comportamiento dinámico del generador.
2. Pruebas principales:
  - Curva de saturación y parámetros en vacío.
  - Constante de inercia mediante rechazo de carga.
  - Ensayos al regulador automático de tensión (RAT) y sus limitadores.
  - Validación del PSS: amortiguamiento de modos de oscilación, prueba de ganancia, interacción con otros controladores.
  - Pruebas al control de carga/velocidad (RAV): respuesta a escalones de frecuencia, variaciones normales y tasa de carga.

#### (MVM.7.2) Centrales de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) – Fotovoltaicas y Eólicas

Homologar el desempeño dinámico de los inversores/aerogeneradores y del PPC (control conjunto de planta).

##### Pruebas principales:

- A nivel **inversor/aerogenerador**:
  - Respuesta a escalones en potencia activa/reactiva.
  - Verificación de la curva de capacidad (P vs Q).
- A nivel **planta (PPC)**:
  - Respuesta a cambios en consignas de potencia activa/reactiva, factor de potencia y tensión.
  - Ensayos de control de frecuencia/potencia (modo droop).

*AB*





- Medición de tasas de carga/descarga.
- Curva de capacidad en el Punto de Conexión (POI por sus siglas en inglés).

**Nota:** Si no se cuenta con suficiente recurso primario, puede ensayarse, previa justificación y coordinación con el CND, con valores por encima del 70% de la potencia disponible.

### **(MVM.7.3) Equipos de Compensación de Energía Reactiva (SVC, STATCOM)**

Validar el sistema de control de tensión y potencia reactiva.

#### **Pruebas principales:**

- Escalones de consigna de potencia reactiva o tensión ( $\pm 20\%$ ).
- Respuesta ante perturbaciones reales de red (maniobras, tap de transformador, conexión de bancos).
- Verificación de la curva de capacidad en el POI.

### **(MVM.7.4) Equipos de Compensación de Energía Activa (SAEb – Baterías)**

Validar la respuesta dinámica del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías tanto a nivel de inversor como de planta.

#### **Pruebas principales:**

- A nivel inversor:
  - Respuesta a escalones de potencia activa/reactiva.
  - Curva de capacidad para diferentes niveles de carga (positivo, nulo y negativo).
- A nivel PPC:
  - Control de potencia activa y reactiva.
  - Control de frecuencia/potencia en modo droop.
  - Ensayo de descarga y recarga completa para validar el estado de carga (SoC por sus siglas en inglés).
  - Curva de capacidad en el POI en múltiples niveles de potencia.

### **(MVM.7.5) Aspectos Comunes**

1. Todos los registros deben incluir: tensión, corriente, frecuencia, potencia activa y reactiva.
2. La frecuencia de muestreo recomendada es de al menos 100 muestras por segundo para eventos dinámicos.
3. Se puede utilizar el registrador del sistema de control si cumple con las especificaciones de resolución y frecuencia.

*AB*





## **(MVM.8) Equipos de Medición y Señales a registrar**

Para la ejecución de los ensayos de validación de modelos dinámicos, los equipos de medición deben cumplir con especificaciones técnicas indicadas en la **Guía Técnica de Validación de Modelos** que aseguren la fidelidad y resolución adecuadas para el análisis comparativo entre mediciones reales y resultados simulados, que a continuación se describen:

### **(MVM.8.1) Requisitos Generales**

1. Todos los equipos de medición utilizados deben contar con certificado de calibración o contrastación vigente, con antigüedad no mayor a la indicada en el certificado o, en su defecto, de un año máximo.
2. La frecuencia de muestreo debe adecuarse a la naturaleza de las variables registradas:
  - $\geq 100$  muestras/seg para variables dinámicas (tensión, corriente, potencia, frecuencia).
  - $\geq 10$  muestras/seg para controles de velocidad o caudal.
  - 1 muestra/seg para condiciones de régimen permanente.

### **(MVM.8.2) Variables Eléctricas Mínimas a Registrar**

Durante los ensayos de homologación, se deben registrar variables eléctricas críticas que permitan validar el comportamiento dinámico y estacionario de las instalaciones. Estas varían según el tipo de equipo:

- Tensión y corriente en terminales del generador/inversor/compensador.
- Potencia activa y reactiva.
- Frecuencia eléctrica.
- Señales internas de control de acuerdo con lo indicado en la Guía Técnica de Validación de Modelos)

### **(MVM.8.3) Consideraciones por Tecnologías**

#### **(MVM.8.3.1) Unidades Sincrónicas**

- Medición en vacío (FSNL) y sincronizado a red.
- Variables adicionales: corriente/tensión de excitación, posición de válvulas, caudal, presión y temperatura, según aplique.

AP





### **MVM.8.3.2) Centrales ERNC**

- Variables adicionales: Tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica, tanto en bornes de inversor/aerogenerador como en el POI.
- Usar registros del sistema de control, si cumplen con la resolución y frecuencia requeridas.

### **(MVM.8.3.3) Equipos con Control Digital**

Se aceptan registros obtenidos directamente desde los registradores del sistema de control siempre que se garantice:

- Frecuencia de muestreo adecuada.
- La resolución con que se almacenan valores debe estar acorde a lo indicado en la Guía.

*R*



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos



## **GUIA TÉCNICA DE VALIDACIÓN DE MODELOS**

1

Anexo 1 - Metodología MVM





**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

## ÍNDICE

<b>1</b>	<b>NOMENCLATURA Y DEFINICIONES .....</b>	<b>3</b>
	1.1 Nomenclatura.....	3
	1.2 Definiciones.....	4
<b>2</b>	<b>GUIA TÉCNICA DE VALIDACIÓN DE MODELOS .....</b>	<b>6</b>
	2.1 Objetivo.....	6
	2.2 Alcance del proceso de validación de modelos.....	7
	2.2.1 Unidades y parques existentes.....	7
	2.2.2 Unidades y parques nuevos.....	7
	2.3 Plazos de ejecución.....	8
	2.4 Equipos de medición y señales a registrar.....	9
	2.5 Asistentes a las pruebas de homologación.....	10
	2.6 Ensayos requeridos para la validación de modelos.....	10
	2.6.1 Ensayos requeridos para unidades o centrales de generación sincrónica.....	11
	2.6.2 Ensayos requeridos para centrales ERNC (parques fotovoltaicos y eólicos).....	14
	2.6.3 Ensayos requeridos para equipos de compensación de energía reactiva.....	17
	2.6.4 Ensayos requeridos para equipos de compensación de energía activa.....	18
	2.7 Modelo matemático.....	21
	2.7.1 Características, rangos de operación y validez de los modelos.....	21
	2.7.2 Conformación del modelo.....	22
	2.7.3 Implementación.....	22
	2.7.4 Desempeño del modelo.....	23
	2.7.5 Validación del modelo.....	23
	2.7.6 Actualización de modelos.....	24
	2.8 Entregables del proceso de validación de modelos dinámicos.....	25
	2.8.1 Procedimiento de ensayos.....	25
	2.8.2 Informe de homologación.....	26
	2.8.3 Registros de ensayos.....	28
	2.8.4 Archivos de simulación.....	28
	2.9 Plantilla para el manual de modelos de usuarios en PSS@E.....	30
<b>3</b>	<b>REFERENCIAS .....</b>	<b>32</b>



Centro Nacional de Despacho  
Guía técnica de validación de modelos

# 1 NOMENCLATURA Y DEFINICIONES

## 1.1 Nomenclatura

Tag	Descripción
<b>CND</b>	Centro Nacional de Despacho
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>RAT</b>	Regulador Automático de Tensión
<b>PSS</b>	Estabilizador de Sistemas de Potencia
<b>RAV</b>	Regulador automático de velocidad/carga
<b>V/Hz</b>	Limitador de sobreflujo
<b>OEL</b>	Limitador de sobreexcitación
<b>UEL</b>	Limitador de subexcitación
<b>MEL</b>	Limitador de mínima corriente de excitación
<b>IGLIM</b>	Limitador de máxima corriente estatórica
<b>FSNL</b>	Velocidad nominal en vacío (por sus siglas en inglés "Full Speed No Load")
<b>PPC</b>	Controlador conjunto de planta (por sus siglas en inglés "Power Plant Controller")
<b>ERNC</b>	Energía Renovable No Convencional
<b>POI</b>	Punto de Interconexión (por sus siglas en inglés "Point of Interconnection")
<b>SVC</b>	Compensador Estático (por sus siglas en inglés "Static Var Compensator")
<b>STATCOM</b>	Compensador Sincrónico (por sus siglas en inglés "Static Synchronous Compensator")
<b>SAEb</b>	Sistema de Almacenamiento de Energía por medio de Baterías
<b>SoC</b>	Estado de carga (por sus siglas en inglés "State of Charge")
<b>FRT</b>	Lógica de 'Fault Ride Through'
<b>RMS</b>	Modelo de trascendentes electromecánicos (por sus siglas en inglés 'Root-Mean Square')
<b>PTD</b>	Modelo de trascendentes fasoriales (por sus siglas en inglés 'Phasor-Domain Transients')
<b>AT</b>	Alta tensión
<b>MT</b>	Media tensión

Tabla 1-1 – Nomenclatura utilizada

*A*





**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

## 1.2 Definiciones

**Carga baja:** Despacho de la unidad o conjunto generador a mínimo técnico, con dos excepciones:

- Para el ensayo al control de carga/velocidad o frecuencia/potencia se debe dejar un margen suficiente para que la respuesta del lazo no esté limitada por la mínima generación de la unidad.
- Para el caso de unidades de generación cuya fuente primaria de energía sea variable, y sus controles puedan funcionar sin la disponibilidad del recurso primario, se deberá definir un valor por encima de dicha potencia activa nula.

**Carga media:** Despacho de la unidad en un valor intermedio entre el mínimo técnico y la potencia máxima.

**Carga alta:** Despacho de la unidad o conjunto generador entre un 90% y 100% de la potencia máxima, con dos excepciones:

- Para el ensayo al control de carga/velocidad o frecuencia/potencia se debe dejar un margen suficiente para que la respuesta del lazo no esté limitada por la máxima generación de la unidad.
- Para el caso de unidades de generación cuya fuente primaria de energía sea variable, se debe buscar en el pronóstico de la semana dentro del periodo en el cual se harán los ensayos, el día y hora de mayor disponibilidad del recurso.

**Potencia Máxima:** Máximo valor de potencia activa que puede sostener una unidad generadora durante un determinado tiempo.

**Centro Nacional de Despacho (CND):** Dependencia de ETESA encargada de la prestación del servicio público de operación integrada.

**Diagrama PQ:** En el contexto de unidades generadoras convencionales, aerogeneradores o convertidores fotovoltaicos, se trata de un diagrama que representa en un plano P vs Q, la región de operación admisible de la unidad, considerando el rango permitido de tensiones en bornes y las restricciones de potencia activa.

Para parques eólicos o fotovoltaicos, este diagrama ilustra en un plano P vs Q la región de operación admisible del parque en su totalidad, abarcando la compensación reactiva disponible (bancos de capacitores, por ejemplo). Dichas variables eléctricas se miden en el POI al SIN para tensión nominal y en condiciones permanentes.

**Equipo de Compensación de Energía Activa:** Dispositivo o equipo electrónico capaz de almacenar, inyectar y mantener potencia activa en la red durante un período predefinido, adaptándose a las variaciones de frecuencia eléctrica dentro de todos los rangos aceptables de un Sistema de Potencia. Dentro de estos equipos se encuentran los Sistemas de Almacenamiento de Energía por medio de Baterías (SAEb)

**Equipo de Compensación de Energía Reactiva:** Dispositivo o equipo electrónico capaz de inyectar y mantener potencia reactiva en la red durante un período predefinido, adaptándose a las variaciones de tensión dentro de todos los rangos aceptables de un Sistema de Potencia. Dentro de estos equipos se encuentran los compensadores estáticos (SVC) y los compensadores sincrónicos (STATCOM)

**Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS):** Elemento de control que permite el amortiguamiento los modos electromecánicos presentes en la potencia activa de un Sistema de Potencia.

**Libranza:** Autorización especial que concede el CND para realizar los trabajos necesarios sobre equipos e instalaciones del SIN; "en estos casos se dice que estará en libranza el equipo".



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

**Limitador:** Dispositivo que no permite a una unidad o conjunto generador incrementar o disminuir determinada variable eléctrica por encima o por debajo de la fijada en éste.

**Protección:** Conjunto de relevadores y aparatos asociados que disparan los interruptores necesarios para separar equipo en falla u operando fuera de los límites preestablecidos, o que hacen operar otros dispositivos (válvulas, extintores y alarmas), para evitar que el daño aumente de proporciones o que se propague.

**Punto de Conexión (POI):** Barra o punto inicial en una línea de transmisión donde se interconectan instalaciones. En el contexto de la conexión de una central generadora al Sistema Interconectado Nacional (SIN), el Punto de Conexión se refiere a la barra de alta tensión de los transformadores de potencia asociados a dicha central.

**Regulador Automático de Tensión:** En el contexto de una unidad generadora sincrónica, este dispositivo desempeña la función de controlar la tensión en los terminales de la unidad o en un punto remoto. Su tarea consiste en detectar cualquier desviación de la tensión con respecto a un valor de referencia y en consecuencia ajustar la corriente del campo que provee el sistema de excitación.

En el contexto de un parque eólico o fotovoltaico, este dispositivo cumple la función de controlar la tensión en el Punto de Conexión del parque al Sistema Interconectado Nacional (POI). Su función principal es identificar cualquier desviación de la tensión con respecto a un valor de referencia y tomar acciones tanto en los equipos de generación como en los equipos de inyección de potencia reactiva.

**Regulador Automático de Velocidad/Carga:** En el contexto de una unidad generadora sincrónica, este dispositivo desempeña un papel crucial al posibilitar el control de la potencia mecánica y/o velocidad de la unidad. Su tarea consiste en identificar desviaciones en la frecuencia y potencia eléctricas con respecto a valores de referencia, actuando directamente sobre el comando de la turbina. Para garantizar una distribución estable de la potencia entre unidades en sincronismo, los reguladores automáticos de velocidad/carga están diseñados de manera de aumentar o disminuir la potencia activa en bornes del generador cuando la frecuencia disminuye o aumenta respectivamente.

En el contexto de un parque eólico, fotovoltaico o Equipo de Compensación de Energía Activa, este dispositivo se encarga de modificar la generación de potencia activa de la instalación en función de la frecuencia en el Punto de Conexión al Sistema Interconectado Nacional (POI). Su función principal consiste en detectar desviaciones de frecuencia con respecto a un valor de referencia y tomar acciones sobre el sistema de control de la potencia activa generada.

**Tiempo de crecimiento:** Intervalo de tiempo que demora una determinada variable eléctrica de la unidad o conjunto generador para pasar del 10% al 90% de su valor final, respecto de la amplitud del escalón aplicado en su consigna de control.

**Tiempo de establecimiento:** Intervalo de tiempo que demora una determinada variable eléctrica de la unidad generador en alcanzar la banda de  $\pm 10\%$  del valor final o de régimen, respecto de la amplitud del escalón aplicado en su consigna de control.

