



## ACUERDO DE JUNTA DIRECTIVA DEL EOR Acuerdo 2-2023-5-2

El suscrito secretario de la Junta Directiva del Ente Operador Regional (EOR), Juan Carlos Guevara Jiménez, por este medio **CERTIFICA:**

Que en Sesión Ordinaria de Junta Directiva del Ente Operador Regional No. 02-2023, celebrada en la ciudad de Guatemala, República de Guatemala, el día veintitrés (23) de febrero de dos mil veintitrés (2023), mediante acuerdo 2-2023-5-2, la Junta Directiva del EOR aprobó la actualización de la **"Guía de restablecimiento ante eventos en el SER"**, por lo que, para todos sus efectos jurídicos su contenido se consigna literalmente, en el orden siguiente:

### GUÍA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL EN COORDINACIÓN CON LOS OS/OM

## Contenido

I. CONSIDERANDO .....	2
II. GUÍA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL EN COORDINACIÓN CON LOS OS/OM .....	4
1. PROPOSITO.....	4
2. ALCANCES .....	4
3. ROL Y RESPONSABILIDADES .....	4
4. ESQUEMA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL .....	5
4.1 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN .....	5
4.2 PREPARACIÓN DE LAS CONDICIONES DE RESTABLECIMIENTO .....	6
4.3 MANIOBRAS DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL .....	8
4.4 NORMALIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL .....	8
5. VIGENCIA.....	9
6. GLOSARIO.....	9





## I. CONSIDERANDO

Que de conformidad al artículo 28, inciso b) del Tratado Marco, el Ente Operador Regional debe: "Asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico, procurando alcanzar niveles adecuados de seguridad, calidad y confiabilidad".

Que el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER) establece disposiciones relacionadas con el restablecimiento a un estado operativo normal del Sistema Eléctrico Regional (SER) cuando este, por diversos motivos, haya pasado o se encuentre en un estado operativo de emergencia, se citan, a continuación, los artículos del RMER que en esta guía se atienden:

"Toda maniobra deberá ser informada al centro de control del EOR, en los instantes previos a su ejecución, por el centro de control del Operador del Sistema/Operador del Mercado (OS/OM) donde se hace la maniobra. Así mismo, una vez realizada la maniobra, el centro de control del OS/OM responsable confirmará lo realizado al centro de control del EOR". Art. 5.17.10.4. Libro II del RMER.

"Las maniobras de las instalaciones de la Red de Transmisión Regional (RTR) para tareas de mantenimiento, de conexión de nuevas instalaciones o durante el restablecimiento luego de un evento, deberán ser coordinadas por el EOR con los centros de control de los OS/OMS. Siempre que se necesite ejecutar maniobras en uno de los sistemas nacionales que afecten directa o indirectamente a la RTR, el OS/OM de dicho sistema deberá informar sobre esta situación al EOR quien lo informará a los otros OS/OMS afectados. Art. 5.17.10.3. Libro II del RMER.

"Cuando en algún sistema nacional se produzca una perturbación que afecte al SER, una consideración primaria deberá ser mantener en lo posible la operación interconectada, permitiendo así prestar la máxima asistencia al área o áreas de control en estado de emergencia". Art. 5.17.9.2. Libro II del RMER.

El RMER define como Estado Operativo de Emergencia a: "Cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de seguridad, calidad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones". Art. 5.17.8.1, inciso c). Libro II del RMER.

"[...] Si un OS/OM determina de manera objetiva que permanecer interconectado representa un peligro para la seguridad de su operación, podrá coordinar con el EOR las acciones que considere necesarias para su propia protección". Art. 5.17.9.1. Libro II del RMER.

"El OS/OM del área de control que experimenta la emergencia deberá en el menor plazo posible, tomar las medidas necesarias para equilibrar su generación con su demanda. El uso de reserva implícita en la reducción de frecuencia será sólo temporal y deberá ser restablecida prontamente para que el SER esté listo para enfrentar la próxima contingencia". Art. 5.17.9.3. Libro II del RMER.





"En caso de darse una condición de cero voltajes en un área de control o parte de ella, y ésta solicite el apoyo de las áreas de control vecinas para el restablecimiento, el OS/OM coordinará a través del EOR la prestación del apoyo mediante la energización de las líneas de interconexión respectivas". Art. 7.2.5.2. Libro III del RMER.

"Cada OS/OM en sus respectivas áreas de control deberá contar con sus propias facilidades de arranque en negro. Dichos recursos serán considerados en las guías de restablecimiento." 7.2.5.1 Libro III del RMER.

