

P.T.4: INGRESO DE NUEVOS GRANDES USUARIOS MAYORES, DISTRIBUIDORES, GENERADORES, AUTOGENERADORES Y COGENERADORES AL MEM

1. CAPÍTULO I - INGRESO DE NUEVOS DISTRIBUIDORES Y GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA)

1.1. OBJETO Y ALCANCE

El objeto del presente Capítulo es definir la forma y plazos de presentación de los datos e información necesarias para el ingreso y la administración de las transacciones económicas de los Distribuidores y los Grandes Usuarios Mayores en el MEM y definir los requerimientos técnicos relativos a las instalaciones con que deben contar los mismos.

Los datos e información a que se hace referencia en el párrafo anterior se limitan a los que debe enviar, a CAMMESA, el postulante a convertirse en Agente para la verificación de las condiciones de ingreso y de administración.

Los requerimientos reglamentarios y de información que debe cumplir el futuro Agente para solicitar a la Secretaría de Energía su ingreso al MEM están definidos en el Anexo 17 de Los Procedimientos y no forman parte del presente PT.

El presente Capítulo es de aplicación a todo Distribuidor y Gran Usuario Mayor (GUMA) que solicite su ingreso al MEM.

1.2. CARÁCTER DE LA INFORMACIÓN A SUMINISTRAR

La información requerida, que CAMMESA debe verificar en cumplimiento de la normativa en vigor para la administración de las transacciones y despacho en el MEM, reviste el carácter de declaración jurada.

1.3. REQUISITOS PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LAS TRANSACCIONES EN EL MEM

1.3.1. DATOS COMERCIALES (LEGALES E IMPOSITIVOS):

- Razón o denominación social y nombre comercial (sí corresponde)
- Para los GUMA la identificación de la planta o suministro para la cual requiere su habilitación.
- Domicilio legal, números de teléfono, fax, y dirección de correo electrónico
- Domicilio comercial, para ser indicado en la facturación, números de teléfono, fax y dirección de correo electrónico
- Representantes habilitados para actuar ante CAMMESA. (para la representación legal, en caso de no ser el presidente de la empresa, adjuntar copia del poder que le otorga facultades suficientes).
- Constancia del N° de CUIT (formulario de constancia de inscripción en vigencia, firmado por apoderado de la firma)
- Constancia de la situación fiscal frente a la R.G. 18/97 (agente de retención del IVA)
- Constancia para la no retención del impuesto a las ganancias (art. 28 de la R.G. 2784) o de encontrarse comprendidos dentro del régimen especial de pagos a cuenta establecidos por la R.G.2793, en caso de corresponder.

Para los Grandes Usuarios (GUMA) se requiere adicionalmente:

- Constancia de haber firmado un Contrato de Abastecimiento o Acuerdo de Comercialización de Demanda que cumpla con lo establecido en el punto 2 del anexo 17 de los procedimientos.
- Documentación que avale la integración del depósito de garantía cuando corresponda.

Cuando CAMMESA encuentre inconvenientes en la administración de los contratos suscriptos, o cuando le sea solicitado por autoridad competente, podrá requerir la entrega de una copia certificada de los mismos. El Agente deberá presentar la copia solicitada dentro de las 48 horas de realizado el requerimiento.

1.3.2. DATOS REQUERIDOS PARA LA BASE DE DATOS DEL SISTEMA

Los aspirantes a convertirse en Distribuidores deberán presentar la información requerida para la formación de la Base de Datos del Sistema según lo establecido en el punto 1.2. del Anexo 1 de Los Procedimientos. Los mismos deberán ser enviados a CAMMESA previo al ingreso del Agente.

1.3.3. DATOS REQUERIDOS PARA EL BANCO NACIONAL DE PARÁMETROS

Los aspirantes a convertirse en Distribuidores deberán presentar la información requerida para la formación del Banco Nacional de Parámetros según lo establecido en el Anexo “A” de este PT. Los mismos deberán ser enviados a CAMMESA previo al ingreso del Agente.

1.3.4. DATOS REQUERIDOS PARA LA BASE DE DATOS ESTACIONAL

Los aspirantes a convertirse en Distribuidores o Grandes Usuarios Mayores deberán presentar la información requerida para la formación de la Base de Datos Estacional según lo establecido Capítulo 2 y en el Anexo 2 de Los Procedimientos.

A estos efectos CAMMESA suministrará el soporte informático donde el solicitante volcará los datos correspondientes.

1.4. REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES

1.4.1. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC)

Los GRANDES USUARIOS MAYORES (GUMA) cuentan para implementar el Sistema de Medición SMEC con un plazo de SESENTA (60) días para instalaciones en Media Tensión y CIENTO VEINTE (120) días para instalaciones de Alta Tensión (mayores o iguales a 132 kV) a partir de su ingreso al MEM. Durante esta etapa transitoria deberán contar con instrumental de medición que les permita conformar los datos cada QUINCE MINUTOS (15'), y enviarlos al OED de acuerdo a lo definido en el Procedimiento Técnico N° 3 (SMEC – PROCEDIMIENTO DE RECOLECCION DE DATOS EN EMERGENCIA)

Los Distribuidores deben contar con el Sistema de Medición Comercial (SMEC) habilitado, a la fecha de ingreso al MEM.

Cada GUMA será responsable de la instalación, verificación y mantenimiento del equipamiento de medición de potencia activa en sus nodos de consumo, conforme lo establecido en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS para el Sistema de Medición Comercial (SMEC).

En lo referente a la habilitación del SMEC del, o los nodos, los pasos necesarios están definidos en el PT N° 2 (HABILITACION PARA USO COMERCIAL DE INSTALACIONES DE MEDICIÓN EN NODOS DEL MEM)

De no cumplir el Agente con la instalación del SMEC en los tiempos mencionados serán aplicables las penalidades establecidas en el punto 7 del Anexo 24 de Los Procedimientos.

1.4.2. EQUIPOS DE MANIOBRA Y PROTECCIÓN

Cada conexión entre un Distribuidor o GUMA con el Transportista o PAFTT deberá contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico.

El tiempo máximo para despeje de fallas que ocurran en los equipos del Distribuidor o GUMA y para las que ocurran en el SISTEMA DE TRANSPORTE deberá ser acordado en forma previa a la conexión.

El ajuste de los relés y de las protecciones del GUMA o del DISTRIBUIDOR en el área próxima al punto de conexión deberá estar coordinado con la TRANSPORTISTA o PAFTT antes de la conexión. El GUMA o Distribuidor deberá presentar los estudios de coordinación de sus protecciones en respuesta a los requerimientos que defina el TRANSPORTISTA o PAFTT.