**Sobrevalor (sobreoscilación):** Se define como la amplitud máxima de la primera oscilación que registra una determinada variable eléctrica de la unidad o conjunto generador en porcentaje sobre el valor final de referencia, respecto de la amplitud del escalón aplicado en su consigna de control.



Centro Nacional de Despacho  
Guía técnica de validación de modelos



## 2 GUIA TÉCNICA DE VALIDACIÓN DE MODELOS

### 2.1 Objetivo

El objetivo de esta guía técnica es establecer los lineamientos generales del proceso de ensayos y validación de modelos dinámicos de las unidades de generación sincrónicas, parques de generación ERNC y equipos de compensación que se encuentren conectados al SIN en cumplimiento con lo establecido en los puntos MOM.1.35, MOM.1.36, NIS.2.6 y NIS.4.2 del Reglamento de Operación [1], en los puntos B.10 y B.11 del Código de Red Fotovoltaico [2] y en los puntos D.3 y D.4 del Código de Red Eólico [3]. Esto permitirá disponer de modelos matemáticos confiables que representen en mayor grado el desempeño real de cada una de las unidades generadoras o equipos de compensación dentro de la base de datos que posee el CND. Disponer de una base de datos completa y representativa de la realidad permitirá obtener resultados que permitan establecer condiciones adecuadas para la seguridad y la calidad del servicio.

Para la validación de modelos, la presente guía establece los ensayos mínimos y obligatorios que cada uno los Agentes de Mercado debe realizar en sus respectivas instalaciones con el objetivo de verificar su correcto desempeño y obtener registros reales que permitan luego validar las respuestas obtenidas mediante simulación de los modelos matemáticos a desarrollar.

A su vez, la presente guía técnica establece los plazos de ejecución obligatorios para cada uno de los hitos dentro del proceso de desarrollo y validación de modelos matemáticos.

Por último, se especifican los requerimientos mínimos con los que deben cumplir los modelos dinámicos para asegurar su correcto desempeño y validación mediante ensayos, como así también los lineamientos para el desarrollo y entrega de documentos e informes necesarios para sustentar el proceso de validación.

Lo anterior se puede resumir dentro de los siguientes puntos:

- Planificación y programación de los ensayos en terreno.
- Ejecución de ensayos en terreno.
- Desarrollo y entrega de modelos matemáticos e informes de homologación.
- Evaluación y aceptación de los modelos matemáticos.

*A*



Centro Nacional de Despacho  
Guía técnica de validación de modelos

## 2.2 Alcance del proceso de validación de modelos

### 2.2.1 Unidades y parques existentes

Los Agentes del Mercado propietarios de unidades generadoras convencionales, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y/o equipos de compensación de potencia reactiva o activa que se encuentren en operación comercial a la fecha de entrada en vigor de esta guía técnica y que se encuentren alcanzadas por la obligatoriedad de realizar ensayos en sus activos según lo especificado en los puntos MOM.1.35 y MOM.1.36 del Reglamento de Operación [1].

### 2.2.2 Unidades y parques nuevos

Según lo especificado NIS.2.6 y NIS.4.2 del Reglamento de Operación [1], en los puntos B.10 y B.11 del Código de Red Fotovoltaico [2] y en los puntos D.3 y D.4 del Código de Red Eólico [3], los Agentes del Mercado, propietarios de unidades generadoras convencionales, centrales eólicas, centrales solares fotovoltaicas y/o equipos de compensación de potencia reactiva o activa que tengan programado su ingreso de operación comercial en fecha posterior a la entrada en vigor de esta guía técnica, deberán realizar los ensayos para la validación de modelos una vez finalizadas todas las tareas de puesta en marcha, es decir, cuando la instalación esté completamente en servicio y sus sistemas de control se encuentren operativos y con los ajustes definitivos.



## 2.3 Plazos de ejecución

A continuación, se definen los plazos estipulados dentro del proceso de validación del modelo que tiene carácter obligatorio tanto para el Agente del Mercado como para el CND:

- Cronograma de ensayos:

El Agente del Mercado deberá definir un cronograma que involucre todas las unidades de generación, parques de generación o equipos de compensación que requiera ensayar para obtener la validación de el/los modelo/s a desarrollar. Este cronograma deberá ser remitido al CND para su aprobación y posterior programación en la herramienta de planificación de la libranza correspondiente, en un plazo no menor a los 45 días hábiles de la fecha propuesta para el comienzo de los ensayos.

- Procedimientos de ensayos:

El Agente del Mercado remitirá al CND, en un plazo no mayor a 15 días hábiles previos a la fecha establecida para el inicio de ensayos, la información técnica de cada unidad de generación, parque de generación o equipo de compensación bajo prueba. A su vez deberá remitir información relacionada con los especialistas responsables de la ejecución de las pruebas como así también un programa o procedimiento de ensayos que contenga la descripción de actividades a desarrollar y de los equipos de medición que serán utilizados durante las pruebas; los cuales deberán contar con sus certificados de calibración o contrastación vigentes.

El CND podrá formular observaciones al procedimiento de ensayos en caso de que lo requiera.

- Informe de homologación y modelos matemáticos:

El Agente del Mercado remitirá al CND, en un plazo no mayor a 45 días hábiles una vez culminados de forma positiva la totalidad de los ensayos programados, los modelos matemáticos desarrollado para cada unidad de generación, parque de generación o equipo de compensación en el formato de la herramienta de simulación definida por el CND.

La entrega de estos modelos deberá estar acompañada de un informe de homologación donde se muestre la validación de las respuestas de los modelos contra los ensayos realizados en terreno y de los registros utilizados para tal fin.

- Revisión de los modelos matemáticos por parte del CND:

El CND revisará los modelos matemáticos y el informe de homologación entregado por el Agente del Mercado en un plazo no mayor a 30 días hábiles. Producto de dicha revisión el CND podrá formular observaciones a dichos documentos.

A su vez el Agente del Mercado tendrá en un plazo no mayor a 15 días hábiles una vez recibida las observaciones realizadas por el CND para absolverlas a satisfacción del CND.

En una nueva iteración para absolver observaciones al modelo y/o informe ambas partes tendrán un plazo de 10 días hábiles para revisar o resolver convenientemente.

- Periodicidad de revisión de los modelos matemáticos:

El Agente del Mercado deberá volver a ejecutar el proceso de ensayos y validación de modelos en cada una de sus unidades de generación, parques de generación o equipos de compensación periódicamente luego de transcurrido 5 años calendarios de la última revisión, salvo que se produzca alguna modificación o modernización según lo establecido en el capítulo 2.7.6 de la presente guía técnica.

A



Centro Nacional de Despacho  
Guía técnica de validación de modelos



## 2.4 Equipos de medición y señales a registrar

El equipo de medición a utilizar durante las pruebas de homologación es recomendable que tenga las siguientes capacidades y características de manera de poder registrar las señales que se indican a continuación.

- **Unidades o centrales de generación sincrónicas:**
  - Para todas las pruebas definidas en el capítulo 2.6 se deberán poder registrar las variables eléctricas como ser la tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica del generador.
  - Para las pruebas al sistema de excitación de las unidades sincrónicas se deberá registrar además la tensión de excitación o de campo, corriente de excitación o de campo y, siempre que estén disponibles, la señal de control del PSS y de los limitadores.  
Se recomienda una frecuencia de muestreo de al menos 100 muestras por segundo.
  - Para las pruebas del sistema de control de velocidad/potencia de las unidades sincrónicas se deberá registrar además la apertura o posición de válvulas o distribuidor y, dependiendo de la tecnología, se recomienda agregar caudal y presión de la tubería, temperatura y presión ambiente, temperatura y presión del vapor, entre otros.  
Se recomienda una frecuencia de muestreo de al menos 10 muestras por segundo.
  - En general, para el registro de cualquier respuesta dinámica se requiere una frecuencia de muestreo acorde con las constantes de tiempos asociadas a sus controladores. En caso de no poder definirse, se recomienda 100 muestras por segundo.
  - Para pruebas correspondientes a características de régimen permanente, como ser el relevamiento de puntos de operación normal, se puede registrar una muestra por segundo.
  - El equipo de medición debe poseer un certificado de calibración o contrastación vigente con una antigüedad no mayor a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un año.
  - En los casos en los que los sistemas de control sean de tecnología digital, se podrán utilizar los registros tomados directamente desde este, siempre y cuando se verifique que la frecuencia de muestreo y la resolución con que se almacenan los valores estén de acuerdo con lo indicado en esta sección.
- **Centrales de generación de energías renovables no convencionales (ERNC)**
  - Según las pruebas definidas en el capítulo 2.6 se deberán poder registrar las variables eléctricas como ser la tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica ya sea del inversor/aerogenerador o en el punto de interconexión (POI).
  - Para las pruebas a los distintos modos de control de los inversores/aerogeneradores se recomienda una frecuencia de muestreo de al menos 100 muestras por segundo.
  - Para las pruebas a los distintos modos de control del control conjunto de planta (PPC) se recomienda una frecuencia de muestreo de al menos 10 muestras por segundo o aquella acorde con las constantes de tiempos asociadas a sus controladores.
  - Para pruebas correspondientes a características de régimen permanente, como ser relevar la curva de capacidad de un parque, se puede registrar una muestra por segundo.





**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

- El equipo de medición debe poseer un certificado de calibración o contrastación vigente con una antigüedad no mayor a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un año.
- En caso de que el sistema de control de los inversores/aerogeneradores o el control conjunto de planta (PPC) tengan disponible un registrador de señales se podrán utilizar los registros tomados directamente desde este, siempre y cuando se verifique que la frecuencia de muestreo y la resolución con que se almacenan los valores estén de acuerdo con lo indicado en esta sección.

## 2.5 Asistentes a las pruebas de homologación

Durante los ensayos de homologación deberán participar los siguientes representantes:

- El Experto Técnico Ejecutor de las Pruebas, especializado en pruebas de validación de modelos. Será responsable de decidir los aspectos técnicos relacionados con las mediciones y la ejecución de las pruebas, teniendo la facultad de alterar el procedimiento de pruebas establecido en caso de ser necesario.
- Un representante designado por el Titular de la Instalación. Será responsable de la operación de los equipos bajo prueba conforme al programa de ensayos, garantizar la correcta ejecución de las pruebas y otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo.
- Opcionalmente, un representante designado por el CND en calidad de veedor
- Opcionalmente, un especialista o persona que tenga amplio conocimiento de los sistemas de control bajo prueba. Será responsable, en caso de que se requiera, de modificar parámetros, realizar registros de tendencias, realizar modificaciones dentro del software/hardware de los sistemas de control bajo prueba, etc. A su vez, es recomendable que personal de técnico de planta dé soporte durante los ensayos. Serán responsable de brindar soporte para instalar los equipos de medición utilizados y de realizar tareas varias que faciliten la ejecución de los ensayos.

## 2.6 Ensayos requeridos para la validación de modelos

A continuación, se presenta una guía de ensayos para la realización de las pruebas necesarias para obtener los modelos dinámicos homologados según el tipo de instalación que se interconecte al SIN:

- Unidades o centrales de generación sincrónicas (hidráulicas y térmicas)
- Centrales de generación ERNC (parques fotovoltaicos y eólicos)
- Equipos de compensación de energía reactiva (SVC y STATCOM)
- Equipos de compensación de energía activa (SAEb)

El procedimiento concreto para realizar los ensayos en cada instalación dependerá de las características de esta y se detallará en los protocolos específicos que se requieren presentar al CND previo a su realización.

Los ensayos deberán realizarse cuando la instalación esté completamente en servicio y sus sistemas de control se encuentren operativos y con los ajustes definitivos. Durante la ejecución de los ensayos es recomendable que se cuente con la participación de un especialista o persona de amplio conocimiento de los sistemas de control bajo prueba para brindar apoyo al Experto Técnico.



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

En el caso de que no se pudiera efectuar algún ensayo de los definidos en este capítulo, el Agente del Mercado en conjunto con el Experto Técnico podrá proponer alternativas, técnicamente justificadas, con el objetivo de evaluar el desempeño de la central ante eventos de maniobra o perturbaciones en la red eléctrica, como los siguientes:

- Maniobras de conexión/desconexión de unidades de generación o cargas propiedad del Agente de Mercado o que se encuentren en cercanías de la central bajo ensayo.
- Desconexión de bancos de capacitores o shunts instalados en la red o de propiedad del Agente de Mercado (cuando aplique).
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red ante maniobras operativas.

Estos eventos de maniobra o perturbaciones en la red deberán estar previamente aprobados por el CND en base a que las condiciones operativas del SIN sean las adecuadas para la ejecución de las pruebas.

### 2.6.1 Ensayos requeridos para unidades o centrales de generación sincrónica

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad obtener los parámetros del generador sincrónico y de los sistemas de control (sistema de excitación, estabilizador de sistema de potencia y control de carga/velocidad) para homologar un modelo matemático que represente el comportamiento dinámico de cada una de las unidades de la central de generación. Los ensayos sincronizados a la red requieren ser realizados en tres niveles de potencia: carga baja (despacho de la unidad generadora en mínimo técnico), carga media (despacho de la unidad generadora en un valor intermedio entre mínimo técnico y potencia máxima) y carga alta (despacho de la unidad generadora entre un 90% y un 100% de la potencia máxima que posee declarada).

- **Ensayos al generador**

- Verificación de la curva de saturación:

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal (condición FSNL), se registrarán la tensión de armadura, tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda) y la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda) a medida que se varía la consigna de esta última. El rango de excursión de la tensión en bornes del generador deberá estar comprendido, en la medida de lo posible, entre 0.0 p.u. y 1.15 p.u.

- Verificación de los puntos de operación en régimen permanente:

Con el generador operando sincronizado a la red, se registrarán los valores de tensión de armadura, potencia activa, potencia reactiva, tensión de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda) y corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda) del generador variándose la consigna de tensión / potencia reactiva. La obtención de los puntos de operación del generador permitirá determinar sus parámetros estáticos.

- Determinación de la constante de inercia del conjunto turbina-generador (H):

Con el generador operando sincronizado a la red, se realizará un rechazo de carga de al menos el 30% de la potencia aparente nominal de la unidad. Se registrarán la tensión

AP



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

de armadura, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica o velocidad de giro. Se recomienda que la maniobra de rechazo de carga no tenga asociada un disparo de turbina que impida la aceleración de la unidad. En caso de que la maniobra de rechazo de carga tenga asociado un disparo, se deberá verificar que el rechazo realizado sea adecuado para la determinación de la constante de inercia.

• **Ensayos al sistema de excitación**

▪ **Techos de excitación:**

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal (condición FSNL), se registrarán la tensión de armadura, tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda) y la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda) al aplicar una variación del tipo "escalón" de gran amplitud (típicamente >15%) en la referencia de tensión del RAT de manera de alcanzar los techos de excitación.