"Cada OS/OM reportará al EOR los equipos disponibles de arranque en negro en cada área de control, para ser considerados en la guía regional de restablecimiento que elabora el EOR en el marco de los estudios de seguridad operativa." Art 7.2.5.5 Libro III del RMER.

"El o los OS/OM del área o áreas de control donde ocurra un evento serán los únicos responsables ante el EOR respecto de la entrega de información y datos necesarios para un total esclarecimiento de las causas del evento, debiendo éstos a su vez obtener la información necesaria de los Agentes de sus respectivos sistemas". Art. 5.5.2.1. Libro II RMER.

"En el caso que ocurran pérdidas totales de generación y carga en una o más áreas del SER que están vinculadas por medio de la RTR, cada OS/OM en coordinación con el EOR y con sus respectivos Agentes procederá a restablecer su propia red y lograr el balance entre generación y demanda en forma prioritaria. Los OS/OM coordinarán con el EOR las operaciones de sincronización de sus redes hasta integrar completamente la RTR. El EOR será el encargado de supervisar continuamente el proceso de restablecimiento de la RTR". Artículo 5.5.9.4. Libro III RMER.

Basados en los considerandos anteriores, se establece la guía que a continuación se detalla:





## **II. GUÍA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL EN COORDINACIÓN CON LOS OS/OM**

### **1. PROPOSITO**

La presente guía tiene por objeto establecer el procedimiento, las responsabilidades y las acciones de coordinación operativa que se deben efectuar entre el EOR y los OS/OM, ante un estado operativo de emergencia del Sistema Eléctrico Regional, para restablecerlo a una condición de estado operativo normal, reduciendo al mínimo el impacto social y económico en América Central, según lo establecido en la regulación regional.

### **2. ALCANCES**

- 2.1 Esta guía será aplicada ante cualquier situación anormal del SER, que resulte de una contingencia, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño del RMER, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.
- 2.2 Establecer los procedimientos de cumplimiento obligatorio para el EOR y los OS/OM, para el restablecimiento.
- 2.3 Definir las coordinaciones necesarias en la Red de Transmisión Regional (RTR), incluyendo los enlaces extra regionales durante el restablecimiento al estado operativo normal del SER.
- 2.4 Delimitar el rol y las responsabilidades tanto para el EOR como para los OS/OM, definir los criterios y estrategias de restablecimiento, así como el proceso de intercambio de información, necesarios para llevar al SER de un estado operativo de emergencia a un estado operativo normal.

### **3. ROL Y RESPONSABILIDADES**

- 3.1 Es responsabilidad del EOR definir un plan de restablecimiento con base en las guías correspondientes acordadas entre el EOR y los OS/OM, como parte de los resultados de los estudios de seguridad operativa efectuados por el EOR.
- 3.2 La presente guía y los planes de restablecimiento nacionales ante eventos en el sistema eléctrico nacional, tienen que ser actualizado por el EOR en coordinación con los OS/OM al menos una vez al año, o cada vez que se dé un cambio topológico relevante en la red





del SER, cambio de unidad de generación en negro o en los procedimientos que afecte la aplicación de los mismos.

- 3.3 Ante un estado de emergencia en el SER, el EOR es el encargado de ejecutar y supervisar la aplicación de la presente guía por parte de los OS/OM.
- 3.4 Dentro de la estructura jerárquica descentralizada, en la operación técnica del Mercado Eléctrico Regional (MER), el EOR es el responsable de coordinar la operación del MER y supervisar la operación de la RTR de los seis países que la componen, mientras que los OS/OM son responsables de la coordinación de la operación de cada uno de sus países.
- 3.5 El EOR debe coordinar capacitaciones y/o talleres de entrenamiento en conjunto con los OS/OM cada año, para asegurar el conocimiento de esta guía de restablecimiento o procedimientos operativos asociados.
- 3.6 Cada OS/OM debe de disponer de un plan de restablecimiento actualizado para enfrentar eventos en su sistema eléctrico, el cual debe considerar la integración con el EOR, para asegurar que la operación del SER sea realizada con criterios de calidad, seguridad y desempeño vigentes. Este plan deberá ser del conocimiento de todos los operadores en su Centros de Control principal y redundante, personal de subestaciones encargado de maniobras con interruptores.
- 3.7 El plan de restablecimiento elaborado por los OS/OM incluirán información relevante dentro de un formato estandarizado identificando procesos, rutas de inicio y final del restablecimiento, así como unidades disponibles para el arranque en negro, de acuerdo al anexo I de este documento.