Deberá dejarse constancia en un acta de toda la información usada, la descripción y resultados de las tareas y pruebas efectuadas para la coordinación de las protecciones y requerimiento de las protecciones de respaldo ante fallas en el sistema de transporte, así como de los ajustes convenidos entre el GUMA o el

Distribuidor y la TRANSPORTISTA o PAFTT. Este documento se denominará Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Diseño y Prueba de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE.

El acta deberá contener lo siguiente:

1. Listado de las protecciones incluidas en los análisis y estudios de coordinación de protecciones,
2. Descripción del diseño de cada uno de los automatismos requeridos por el Acceso
3. Listado de la documentación técnica usada para efectuar los análisis y estudios de coordinación de las protecciones y el diseño y prueba de los automatismos.
4. Listado de los estudios efectuados para coordinación de las protecciones con sus referencias (Nº, revisión, título, fecha, etc.).
5. Descripción de las pruebas requeridas por el Transportista o PAFTT para las protecciones y automatismos
6. Descripción de cada una de las pruebas efectuadas y los resultados obtenidos (incluye una breve descripción, los principales resultados y referencias al protocolo de la prueba, fecha, etc.),
7. Informe con la opinión del Transportista o PAFTT sobre las protecciones del GUMA o Distribuidor y los ajustes definidos para la coordinación de las mismas.

1.4.3. ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA

Cada GUMA o Distribuidor es responsable de la instalación, verificación y mantenimiento del esquema de alivio de carga según las características y ajustes definidos en el Anexo B de este PT. El Agente deberá tener en servicio el esquema de alivio de carga al momento de su ingreso al MEM.

1.5. PLAZOS DE PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El plazo establecido para la presentación a CAMMESA de la información solicitada es:

- Distribuidores. 90 días corridos antes de la fecha prevista de ingreso al MEM
- GUMA. La solicitud debe ser presentada a más tardar el último día hábil del penúltimo período trimestral anterior a aquel período trimestral en que pretende ingresar como agente del MEM.

1.6. VERIFICACIÓN DE LOS DATOS PRESENTADOS

CAMMESA informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENRE, en un plazo de QUINCE (15) días corridos contados desde la presentación en forma de la solicitud, si el solicitante cumple los requisitos exigidos en LOS PROCEDIMIENTOS para su ingreso y su administración en el MEM.

De no cumplir con los requisitos exigidos, CAMMESA informará al futuro Agente y a los Generadores con los cuales suscribió contratos.

1.7. INGRESO DEL NUEVO AGENTE AL MEM

CAMMESA incorporará al nuevo agente al MEM en la fecha y condiciones establecidas en la Resolución o Disposición de la SECRETARÍA DE ENERGÍA que autoriza el ingreso del mismo.

Si el solicitante accede al MEM, no por conexión directa con instalaciones eléctricas que forman parte del SADI, sino a través de instalaciones que están conectadas con ellas, o con instalaciones conectadas con estas últimas y la Resolución o Disposición de la SECRETARÍA DE ENERGÍA de ingreso no establece la forma de cálculo de los cargos a pagar por el GUMA o Distribuidor en concepto de servicio de la FUNCION TECNICA DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELECTRICA (FTT), se entenderá que ha llegado a un acuerdo, con la, o las empresas, o entes que exploten instalaciones a través de las cuales se vincula al SADI.

Una vez autorizado su ingreso como Agente del MEM, será obligación del mismo mantener todos sus datos actualizados.

1.8. ANEXOS Y PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS RELACIONADOS

- ANEXO 1- BASES DE DATOS DEL SISTEMA
- ANEXO 2 - BASE DE DATOS ESTACIONAL
- ANEXO 17 - INGRESO DE NUEVOS AGENTES AL MEM

- ANEXO 24.1 – NORMAS DEL SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL DEL MEM
- PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 2 - HABILITACION PARA USO COMERCIAL DE INSTALACIONES DE MEDICIÓN EN NODOS DEL MEM
- PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 3 - SMEC - PROCEDIMIENTO DE RECOLECCION DE DATOS EN EMERGENCIA

2. CAPITULO II - INGRESO DE NUEVOS GENERADORES, AUTOGENERADORES Y COGENERADORES AL MEM

2.1. INTRODUCCION

Los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores, antes de conectarse al PAFTT o al Transportista deben cumplir con requisitos reglamentarios, informativos y técnicos para permitir su ingreso al MEM, su habilitación comercial y su despacho.

En el presente procedimiento técnico se indican los plazos permitidos para el cumplimiento de cada requisito, en el marco de lo establecido por "Los Procedimientos".

En cada caso se detallan los requisitos reglamentarios, se especifican las características técnicas que deben cumplir las unidades generadoras de los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores y se detalla la información que deben entregar a CAMMESA.

Estas obligaciones mínimas, no se contraponen con las especificaciones habituales de funcionamiento y control propio de las centrales y, cuando correspondan pueden ampliarse, cuando ello sea necesario para cumplir con lo indicado en los Procedimientos.

Los Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores deberán cumplir con todos los requisitos solicitados previos a su ingreso efectivo al MEM, para poder ser incluidos en la programación estacional, mensual o semanal.

2.2. REQUISITOS PARA SOLICITAR SU INGRESO AL MEM

2.2.1. REQUISITOS REGLAMENTARIOS

Deberán cumplir con los requisitos básicos indicados en el Anexo 17 de "Los Procedimientos".

Toda empresa que aspire a convertirse en Generador, Cogenerador o Autogenerador del MEM debe obtener la autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA presentando una solicitud en las condiciones indicadas en el Anexo 17 de "Los Procedimientos".

Para ingresar al SADI, el solicitante debe cumplir complementariamente con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica (Anexo 16 de Los Procedimientos).

2.2.2. REQUISITOS INFORMATIVOS

2.2.2.1. REQUISITOS GENERALES

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, simultáneamente con la solicitud indicada en el punto precedente, deben presentar una SOLICITUD de Acceso ante LA CONCESIONARIA DEL SERVICIO PUBLICO DE TRANSPORTE (LA TRANSPORTISTA) que deberá contener la información solicitada en el Anexo 16 de "Los Procedimientos".

En particular los estudios del SISTEMA DE TRANSPORTE para verificar la factibilidad técnica de la SOLICITUD se deberán realizar de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico N° 1 de CAMMESA "Estudios Requeridos para la presentación de la solicitud de acceso y ampliaciones al Sistema de Transporte".

Simultáneamente con la solicitud de ingreso deberán presentar ante CAMMESA la información mínima requerida para la administración de sus transacciones y despacho de energía que se indican en los puntos 2.2.2.2 y 2.2.2.3.