▪ **Respuesta temporal del regulador de tensión:**

Con el generador operando en vacío a velocidad nominal (condición FSNL), se obtendrá la respuesta temporal del regulador de tensión registrando la tensión de armadura, tensión y corriente de excitación (de campo o excitatriz según corresponda) al aplicar una variación del tipo "escalón" en la referencia de tensión del regulador. A partir de la respuesta obtenida, se determinará el tiempo de crecimiento, tiempo de establecimiento y sobrevalor.

Se repetirá el mismo ensayo con el generador operando sincronizado a la red para niveles de carga baja, media y alta, incorporando el registro de la potencia activa, potencia reactiva, corriente de armadura y frecuencia eléctrica.

▪ **Limitadores:**

Se realizarán ensayos para provocar la activación de los diferentes limitadores de excitación con los que cuente la unidad. Se registrará la tensión y corriente de armadura, la tensión y corriente de excitación (de campo o excitatriz según corresponda), la potencia activa, la potencia reactiva, y la frecuencia eléctrica.

En caso de que las condiciones operativas no permitan absorber o inyectar la potencia reactiva necesaria para lograr la actuación de los limitadores, se podrá modificar momentáneamente los ajustes de los limitadores para corroborar el correcto desempeño de:

- i. Limitador de flujo magnético (V/Hz): ensayo con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales (condición FSNL) tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia de tensión del RAT se genere la actuación del limitador.
- ii. Limitador de sobreexcitación (OEL): ensayo con la unidad operando sincronizado a la red en un nivel de carga alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia de tensión del RAT se genere la actuación del limitador. En caso de aplicar, se deben probar tanto el limitador de actuación instantánea como el de actuación temporizada.
- iii. Limitador de subexcitación (UEL): ensayo con la unidad operando sincronizado a la red en un nivel de carga alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón negativo en la referencia de tensión del RAT se excite el limitador.
- iv. Limitador de corriente de estator (IGLIM): ensayo con la unidad operando





**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

sincronizado a la red en un nivel de carga alta y en condiciones de despacho de potencia reactiva tal que ante la aplicación de un escalón positivo/negativo en la referencia de tensión del RAT se genere la actuación del limitador.

- v. En caso de que el equipo bajo prueba presente algún otro tipo de limitación operativa intencional no contemplada en los casos anteriores (como por ejemplo el limitador de mínima corriente de campo MEL) y que se disponga de suficiente información para su modelado, se sugiere realizar las pruebas que evidencien su desempeño y permitan la posterior validación del modelo.

- **Ensayos al Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)**

- Medición del amortiguamiento del modo local:

Con la unidad despachada a carga alta y diferentes niveles de potencia reactiva, con y sin el PSS en servicio para verificar su contribución al amortiguamiento, se aplicará una variación del tipo escalón entre el 2% y 5% a la referencia de tensión del RAT que permita excitar de manera apreciable el modo local de oscilación. Se registrará la tensión de armadura, la tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda), la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda), la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica.

- Ensayo de máxima ganancia del PSS:

Con la unidad despachada a carga alta se aumentará progresivamente la ganancia principal del PSS hasta observar inestabilidad en las variables eléctricas de la unidad generadora. Luego se restablece el valor original de ganancia. El objetivo de este ensayo es comprobar que un valor de ganancia 3 veces superior al valor original no inestabiliza el regulador de tensión. Se registrará la tensión de armadura, la tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda), la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda), la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica.

- Variaciones rápidas de la potencia mecánica:

Con la unidad despachada a carga alta, se aumentará y/o reducirá la consigna de potencia activa del RAV, primero con el estabilizador conectado y luego desconectado, para verificar que el PSS no introduzca excesivas perturbaciones a la regulación de tensión/potencia reactiva cuando se realizan maniobras operativas de variación de carga. Se registrará la tensión de armadura, la tensión de excitación (de campo o excitatriz según corresponda), la corriente de excitación (de campo o de excitatriz según corresponda), la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica.

- Interacciones con los limitadores:

Se repetirán los ensayos definidos en el punto "Limitadores" pero en este caso con el PSS en servicio y se registrará la respuesta obtenida en cada uno de los limitadores que se encuentren habilitados.

- **Ensayos al control de carga/velocidad**

- Ensayos de respuesta al escalón en la frecuencia vista por el control:

Con la unidad operando sincronizada a la red en modo 'droop' y para los tres niveles de carga definidos al comienzo de la sección, se deberá aplicar un cambio del tipo escalón en la referencia o medición de frecuencia del RAV de amplitud tal que provoque al menos una variación de potencia activa en el orden del 5%. A partir de la respuesta obtenida, se determinará el tiempo de establecimiento. Se registrará la potencia activa y la frecuencia eléctrica vista por el control.

*AD*



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

- **Ensayo de respuesta ante variaciones normales de la frecuencia de la red:**  
Con la unidad operando sincronizada a la red en modo 'droop' y para los tres niveles de carga definidos al comienzo de la sección, se verificará la respuesta de la unidad ante las propias variaciones de la frecuencia de la red. A partir de ella, se medirá la banda muerta y el estatismo. Se registrará la potencia activa y la frecuencia eléctrica.
- **Determinación la tasa de incremento y reducción de carga:**  
Con la unidad operando sincronizada a la red se aumentará/reducirá la potencia generada del grupo a la máxima velocidad permitida por sus controles. Se registrará la posición de válvulas/distribuidor, la potencia activa y la frecuencia eléctrica. A partir de este ensayo se determinará el gradiente de variación de carga de la unidad (MW/minutos).
- **Centrales hidroeléctricas:**  
*Determinación de la constante de tiempo del agua o de la tubería ( $T_w$ ):*  
El parámetro puede estimarse mediante su cálculo directo en función de la geometría de la presa/tuberías.  
Para su determinación experimental, con la unidad operando sincronizada a la red se producirá un escalón en la referencia de la apertura del distribuidor y se registrará la potencia activa suministrada por la unidad, evidenciándose el efecto de respuesta transitoria inversa.
- **Centrales térmicas:**  
*Verificación de la operación de los limitadores de potencia:*  
Con la unidad operando sincronizada a la red se aumentará la potencia activa generada del grupo a la máxima velocidad permitida por sus controles. De esta manera se buscará activar la operación de los limitadores de potencia por control de presión de vapor (en el caso de turbinas a vapor) o por control de temperatura (en el caso de turbinas a gas).

### 2.6.2 Ensayos requeridos para centrales ERNC (parques fotovoltaicos y eólicos)

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad homologar la respuesta de los sistemas de control implementados en centrales eólicas y fotovoltaicas en un modelo matemático equivalente que represente el comportamiento dinámico de estas. Los ensayos sincronizados a la red requieren ser realizados en tres niveles de potencia: carga baja (despacho de la central en mínimo de operación estable), carga media (despacho de la central en un valor intermedio entre el mínimo y potencia máxima), carga alta (despacho de la central entre un 90% y un 100% de la potencia máxima que se encuentre declarada). En caso de que el recurso primario sea insuficiente para alcanzar los niveles de despacho requeridos, durante la ventana prevista para las pruebas, se podrá realizar ensayos a un nivel de carga menor siempre y cuando sea superior al 70%. En estos casos será necesario adjuntar el pronóstico de recurso para la semana de ensayos mostrando el sustento de esta limitación.

Todos los ajustes de los distintos lazos de control tanto a nivel inversor/aerogenerador como PPC deben que cumplir con lo especificado en el Código de redes fotovoltaico [2] y en el Código de redes eólico [3] según corresponda.

A



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

• **Ensayos a nivel inversor/aerogenerador:**

Las pruebas que se detallan a continuación se realizarán sobre al menos uno de los inversores o aerogeneradores del parque, el cual deberá estar desvinculado del PPC a la hora de los ensayos.

- Respuesta temporal de control de potencia activa: Se aplicará una variación del tipo escalón en la consigna de potencia activa de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal del inversor/aerogenerador.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor/aerogenerador.

- Respuesta temporal de control de potencia reactiva: Se aplicará una variación del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal del inversor/aerogenerador.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor/aerogenerador.

- Verificación de la curva de capacidad: Se variará el punto de operación del inversor/aerogenerador con el objetivo de verificar la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en bornes del inversor/aerogenerador.

Se deberá verificar el punto de operación durante al menos un minuto tanto en el límite de inyección como de absorción de potencia reactiva para cada nivel de potencia activa definido al comienzo de la sección.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor/aerogenerador.

• **Ensayos a nivel planta (PPC):**

Las pruebas que se detallan a continuación se realizarán sobre el control conjunto de planta (PPC) con la totalidad de los inversores/aerogeneradores en servicio.

- Ensayos al control de potencia activa:

Estos ensayos permiten verificar la capacidad de la central para aumentar o reducir la potencia activa en forma controlada.

- Respuesta temporal de control de potencia activa: Operando la central con suficiente margen de potencia activa, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia activa del control conjunto de la planta (PPC) de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal de la central.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Medición de tasa de incremento y reducción de carga: Operando la central con carga reducida, se cambia la consigna de potencia activa en el sistema de control con la finalidad de poder evaluar la tasa de incremento y reducción de carga en [MW/min].

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayos de respuesta al escalón operando en control de frecuencia/potencia (modo 'droop'): En caso de que el control conjunto de planta (PPC) disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo u otro tipo de control que relacione la potencia activa con la frecuencia, se deberá aplicar un cambio del tipo escalón, tanto positivo como negativo, en la referencia o medición de frecuencia que permita la medición del tiempo de retardo, crecimiento y establecimiento. Este ensayo se deberá realizar para niveles





**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

de carga baja, media y alta.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayo de respuesta ante variaciones normales de la frecuencia de la red: En caso de que el control conjunto de planta (PPC) disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo (modo 'droop'), se deberán obtener registros que muestren la variación de la potencia activa ante variaciones normales de la frecuencia de red con el objetivo de poder establecer el valor de la banda muerta y el estatismo del control de frecuencia/potencia. Este ensayo se deberá realizar para niveles de carga baja, media y alta.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Ensayos al control de potencia reactiva / tensión:

Estos ensayos permiten verificar el desempeño del control de tensión y potencia reactiva de la central para distintas condiciones de disponibilidad del recurso primario, considerando al menos, condiciones de carga baja, media y alta.

- Respuesta temporal del control de potencia reactiva: Operando la central con suficiente margen de potencia reactiva, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva del control conjunto de la planta (PPC) de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal del parque.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Respuesta temporal del control de factor de potencia: Operando la central con suficiente margen de potencia reactiva, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de factor de potencia del control conjunto de la planta (PPC) de forma tal que produzca una variación de  $\pm 10\%$  en la potencia reactiva del parque.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Respuesta temporal del control de tensión: Operando la central dentro del margen normal de tensión, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna tensión del control conjunto de la planta (PPC) de aproximadamente  $\pm 2\%$  de la tensión nominal del parque.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

En caso de que el control conjunto de planta (PPC) incluya otros modos de control de tensión, los mismos deberán ser ensayados utilizando los criterios establecidos anteriormente.

- Verificación de la curva de capacidad:

Se variará el punto de operación de la central con el objetivo de verificar la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el punto de interconexión POI.

Se deberá verificar el punto de operación durante al menos un minuto tanto en el límite de inyección como de absorción de potencia reactiva para cada nivel de potencia activa definido al comienzo de la sección.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

el POI.

En caso de que la central no posea PPC, estos ensayos deberán realizarse sólo a nivel inversor/aerogenerador.

- **Lógicas 'Fault Ride-Trough':**

Para las lógicas FRT de tensión y de frecuencia no se requiere efectuar ensayos en terreno, sino que sólo será necesario adjuntar las certificaciones o los ensayos de fábrica, en donde se muestren claramente los valores de tensión, potencia activa, frecuencia y corriente activa y reactiva, y tiempos de desconexión de los inversores/aerogeneradores.

### 2.6.3 Ensayos requeridos para equipos de compensación de energía reactiva

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad obtener un modelo validado del sistema de control de los equipos de compensación reactiva como los CER, SVC, STATCOM, etc. que represente el comportamiento dinámico de estos.

- Ensayos al control de potencia reactiva / tensión:

Con el equipo operando con suficiente margen de potencia reactiva, se verificará el desempeño del control de potencia reactiva/tensión mediante la aplicación de un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva y/o tensión en su controlador del 20% de la potencia nominal del equipo.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Transitorios ante perturbaciones en la red:

En caso de ser posible su coordinación con el operador del SIN, se registrará el desempeño del equipo ante eventos de maniobra o perturbaciones en la red eléctrica, como ser:

- Variaciones del tipo escalón en la referencia del control de tensión de instalaciones aledañas.
- Conexión/desconexión de bancos de capacitores shunt o reactores de compensación instalados en la red.
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red ante maniobras operativas como ser cambios de tap de transformador de salida.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Verificación de la curva de capacidad:

Se variará el punto de operación del compensador estático con el objetivo de verificar el cumplimiento de la capacidad de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente en función de la tensión en el Punto de Conexión del compensador con el SIN.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

AP



Centro Nacional de Despacho  
Guía técnica de validación de modelos

#### 2.6.4 Ensayos requeridos para equipos de compensación de energía activa

Los ensayos que se detallan en esta sección tienen por finalidad obtener un modelo validado del sistema de control de los equipos de compensación de energía activa como los SAEb, que represente el comportamiento dinámico de estos.

- **Ensayos a nivel inversor:**

Las pruebas que se detallan a continuación se realizarán sobre al menos uno de los inversores del SAEb, el cual deberá estar desvinculados del PPC a la hora de los ensayos.

- Respuesta temporal de control de potencia activa: Se aplicará una variación del tipo escalón en la consigna de potencia activa de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal del inversor. Este ensayo se deberá realizar para niveles de carga baja, media y alta.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor.

- Respuesta temporal de control de potencia reactiva: Se aplicará una variación del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal del inversor. Este ensayo se deberá realizar para niveles de carga baja, media y alta.

Se registrará la tensión, la corriente, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor.

- Verificación de la curva de capacidad: Se variará el punto de operación del inversor con el objetivo de verificar la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en bornes del inversor.

Se deberá verificar el punto de operación durante al menos un minuto tanto en el límite de inyección como de absorción de potencia reactiva para cada nivel de potencia activa definido al comienzo de la sección.

Estos ensayos deberán ser realizados en tres niveles de inyección de potencia activa: negativo, nulo y positivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en bornes del inversor.

- **Ensayos a nivel planta (PPC):**

Las pruebas que se detallan a continuación se realizarán sobre el control conjunto de planta (PPC) del SAEb con la totalidad de los inversores en servicio.

- Ensayos al control de potencia activa:

Estos ensayos permiten verificar la capacidad de la central para aumentar o reducir la potencia activa en forma controlada. Estos ensayos deberán ser realizados en tres niveles de inyección de potencia activa: negativo, nulo y positivo.