## **4. ESQUEMA DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL**

### **4.1 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN**

- 4.1.1 Para el intercambio de información operativa entre el EOR y los OS/OM, se deberán usar los canales oficiales de comunicación de datos, voz y correo electrónico establecidos. Esta comunicación debe efectuarse de manera bidireccional entre el personal asignado a la operación en tiempo real encargado del restablecimiento.
- 4.1.2 Cuando el sistema eléctrico de un país registre la ocurrencia de un evento que afecte la operación estable del SER, el OS/OM responsable informará a la brevedad posible al EOR la ocurrencia del mismo, y este informará el estado del SER al resto de los OS/OM.



- 4.1.3 Los OS/OM informarán al EOR todo estado de emergencia en su sistema que afecte al SER, a las transacciones programadas, a los criterios de calidad y seguridad del resto del SER.
- 4.1.4 Durante el restablecimiento siempre que se necesite ejecutar maniobras en uno de los sistemas nacionales que afecten directa o indirectamente a la RTR, el OS/OM responsable deberá informar sobre dicha situación al EOR, el cual lo informará al resto de los OS/OM afectados.
- 4.1.5 Cuando el EOR identifique la pérdida de los canales de comunicación oficiales con un OS/OM, el EOR podrá emitir las instrucciones operativas mediante un segundo OS/OM. Los OS/OM deberán informar que las instrucciones han sido recibidas en el menor tiempo posible al EOR.

## **4.2 PREPARACIÓN DE LAS CONDICIONES DE RESTABLECIMIENTO**

### **4.2.1 Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM)**

Los OS/OM que registren desconexiones de múltiples equipos que produzcan cambio en el estado operativo de normal a emergencia, deberán realizar, dentro de su Área de Control, las siguientes acciones de preparación de red:

- 4.2.1.1 Identificar e informar al EOR, de manera preliminar, la dimensión de la falla y la probable ubicación en su área de control.
- 4.2.1.2 Identificar las subestaciones de la RTR en las cuales se verifique ausencia total de voltaje y la formación de islas eléctricas.
- 4.2.1.3 El OS/OM en estado de emergencia, previo al inicio del restablecimiento de su área de control, deberá consultar al EOR el estado del SER.
- 4.2.1.4 Ordenar las maniobras necesarias (apertura o cierre de interruptores, seccionadores etc.) con la finalidad de preparar su sistema de transmisión para el inicio del restablecimiento.
- 4.2.1.5 En caso de presentarse ausencia total de voltaje en un área de control, cada OS/OM procederá según su plan nacional de restablecimiento e informará al EOR el inicio del mismo.



- 4.2.1.6 Todo OS/OM que dentro de su área de control registre operación de cualquier esquema de control automático o suplementario, y que afecte la operación regional, deberá informar al EOR su actuación y las consecuencias de esta operación.
- 4.2.1.7 El OS/OM que por condiciones técnicas pueda interconectarse con áreas de control externas al SER, mediante enlaces extra regionales, deberá coordinar con el EOR su sincronización. Dichas maniobras deberán efectuarse en coordinación entre el OS/OM y el área que conecta dicho enlace.
- 4.2.1.8 El OS/OM que se encuentre en el proceso de restablecimiento podrá solicitar y coordinar con el EOR una contribución de emergencia (potencia activa y reactiva) con otras áreas de control, siempre y cuando estas estén en condiciones técnicas y operativas para proporcionar ayuda y no se deterioren los criterios de seguridad del SER.

#### **4.2.2 Ente Operador Regional**

El EOR, como encargado de dirigir y coordinar la operación técnica del SER con criterio técnico y económico de acuerdo con la regulación regional deberá, en primera instancia:

- 4.2.2.1 Identificar el estado del Sistema Eléctrico Regional y las áreas de control afectadas con la información recibida del SCADA y la proporcionada por el o los OS/OM.
- 4.2.2.2 Declarar y notificar a los OS/OM el estado de operación del SER, de manera clara y concisa a la brevedad posible, así como de las acciones inmediatas que se deberán ejecutar para mantener el nivel de seguridad requerido.
- 4.2.2.3 El EOR, con la información recibida y observada en la red eléctrica, podrá ordenar la suspensión o modificación de intercambios programados entre áreas de control, con el fin de lograr el balance carga-generación entre áreas conectadas.
- 4.2.2.4 El EOR deberá indicar la nueva consigna de transferencia de potencia activa entre áreas de control, en caso de identificar la presencia de islas eléctricas o cambio en la topología dentro de la red regional, con el fin de mantener el control de frecuencia entre las islas formadas. Estas consignas deben ser claras y concisas.