2.2.2.2. DATOS COMERCIALES (LEGALES E IMPOSITIVOS):

- Razón o Denominación Social y Nombre Comercial.
- Domicilio legal, Números de Teléfono y Fax.
- Domicilio comercial, para ser indicado en la facturación, Números de Teléfono y Fax.
- Representantes habilitados para actuar ante CAMMESA. (Para la representación legal, en caso de no ser el Presidente de la Empresa, adjuntar copia del poder con facultades suficientes).
- Constancia de N° de CUIT (Formulario 576 original).
- Constancia de la situación fiscal frente a la R.G. 3125 (Agente de retención del IVA)
- Constancia para la no retención del Impuesto a las ganancias (Art. 28 de la R.G. 2784)
- Constancia de no encontrarse comprendidos dentro del régimen especial de pagos a cuenta establecidos por la R.G. 2793.
- Constancia de hallarse excluidos (R.G. 3851) de las disposiciones de la R.G. 3130.

Una vez autorizado su ingreso como Agente del MEM, será obligación del mismo mantener estos datos actualizados.

2.2.2.3. DATOS REQUERIDOS PARA LA BASE DE DATOS DEL SISTEMA.

- Puntos de intercambio que utilizará con el MEM, identificando las empresas titulares de las instalaciones que los conforman.
- Fecha solicitada de ingreso como agente del MEM.
- Fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar.
- Copia de la nota remitida al Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte de Energía solicitando las condiciones técnicas y económicas de dicha prestación.
- Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga.
- Máquinas Térmicas y Nucleares: Consumo específico medio bruto previsto.
- Máquinas Térmicas: tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento.
- Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse: curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa, y datos de evaporación.
- Centrales Hidroeléctricas en General: Número de grupos, función para conversión energética (m3 por kWh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943.
- Centrales de Bombeo: Para el embalse y contraembalse, curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa. Datos de evaporación.

2.2.3. REQUISITOS TECNICOS

2.2.3.1. REQUISITOS GENERALES Y PARTICULARES

Atendiendo a la muy variada composición del parque generador del S.A.D.I. (centrales hidráulicas, térmicas, nucleares, con turbinas de gas, de vapor, motores Diesel, ciclos combinados, etc.), no es razonable establecer requisitos comunes para la totalidad de las máquinas y, más aún, si se tiene en cuenta la dispersión de potencias. Por este motivo los requisitos se dividen en:

- GENERALES: requisitos que deben cumplir todas las máquinas del SADI.
- PARTICULARES: requerimientos adicionales según la potencia y particular ubicación de la central en la red del SADI.

- **ESPECIALES:** requerimientos adicionales a los indicados en este PT que se establezcan para el ingreso de generación no convencional en función del resultado de los análisis de los estudios que se efectúen para evaluar la Solicitud de Acceso del Generador.

Los generadores que deben cumplir con los requisitos particulares son aquellos que tienen alguna de las siguientes características:

* La potencia nominal total de una unidad o de una nueva central que ingresa al MEM es superior a 100MW

* La potencia nominal total de una unidad o de una nueva central que ingresa MEMSP es superior a 30MW

Algunos Requisitos Particulares pueden ser aplicados a centrales o unidades con potencias nominales inferiores a las detalladas precedentemente en este Procedimiento cuando los estudios de acceso o estudios que CAMMESA realice con el fin de verificar los criterios y condiciones de seguridad muestren la necesidad de los mismos.

Asimismo, cuando el Agente presente los estudios y evaluaciones que fundamenten que un diseño que no cumpla íntegramente con lo definido en los Requisitos Particulares no afecta la calidad, la capacidad del Sistema de Transporte, o la seguridad del sistema; CAMMESA deberá analizar los estudios, y podrá aceptar la solución propuesta, siempre que las condiciones y escenarios sean adecuados, y los resultados demuestren claramente la efectividad de la solución propuesta.

Cuando el ingreso de generación corresponda a instalaciones denominadas no convencionales: eólica, mareomotriz, geotérmica, etc., las cuales por sus características pueden requerir estudios y especificaciones de funcionamiento y ensayos no contemplados en el presente Procedimiento Técnico, CAMMESA podrá definir los requisitos especiales.

Esos requisitos serán informados al Agente y al ENRE, indicando los criterios de desempeño que deberá satisfacer la instalación y presentando los fundamentos que justifican su aplicación. En su definición CAMMESA deberá tener en consideración la opinión del Transportista.

Para conectarse al SADI los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores deberán cumplir los siguientes requisitos técnicos mínimos:

2.2.3.2. REQUISITOS GENERALES

Todas las Unidades Generadoras cuya conexión directa o indirecta al SISTEMA DE TRANSPORTE sea autorizada, sus instalaciones y aparatos, deberán cumplir con los siguientes requerimientos:

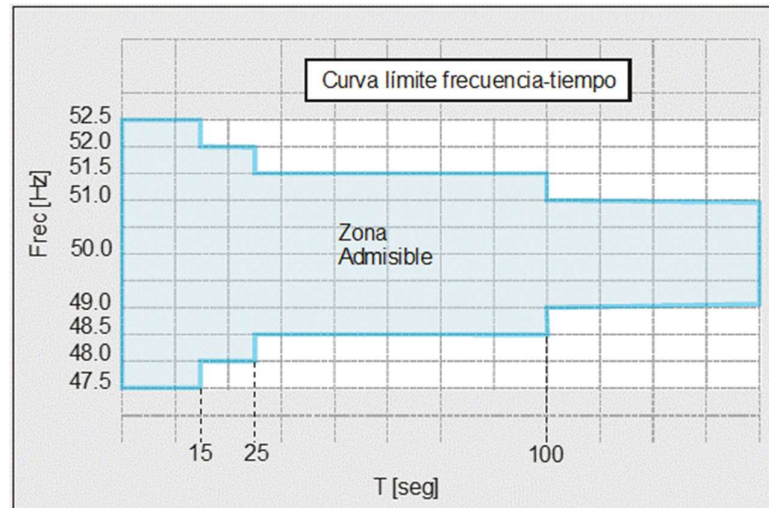
a) Corriente de secuencia inversa

Cada Unidad Generadora deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo. En el caso de la apertura monofásica de una línea, durante el tiempo muerto que estuviese ajustado el sistema automático de recierre en las protecciones de líneas, las protecciones del generador no deberán desconectar la unidad.

b) Rangos de frecuencia admisibles de operación.