- Respuesta temporal de control de potencia activa: Operando la central con suficiente margen de potencia activa, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia activa del control conjunto de la planta (PPC) del SAEb de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal de la central.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

R



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos



- **Medición de tasa de incremento y reducción de carga:** Operando con carga reducida, se deberá cambiar la consigna de potencia activa en el PPC del SAEb con la finalidad de poder evaluar la tasa de incremento y reducción de carga en [MW/min]. Los cambios de consigna deberán ser tanto positivo como negativo y de amplitud equivalente al menos del 10% de la potencia nominal del SAEb.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- **Ensayos de respuesta al escalón operando en control de frecuencia/potencia (modo 'droop'):** En caso de que el control conjunto de planta (PPC) disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo u otro tipo de control que relacione la potencia activa con la frecuencia, se deberá aplicar un cambio del tipo escalón, tanto positivo como negativo, en la referencia o medición de frecuencia de amplitud tal que genere la absorción como inyección de potencia activa desde y hacia el SIN respectivamente.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- **Ensayo de respuesta ante variaciones normales de la frecuencia de la red:** En caso de que el control conjunto de la planta (PPC) del SAEb disponga de control de frecuencia/potencia con estatismo u otro tipo de control que relacione la potencia activa con la frecuencia, se deberán obtener registros que muestren la variación de la potencia activa ante variaciones normales de la frecuencia de red con el objetivo de poder establecer el valor de la banda muerta y el estatismo del control de frecuencia/potencia.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- **Ensayo de verificación del Estado de Carga (SoC):** Operando el SAEb con un SoC cercano al 100%, se dejará conectado al SIN inyectando potencia activa hasta que comience a descargarse y llegue a un SoC de 0%. Una vez descargado, se deberá cargar el SAEb absorbiendo potencia activa hasta llegar a un SoC del 100%.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI, así como también estado de carga del SAEb desde algún sistema registrador de planta.

- **Ensayos al control de potencia reactiva / tensión:**

Estos ensayos permiten verificar el desempeño del control de tensión y potencia reactiva del SAEb para condiciones de inyección de potencia activa negativa, nula y positiva.

- **Respuesta temporal del control de potencia reactiva:** Operando el SAEb con suficiente margen de potencia reactiva, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de potencia reactiva del control conjunto de la planta (PPC) de  $\pm 10\%$  de la potencia nominal del SAEb. Esto se realizará para condiciones tanto de inyección como de absorción de reactivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

*AB*



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

- Respuesta temporal del control de factor de potencia: Operando el SAEb con suficiente margen de potencia reactiva, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna de factor de potencia del control conjunto de la planta (PPC) de forma tal que produzca una variación de  $\pm 10\%$  en la potencia reactiva del SAEb. Esto se realizará para condiciones tanto de inyección como de absorción de reactivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

- Respuesta temporal del control de tensión: Operando el SAEb dentro del margen normal de tensión, se aplicará un cambio del tipo escalón en la consigna tensión del control conjunto de la planta (PPC) de aproximadamente  $\pm 2\%$  de la tensión nominal del SAEb. Esto se realizará para condiciones tanto de inyección como de absorción de reactivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

En caso de que el control conjunto de planta (PPC) del SAEb incluya otros modos de control de tensión, los mismos deberán ser ensayados utilizando los criterios establecidos anteriormente.

- Verificación de la curva de capacidad:

Se variará el punto de operación de la central con el objetivo de verificar la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el punto de interconexión POI.

Se deberá registrar el punto de operación durante al menos un minuto tanto en el límite de inyección como de absorción de potencia reactiva para cada nivel de potencia activa definido al comienzo de la sección.

Estos ensayos deberán ser realizados en tres niveles de inyección de potencia activa: negativo, nulo y positivo.

Se registrará la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia eléctrica en el POI.

En caso de que la central no posea PPC, estos ensayos deberán realizarse sólo a nivel inversor.

R



Centro Nacional de Despacho  
Guía técnica de validación de modelos



## 2.7 Modelo matemático

A continuación, se presentan los lineamientos generales para el modelamiento matemático de instalaciones del SIN con el objeto de evaluar los modelos estáticos y dinámicos que deberán desarrollar y entregar los Agentes de Mercado.

El objetivo de los modelos matemáticos desarrollados es representar el comportamiento de la unidad de generación, parque de generación o equipo de compensación cuando se encuentra interconectada al SIN para su inclusión en la base de datos sistémica.

Los lineamientos y exigencias mínimas de modelamiento presentados no pretenden cubrir todos y cada uno de los aspectos relacionados con la implementación, comportamiento y validación de los modelos. Por lo tanto, será responsabilidad del Agente de Mercado que el modelo de su instalación, para los distintos tipos de estudios requeridos, sea desarrollado y validado de acuerdo con las mejores prácticas de ingeniería y estado del arte en la materia, y en cumplimiento con la normativa vigente.

Los modelos deben entregarse de forma abierta y descriptada en la herramienta de simulación requerida por el CND. Estos modelos pueden ser desarrollados *'ad hoc'* o propios de la librería de la herramienta de simulación.

### 2.7.1 Características, rangos de operación y validez de los modelos

A continuación, se señalan aquellos requerimientos generales en lo relacionado con sus características principales, rangos de operación y validez:

- Los modelos serán del tipo RMS o PDT (por sus siglas en inglés *'Phasor-Domain Transients'*) que permitan el estudio y análisis de estabilidad de fenómenos transitorios electromecánicos.
- Los modelos deberán reflejar las características específicas del sitio o punto de conexión y de control de la instalación tal como se conectará finalmente al SIN.
- Los modelos implementados deberán ser capaces de representar correctamente la operación de la instalación en todo el rango operativo declarado de la misma cuando se encuentren interconectada al SIN.
- Los modelos deberán representar el funcionamiento y respuesta de la instalación tanto en estado estacionario como ante perturbaciones del tipo electromecánicas. Entre las perturbaciones se deberán considerar, al menos, las siguientes:
  - Cambios de referencia/consigna en variables como tensión, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, etc. de los principales sistemas de control de la instalación.
  - Fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas, balanceadas y desbalanceadas, con y sin impedancia de falla.
- Los modelos deberán incluir cualquier no linealidad relevante: límites, funciones aritméticas o matemáticas, bandas muertas o saturación, etc.
- Los modelos deberán ser autocontenidos, por lo que no deben existir referencias ni la



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

necesidad de usar bases de datos o archivos externos.

- Cualquier modo de control que dispongan los modelos deben poder ser activados/desactivados mediante un parámetro tipo booleano.

### 2.7.2 Conformación del modelo

El modelo deberá incorporar, como mínimo, la representación de todo el equipamiento relevante, y dependiendo del tipo de instalación y tecnología, al menos los siguientes:

- Transformador elevador AT/MT, indicando el tipo de cambiador de tomas (en vacío o bajo carga), el rango de posiciones disponibles y la posición de operación normal.
- Dependiendo de la tecnología: Generador sincrónico, equipo de compensación o equivalente eléctrico del conjunto de inversores/aerogeneradores/motores y su red de media tensión interna.
- Dependiendo de la tecnología: Control de tensión, potencia reactiva y/o factor de potencia en bornes del generador sincrónico o en el Punto de Conexión del parque.
- Dependiendo de la tecnología: Control de carga/velocidad del generador sincrónico o de frecuencia/potencia del parque.
- Para el caso de tecnologías basadas en convertidores electrónicos, se deben considerar las lógicas de 'Fault Ride Through' (LVRT, HVRT, etc.) y sus protecciones asociadas. Estas lógicas deben ser posible de desactivar dentro del modelo general, en caso de ser necesario.

### 2.7.3 Implementación

A continuación, se señalan algunos requerimientos específicos de la implementación de los modelos y deberá considerar al menos lo siguiente:

- La implementación de los modelos dinámicos debe realizarse en el software y versión que determine el CND. Actualmente se solicita la versión v.33 de PSS®E de Siemens PTI.
- Portabilidad de los modelos: Se debe garantizar la "portabilidad" de los modelos matemáticos, tanto a versiones futuras de PSS®E como a otros posibles simuladores digitales de transitorios electromecánicos. Es decir, no se aceptará un modelo compilado sin la estructura de archivos que permita compilarlo en otras versiones.
- En caso de entregar un modelo de usuario es necesario incluir el archivo fuente en formato FLECS o FORTRAN (.fix o .for) para cada subsistema representado (generador, RAT, RAV o RAV, PSS, OEL, UEL, etc.). Estos archivos deberán estar acompañados de su respectivo manual de usuario que contenga toda la información relacionada al modelo que representa, es decir, que se muestre el o los diagrama/s de bloque constitutivos como así también las hojas de parámetros y variables (CONs, ICONs, STATEs, VARs) juntamente con una descripción detallada de los mismos y sus unidades de medida, rango de validez de parámetros y toda otra información que permita el correcto uso e interpretación del funcionamiento de los modelos dinámicos de la nueva instalación. Esto asegura la portabilidad de los modelos a nuevas versiones de la herramienta de simulación.
- Modelos requeridos para parques ERNC: El Agente de Mercado debe entregar un modelo homologado válido tanto para pequeña como para gran señal. En caso de no disponerse de un modelo abierto provisto por el fabricante, se puede validar la respuesta a gran señal basándose en la comparativa de un modelo de librería contra el modelo encriptado del fabricante.
- En el caso particular en que no sea posible representar y homologar mediante un modelo de

*AP*



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

librería PSS®E de Siemens PTI algún lazo de control o protección del modelo del fabricante en forma adecuada, el Agente de Mercado deberá entregar el código fuente del modelo del fabricante en formato FLECS o FORTRAN (.fix o .for), para el simulador PSS®E de Siemens PTI (en la versión que indique el CND). En este caso, no serán aceptados modelos en formato de archivos ya compilados (.dll, .lib, .obj).

- Si no fuese posible para el Agente de Mercado disponer del código fuente del modelo del fabricante deberá desarrollar, mediante un consultor especializado, un nuevo modelo de usuario (modelo desarrollado), para entregar y validar en forma completa su funcionamiento respecto del modelo del fabricante, de acuerdo con la metodología que se expone en los siguientes apartados.

#### 2.7.4 Desempeño del modelo

El desempeño del modelo dinámico debe ser tal que se cumpla lo siguiente:

- Se debe garantizar que la inicialización del modelo para distintas condiciones operativas no arroje mensajes de advertencias ni errores de convergencia numérica.
- El modelo debe funcionar de manera óptima para pasos de integración definidos por el CND (se sugiere entre 2 ms y 5 ms).
- El modelo deberá ser numéricamente estable para un tiempo de simulación de hasta cinco minutos, demostrando que las magnitudes de tensión, frecuencia, potencia activa y potencia reactiva se mantengan constantes durante una simulación dinámica sin perturbaciones (simulación plana).
- Durante simulaciones dinámicas que presenten una perturbación originada por una contingencia simple, el modelo no debe arrojar errores de convergencia ni mensajes advertencias.

#### 2.7.5 Validación del modelo

La validación de los modelos de cada unidad o parque de generación debe ser realizada de acuerdo con los lineamientos que se exponen a continuación y utilizando la herramienta de simulación definida por el CND.

- Unidades de generación sincrónica

Contra registros de ensayos en campo, simulando pequeñas perturbaciones (variaciones del tipo escalón en las referencias de tensión, potencia, frecuencia, etc.) según lo establecido en el capítulo 2.6.1.

- Parques de generación ERNC y equipos de compensación

En primer lugar, a nivel del modelo del aerogenerador/inversor equivalente:

- Contra registros de ensayos en campo, simulando pequeñas perturbaciones (escalones en las referencias de tensión, potencia, frecuencia, etc.) según lo establecido en el capítulo 2.6.
- En caso de corresponder, se deberá validar la respuesta en gran señal, principalmente mediante la simulación de fallas trifásicas, frente al modelo provisto por el fabricante.

En segundo lugar, a nivel del modelo del parque en su punto de conexión con la red (PPC):

- Contra registros de ensayos en campo, simulando pequeñas perturbaciones (escalones en las referencias de tensión, potencia, frecuencia, maniobras de capacitores, etc.) según lo establecido en el capítulo 2.6. Esta validación debe realizarse para todos los

A



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

posibles modos de control disponibles en el PPC del parque ERNC.

Por último, simulaciones de grandes perturbaciones cercanas al punto de conexión del parque ERNC:

- El Agente de Mercado deberá realizar simulaciones de “huecos de tensión”, cortocircuitos y grandes variaciones de frecuencia. Estas simulaciones deberán ser realizadas con el modelo matemático ya validado con el objetivo de verificar la robustez de este. Se deberán obtener gráficas que muestren la evolución temporal de las principales variables eléctricas en el punto de conexión del parque (potencia activa, potencia reactiva, tensión, corriente reactiva, corriente activa y frecuencia eléctrica).

### 2.7.6 Actualización de modelos

El Agente del Mercado deberá realizar una actualización de los modelos dinámicos en las unidades de generación, parques de generación o equipos de compensación según corresponda:

- Modernizaciones

En un plazo no mayor a 45 días hábiles luego de que una unidad, planta de generación o equipo de compensación fuera modernizado en alguno de sus sistemas de control de generación (estabilizador del sistema de potencia, sistema de control reactivo/tensión, sistema de excitación, sistema de control de frecuencia/potencia, etc.), se deberán realizar los ensayos correspondientes y validar los nuevos modelos matemáticos. Los modelos matemáticos que deberán enviarse corresponden al elemento modernizado. No será necesario revalidar los modelos matemáticos de aquellos elementos que no fueran modificados.

- Cambio de parámetros

En un plazo no mayor a 45 días hábiles luego de que una unidad, planta de generación o equipo de compensación sufra una modificación en el ajuste de alguno de los parámetros correspondiente a los sistemas de control de generación (estabilizador del sistema de potencia, sistema de control reactivo/tensión, sistema de excitación o sistema de control frecuencia/potencia, etc.) pero sin afectar la estructura de estos. En este caso, se acordará entre el Agente de Mercado y el CND las pruebas de validación necesarias dependiendo de los parámetros modificados y sólo se incluirá en el informe entregado al CND la validación de dichos parámetros.

- Desempeño inadecuado de modelos

Si se identifican diferencias entre la respuesta de las unidades de generación, parques de generación o equipos de compensación y sus modelos matemáticos declarados, el CND enviará un reporte al Agente del Mercado en el cual deberá detallar las condiciones operativas en las que se evidenció el desempeño inadecuado y los registros utilizados para dicha verificación. En este caso, se acordará entre el Agente de Mercado y el CND las pruebas de validación necesarias.



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

## 2.8 Entregables del proceso de validación de modelos dinámicos

Dentro del proceso de homologación de modelos dinámicos, se debe entregar al CND lo siguiente:

- Un procedimiento de ensayos previo a la realización de las pruebas.
- Un informe de homologación de modelos dinámicos que sustente todo el proceso.
- Los registros de los ensayos realizados y utilizados en el proceso de homologación.
- Un archivo, en el formato de la herramienta de simulación definida por el CND, que contenga los modelos dinámicos de la instalación en estudio.

### 2.8.1 Procedimiento de ensayos

El informe donde quede plasmado el procedimiento de ensayos se debe presentar en formato PDF.

El informe debe contener una descripción general de la instalación y de su ubicación dentro del SIN. Se deben indicar qué unidades estarán involucradas en los ensayos y sus principales características técnicas.