### **4.3 MANIOBRAS DE RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL**

#### **4.3.1 Operadores de Sistema y Mercado (OS/OM)**

4.3.1.1 Los OS/OM coordinarán con los agentes de cada país las maniobras a su cargo, según el plan definido con el EOR.

4.3.1.2 Una vez concluido el proceso de restablecimiento por un área de control, el OS/OM informará al EOR la finalización del mismo.

#### **4.3.2 Ente Operador Regional**

4.3.2.1 El EOR informará a todas las áreas de control el estado del SER, e indicará el inicio de las maniobras de restablecimiento.

4.3.2.2 El EOR será el encargado de supervisar continuamente el proceso de restablecimiento de la RTR.

4.3.2.3 El EOR en coordinación con los OS/OM, verificará las condiciones óptimas de cierre de las interconexiones y posteriormente, instruirá el sincronismo entre áreas de control.

4.3.2.4 El EOR podrá ordenar la suspensión o modificación de intercambios programados entre áreas de control, con el fin de asistir al área o áreas de control en estado de emergencia.

### **4.4 NORMALIZACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL**

4.4.1 El o los OS/OM deberá informar al EOR la hora en la que su área de control se considera en estado de operación normal.

4.4.2 El EOR informará a los OS/OM la normalización del estado operativo del SER.

4.4.3 El EOR coordinará con los OS/OM el restablecimiento de los programas de intercambios de energía entre áreas de control.

4.4.4 Los OS/OM podrán solicitar modificación a los programas de intercambios por medio de un redespacho, como resultado de las nuevas condiciones de su área de control.





## 5. VIGENCIA

Esta Guía entrará en vigencia a partir del 08 de marzo de 2023 y será notificada y publicada en el portal web del EOR.

## 6. GLOSARIO

### **Área de control**

Conjunto de plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución y demandas que son coordinadas o controladas desde un mismo centro de control el cual supervisa el balance carga-generación de dicho conjunto.

### **Arranque en negro**

Capacidad de una unidad generadora de alcanzar una condición operativa a partir de un paro total sin la ayuda de la red eléctrica externa.

### **Centro de control**

Sitio donde se coordina, controla y supervisa la operación de un área de control o subconjunto de la misma.

### **Centro de despacho**

Sitio donde se coordina, controla y supervisa la operación de un área de control y además se vigila el balance carga-generación de la misma, así como los compromisos con otras Áreas de Control.

### **Confiabilidad**

Medida del grado de continuidad con que se presta el servicio de energía eléctrica.

### **Contingencia**

Falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico. Una contingencia también puede incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de estos.

### **CRCT**

Centro Regional de Coordinación de Transacciones.

### **Criterios de calidad, seguridad y desempeño**

Conjunto de requisitos técnicos mínimos con los que se debe operar el sistema eléctrico regional en condiciones normales y de emergencia, a fin de asegurar que la energía eléctrica suministrada en el MER sea adecuada para su uso en los equipos eléctricos de los usuarios finales; que se mantenga una operación estable y se limiten las consecuencias





que se deriven de la ocurrencia de contingencias; que se mantenga el balance carga-generación en cada área de control, cumpliendo con los intercambios programados y, a la vez, contribuyendo a la regulación regional de la frecuencia.

### **EOR Ente Operador Regional**

Entidad creada por el Tratado Marco como partes de los Organismos Regionales con el objeto de cumplir de manera transparente y eficiente los objetivos y funciones establecidos en la Regulación Regional.

### **Esquemas de control suplementario**

Desconexión automática de carga, generación o elementos de transmisión, que opera como consecuencia de la ocurrencia de contingencias en el SER.

### **Estado operativo de emergencia**

Cualquier condición anormal del SER que resulta de una contingencia a nivel nacional o en el SER, durante la cual el sistema opera fuera de los límites establecidos en los criterios de calidad, seguridad y desempeño, representando peligro para la vida de las personas o para las instalaciones.

### **Estado operativo normal**

Estado del SER en que opera dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos en el Libro II del RMER.

### **Indisponibilidad**

Se considera que un elemento de la RTR está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

### **Isla eléctrica**

Es un sistema eléctrico autónomo compuesto de generación, carga y sistema de protección derivado de una separación de la red de transmisión principal, que deberá permitir el sincronismo con el resto del sistema.