- Rango de frecuencia admisible de operación sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 100 seg. entre 48,5 y 49,0 Hz, y entre 51, y 51,5 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 25 seg. entre 48 y 48,5 Hz, y entre 51,5 y 52,0 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo con la actuación de relés temporizados con una temporización mínima de 15 seg. entre 47,5 y 48 Hz, y entre 52,0 y 52,5 Hz.
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo sin la actuación de relés instantáneos de desconexión entre 47,5 Hz y 52,5 Hz

El generador se podrá desconectar por alguna protección propia solamente si los desvíos de la frecuencia en la red a la cual permanece vinculado, tanto en amplitud como en duración, se encuentran fuera de la Zona Admisible en la gráfica siguiente.



c) Requisitos para el sistema de control de potencia frecuencia

- Estatismo permanente ajustado entre el 4 y 7%.
- Banda muerta inferior al 0,1%.
- Tiempo de establecimiento (necesario para que la potencia mecánica ingrese en la banda del +/- 10% del incremento de carga aplicado) del lazo de regulación de velocidad menor a 60 segundos para máquinas térmicas e inferior a 140 segundos para máquinas hidráulicas.
- El lazo de control de potencia-frecuencia, se deberá ajustar de manera tal, que el Tiempo de Establecimiento verifique los requisitos establecidos en el Procedimiento Técnico N° 9.

d) Desconexión automática de generación (DAG), desconexión automática de carga (DAC), Control de la Compensación de Reactivo en la Red (CCRR)

Disponer, con anterioridad a la conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE, de los equipamientos necesarios para la DAG/ DAC/ CCRR, cuando fueran requeridas por el sistema eléctrico y fundamentadas sobre la base de lo establecido en los Procedimientos.

El agente debe presentar el informe de diseño funcional de estos sistemas y un análisis cuantitativo de su confiabilidad: tasa de falla por actuaciones indebidas y tasa de falla cuando se requiere su actuación. La información del diseño y las pruebas de estos automatismos deberá incluirse en el Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE cuyo contenido se describe en el punto siguiente.

e) Equipos de maniobra y protección

Cada conexión entre una Unidad Generadora y el SISTEMA DE TRANSPORTE deberá contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico.

El tiempo máximo para despeje de fallas que ocurran en los equipos del GENERADOR y para las que ocurran en el SISTEMA DE TRANSPORTE deberá ser acordado con la TRANSPORTISTA en forma previa a la conexión del GENERADOR.

El GENERADOR deberá disponer la protección de respaldo para fallas en el SISTEMA DE TRANSPORTE.

Los interruptores del punto de conexión entre un GENERADOR y la TRANSPORTISTA o PAFTT deberán contar con protección de falla de interruptor y de detección de discrepancia de polos. El ajuste de los relés y de las protecciones del área próxima al punto de conexión deberá estar coordinado antes de la primera sincronización del generador. El Generador deberá presentar los estudios de coordinación de sus protecciones en respuesta a los requerimientos que defina el TRANSPORTISTA o PAFTT para la aprobación por parte de éste, y además enviará copia de esos estudios a CAMMESA.

Las protecciones involucradas en el estudio serán las que pueden afectar el comportamiento del sistema eléctrico, y como mínimo incluirán las siguientes:

- Subfrecuencia, con todos los escalonamientos existentes
- Sobrefrecuencia
- Secuencia inversa
- Sobrecorriente de respaldo
- Pérdida de excitación
- Protección de pérdida de sincronismo (sí el generador contase con la misma)

Deberá dejarse constancia en un acta toda la información usada, la descripción y resultados de las tareas y pruebas efectuadas para la coordinación de las protecciones y la definición de los requerimientos de las protecciones de respaldo ante fallas en el sistema de transporte, así como de los ajustes convenidos entre el GENERADOR y la TRANSPORTISTA o PAFTT. Este documento se denominará Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Diseño y Prueba de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE.

El acta citada deberá contener lo siguiente:

Listado de las protecciones incluidas en los análisis y estudios de coordinación de protecciones, Se describirá el eventual cambio o agregado de alguna/s protección/es del Sistema motivada por el acceso del generador.

1. Descripción del diseño funcional y de los principales componentes de cada uno de los automatismos
2. Listado de la documentación técnica usada por el GENERADOR y la TRANSPORTISTA o PAFTT para efectuar los análisis y estudios de coordinación de las protecciones y el diseño y prueba de los automatismos.
3. Listado de los estudios efectuados para coordinación de las protecciones con sus referencias (N°, revisión, título, fecha, etc.).
4. Descripción de las pruebas requeridas por el Transportista o PAFTT para las protecciones y automatismos
5. Descripción de cada una de las pruebas efectuadas y los resultados obtenidos (incluye una breve descripción, los principales resultados y las referencias del protocolo de la prueba, fecha, etc.),
6. Informe con la opinión del Transportista o PAFTT sobre las protecciones del Generador y los ajustes definidos para la coordinación de las mismas.

f) Instalaciones de arranque en negro

Disponer con anterioridad a su conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE de las instalaciones de Arranque en Negro requeridas por el sistema eléctrico.

g) Equipamiento para el Sistema de Operación y Despacho

Deberá contar con el equipamiento requerido por el Anexo 24 de Los Procedimientos para el SISTEMA DE OPERACIÓN Y DESPACHO (SMEC, SOTR, SCOM).

2.2.3.3. REQUISITOS PARTICULARES

Adicionalmente a los requisitos especificados en el punto 2.2.3.2, en función de las características y localización o cuando CAMMESA lo requiera fundamentada en las evaluaciones y/o estudios que efectúe en el marco de las reglamentaciones vigentes, los generadores deberán cumplir con:

a) Control Conjunto de Potencia Reactiva-Tensión

El sistema de excitación debe estar preparado para admitir un control conjunto de potencia reactiva-tensión cuya función sea regular la tensión en barras de Alta Tensión de la Central, en un valor preestablecido, a fin de suministrar un robusto soporte de tensión que apoye a la transmisión y efectuar un reparto uniforme de la potencia reactiva entre los generadores. Se entiende por Central, en este caso,

al conjunto de máquinas de $P_n > 10$ MVA, que entreguen su energía y potencia en un mismo punto del SADI.

Limitador de mínima excitación y protección de pérdida de excitación

El sistema de excitación debe poseer un limitador que impida que durante la operación normal la excitación descienda hasta valores que puedan causar la pérdida de sincronismo o la actuación de la protección de pérdida de excitación. Este límite debe ser ajustable a fin de coordinarlo con el diagrama de capacidad y las protecciones del generador

Además, el generador debe contar con una protección de pérdida de excitación con dos niveles, uno para detección de pérdida de excitación con baja carga y otro para el caso de condiciones más severas que actúe en forma casi instantánea.

b) Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)

Con el objeto de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas (locales, intraplanta, interplanta, interárea, etc.) de la red, el Regulador Automático de Tensión (RAT) debe estar provisto de un ESTABILIZADOR (PSS), el cual operará modulando la referencia de tensión.

Este equipo debe ser capaz de realizar aportes positivos al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas dentro de una banda de frecuencias comprendidas, como mínimo, entre 0,1 Hz y 2,5 Hz. El esquema de estabilización se basará en los principios de la estabilización por potencia acelerante, y deberá reunir suficiente flexibilidad para el ajuste. Los transductores utilizados deberán garantizar una adecuada linealidad en el rango de operación y presentar constantes de tiempo inferiores a 40 mseg.