El informe debe tener bien especificada la metodología de ensayos a aplicar y cómo se van a adquirir los registros necesarios para la validación. Se debe hacer una breve explicación de los equipos de adquisición de datos a utilizar o de los sistemas de control cuyas tendencias sean posible de exportar a un formato del tipo texto plano para su posterior tratamiento. Se debe incluir una breve explicación de cómo deberán ser conectados los equipos de medición en caso de que se requieran.

Es necesario que queden especificados los roles y responsabilidades de cada uno de los participantes durante las pruebas como así también el personal de apoyo que se requiera.

Se deberá explicar cada uno de los ensayos que son factibles de realizar en la unidad o central de generación conforme a lo especificado en el capítulo 2.6 y de acuerdo con el tipo de prueba que se requiera, es decir, por ejemplo, con la unidad o central de generación sincronizada a la red o en vacío.

Cada uno de los ensayos propuestos deberá tener definido la magnitud (o rangos) de perturbación a aplicar y el tiempo aproximado de duración como así también cuáles son los sistemas de control que estarán involucrados en las pruebas. Se deberá indicar las condiciones operativas requeridas como ser niveles de potencia activa, potencia reactiva, tensión de terminales o en el POI.

Por último, se deberá adjuntar un cronograma diario tentativo donde se especifiquen los ensayos a realizar y la duración estimada de los mismos.



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos



### 2.8.2 Informe de homologación

El informe de homologación de modelos dinámicos se debe presentar en formato PDF.

El informe debe partir con una descripción detallada de la instalación, su ubicación dentro del SIN y presentar los diagramas unifilares de la central. Además, se debe indicar el tipo de generación o equipo de compensación, modelo, fabricante y las principales características técnicas (potencia nominal aparente, factor de potencia nominal, velocidad nominal, potencia activa nominal, potencia máxima, mínimo técnico, tensión nominal, etc.).

En caso de centrales ERNC, se debe especificar además la cantidad y características de los aerogeneradores o paneles, números de inversores como así también su modelo y fabricante, longitud de los circuitos de conexión (sistema colector), características de los transformadores de conexión (de bloque) y descripción de los sistemas de control de planta.

Para el desarrollo, se recomienda presentar los temas en el mismo orden en el que se presentan a continuación, aunque se puede utilizar otra estructura mientras abarque todo lo requerido.

- Ejecución de ensayos

A lo largo del informe será necesario presentar los resultados obtenidos durante los ensayos. Para ello, se deberá considerar al menos los siguientes puntos:

- Fechas de ejecución de cada uno de los ensayos.
- Descripción del equipamiento utilizado para el registro de los ensayos.
- Nombre de la persona o las personas responsables de las pruebas de validación.
- El detalle de cada una de las maniobras realizadas, indicando los montos porcentuales o absolutos de los escalones aplicados, los cambios de consignas o valores de referencia, las modificaciones en los ajustes que se tuvieron que realizar, las conexiones/desconexiones de instalaciones, etc.
- El resultado de los ensayos, mostrando las variables eléctricas que permitan calcular los indicadores de desempeño y contrastar los registros con las simulaciones al modelo dinámico validado. Todas las gráficas deben tener un título claro, etiquetas en los ejes y unidades de medida, y una escala apropiada en ambos ejes.
- Para los ensayos al control de potencia activa se deben calcular y/o verificar al menos los siguientes indicadores: tiempo de establecimiento, tasa de incremento y reducción de carga, estatismo y banda muerta.
- Para los ensayos al control de potencia reactiva/tensión se deben calcular al menos los siguientes indicadores: tiempo de crecimiento y establecimiento, sobreoscilación o sobrevalor, bandas muertas y estatismo de potencia reactiva, según corresponda.

- Desarrollo de modelos matemáticos

En dicho/s capítulo/s se debe abordar el desarrollo de los modelos matemáticos que permitan tener una adecuada representación tanto estática como dinámica de la instalación y debe contener al menos los siguientes puntos:

- Aspectos generales de la instalación:





**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

- Modelo, marca y hoja de datos de los principales equipos.
- Diagramas de bloques funcionales de cada sistema de control provisto por el fabricante o especificada en alguna literatura técnica relacionada.
- Documentación del fabricante utilizada para la modelación.
- Los diagramas de bloques que implementa el modelo de cada controlador con una tabla que contenga los parámetros del modelo dinámico junto con una descripción, el valor final del modelo y las unidades de medida de cada uno de estos.
- Descripción de cada modo de control disponible, indicando las limitaciones operacionales. Informar el modo de control durante la operación normal de la unidad o de la central.
- En caso de haberse realizado una modificación temporal en algún ajuste de los sistemas de control durante los ensayos en terreno, se debe especificar los valores utilizados para la validación.
- Incorporación de información suficiente que permita validar el modelo implementado. En el caso de utilizar supuestos, estos deben estar justificados.
- Validación de los modelos dinámicos  
En este capítulo se debe abordar la implementación del modelo dinámico en el software PSS@E de Siemens PTI y debe contener al menos los siguientes puntos:
  - Comparación de los registros de ensayos con la respuesta del modelo simulado para cada una de las pruebas realizadas.
  - Valores de normalización de las unidades físicas a por unidad, tanto de las señales de entrada como las de salida de los diagramas de bloques.
  - En el caso de que un sistema de control disponga más de un modo de operación, indicar cuáles son los parámetros del modelo dinámico que deben modificarse para activar, desactivar y/o cambiar cada modo de control.
- Anexos  
En este capítulo se debe incluir toda aquella información utilizada para el desarrollo del informe y debe contener al menos los siguientes puntos:
  - Curvas características utilizadas para obtener parámetros de generador.
  - Datos de placa de generadores, transformadores, turbinas, etc.
  - Diagramas adicionales que sirvan para un mayor entendimiento de los sistemas de control.
  - Ajustes de las protecciones que puedan operar ante perturbaciones en el SIN.





**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

### 2.8.3 Registros de ensayos

Los archivos con los registros de ensayos utilizados para la homologación de los modelos dinámicos deben ser adaptados para que su estructura y formato sean aptos poder ser reproducidos por cualquier software de procesamiento de datos. Para ello será necesario que los mismos tengan un formato numérico abierto como por ejemplo un archivo 'csv' (de sus siglas en inglés 'Comma Separated Values'). Además, para poder comparar fácilmente los resultados de las simulaciones dinámicas con los registros de los ensayos, se solicita indicar las variables eléctricas o señales de control que representan cada una de las columnas de los archivos en los encabezados de estos o indicarlos en un archivo anexo como así también incluir dentro del informe de homologación una tabla donde se pueda correlacionar cada registro con su caso de validación correspondiente.

Se requerirá que todos los registros de ensayos que hayan sido utilizados para la validación de los distintos modelos y que se muestren dentro del informe de validación, sean entregados en el mismo formato especificado anteriormente.

### 2.8.4 Archivos de simulación

Se deberá entregar un archivo de simulación que contenga las pruebas con el modelo de la unidad o central de generación en estudio. A continuación, se detalla los requerimientos mínimos a considerar.

El archivo de simulación deberá contener sólo el modelo dinámico en estudio y un elemento equivalente para representar el resto del SIN (banco de prueba conocido como 'Single Machine Infinite Bus'). Se deben respetar los siguientes lineamientos con el objetivo de normalizar la estructura de los archivos a entregar:

- Cada unidad o parque de generación deberá contar con su correspondiente juego de archivos PSS@E debidamente identificados, a saber:
  - Archivos de simulación estática: Se solicita incluir un banco de pruebas que incorpore el modelo equivalente del generador junto con sus distintos controladores en formato PSS@E. Este banco de pruebas será utilizado para llevar a cabo estudios de flujo de cargas y cortocircuitos. En el caso de los modelos de unidades sincrónicas, se requiere proporcionar un archivo .sav que contenga la información de la red de prueba.  
Para los modelos de plantas fotovoltaicas y parques eólicos, además del archivo .sav, es necesario suministrar un archivo .sld que detalle la topología de la red interna de media tensión del parque. Esto es válido tanto para el modelo de la red desarrollada del parque como para el modelo de la red equivalente del parque. Todos estos archivos deben ser entregados dentro de una carpeta llamada "sav".
  - Archivos de simulación dinámica: Se requiere proporcionar los archivos de parámetros (archivo tipo 'dyr') correspondientes a los modelos dinámicos utilizados en el banco de pruebas. Estos archivos contienen los parámetros de los distintos modelos dinámicos utilizados en el proceso de validación en formato PSS@E. Estos archivos deben ser entregados dentro de una carpeta llamada "dyr".

*R*



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

- **Archivos de automatización:** Se requiere proporcionar un archivo en formato Python (archivo tipo *'py'*) apto para ser utilizado en PSS@E, que permita reproducir de manera automatizada las simulaciones realizadas sobre los modelos desarrollados. Estos archivos deben entregarse dentro de una carpeta denominada **"py"**.
- Si se proporciona un modelo de usuario, es imprescindible incluir el archivo fuente en formato FLECS o FORTRAN (archivos tipo *'flx'* o *'for'*). Estos archivos deben ir acompañados de un manual de usuario que describa cada uno de los bloques constitutivos. En el capítulo 2.9 de la presente guía se incorpora una plantilla modelo para poder generar el manual de usuario correspondiente. Para organizar estos archivos, deben incluirse en una carpeta denominada **"for"** o **"flx"**. Se deberán entregar los modelos compilados en un archivo de extensión *.dll* para su inmediata ejecución apto para la versión que disponga el CND.





**Centro Nacional de Despacho**  
 Guía técnica de validación de modelos

**2.9 Plantilla para el manual de modelos de usuarios en PSS®E**

En caso de que se deba presentar un modelo de usuario desarrollado por alguna consultora, se requiere que el modelo venga acompañado de un manual donde se describan cada uno de los bloques que fueron implementados. Para cada bloque o sistema se deberá incluir los siguientes puntos:

- Nombre del modelo definido por el usuario:
- Descripción:
- Variables de entrada:
- Variables de salida:

**Descripción de variables**

Se deben adjuntar las siguientes tablas:

CONs	#	Valor	Descripción
J			
J+1			
J+2			
J+3			
J+4			
J+5			
J+6			
J+7			
J+8			
J+9			
J+...			
ICONs	#	Valor	Descripción
M			
M+1			
M+2			
M+3			
M+...			

*AP*



**Centro Nacional de Despacho**  
 Guía técnica de validación de modelos



STATES	#	Valor	Descripción
K			
K+1			
K+2			
K+3			
K+4			
K+5			
K+6			
K+7			
K+8			
K+9			
K+...			

VARs	#	Valor	Descripción
L			
L+1			
L+2			
L+3			
L+...			

**Formato de especificación en el archivo .for o .flx**

Ejemplo: IBUS, 'USRMDL', ID, MODEL\_NAME, 0, N° ICONs, N° CONs, N° STATES, N° VARs, ICON(M) to ICON (M+...), CON(J) to CON(J+...), STATE(K) to STATE(K+...), VARs(L) to VARs(L+...)/

**Diagrama en bloques**

*(Insertar el diagrama de bloques implementado en el modelo de usuario)*

*R*



**Centro Nacional de Despacho**  
Guía técnica de validación de modelos

### 3 REFERENCIAS

- [1] Reglamento de Operación – CND
- [2] Código de redes fotovoltaico – Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de los sistemas de centrales solares y centrales solares con tecnología fotovoltaica al sistema interconectado nacional (SIN) – CND
- [3] Código de redes eólico – Normas técnicas, operativas y de calidad, para la conexión de la generación eléctrica eólica al sistema interconectado nacional (SIN) – CND
- [4] Reglamento del Mercado Eléctrico Regional – CRIE

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 6 días del mes de mayo 2026

  
\_\_\_\_\_  
FIRMA AUTORIZADA



*República de Panamá*  
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 21603 -Elec

Panamá, 30 de abril de 2026

“Por la cual se modifica el Anexo A de la Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025, a través de la cual se declaran nuevas áreas para que formen parte del Plan de Soterramiento de Cableado e Infraestructura de los Servicios de Telecomunicaciones y de Televisión Pagada”.

**LA ADMINISTRADORA GENERAL,**  
en uso de sus facultades legales,

**CONSIDERANDO:**

1. Que esta Autoridad Reguladora mediante Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025, declaró nuevas áreas para que formen parte del Plan de Soterramiento de Cableado e Infraestructura de los Servicios de Telecomunicaciones y de Televisión Pagada, las cuales fueron detalladas en el Anexo A de la citada Resolución y se describen a continuación para una mejor referencia:
  - Avenida Eloy Alfaro (Casco Viejo), provincia de Panamá.
  - Calle Aquilino De La Guardia, provincia de Panamá.
  - Avenida Nicanor de Obarrio (Calle 50), provincia de Panamá.
  - Las Tablas (Tramo 1), provincia de Panamá.
  - Calle 13, provincia de Colón.
2. Que tal como indica el Anexo A de la Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025, la nueva área que forma parte del Plan de Soterramiento denominada Las Tablas (Tramo 1), provincia de Los Santos, está ubicada desde calle Paseo Carlos López, comprendida entre calle Carlos Calzadilla hasta avenida Dr. Belisario Porras, incluye avenida Bolívar, comprendida entre avenida Dr. Belisario Porras hasta calle Agustín Cano Castellero y avenida Pablo Arosemena, comprendida entre calle Paseo Carlos López hasta calle Francisco Roca;
3. Que esta Autoridad Reguladora, luego de realizar las evaluaciones correspondientes, conforme a criterios técnicos de saturación, seguridad de las infraestructuras y mejoramiento urbanístico, considera oportuno ampliar el área declarada como parte del Plan de Soterramiento, denominada Las Tablas (Tramo 1), provincia de Los Santos, para que incluya la ruta denominada Las Tablas (Tramo 2), provincia de Los Santos, comprendida desde la avenida Dr. Belisario Porras (desde calle Paseo López hasta la intersección de calle de Estudiante), la avenida Moisés Espino (entre calle Paseo Carlos López y calle de Estudiante) y las calles Joaquín Pablo Franco, 12 de octubre, Agustín Batista y calle de Estudiante, en adición a la ruta ya descrita en el Anexo A de la Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025;
4. Que es importante señalar que, el Artículo Tercero de la Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025, ordenó a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.**, a la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A.**, según su zona de concesión, y a la **COMPAÑÍA PARA EL SOTERRAMIENTO DE CABLES, S.A.**, que en un término de noventa (90) días calendario, contados a partir de la notificación de dicha Resolución, presentaran ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, los diseños preliminares correspondientes a la obra civil asociada a la infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones de los proyectos de cambio de configuración aérea a soterrada para cada una de las áreas detalladas en el Anexo A de la precitada Resolución;
5. Que en virtud de lo antes expuesto, la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.**, la empresa **ELEKTRA NORESTE, S.A.**, según su zona de concesión, y la **COMPAÑÍA PARA EL SOTERRAMIENTO DE CABLES, S.A.**, en cumplimiento de lo ordenado por esta Autoridad Reguladora, presentaron en el mes de julio de 2025, los diseños preliminares correspondientes a la obra civil asociada a la infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones de los proyectos de cambio de configuración aérea a



Resolución AN No. 21603 -Elec  
Panamá, 30 de abril de 2026  
Pág. 2



soterrada para cada una de las áreas detalladas en el Anexo A de la Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025;

6. Que como consecuencia de lo anterior, corresponde otorgar a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.**, y a la **COMPAÑÍA PARA EL SOTERRAMIENTO DE CABLES, S.A.**, un período perentorio adicional para que presenten los diseños preliminares correspondientes a la obra civil asociada a la infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones del proyecto de soterramiento que se ejecutará en Las Tablas, provincia de Los Santos, los cuales deben incluir el área adicionada a través de la presente Resolución;
7. Que surtidos los trámites de Ley, y en mérito de las consideraciones expuestas, corresponde a esta Administración General realizar los actos necesarios para el cumplimiento de los objetivos y funciones de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, de conformidad con lo que dispone el artículo 20 de la Ley 26 de 29 de enero de 1996, tal cual fue modificada y adicionada por el citado Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006 y de la Ley 15 de 26 de abril de 2012, por lo que;

### RESUELVE:

**PRIMERO: MODIFICAR** el **ANEXO A** de la Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025, específicamente en lo concerniente al área declarada para que forme parte del Plan de Soterramiento denominada Las Tablas (Tramo 1), provincia de Los Santos, para que se lea de la siguiente manera:

“Las Tablas (Tramos 1 y 2), provincia de Los Santos

Tramo 1: calle Paseo Carlos López (entre calle Carlos Calzadilla y avenida Dr. Belisario Porras), avenida Bolívar (entre avenida Dr. Belisario Porras y calle Agustín Cano Castellero) y avenida Pablo Arosemena (entre calle Paseo Carlos López y calle Francisco Roca).