### **Mantenimiento**

Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación de la RTR para mantener o restaurar sus condiciones de operación.

### **Mantenimiento programado**

Mantenimiento planeado con anticipación y cuya realización se coordina a nivel regional.

### **Operadores del Sistema / Operadores del Mercado, OS/OM**

Entidades encargadas en cada país de la operación de los sistemas y/o de la administración de los mercados nacionales.





### **Red de transmisión regional (RTR)**

Es el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, prestando el Servicio de Transmisión Regional.

### **SCADA**

Supervisory Control and Adquisition Data System (Sistema de Control Supervisorio y de Adquisición de Datos).

### **Sistema Eléctrico Regional (SER)**

Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los países miembros.





### III. ANEXO I: FORMATO ESTANDAR PARA PRESENTACIÓN DEL PLAN DE RESTABLECIMIENTO

<hr/> <b>Elaborado por:</b>	<hr/> <b>Revisado por:</b>	<hr/> <b>Autorizado por:</b>
--------------------------------	-------------------------------	---------------------------------





## HOJA DE CONTROL DE CAMBIOS

FECHA	EDICIÓN/REVISIÓN	PUNTO	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO

<b>1. OBJETIVO</b>	<p>El objetivo del plan de restablecimiento es permitir la reconstrucción el sistema en el menor tiempo posible considerando que su proceso debe contar con un alto nivel de seguridad flexibilidad estabilidad y con el menor impacto a la población, es decir identificando prioridades dentro del proceso de recuperación de la carga.</p>		
<b>2. ALCANCE</b>	<p>Este plan está diseñado como guía de identificación de rutas a utilizar por cada una de las áreas de control para reducir incertidumbre en los procesos de restablecimiento de cada área de control dentro de la integración eléctrica regional.</p>		
<b>3. DEFINICIONES O GLOSARIO</b>	Termino 1	Definición	
	Término 2	Definición	
	Término...n	Definición	
<b>4. DOCUMENTOS O REFERENCIAS</b>	Descripción de guías, protocolos o normas utilizadas o referenciadas en el plan de restablecimiento.		
	Documento 1	Descripción	
	Documento 2	Descripción	
<b>5. RESPONSABILIDADES</b>	Documento...n	Descripción	
	Dentro de este plan de restablecimiento están involucrados todo el personal técnico responsable de la operación técnica, tanto los agentes transmisores, generadores, distribuidores y operadores de la red interconectada.		
	Responsable 1	Descripción de la acción a tomar	
	Responsable 2	Descripción de la acción a tomar	
	Responsable ...n	Descripción de la acción a tomar	



**6. DESARROLLO DEL PLAN**

Se incluirá una descripción de cómo se cumplirán todos los procedimientos establecidos para cumplir con los requisitos de recuperación de su red eléctrica troncal.

**6.1 FACTORES CLAVE PARA INCLUIR EL PLAN DE RESTABLECIMIENTO**

**Identificación del estado de emergencia:** Identificación del estado de la red y sus características en el momento previo a iniciar su proceso de restauración, declaración del estado de su sistema y comunicación a los involucrados.

**Definición de la estrategia de la restauración:** Detallar las estrategias de restablecimiento, identificando las posibles rutas dentro del proceso. Dentro de las estrategias dentro del plan pueden considerarse tres opciones:

- 1. De abajo hacia arriba:** implica iniciar su proceso de restablecimiento considerando las características propias del área de control de manera autónoma es decir mediante la identificación de islas y arranque en negro.
- 2. De arriba hacia abajo:** implica iniciar su proceso de restablecimiento identificando puntos clave de sincronismo con áreas con control vecinas o adyacentes, llevando tensión a plantas propias para iniciar su restablecimiento, debido a que no se cuenta en ese momento con disponibilidad de arranque en negro
- 3. Combinación:** dadas las circunstancias del evento y las condiciones topológicas, implica la combinación de estrategias arriba descritas.

Es importante esta definición, ya que al optar por las opciones 2 y 3, debe existir coordinación entre el área afectada, el EOR y las áreas vecinas.