CAMMESA decidirá cuando y en que máquina habilitará el funcionamiento del PSS o requerirá modificaciones en la calibración para aumentar la eficiencia y también definirá en que casos se puede prescindir de este elemento de control. Se podrá utilizar otro principio de estabilización, siempre y cuando sea demostrable que su prestación es igual o superior al de potencia acelerante.

c) Desempeño de la regulación de tensión en vacío

Los valores especificados a continuación se refieren al nivel de desempeño exigido para la tensión terminal de generación, en regulación automática de tensión, y operación en régimen lineal.

La respuesta a un cambio de referencia de tensión de pequeña amplitud deberá ser rápido, manteniendo la sobreoscilación en valores inferiores al 15%, el tiempo de crecimiento por debajo de 300 ms, y un tiempo de establecimiento menor a 1,5 seg.

Para la ganancia estática, se ha fijado un límite máximo de 400 pu, lo que permite alcanzar una precisión aceptable para la regulación en estado estacionario.

d) Desempeño de la regulación de tensión en carga

Para regímenes de pequeñas perturbaciones, el error estático en la tensión de generación deberá mantenerse por debajo del 0,5% al variar el estado de funcionamiento del generador de vacío a plena carga y factor de potencia nominal. Este es un requisito básico para garantizar una adecuada calidad de servicio, y además, realizar un pleno aprovechamiento de la capacidad del generador.

Asimismo, el regulador de tensión deberá contar con reducción transitoria de ganancia para la banda de frecuencias de perturbación comprendida entre 1,5 rad/seg y 15 rad/seg, lo que permitirá extender la región de operación estable del generador en el plano P-Q.

Para la operación en carga, se requiere la provisión de compensación por corriente reactiva, a fin de mejorar el control de tensión del lado de alta tensión del transformador elevador para situaciones de indisponibilidad del control conjunto de tensión de alta tensión.

Para "Vfdmax" se establece un mínimo de 2 veces la tensión de excitación a plena carga y factor de potencia nominal.

El gradiente de aumento de tensión ante fallas severas deberá ser tal que la excitación alcance el techo antes de 10 mseg. para una depresión de la tensión terminal del 50%, con el generador a plena carga y factor de potencia nominal.

2.3. REQUISITOS PREVIOS AL PERIODO ESTACIONAL DE INGRESO

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, deberán cumplir los siguientes requisitos antes de las fechas para el envío de los datos requeridos para la programación de Período Estacional Semestral en la que está prevista su entrada en servicio.

Las fechas son:

10 de febrero: si entra en servicio durante el Período Estacional de Invierno

10 de agosto: si entra en servicio durante el Período Estacional de Verano

2.3.1. REQUISITOS REGLAMENTARIOS

Deberán estar vigentes:

- a) Resolución de la Secretaría de Energía habilitándolo como Agente del MEM.
- b) Resolución del ENRE autorizando el acceso a la capacidad de transporte existente.

2.3.2. REQUISITOS INFORMATIVOS

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, deberán enviar las siguientes informaciones, ratificando o rectificando, cuando corresponda, las informaciones entregadas con la solicitud de ingreso. A esos efectos deberán completar las planillas que correspondan del Banco Nacional de Parámetros.

- a) Datos comerciales (legales e impositivos):

Se deberán actualizar los datos indicados en el punto 2.2.2.2.

- b) Datos requeridos para las Bases de Datos del Sistema y Estacional.

La información suministrada debe poseer una consistencia tal que permita reproducir en forma aproximada, mediante programas de simulación dinámica, los transitorios experimentados por las principales variables de estado del sistema de control.

Para el sistema de control “potencia-frecuencia” de cualquier grupo generador, se deberán suministrar modelos que permitan reproducir la dinámica de variables como: posiciones de válvulas y potencia mecánica, registrada ante simples ensayos de rechazo de carga (al 100% y 60% de la potencia nominal), y/o ensayos de tomas de carga al variar en forma de escalón o de rampa las consignas de potencia y frecuencia.

Para el caso particular de las TG con potencia superior a 30MW se deben representar con buena aproximación lazos de control secundarios como ser: control de temperatura, álabes guía de entrada de aire a compresor (IGV), etc.

Para los sistemas de control de la excitación la información (modelo) debe permitir simular con buena aproximación las variaciones de la tensión terminal, tensión de campo, potencia activa y reactiva generada, etc.

En el caso de ciclos combinados la información del modelo del regulador de potencia frecuencia debe permitir reproducir las variaciones de potencia mecánica de la TV ante la desconexión intempestiva de una o más de las TG base del mismo.

A solicitud de CAMMESA el Generador deberá poner a disposición todos los planos, diagramas funcionales, memorias descriptivas, memorias de cálculo, protocolos de ensayo, catálogos de fabricantes y toda otra documentación técnica que permita verificar el desempeño de los sistemas de control de velocidad, potencia, frecuencia, de excitación y controles asociados.

Los datos requeridos son:

- Identificación (Nombre, N° de máquina, Tipo, Ubicación Central, etc.).
- Las características técnicas del equipamiento requerido en el Anexo 24 de Los Procedimientos para el SISTEMA DE OPERACION Y DESPACHO (SMEC, SOTR, SCOM).
- Las Planillas del Banco Nacional de Parámetros de Generadores, trafos y líneas, completadas con todos los datos de las nuevas instalaciones.
- Diagramas de bloques y modelos de los siguientes sistemas de control automático:

- RAT (Regulador automático de tensión)
- UEL (Limitador de mínima excitación)
- OEL (Limitador de máxima excitación)
- PSS (Estabilizador del sistema de potencia)
- RAV (Lazo de control potencia-frecuencia) para TG's y TV
- Tabla de la Potencia efectiva y consumo de servicios auxiliares de la TV, para diferentes potencias de las TG, incluyendo el caso en que el ciclo opere con una sola TG E/S.
- Turbogás: Curva/s del fabricante indicando la variación de la potencia máxima, ante cambios en la temperatura ambiente, presión atmosférica y frecuencia de red. Potencia funcionando en carga base, calculada para 50 Hz; 49,5 Hz, 49 Hz; 48,5 Hz y 48 Hz, para una temperatura ambiente de 40°C; 35°C y 30°C.
- Potencia efectiva a plena carga y consumo de servicios auxiliares expresado como porcentaje de la potencia efectiva a plena carga.
- Tensión Nominal, Reactancias, Resistencias, Constantes de Tiempo.
- Tiempo estimado de arranque desde parada fría hasta sincronismo, desde sincronismo hasta plena carga, y para las máquinas turbovapor tiempo mínimo requerido en la operación entre su parada y re arranque.
- Tasa de indisponibilidad forzada prevista para las máquinas.
- Centrales Térmicas y Nucleares: consumo específico medio bruto. Coeficientes A, B y C de la función representativa del Consumo Específico Bruto.
- Máquinas Térmicas: Tipos de combustibles que puede consumir, posibilidades de trabajar con mezcla, y capacidad de almacenamiento de combustible. Previsiones de disponibilidad de combustibles (stock inicial y entregas previstas de carbón y/o combustibles líquidos, y cuota prevista de gas). Costos variables de Producción y precio de referencia de flete, tal como se indica en el Anexo 13 de LOS PROCEDIMIENTOS
- Centrales Hidroeléctricas con Capacidad de Embalse: curva de volumen embalsado en función del nivel, cota mínima y máxima operativa y datos de evaporación;
- Centrales Hidroeléctricas con embalse de capacidad estacional: valores del agua tal como se indica en el Anexo 22 de LOS PROCEDIMIENTOS.
- Centrales Hidroeléctricas en General: función para conversión energética (m³ por KWh), caudal máximo y mínimo turbinable por grupo, serie histórica de caudales semanales desde 1943. Pronósticos de aportes o de energía, según corresponda, o de tipo de año hidrológico de existir una previsión al respecto. Restricciones aguas abajo que afectarán su despacho (cota de operación máxima en embalses, limitaciones al caudal erogable, etc.).
- Autogeneradores y Cogeneradores: Rango de potencia que pueden intercambiar. Saldo neto de energía previsto con su precio de venta requerido.
- Capacidad para regulación de tensión: curva de capacidad, márgenes de subexcitación y sobreexcitación, factor de potencia.
- Previsión de disponibilidad en el equipamiento requerido para cumplir con su compromiso de Control de Tensión y suministro de potencia reactiva.
- Características de regulación de excitación: Características, datos completos de ajuste, diagrama de bloques, diagramas funcionales y protocolos de ensayo, del sistema de excitación, limitadores (UEL, OEL) y de los estabilizadores de potencia (Pss).
- Características de regulación de frecuencia: contribución a la regulación primaria y secundaria;
- Máxima sobrefrecuencia admitida y ajuste y temporización de los relés de sobrefrecuencia.
- Valores de frecuencia y temporización de todos los relés o lógicas que pueden desconectar la unidad generadora por subfrecuencia.

- Tiempo de lanzamiento (de acuerdo a ensayo).
- Característica del regulador de velocidad (marca, control PI o PID, hidráulico, electrohidráulico, etc.)
 - Banda muerta (rango de ajuste, calibración actual).
 - Estatismo permanente (rango de ajuste, valor usual).
 - Compensaciones dinámicas (amortiguamientos)
 - Velocidad de toma de carga (MW/seg)
 - Para máquinas hidráulicas:
 - Estatismo transitorio (rango de ajuste, calibración actual)
 - Constante de Tiempo del Estatismo Transitorio Constantes proporcional, integral y derivativa del compensador directo (KP, KI y KD)
 - Para máquinas térmicas:
 - En caso de poseer compensaciones dinámicas, función transferencia con todos los parámetros.
 - Variador de velocidad/consignador (tipo: potenciómetro motorizado, consignador estático, etc.)
- Tiempo de establecimiento (lapso necesario para que la potencia mecánica ingrese en la banda del +/- 10% del incremento de carga aplicado).
- En el caso de que la central posea un sistema de CONTROL CONJUNTO de GENERACIÓN y/o REGULACIÓN SECUNDARIA se debe proveer su diagrama funcional con los parámetros correspondientes, indicando el rango de ajuste de aquellos que pueden modificarse.
- Característica de la turbina
 - Hidráulica:
 - parámetro TW ensayado
 - Térmica:
 - Modelo simplificado indicando constante de tiempo de la etapa de Alta Presión del recalentador y porcentajes de potencia producida en cada etapa .
 - Modelo simplificado de la caldera incluyendo constante de tiempo de acumulación de vapor, parámetros asociados modelo del regulador de presión con sus correspondientes ajustes.
 - Característica del limitador de carga.
 - Puntos de operación prohibidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, resonancias, etc.)
 - Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad con sus respectivos parámetros (ganancias y constantes de tiempo con sus rangos de ajuste y valor actual; características de válvulas, límites, banda muerta, etc.).
 - Límites de velocidad de toma de carga
 - Característica, modelos y parámetros del sistema de reducción rápida de carga y/o sistema cierre rápido de válvulas (FAST-VALVING)

2.4. REQUISITOS PREVIOS A LA PRIMERA SINCRONIZACIÓN CON EL SADI

Los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores, deberán cumplir los siguientes requisitos antes de la primera sincronización con el SADI.

2.4.1. HABILITACIÓN TÉCNICA

Antes de efectuar la primera sincronización deberán ensayarse especialmente todas las protecciones y sistemas de control instalados para evitar que una falla en las instalaciones del generador se traslade al SADI. Además, se deberá cumplir con lo siguiente:

- a) con todos los requisitos previos a la conexión al SADI solicitados por la Secretaría de Energía y el ENRE en las respectivas resoluciones de habilitación.
- b) Haber cumplido con los requisitos de administración del MEM indicados en el Anexo 17 de Los Procedimientos.
- c) Tener la habilitación del Transportista y/o PAFTT al que está vinculado que indique que cumple con los requisitos de conexión.
- d) Haber firmado y presentado a CAMMESA el Convenio de Conexión incluido el Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Diseño y Prueba de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE
- e) Haber instalado todos los equipamientos de protección y control requeridos por el sistema eléctrico que CAMMESA o la Transportista o el PAFTT hayan solicitado, como resultado del análisis de los estudios presentados por el Agente o de estudios propios.
- f) Haber concluido a satisfacción de CAMMESA con todos los estudios requeridos para la Etapa II del PT1. A estos efectos cuando lo considere necesario CAMMESA pedirá opinión al Transportista sobre estos estudios.
- g) Disponer de las instalaciones para desconexión automática de generación (DAG),
- h) Disponer de las instalaciones para desconexión automática de carga (DAC)
- i) Disponer de las instalaciones para Arranque en Negro.
- j) Disponer de los automatismos ante pérdida de el /los generadores
- k) Tener habilitado el Sistema de Medición Comercial (SMEC) y el Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) dentro de los plazos establecidos en la regulación vigente.

Cuando CAMMESA verifique que el Generador ha cumplido con lo indicado precedentemente le otorgará la Habilitación Técnica.

2.4.2. REQUISITOS INFORMATIVOS PARA LA SINCRONIZACIÓN

Por lo menos 15 días antes del inicio de los ensayos de puesta en marcha los Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores deberán enviar al Centro de Operaciones de CAMMESA y al Centro de Operaciones del Transportista o PAFTT, la siguiente información:

- Los Programas de Pruebas (5.4) para la puesta en marcha de cada unidad con el detalle de los ensayos a realizar, indicando en cada caso el efecto que pueden producir sobre el SADI y condiciones especiales que se requieran en el sistema para realizarlos.
- La lista de operadores de la central y los medios de comunicación entre estos y los operadores de CAMMESA y del COT, COTDT y/o COPAFTT.
- El Resumen de los Procedimientos Operativos (versión preliminar para Marcha de Prueba)

El cronograma definitivo y la coordinación de los ensayos deberá acordarse con el Centro de Operaciones de CAMMESA.