Tramo 2: la avenida Dr. Belisario Porras (desde calle Paseo López hasta la intersección de calle de Estudiante), la avenida Moisés Espino (entre calle Paseo Carlos López y calle de Estudiante) y las calles Joaquín Pablo Franco, 12 de octubre, Agustín Batista y calle de Estudiante.




Resolución AN No. 21603 -Elec  
Panamá, 30 de abril de 2026  
Pág. 3



**SEGUNDO: OTORGAR** a la **EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA METRO OESTE, S.A.**, y a la **COMPAÑÍA PARA EL SOTERRAMIENTO DE CABLES, S.A.**, un término de sesenta (60) días calendario, contados a partir de la entrada en vigencia de esta Resolución, para que presenten ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, el diseño preliminar de la obra civil asociada a la infraestructura eléctrica y de telecomunicaciones del proyecto de cambio de configuración aérea a soterrada del área denominada Las Tablas (Tramos 1 y 2), provincia de Los Santos.

**TERCERO: MANTENER** igual e inalterable el resto de la Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025.

**CUARTO: ANUNCIAR** que la presente Resolución registrará a partir de su publicación en Gaceta Oficial.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada y adicionada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley 31 de 8 de febrero de 1996 y su reglamentación; Ley 24 de 30 de junio de 1999 y su reglamentación; Ley 15 de 26 de abril de 2012; Resolución AN No. 3381-Telco de 24 de marzo de 2010; Resolución AN No. 6525-Telco de 27 de agosto de 2013; Resolución AN No. 8106-Telco de 26 de noviembre de 2014; y, Resolución AN No. 20180-Elec de 23 de abril de 2025.

**NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,**

**ZELMAR RODRÍGUEZ DE MASSIAH**  
Administradora General

En Panamá a los 31 días  
del mes de Mayo de  
2026 a las 10:29 de la mañana  
Notifico al Sr. Cinthya Romero de la  
Resolución que antecede.  
se notifico por escrito.

En Panamá a los 4 días  
del mes de Mayo de  
2026 a las 12:03 de la Tarde  
Notifico al Sr. Meliza González de la  
Resolución que antecede.  
x Meliza González  
8-768-725

En Panamá a los 5 días  
del mes de Mayo de  
2026 a las 1:42 de la Tarde  
Notifico al Sr. Ing. José Quiros de la  
Resolución que antecede.  
x [Signature]  
8-503-35





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No. 003 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



**POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE APRUEBA LA MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 23 DEL ACUERDO NO. 027-2025 DE 29 DE DICIEMBRE DE 2025, POR MEDIO DEL CUAL SE ESTABLECE EL PRESUPUESTO DE RENTAS Y GASTOS Y EL PLAN ANUAL DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIONES DEL IBI DEL MUNICIPIO DE ALANJE PARA LA VIGENCIA FISCAL 2026.**

El Concejo Municipal del Distrito de Alanje, en uso de sus facultades legales, y:

**CONSIDERANDO:**

Que, la Ley 37 del 2009, reformada por la Ley 66 del 29 de octubre del 2015, que descentraliza la Administración Pública y dicta otras Disposiciones, faculta al Concejo Municipal para tomar decisiones con relación al Impuesto de Bien Inmueble (IBI).

Que, el Proyecto Anual de Obras e Inversiones, es un instrumento de planificación de la inversión pública local que integra la prioridad a escala las necesidades de los Corregimientos del Distrito, sobre la base del desarrollo con equidad y previendo mejorar la calidad de vida, de los conciudadanos del Distrito.

Que, compete al Alcalde Municipal presentar ante el Pleno del Concejo el Plan Anual de Obras e Inversiones, el cual contendrá las necesidades prioritarias del Distrito y por ende de cada corregimiento, para obras y proyectos que se ejecuten con la transferencia del impuesto de inmuebles.

Que, mediante Acuerdo No. 027-2025 del 29 de diciembre de 2025, el Concejo Municipal del Distrito de Alanje, aprobó el Presupuesto de Rentas y Gastos y el Plan Anual de Funcionamiento e Inversiones de IBI, del Municipio de Alanje, para la Vigencia Fiscal del año 2026.

Que, el numeral 1 del artículo 45 de la Ley 106 de 1973 establece como una atribución del Alcalde Municipal, presentar al Concejo Municipal Proyectos de Acuerdos.

Que, el artículo 14 de la Ley 106 de 1973, establece que los Concejos Municipales, regularan la vida jurídica de los Municipios, por medio de Acuerdos que tienen fuerza de Ley en los respectivos Municipios.

Que, el artículo 12 del Acuerdo Municipal No. 027-2025 de 29 de diciembre de 2025 aprobó el Plan Anual de Obras e Inversiones para la vigencia fiscal de año 2026 del Municipio de Alanje, por un monto de QUINIENTOS MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.500.000.00), que será ejecutado con los fondos provenientes de la transferencia del impuesto de bienes inmuebles según lo contempla la Ley 37 de 2009 modificada por la Ley 66 de 2015. Asigna a este Municipio el setenta y cinco por ciento (75%) del total del fondo de transferencia del Impuesto de Bien Inmueble (IBI) para el Desarrollo del Plan Anual de Obras e Inversiones Públicas, TRESCIENTOS SETENTA Y CINCO MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.375.000.00) del cual será descontado el uno por





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No. 003 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



ciento (1%) para AMUPA, TRES MIL SETECIENTOS CINCUENTA BALBOAS CON 00/100 (B/.3,750.00) y se asigna el veinticinco por ciento (25%) para funcionamiento, CIENTO VEINTICINCO MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.125,000.00)

Que, el artículo 23 del Acuerdo Municipal No. 027-2025 de 29 de diciembre de 2025, que aprobó el Presupuesto de Rentas y Gastos y el Plan Anual de Funcionamiento e Inversiones del IBI del Municipio de Alanje para la vigencia Fiscal 2026. Aprueba el monto global del Presupuesto de Inversión de los Proyectos a Ejecutarse por la Alcaldía Municipal y las Juntas Comunales; toda vez que, al momento de expedirse el referido acuerdo no se había realizado la audiencia pública de las obras de inversión del Impuesto de Bien Inmueble, vigencia 2026 y que, la misma se realizó el 25 de febrero del presente año.

**ACUERDA:**

**ARTICULO PRIMERO:** Aprobar la modificación del **ARTÍCULO 23** del Acuerdo No. 027-2025 de 29 de diciembre de 2025, Por medio de cual se establece el presupuesto de Rentas y Gastos y el plan Anual de Funcionamiento e Inversiones de IBI, del Municipio de Alanje, para la Vigencia Fiscal 2026. Quedando de la siguiente manera:

**ARTÍCULO 23:** Aprobar el Presupuesto de Inversión de los Proyectos a Ejecutarse por la Alcaldía Municipal y Las Juntas Comunales del Plan de obras e inversiones que serán utilizados del recurso económico provenientes del impuesto de inmuebles, escogidos en Audiencia Pública para los proyectos de la vigencia 2026, y tomando en cuenta los criterios enmarcados en la ley, que serán distribuidos de la siguiente forma:

Corregimiento	Comunidad	Proyecto	Monto
Alcaldía	Mostrenco	Construcción de parque en la comunidad de Mostrenco, Corregimiento de Alanje Cabecera, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00
Alanje	Mostrenco	Mejoramiento de la cancha Multiuso de la Comunidad de Mostrenco, II Etapa, Corregimiento de Alanje, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00
Canta Gallo	Canta Gallo	Mejoramiento del Rancho Comunal de la comunidad de Canta Gallo, Corregimiento de Canta Gallo, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No. 003 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



Divalá	Divalá	Mejoramiento de la Marquesina de la comunidad de Divalá, Corregimiento de Divalá, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00
El Tejar	La Pita y Loma de San Pedro	Mejoramiento de Acueductos en las comunidades de La Pita y la Loma de San Pedro, Corregimiento de El Tejar, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00
Guarumal	El Cacao	Mejoramiento de Caminos en la comunidad de "El Cacao", Corregimiento de Guarumal, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00
Nuevo México	Las Mercedes	Mejoramiento de Caminos en la comunidad de Las Mercedes, Sector Las Julianas, Corregimiento de Nuevo México, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00
Palo Grande	Palo Grande	Mejoramiento de la Marquesina en la Comunidad de Palo Grande, II Etapa, Corregimiento de Palo Grande, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00
Querévalos	Querévalos y Orillas del Río	Mejoramiento de Caminos en las comunidades de Querévalos y Orillas del Río, Corregimiento de Querévalos, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00
Santo Tomás	Santo Tomás	Construcción y Mejoramiento de Infraestructuras deportivas, recreativas y parques del Corregimiento de Santo Tomás, Distrito de Alanje	B/. 37,125.00

**B/. 371,250.00**

**ARTICULO SEGUNDO:** El Acuerdo Municipal No. 027-2025 de 29 de diciembre de 2025, se mantiene igual en todas sus demás disposiciones.

**ARTICULO TERCERO:** Enviar copias autenticadas del presente acuerdo al departamento de Tesorería Municipal y a la Oficina de Fiscalización de la Contraloría General de la República.

**ARTICULO CUARTO:** Este Acuerdo comenzará a regir a partir su sanción y promulgación en la Gaceta Oficial.





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No. 003 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



**FUNDAMENTO DE DERECHO:**

- Ley 37 de 29 de junio de 2009, modificada por la Ley 66 de 29 de octubre de 2015
- Ley 106 de 8 de octubre de 1973.
- Acuerdo Municipal No. 027-2025 de 29 de diciembre de 2025.

Acuerdo Aprobado en la Sala de Sesiones Aurelio Quintero del Concejo Municipal del Distrito de Alanje, Provincia de Chiriquí, a los veintitrés ( 23 ) días del mes de marzo del año dos mil veintiséis (2026).

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,**

*Efrain Quintero*  
**H.C. EFRAIN QUINTERO R.**  
**Presidente del Concejo Municipal**

*G. E. Quintero V.*  
**GISELA E. QUINTERO V.**  
**Secretaria General**



**ES FIEL COPIA DE SU ORIGINAL.**

Firma: *G. E. Quintero V.*  
 Fecha: 7-Abril-2026





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No. 003 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



Alcaldía Municipal de Alanje  
 Despacho de la Alcaldesa

LA ALCALDESA MUNICIPAL DE ALANJE

En uso de las facultades que le confiere la ley;

Sanciona el Acuerdo No. 003 del 23 DE MARZO DE 2026, "POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE APRUEBA LA MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 23 DEL ACUERDO NO. 027 – 2025 DE 29 DE DICIEMBRE DE 2025, POR MEDIO DEL CUAL SE ESTABLECE EL PRESUPUESTO DE RENTAS Y GASTOS Y EL PLAN ANUAL DE FUNCIONAMIENTO E INVERSIONES DEL IBI DEL MUNICIPIO DE ALANJE PARA LA VIGENCIA FISCAL 2026"

Este acuerdo es Sancionado en la Ciudad de Alanje a veintitrés (23) días del mes de marzo de 2026.

**Licda. Doris Arays Atencio Coba**  
 Alcaldesa Municipal  
 Distrito de Alanje



ES FIEL COPIA DE SU ORIGINAL.

Firmas: G. Galdames  
 Fecha: 7-Abril-2026





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No.004 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



**POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE APRUEBA EL CAMBIO DE PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE LA CANCHA MULTIUSO EN LA ESCUELA DE LA COMUNIDAD DE SANTO TOMÁS, CORREGIMIENTO DE SANTO TOMÁS, DISTRITO DE ALANJE; POR EL PROYECTO MEJORAMIENTO A LA ESCUELA PRIMARIA DE SAN MARTÍN (CONSTRUCCIÓN DE CANCHA), CORREGIMIENTO DE SANTO TOMÁS, DISTRITO DE ALANJE; FINANCIADO CON LOS FONDOS DEL IMPUESTO DE BIEN INMUEBLE (IBI) CORRESPONDIENTE A LA VIGENCIA FISCAL 2024.**

El Concejo Municipal del Distrito de Alanje, en uso de sus facultades legales, y:

**CONSIDERANDO:**

Que, la Ley 37 del 2009, reformada por la Ley 66 del 29 de octubre del 2015, que descentraliza la Administración Pública y dicta otras Disposiciones, faculta al Concejo Municipal para tomar decisiones con relación al Impuesto de Bien Inmueble (IBI).

Que, el Proyecto Anual de Obras e Inversiones, es un instrumento de planificación de la inversión pública local que integra la prioridad a escala las necesidades de los Corregimientos del Distrito, sobre la base del desarrollo con equidad y previendo mejorar la calidad de vida, de los conciudadanos del Distrito.

Que, mediante Acuerdo No. 014 del 27 de diciembre de 2023, el Concejo Municipal del Distrito de Alanje, aprobó el presupuesto de Rentas y Gastos y el plan Anual de Funcionamiento e Inversiones de IBI, del Municipio de Alanje, para la Vigencia Fiscal del año 2024. Y que, dentro de este se establece como proyecto de inversión: Mejoramiento de la Cancha Multiuso en la Escuela de la Comunidad de Santo Tomás, Corregimiento de Santo Tomás, Distrito de Alanje.

Que, a la fecha 25 de febrero de 2026, en la que se celebró la audiencia pública que aprobó el cambio de proyecto Mejoramiento de la Cancha Multiuso en la Escuela de la Comunidad de Santo Tomás, Corregimiento de Santo Tomás, Distrito de Alanje. No se ha aprobado la viabilidad de este proyecto.