**Identificación de islas eléctricas, rutas críticas y/o apoyos externos por medio de interconexiones:** Se proveerá la información relevante de las opciones para iniciar el restablecimiento:

Nombre de isla o ruta	Prioridad isla	Planta de Arranque en Negro o a energizar	Potencia Nominal	Carga estabilizadora	Subestaciones a Energizar	Islas Sincronizar	para
ABC	1	CHX	50	RIO NEGRO	PAN, PGR, LVA, SNJ	1-2	
XYZ	2	LOC	100	RIO AZUL	PLE, RCA, LME	2-3	
Interconexión 1	3	AGU	29	LVG	LAA	N/A	

**6.2 DEFINICIÓN DE LAS ISLAS ELÉCTRICAS 1**

Estado de disyuntores, abiertos o cerrados, antes del inicio de la construcción de una trayectoria de arranque, mostrada en un diagrama unifilar.

**Consideraciones Generales**

- Anexas al diagrama unifilar que identifica el estado de preparación de la red tomando en cuenta que esta información es indicativa, dado que su ejecución o desvío de la ruta de restablecimiento dependerán de las condiciones de ubicación de los orígenes de las fallas dentro de cada área de control.
- Considerar que los procesos de restablecimiento pueden identificar más de una isla y no necesariamente puede fácilmente estructurarse bajo este formato, pero recomendamos se mantenga un estándar para comprensión operativa del plan.

**UNIDADES DISPONIBLES PARA ARRANQUE EN NEGRO ISLA 1**

Nombre	Unidades	MW/MVAR	Rampa MW/Min	Nodo de carga directa o estabilizadora	Fecha de última prueba de arranque en negro

**DIAGRAMAS REPRESENTATIVOS DE LAS RUTAS DE ARRANQUE:**

Estos diagramas deben incluir la topología, los componentes del sistema de potencia y las subestaciones que se energizarán.




**DEFINICIÓN DE LAS  
DISTINTAS ISLAS  
ELECTRICAS**

**ISLA ELECTRICA 2**

Estado de disyuntores, abiertos o cerrados, antes del inicio de la construcción de una trayectoria de arranque, mostrada en un diagrama unifilar.

Consideraciones Generales

- Anexar el diagrama unifilar que identifica el estado de preparación de la red tomando en cuenta que esta información es indicativa, dado que su ejecución o desvío de la ruta de restablecimiento dependerán de las condiciones de ubicación de los orígenes de las fallas dentro de cada área de control.
- Considerar que los procesos de restablecimiento pueden identificar más de una isla y no necesariamente puede fácilmente estructurarse bajo este formato, pero recomendamos se mantenga un estándar para comprensión operativa del plan.

**UNIDADES DISPONIBLES PARA ARRANQUE EN NEGRO ISLA 2**

Nombre	Unidades	MW/MVAR	Rampa MW/Min	Nodo de carga directa o estabilizadora	Fecha de última prueba de arranque en negro

**DIAGRAMAS REPRESENTATIVOS DE LAS RUTAS DE ARRANQUE ISLA ELECTRICA 2:**

Estos diagramas deben incluir la topología, los componentes del sistema de potencia y las subestaciones que se energizaran.



**DEFINICIÓN DE LAS  
DISTINTAS ISLAS  
ELECTRICAS**

**INTERCONEXIÓN 1**

Estado de disyuntores, abiertos o cerrados, antes del inicio de la construcción de una trayectoria de arranque, mostrada en un diagrama unifilar.

**Consideraciones Generales**

- Anexar el diagrama unifilar que identifica el estado de preparación de la red tomando en cuenta que esta información es indicativa, dado que su ejecución o desvío de la ruta de restablecimiento dependerán de las condiciones de ubicación de los orígenes de las fallas dentro de cada área de control.
- Considerar que los procesos de restablecimiento pueden identificar más de una isla y no necesariamente puede fácilmente estructurarse bajo este formato, pero recomendamos se mantenga un estándar para comprensión operativa del plan.

**UNIDADES DISPONIBLES PARA ENERGIZAR POR MEDIO DE INTERCONEXIÓN**

Nombre	Unidades	MW/MVAR	Rampa MW/Min	Nodo de carga directa o estabilizadora	Tiempo aproximado de arranque

**DIAGRAMAS REPRESENTATIVOS DE LAS RUTAS DE ARRANQUE:**

Estos diagramas deben incluir la topología, los componentes del sistema de potencia y las subestaciones que se energizaran.



Y para los usos que se estime conveniente, extendiendo la presente certificación que consta de 18 folios, en la ciudad de San Salvador, República de El Salvador, a los dos (02) días del mes de marzo de dos mil vientes (2023).

Ingeniero Juan Carlos Guevara Jiménez

**Secretario**

**Junta Directiva**

**Ente Operador Regional**