2.4.3. RESUMEN DE LOS PROCEDIMIENTOS OPERATIVOS

Con el fin de contar con definiciones e información sobre la operación de la unidad generadora el Agente debe presentar un informe referido a los procedimientos operativos de la central que debe contener una descripción de los medios y procedimientos que se aplican en la operación de los generadores que incluya como mínimo lo siguiente:

- Descripción de los controladores de potencia-frecuencia
- Modos de operación (RPF, carga base, control de velocidad, etc.)

- Forma de definir los parámetros y límites de generación cuando opera en RPF
- Configuración normal de servicios auxiliares, bombas, etc.
- Criterios operativos de seguridad ante indisponibilidades o fallas de sistemas de la Planta (servicios auxiliares, bombas, etc.).
- Medidas de Seguridad y Restricciones Operativas, para intervenciones de emergencia en las instalaciones con unidades generadoras en servicio.
- Un resumen de cada uno de los principales procedimientos operativos.

La descripción de los recursos y conceptos que maneja el operador para establecer el despacho y condiciones de seguridad de las unidades generadoras debe hacerse en forma clara y precisa

El agente presentará las revisiones de este informe en toda oportunidad que haga modificaciones en los Procedimientos Operativos que afecten la confiabilidad, o cuando CAMMESA lo requiera.

2.5. MARCHA DE PRUEBA

Una vez obtenida la Habilitación Técnica y habiendo cumplido con los requisitos informativos para la primera sincronización con el SADI, el Generador estará en condiciones de efectuar su conexión a la red, iniciar la marcha de prueba, y comenzar su operación comercial restringida. La Marcha de Prueba finalizará con la Habilitación Comercial del Generador.

2.5.1. REQUISITOS GENERALES PARA LA MARCHA DE PRUEBA

Durante la Marcha de Prueba el despacho del Generador será forzado para cumplir con las condiciones de seguridad que requiera CAMMESA o el PAFTT en relación con el desempeño y las características de las pruebas. La potencia operada se considera como no firme.

Los ensayos, cuya realización deberá estar aprobada por CAMMESA y el COT, COTDT y/o COPAFTT, deberán demostrar que la central se encuentra en condiciones operativas para conectarse al SADI.

CAMMESA, cuando lo estime conveniente, solicitará al Agente un informe de auditores independientes previamente aceptados por CAMMESA con el fin de verificar los ensayos, informar de los resultados obtenidos, evaluar el funcionamiento y estado de elementos críticos en las plantas generadoras. El costo de esos trabajos estará a cargo del Agente.

2.5.2. OPERACIÓN DEL GENERADOR DURANTE LA MARCHA DE PRUEBA

CAMMESA coordinará mediante el COT, COTDT y/o COPAFTT, cuando corresponda, la operación de las centrales conectadas a dichos transportistas.

Las solicitudes de entrada o salida de servicio de cada unidad, o modificación de carga, serán comunicadas por CAMMESA al Centro de Operaciones respectivo y estos a la central generadora.

El Generador comunicará al COT, COTDT y/o COPAFTT correspondiente, y estos lo transmitirán al Centro de Operaciones de CAMMESA, toda información sobre horarios de entradas o salidas de servicio, condición de indisponibilidad y sus causas, limitaciones a la potencia operable y sus causas, aumentos o reducciones de potencia generada, etc., dentro de los diez minutos posteriores de sucedidos.

Según las necesidades de control de tensión, el COT, COTDT y/o COPAFTT correspondiente coordinará directamente con la central generadora los requerimientos de potencia reactiva.

2.5.3. ENSAYOS

Durante la marcha de prueba el GENERADOR deberá realizar los siguientes ensayos:

2.5.3.1. ENSAYOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

Los ensayos del sistema de excitación de cada grupo generador tienen por finalidad identificar con precisión la respuesta dinámica de su regulador automático de tensión, incluyendo los lazos de limitación (UJEL, OEL y Volt/Hz) y estabilización (PSS). Este grupo de ensayos incluye lo siguiente:

- Verificación de la función de transferencia del Regulador Automático de Tensión
- Verificación de la respuesta del RAT con el generador en Vacío (Ensayo al Escalón).

- Verificación de la respuesta del RAT con el generador en carga.
- Verificación de techos de excitación y límites del RAT con el generador en vacío.
- Ensayo de respuesta dinámica en carga con actuación de los limitadores de excitación.

2.5.3.2. ENSAYOS DEL LAZO DE CONTROL POTENCIA FRECUENCIA.

- Medición del Tiempo de Restablecimiento
- Los ensayos para medición de: ESTATISMO, BANDA MUERTA y TIEMPO DE LANZAMIENTO. (según lo indicado en el PT9).
- Funcionamiento en carga. Para Turbogás verificación del funcionamiento en diferentes modos de control: carga base, regulación de frecuencia, carga preseleccionada.
- Para Turbogás: Medición potencia máxima operable para diferentes temperaturas ambiente y frecuencia de red.
- Para Turbovapor y Turbogás: Medición del tiempo máximo que puede sostener el aporte a la regulación primaria de frecuencia, ante subfrecuencias sostenidas en el SADI.
- Reducción rápida de carga.
- Incremento rápido de carga.

2.5.3.3. ENSAYOS PARA MEDICIÓN DE LOS PARÁMETROS DEL GENERADOR.

- Ensayos para medición de parámetros de Eje Directo.
- Ensayos para medición de parámetros de Eje en Cuadratura.

2.5.3.4. ENSAYOS DE LOS ESTABILIZADORES (PSS)

- Característica de respuesta en frecuencia del Estabilizador.
- Medición del efecto del PSS para amortiguar el modo local.
- Ensayo para ajuste de la ganancia. (Ganancia máxima del estabilizador)
- Desempeño del PSS ante variaciones rápidas de carga de turbina

2.5.3.5. ENSAYOS OPERATIVOS

Los ensayos operativos tienen por objeto alcanzar gradualmente la potencia máxima en grupos generadores de gran porte o ciclos combinados de potencia total superior a los 300 MW y de este modo minimizar los riesgos de perturbaciones en la red por falla de las nuevas instalaciones.

Tratándose de pruebas de equipamiento ingresante al SADI resulta prioritario preservar durante su ejecución la seguridad de la operación, debiéndose coordinar previamente las condiciones de la red y el despacho para alcanzar dicho objetivo.