Que, el numeral 1 del artículo 45 de la Ley 106 de 1973 establece como una atribución del Alcalde Municipal, presentar al Concejo Municipal Proyectos de Acuerdos.

Que, el artículo 14 de la Ley 106 de 1973, establece que los Concejos Municipales, regularan la vida jurídica de los Municipios, por medio de Acuerdos que tienen fuerza de Ley en los respectivos Municipios.

Que, mediante Nota No. 023-2026 fechada 21 de enero de 2026 de la Alcaldía Municipal de Alanje, solicita a la Autoridad Nacional de Descentralización (AND), el cambio de proyecto de vigencias anteriores.





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No.004 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



Que, en audiencia Pública celebrada el 25 de febrero de 2026, en la Cancha Comunal del Corregimiento de Alanje, se aprobó el cambio del Proyecto Mejoramiento de la Cancha Multiuso en la Escuela de la Comunidad de Santo Tomás, Corregimiento de Santo Tomás, Distrito de Alanje; por la suma de B/. 37,125.00. Por el proyecto **MEJORAMIENTO A LA ESCUELA PRIMARIA DE SAN MARTÍN (CONSTRUCCIÓN DE CANCHA), CORREGIMIENTO DE SANTO TOMÁS, DISTRITO DE ALANJE**, por el mismo monto.

Que, el cambio de Proyecto Mejoramiento de la Cancha Multiuso en la Escuela de la Comunidad de Santo Tomás, Corregimiento de Santo Tomás, Distrito de Alanje, se dio toda vez que, la Escuela de la comunidad de Santo Tomás no mantiene Título de Propiedad, sino un trámite de titulación que según certificación de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI) se encuentra en Etapa Inicial, por ende, aun no se tiene un derecho subjetivo probado sobre la posesión del mismo. Por lo que, el proyecto no cumple con los requisitos exigidos por la Autoridad Nacional de Descentralización (AND), para que el mismo cuente con viabilidad.

**ACUERDA:**

**ARTICULO PRIMERO: APROBAR** el cambio de proyecto del Alcaldía-Corregimiento de Santo Tomás, financiado con los aportes del Impuesto de Bien Inmueble (IBI), vigencia fiscal 2024; aprobado mediante Acuerdo No. 014 del 27 de diciembre de 2023, que establece el presupuesto de Rentas y Gastos y el Plan Anual de Funcionamiento e Inversiones de IBI, del Municipio de Alanje, para la Vigencia Fiscal del año 2024. Quedando de la siguiente manera:

Proyecto Anterior		Proyecto a cambiar	
Proyecto	Monto	Proyecto	Monto
Mejoramiento de la Cancha Multiuso en la Escuela de la Comunidad de Santo Tomás, Corregimiento de Santo Tomás, Distrito de Alanje.	<b>B/. 37,125.00</b>	Mejoramiento a la Escuela Primaria de San Martín (Construcción de cancha), Corregimiento de Santo Tomás, Distrito de Alanje.	<b>B/.37,125.00</b>

**ARTICULO SEGUNDO:** Este Acuerdo comenzará a regir a partir su sanción y promulgación en la Gaceta Oficial.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:**

- Ley 37 de 29 de junio de 2009, modificada por la Ley 66 de 29 de octubre de 2015
- Ley 106 de 8 de octubre de 1973.
- Acuerdo Municipal No. 014 del 27 de diciembre de 2023.





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No.004 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



Acuerdo Aprobado en la Sala de Sesiones Aurelio Quintero del Concejo Municipal del Distrito de Alanje, Provincia de Chiriquí, a los veintitrés (23) días del mes de marzo del año dos mil veintiséis (2026).

**COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE,**

*Efrían Quintero*

**H.C. EFRÍAN QUINTERO R.**  
**Presidente del Concejo Municipal**

*G. E. V. d. C.*

**GISELA E. QUINTERO V.**  
**Secretaria General**



**ES FIEL COPIA DE SU ORIGINAL.**

Firmas *G. E. V. d. C.*  
 Fecha 7-Abril-2026





**REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**PROVINCIA DE CHIRIQUÍ**  
**CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE**  
 Tel. 728-0714 – [cmalanje@gmail.com](mailto:cmalanje@gmail.com)  
**ACUERDO MUNICIPAL No.004 -2026**  
**(DEL 23 DE MARZO DE 2026)**



Alcaldía Municipal de Alanje  
 Despacho de la Alcaldesa

LA ALCALDESA MUNICIPAL DE ALANJE

En uso de las facultades que le confiere la ley;

Sanciona el Acuerdo No. 004 del 23 DE MARZO DE 2026, "POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ALANJE APRUEBA EL CAMBIO DE PROYECTO DE MEJORAMIENTO DE LA CANCHA MULTIUSO EN LA ESCUELA DE LA COMUNIDAD DE SANTO TOMAS, CORREGIMIENTO DE SANTO TOMÁS, DISTRITO DE ALANJE; POR EL PROYECTO MEJORAMIENTO A LA ESCUELA PRIMARIA DE SAN MATÍN (CONSTRUCCIÓN DE CANCHA), CORREGIMIENTO DE SANTO TOMÁS, DISTRITO DE ALANJE; FINANCIADO CON LOS FONDOS DEL IMPUESTO DE BIEN INMUEBLE (IBI) CORRESPONDIENTE A LA VIGENCIA FISCAL 2024".

Este acuerdo es Sancionado en la Ciudad de Alanje a veintitrés (23) días del mes de marzo de 2026.

**Licda. Doris Anays Atencio Cobra**  
 Alcaldesa Municipal  
 Distrito de Alanje



**ES FIEL COPIA DE SU ORIGINAL.**

Firma: G. g. v. d. c.

Fecha: 7-Abril-2026





REPÚBLICA DE PANAMÁ  
 PROVINCIA DE PANAMÁ OESTE  
 DISTRITO DE ARRAIJÁN  
 CONCEJO MUNICIPAL DE ARRAIJÁN

ACUERDO MUNICIPAL No.21

(DE VEINTICUATRO (24) DE MARZO DE DOS MIL VEINTISEIS 2026)

"POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN DEROGA EL ACUERDO MUNICIPAL N° 41 DE 2 DE SEPTIEMBRE DE 2025, Y AUTORIZA A LA ALCALDESA DEL DISTRITO A DONAR A LA FUNDACIÓN LLENA UNA BOTELLA DE AMOR LA SUMA DE CINCUENTA MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.50,000.00)."

EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN EN USO DE SUS  
 FACULTADES CONSTITUCIONALES Y LEGALES;

CONSIDERANDO:

- Que, la Ley N° 106 de 8 de octubre de 1973, reformada por la Ley N° 52 de 12 de diciembre de 1984, confiere a los Concejos Municipales la facultad de expedir acuerdos para autorizar a los alcaldes a suscribir contratos y convenios necesarios para el buen funcionamiento del gobierno local.
- Que, la **ALCALDÍA DE ARRAIJÁN**, interesada en atender las necesidades de las Comunidades que forman parte integral de este Distrito y con el compromiso de impulsar el desarrollo y procurar el mayor progreso del mismo; a través del proyecto que esta administración ha denominado, como "**ARRAIJÁN LA NUEVA CIUDAD**"; estima de lugar y viable la construcción de lugares para el esparcimiento de nuestros residentes.
- Que las alianzas público-privadas generan espacios de mayor atención a la población en general, con la creación de espacios públicos de esparcimiento, diversión y puntos de reunión familiar.
- Que la **FUNDACIÓN LLENA UNA BOTELLA DE AMOR**, desempeña una labor loable en la promoción de la protección al medio ambiente, por medio del reciclaje, transformando los residuos plásticos flexibles en viviendas, parques infantiles y mobiliario en plástico reciclado, a través de una estrategia efectiva en la que tus **Actos de Amor** son el punto de partida para **Reducir la basura plástica y construir felicidad** en comunidades vulnerables.
- Que mediante el Acuerdo Municipal N° 41 de 2 de septiembre de 2025, este Concejo Municipal autorizó a la Alcaldesa del distrito a firmar Convenio de Colaboración entre el Municipio De Arraiján y La Fundación Llena Una Botella De Amor, para la construcción de diez parques con material reciclado en los distintos corregimientos del Distrito de Arraiján, sin embargo, dicho convenio no pudo ser materializado por imposibilidad de refrendo por parte de contraloría General de la República.
- En vista de lo anterior, corresponde a este Concejo Municipal derogar el señalado acuerdo municipal y autorizar la donación de la suma de **CINCUENTA MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.50,000.00)** a la **FUNDACIÓN LLENA UNA BOTELLA DE AMOR** de parte del Municipio del Distrito de Arraiján.
- Que, mediante el Acuerdo Municipal No. 1 de 15 de enero de 2026, este Concejo Municipal,





aprobó el "Presupuesto de Rentas, Gastos, Funcionamiento e Inversión del Municipio de Arraiján para la vigencia fiscal 2026", en el cual se asignó una partida presupuestaria con código 5.69.0.2.000.00.01., objeto del gasto 631, por asignada al Despacho Superior para subsidios benéficos.

- Que, en virtud de lo anterior, corresponde formalizar la donación entre el Municipio de Arraiján y la FUNDACIÓN LLENA UNA BOTELLA DE AMOR

En base de lo antes expuesto, el Concejo Municipal del Distrito de Arraiján, en uso de sus facultades constitucionales y legales:

**ACUERDA:**

**PRIMERO:** Derogar el Acuerdo Municipal N° 41 de 2 de septiembre de 2025, mediante el cual este Concejo Municipal autorizó a la Alcaldesa del distrito a firmar Convenio de Colaboración entre el Municipio De Arraiján y La Fundación Llena Una Botella De Amor.

**SEGUNDO:** Autorizar a la señora Alcaldesa del Distrito De Arraiján, **Stefany Dayan Peñalba** en su calidad de representante legal del Municipio, a donar la suma de **CINCUENTA MIL BALBOAS CON 00/100 (B/.50,000.00)**, a la FUNDACIÓN LLENA UNA BOTELLA DE AMOR.

**TERCERO:** Instruir a la Dirección de Tesorería Municipal y a la Dirección de Asesoría Legal del MUNICIPIO DE ARRAIJÁN para que realicen las gestiones administrativas necesarias para la ejecución del presente acuerdo con las disposiciones legales aplicables y el presupuesto asignado para el año 2026.

**CUARTO:** Autorizar a la señora Alcaldesa para que presente toda la documentación necesaria ante las instancias correspondientes, a fin de que se refrende la donación otorgada por el MUNICIPIO DE ARRAIJÁN a la FUNDACIÓN LLENA UNA BOTELLA DE AMOR.

**QUINTO:** Este Acuerdo empezará a regir a partir de su promulgación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Constitución Política de la República de Panamá, Ley 106 de 8 de octubre de 1973, modificada por la Ley 52 de 12 de diciembre de 1984.

DADO EN LA SALA DE LAS SESIONES DEL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, A LOS VEINTICUATRO (24) DÍAS DEL MES DE MARZO DE DOS MIL VEINTISÉIS (2026).

*[Signature]*  
**H.C. LUZ DENIA OLIVER**  
 Presidente

*[Signature]*  
**ULISES GABRIEL ADAMES**  
 SECRETARIO

*[Signature]*  
**H.C. MISCILA RODRIGUEZ**  
 Vicepresidente



REPÚBLICA DE PANAMÁ, PROVINCIA DE PANAMÁ OESTE ALCALDÍA MUNICIPAL DE ARRAIJÁN, 24 DE Marzo DE 2026.

SANCIONADO

*[Signature]*

**H.A. STEFANY DAYAN PEÑALBA**  
 ALCALDESA



Comuníquese y Cúmplase.

**EL COPIA DEL ORIGINAL**  
**CONCEJO MUNICIPAL DE ARRAIJÁN**



*En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973 modificada por la Ley 52 de 1984; **SE FIJA** para su promulgación el presente Acuerdo Municipal en las tablillas de la Secretaría del Concejo Municipal, por el término de diez (10) días, calendario, siendo las once y cincuenta y cinco mañana (11:55 a.m.) del martes veinticuatro (24) de marzo del año dos mil veintiséis (2026) En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley.*

  
**ULISES GABRIEL ADAMES**  
*Secretario del Concejo Municipal*



*En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley 106 de 8 de octubre de 1973 modificada por la Ley 52 de 1984; vencido el término anterior para la promulgación correspondiente, **SE DESFIJA** el presente Acuerdo Municipal, siendo las doce y quince de la tarde (12:15 p.m.) del lunes seis (06) de abril del año dos mil veintiséis (2026). En cumplimiento del Artículo 39, de la Ley.*

  
**ULISES GABRIEL ADAMES**  
*Secretario del Concejo Municipal*





REPÚBLICA DE PANAMÁ  
PROVINCIA DE PANAMÁ OESTE  
DISTRITO DE ARRAIJÁN

CONCEJO MUNICIPAL DE ARRAIJÁN  
ACUERDO MUNICIPAL N° 22

(DE 24 DE MARZO DE DOS MIL VEINTISÉIS (2026))

"Por el cual se MODIFICAN LOS ACUERDOS MUNICIPALES N° 20 Y N° 21 DE 13 DE MAYO DE 2025, mediante el cual se aprobaron los proyectos de Descentralización a desarrollarse en los corregimientos del Distrito de Arraiján para la vigencia 2025."

EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, EN USO DE SUS FACULTADES CONSTITUCIONALES Y LEGALES:

**CONSIDERANDO:**

- Que, la Ley N° 106 de 8 de octubre de 1973, reformada por la Ley N° 52 de 12 de diciembre de 1984, confiere a los Concejos Municipales la facultad de expedir acuerdos para autorizar a los alcaldes a suscribir contratos y convenios necesarios para el buen funcionamiento del gobierno local.
- Que con fundamento en la Ley 37 del 29 de junio de 2009, modificada a su vez por la ley 66 del 29 de octubre del 2015 que regula la descentralización, se establece los procedimientos a desarrollar en todos los Distritos del país a nivel nacional.
- Que, con sujeción al considerando anterior, los diferentes corregimientos del Distrito de Arraiján celebraron audiencias públicas en diversas fechas donde las comunidades de cada una aprobaron una diversidad de proyectos que se hacen necesaria su elaboración, en aras al desarrollo integral de los diversos corregimientos, siendo este el objetivo primordial de la ley de descentralización.
- Que se presentó ante los distintos Corregimientos del Distrito de Arraiján la debida documentación sustentada para el desarrollo de aquellos proyectos que son tomados de manera prioritaria en cada comunidad.
- Que mediante Acuerdos Municipales N° 20 y N° 21 del 13 de mayo de 2025; se aprobaron los Proyectos de Descentralización a desarrollarse en los corregimientos, Distrito de Arraiján, para los años 2024 y 2025,
- Que, dentro de dichos Acuerdos, se tiene contemplado la construcción del Mercado Municipal en dos etapas en el Corregimiento de Arraiján Cabecera, en un terreno propiedad del Banco Hipotecario, quienes a la fecha no han cedido el uso y administración de dichos terrenos a favor del Municipio.
- Que ante estos inconvenientes la Administración Municipal, ha dispuesto un terreno perteneciente al Municipio ubicado en el corregimiento de Juan Demóstenes Arosemena, para la construcción del Mercado Municipal.
- Que, en virtud de lo anterior, corresponde modificar los Acuerdos Municipales N° 20 y N° 21





del 13 de mayo de 2025; se aprobaron los Proyectos de Descentralización a desarrollarse en los corregimientos, Distrito de Arraiján, para los años 2024 y 2025, solo en lo concerniente en la ubicación del proyecto de construcción del Mercado Municipal.

En base de lo antes expuesto, el **Concejo Municipal del Distrito de Arraiján**, en uso de sus facultades constitucionales y legales:

**ACUERDA:**

**ARTÍCULO PRIMERO:** Modificar los Acuerdos Municipales N° 20 y N° 21 del 13 de mayo de 2025; mediante los cuales se aprobaron los Proyectos de Descentralización a desarrollarse en los corregimientos, Distrito de Arraiján, para los años 2024 y 2025, solo en lo concerniente en la ubicación del proyecto de construcción del Mercado Municipal, autorizando su construcción en el corregimiento de Juan Demostenes Arosemana, distrito de Arraiján, por un monto total de **UN MILLÓN DE BALBOAS CON 00/100 (B/.1,000,000.00)**.

**ARTÍCULO SEGUNDO:** Se **faculta** a la Alcaldesa para que presente las fichas Técnicas y la documentación pertinente ante la Autoridad Nacional de Descentralización.

**ARTÍCULO TERCERO:** El resto de los acuerdos municipales N° 20 Y 21 de 13 de mayo de 2025 se mantendrán iguales en todas sus partes.

**ARTÍCULO CUARTO:** Este Acuerdo empezará a regir a partir de su promulgación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley N° 106 de 8 de octubre de 1973, reformada por la Ley N° 52 de 12 de diciembre de 1984, Ley N° 37 de 29 de junio de 2009, modificada por la Ley N° 66 de 29 de octubre de 2015.

DADO EN LA SALA DE LAS SESIONES DEL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE ARRAIJÁN, A LOS VEINTICUATRO (24) DÍAS DEL MES DE MARZO DE DOS MIL VEINTISÉIS (2026).

*[Signature]*  
H.C. LUZ DENIA OLIVER  
PRESIDENTE

*[Signature]*  
H.C. MICSILA RODRIGUEZ  
VICEPRESIDENTE

*[Signature]*  
ULISES GABRIEL ADAMES  
SECRETARIO



REPÚBLICA DE PANAMÁ, PROVINCIA DE PANAMÁ OESTE ALCALDÍA MUNICIPAL DE ARRAIJÁN, 24 DE Marzo DE 2026.

SANCIONADO

*[Signature]*  
H.A. STEFANY DAYAN PEÑALBA  
ALCALDESA



Comuníquese y Cúmplase.

*[Signature]*  
**FIEL COPIA DEL ORIGINAL**  
CONCEJO MUNICIPAL DE ARRAIJÁN





**REPUBLICA DE PANAMA  
PROVINCIA DE VERAGUAS  
DISTRITO DE LA MESA  
CONCEJO MUNICIPAL DE DISTRITO DE LA MESA**



**ACUERDO No. 05  
DEL 13 DE ABRIL DE 2026**

POR MEDIO DEL CUAL EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA MESA, MODIFICA Y APRUEBA EL CAMBIO DE NOMBRE DE LOS PROYECTOS DE LOS CORREGIMIENTOS DE LA MESA Y LLANO GRANDE DEL ARTICULO SEGUNDO DEL ACUERDO MUNICIPAL N°.05 DEL 13 DE SEPTIEMBRE DE 2024 QUE MODIFICO EL ACUERDO MUNICIPAL N°02 DEL 17 DE ABRIL DE 2024, QUE APROBÓ EL PRESUPUESTO ANUAL DE INVERSION DE OBRAS Y FUNCIONAMIENTO FINANCIADO CON LOS APORTES DEL IMPUESTO DE BIENES INMUEBLES (IBI), VIGENCIA FISCAL DEL AÑO 2024.

EL CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA MESA, EN PLENO USO DE SUS FACULTADES LEGALES Y,

**CONSIDERANDO:**

- Que artículo 14 de la Ley No. 106 de 1973, dispone que los Concejos Municipales regularán la vida jurídica de los Municipios por medio de acuerdos que tiene fuerza de ley dentro del respectivo Distrito.
- Que el numeral 5 del artículo 242 de la Constitución Política de la República de Panamá, establece que "es función del Concejo Municipal, sin perjuicio de otras que la ley señale, expedir, modificar, reformar y derogar Acuerdos y Resoluciones municipales, en lo referente a: "La aprobación o eliminación de impuestos, contribuciones, derechos y tasas conforme a la Ley".
- Que la Ley 66 del 29 de octubre de 2015, que modifica la Ley 37 del 29 de junio de 2009, y el Decreto N.º 10 del 6 de enero de 2017, que descentraliza y dicta otras disposiciones la cual tiene por objetivo general garantizar la realización del proceso de descentralización a la Administración Pública, a través de las transferencias de recursos necesarios a los gobiernos locales en coordinación con el Gobierno Central.
- En vista que el Honorable Alcalde Municipal como primera Autoridad del Distrito y Administrador Municipal, presento un anteproyecto del presupuesto para la utilización de la partida de descentralización, el cual fue sometido a estudio y aprobado por el pleno del HONORABLE CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA MESA, y en conocimiento que el Alcalde como administrador del Fondo de Aportes de Bienes Inmuebles (IBI), tiene la facultad de ejercer cambios de proyectos conforme al procedimiento establecido, procede a cambiar los títulos de los proyectos aprobados por necesidad social en el área.
- Que se realiza únicamente cambio de nombre de Proyecto en el Corregimiento de La Mesa y Llano Grande, Distrito de La Mesa, Provincia de Veraguas, de acuerdo con lo que establece la Ley 66 del 29 de octubre de 2015, que modifica la ley 37 del 29 de junio de 2009.
- Que, con el fin de garantizar la precisión técnica y la claridad geográfica del proyecto, resulta necesario ajustar la denominación oficial de los proyectos de electrificación, para que esta refleje estrictamente a las comunidades beneficiarias que serán intervenidas en la ejecución de la obra.



- Qué en cumplimiento con lo establecido en el artículo 112 – G, numeral 1 de la Ley 66 del 29 de octubre de 2015; debe contar con la aprobación de las tres cuartas partes (3/4) de los miembros del Concejo Municipal, por lo que es sometido a votación.



**ACUERDA:**

**ARTICULO PRIMERO: APROBAR** el cambio de nombre de los proyectos de corregimientos de La Mesa y Llano Grande del **ARTICULO SEGUNDO** del acuerdo municipal N°. 05 del 13 de septiembre de 2024.

**ARTICULO SEGUNDO:** El Proyecto se presentó así:

CORREGIMIENTO	NO. FICHA	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO
LA MESA	10	MEJORAMIENTO DE TENDIDO ELÉCTRICO EN LAS COMUNIDADES DE MONTE GRANDE, EL OTRO LADO, EL COCO, LOS BRAVOS, BOCA DE LOS RIOS Y LA BARTOLA, SEGUNDA ETAPA, CORREGIMIENTO DE LA MESA, DISTRITO DE LA MESA.	B/. 44,464.00
LLANO GRANDE	13	MEJORAMIENTO DE TENDIDO ELÉCTRICO EN LAS COMUNIDADES DE EL PINTO, LAS LOMAS Y RODEO, SEGUNDA ETAPA. CORREGIMIENTO DE LLANO GRANDE, DISTRITO DE LA MESA.	B/. 20,464.00

- Quedará de la siguiente manera:

CORREGIMIENTO	NO. FICHA	NOMBRE DEL PROYECTO	MONTO
LA MESA	10	MEJORAMIENTO DE TENDIDO ELÉCTRICO EN LAS COMUNIDADES DE MONTE GRANDE, EL OTRO LADO, EL COCO, CORREGIMIENTO DE LA MESA, DISTRITO DE LA MESA.	B/. 44,464.00
LLANO GRANDE	13	MEJORAMIENTO DE TENDIDO ELÉCTRICO EN LA COMUNIDAD DE RODEO, CORREGIMIENTO DE LLANO GRANDE, DISTRITO DE LA MESA.	B/. 20,464.00

**ARTICULO TERCERO: MANTENER** los nombres de los demás proyectos del **ARTICULO SEGUNDO** del acuerdo municipal N°. 05 del 13 de septiembre de 2024.

**ARTICULO CUARTO: MANTENER** los demás artículos del Acuerdo Municipal No. 05 del 13 de septiembre de 2024.

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

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Constitución Política de la República de Panamá, Ley 106 del 8 de octubre de 1973, reformada por la Ley 52 del 12 de diciembre de 1984, Ley 37 del 29 de junio de 2009, modificada por la Ley 66 del 29 de octubre de 2015 y Reglamentada por el Decreto Ejecutivo N° 10 del 6 de enero de 2017. Acuerdo municipal N°. 02 del 17 de abril de 2024, modificado por el Acuerdo municipal N°. 05 del 13 de septiembre de 2024.



PUBLIQUESE Y CUMPLASE.

CONCEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA MESA  
DESPACHO DEL PRESIDENTE DEL CONCEJO  
SANCIONADO

  
H.R. Emiliano Santos  
Presidente del Concejo Municipal.



  
Mireya Rodríguez  
Secretaria del Concejo Municipal

ALCALDIA MUNICIPAL DEL DISTRITO DE LA MESA  
DESPACHO DEL ALCALDE  
SANCIONADO



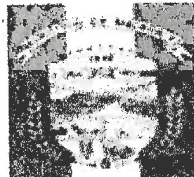
Lcdo. José Tristán A.  
Alcalde Municipal





Irasema Rosales  
Secretaria Municipal





*Consejo Municipal de Macaracas*  
*Distrito de Macaracas, Provincia de Los Santos*



**ACUERDO MUNICIPAL NÚMERO CUATRO (No. 4)**  
De 16 de abril de 2026.

Por el cual se adjudica a título oneroso, un lote de terreno municipal, a favor de Jorge Luís Domínguez Vásquez, cedulaado con el número 7-706-196.

**EL CONSEJO MUNICIPAL DEL DISTRITO DE MACARACAS**  
En uso de sus facultades legales, y

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con el artículo 246 de la Constitución, la Ley 106 de 1973, y la Ley 55 de 1973, constituye fuente de ingresos municipal, los derechos sobre el producto de sus áreas o ejidos, lo mismo que de sus bienes propios.

Que la Ley 106 de 1973, modificada por la Ley 52, de 12 de diciembre de 1984, faculta a los Municipios para reglamentar el uso, arrendamiento, venta y adjudicación de lotes y tierras municipales.

Que el señor Jorge Luís Domínguez Vásquez, cedulaado con el número 7-706-196, con domicilio actual en el Corregimiento de Llano de Piedra, Distrito de Macaracas, Provincia de Los Santos; solicitó mediante memorial fechado 25 de marzo de 2022, la adjudicación definitiva a título oneroso, de un lote de terreno, que forma parte del Folio Real No. 8909, Tomo 1377, Folio 466, propiedad del Municipio de Macaracas, ubicado en el corregimiento de Llano de Piedra, distrito de Macaracas, provincia de Los Santos, con una superficie de 0 Has + 406.35 M<sup>2</sup>.

Que el solicitante ha pagado el precio del lote de tierra solicitado, mediante recibo número 169230 de 30 de julio de 2025.

Que corresponde a los Consejos Municipales, regular la vida jurídica de los Municipios, según lo determina la Ley del Régimen Municipal

**ACUERDA:**

**Artículo Primero:** Adjudicar definitivamente a título de propiedad, a favor del señor Jorge Luís Domínguez Vásquez, cedulaado con el número: 7-706-196, un lote de terreno que será segregado del Folio Real 8909, inscrito en el Registro Público al Tomo 1377, Folio 466, en la Provincia de Los Santos, propiedad del Municipio de Macaracas, ubicado en el corregimiento de Llano de Piedra, distrito de Macaracas, provincia de Los Santos, con una superficie de 0 Has + 406.35 M<sup>2</sup> y localizado dentro de los colindantes siguientes:

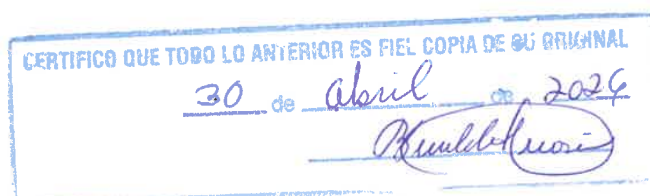
Norte: Folio Real No. 41099, Documento 1412706, Código de Ubicación 7309, propiedad de Eleida Rosa Domínguez de Quintero y otro.

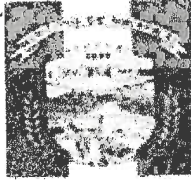
Sur: Resto Libre Folio Real 8909, Tomo 1377, Folio 466 propiedad del Municipio de Macaracas, ocupado por Rubia Elizabeth Rodríguez Samaniego.

Este: Servidumbre de quebrada a 3.00 metros de borde del talud.

Oeste: Con la calle Jesús Nazareno.

**Artículo Segundo:** Se aprueba la segregación del lote mencionado del Folio Real No. 8909 de propiedad del Municipio de Macaracas, ubicado en el corregimiento de Llano de Piedra, distrito de Macaracas, provincia de Los Santos, cuyas medidas y linderos se describen en el artículo primero del presente Acuerdo, por el precio que establece el Acuerdo Municipal, número 54, de 2 de diciembre de 2010.





*Consejo Municipal de Macaracas*  
*Distrito de Macaracas, Provincia de Los Santos*

**ACUERDO MUNICIPAL NÚMERO CUATRO (No. 4)**

De 16 de abril de 2026

-2-

**Artículo Tercero:** Facultar, como en efecto se faculta, al Alcalde del Distrito de Macaracas, para que, en nombre y representación del Municipio de Macaracas, firme la resolución de adjudicación a favor de la ocupante.

**Artículo Cuarto:** Este Acuerdo Municipal rige a partir de su promulgación.

Dado en la sede del Consejo Municipal de Macaracas, el día dieciséis (16) del mes de abril de 2026.

**HC. Ramón Rodríguez Solís**  
Presidente

**Licda. Benilda Chávez de Nicosia**  
Secretaria



**SANCIONADO POR EL HONORABLE ALCALDE DEL DISTRITO DE MACARACAS**

HOY 24 DE Abril DE 2026

**Licdo. Eliécer B. Cortés Castro**  
Alcalde

**Téc. Chantal A. Hidalgo Nieto**  
Secretaria



CERTIFICO QUE TODO LO ANTERIOR ES FIEL COPIA DE SU ORIGINAL  
30 de abril de 2024