Este grupo de ensayos incluye lo siguiente:

1. Marcha con carga parcial de unidades generadoras o CC
2. Pruebas con dos unidades del CC
3. Pruebas de rechazos de carga al 50%
4. Marcha de 72 hs. al 50 y 75 %
5. Rechazos de carga al 100%.
6. Marcha de 72 horas al 100 %
7. Reducción controlada de la potencia

2.5.3.6. ENSAYOS DE LA DAC, DAG, Y CONTROL DE LA COMPENSACIÓN DE REACTIVO EN LA RED (CCRR)

Durante la marcha de prueba se completarán los ensayos que permitan verificar el correcto funcionamiento de los equipos y señales que forman parte de los sistemas DAC, DAG y CCRR que sean necesarios para el funcionamiento del generador para alguna condición de operación. Cuando no sea posible o conveniente generar las condiciones reales, o efectuar la desconexión de carga o del generador, la verificación se hará por partes cubriendo la totalidad de los elementos. A esos efectos se deberán ejecutar los siguientes ensayos:

- Transmisión de señales.
- Detección de condiciones para actuación de los automatismos (configuración, cambios de variables),
- Ajustes/verificación en campo de elementos de medición de variables

2.5.3.7. ANÁLISIS Y ENSAYOS PARA EVALUAR LA CONFIABILIDAD Y LA ESTABILIDAD DEL GENERADOR ANTE PERTURBACIONES EN LA FRECUENCIA DE LA RED

El Generador deberá identificar técnicamente los elementos críticos que pueden producir la salida parcial y/o total de las máquinas e informar las salvaguardas adoptadas. Esta información deberá ser entregada a CAMMESA bajo Declaración Jurada. El agente con la máquina en carga, en acuerdo con las indicaciones de CAMMESA, deberá realizar ensayos en los que se produzca la pérdida de algún elemento de la instalación o se simulen condiciones de falla en algunos elementos que sean críticos para el funcionamiento de la unidad o del Ciclo Combinado, debiendo verificar en cada prueba si la misma permanece en servicio en forma parcial o total. Las medidas de seguridad para las pruebas deberán ser aprobadas por el PAFTT y CAMMESA dejando establecido en cada caso el estado de carga con que se realizará el ensayo y él o los elementos que se simularán fallados.

El agente deberá proponer a CAMMESA un consultor u organismo de reconocida capacidad técnica para auditar las evaluaciones y ensayos que se describen en los ANEXOS G y H que se resumen a continuación:

- Rechazo de carga de cada una de las unidades de un CC,
- Evaluación del comportamiento del control de la TV ante el rechazo de una TG de un Ciclo Combinado
- Ensayo para evaluación del efecto del disparo de la TV de un Ciclo Combinado sobre la estabilidad de la/s TG.
- Ensayo de inyección de señal de error en el control de potencia-frecuencia simulando una caída de la frecuencia a 48 Hz.
- Operación de la/s unidad/es en baja frecuencia fuera de paralelo,
- Operación de la TV con los auxiliares alimentados desde una fuente con 49 Hz durante tres minutos
- Operación de las unidades generadoras en 48,5 Hz durante 25 s.
- Verificación del funcionamiento del sistema de By- Pass

El auditor deberá elaborar un informe con su opinión de las pruebas y evaluaciones realizadas dejando constancia del grado de cumplimiento y eficacia de los trabajos y evaluaciones efectuadas. Cuando CAMMESA lo requiera el Agente deberá suministrar la información técnica y/o los protocolos de los ensayos correspondientes.

Los estudios del Agente y el informe del auditor también deberán incluir como mínimo el análisis y las pruebas necesarias para evaluar la confiabilidad de los siguientes sistemas:

1. Fallas en bomba de alimentación de agua a la caldera.
2. Fallas en calderas (bombas de circulación, etc.)
3. Fallas de bombas de extracción de condensado
4. Fallas en el sistema de circulación de agua de refrigeración del condensador (bombas, filtros)
5. Fallas de los compresores y otras fallas probables en el sistema de aire de control
6. Fallas en el sistema auxiliar de agua de refrigeración (bomba, etc.)
7. Falla en el sistema de suministro de alimentación eléctrica a servicios auxiliares (verificación de conmutación, protecciones)
8. Fallas en el sistema de control (procesadores, remotas, comunicaciones, alimentación, etc.)

9. Fallas en sistema de alimentación de gas (compresores, válvulas, etc.) y diesel oil a las TG
10. Fallas en el sistema de vapor de sellos,

Sobre cada uno de estos puntos se presentará el informe del análisis de confiabilidad de las instalaciones y los protocolos de los ensayos. El auditor deberá emitir su opinión sobre la base del análisis de la información, estudios y ensayos que el Agente disponga en relación con esos sistemas.

El auditor deberá requerir al Agente o dejar constancia en su informe sobre la necesidad de pruebas adicionales cuando ello sea conveniente a los efectos de disponer de los elementos suficientes para evaluar la estabilidad y comportamiento de la unidad ante fallas probables en sus componentes principales.

De haber surgido de los ensayos modificaciones a los datos declarados, estos deberán ser informados a CAMMESA dentro de los 15 días posteriores a la realización de los mismos.

2.5.4. PROGRAMAS DE PRUEBAS

El Generador debe enviar a CAMMESA y al PFTT los planes y programas de los ensayos a efectuar durante la marcha de prueba con el fin de posibilitar que se cumpla en tiempo y forma con lo siguiente:

- Analizar y definir las medidas de seguridad
- Coordinar las pruebas
- Autorizar las pruebas
- Verificar el cumplimiento de las condiciones requeridas,

Con este objeto se han definido tres tipos de informes:

- Plan Maestro para la Marcha de Prueba,
- Plan para Coordinación de las Pruebas
- Programa de Pruebas

2.5.4.1. PLAN MAESTRO PARA LA MARCHA DE PRUEBA

Este informe debe contener una descripción de cada una de las pruebas con referencias específicas a lo siguiente:

- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre las instalaciones del generador
- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre la red
- Otros requerimientos del sistema de transporte (PAFTT),
- Condiciones de despacho del generador,
- Duración de cada prueba,
- Análisis y descripción de las perturbaciones en la red. esperadas o posibles
- Medidas de seguridad recomendadas para el PAFTT
- Medidas de seguridad recomendadas para mantener la estabilidad del SADI

El Agente debe enviar el Plan Maestro de las Pruebas con 15 o más días de anticipación al inicio de la Marcha de Prueba.

Este plan debe actualizarse cada vez que se introduzcan cambios en la definición de las pruebas o antes del inicio de cada mes.

El plan debe tener el Cronograma previsto que abarque toda la marcha de pruebas en forma de diagrama de Gantt. La unidad en la escala de tiempos de este cronograma debe ser el día.

2.5.4.2. PLAN PARA COORDINACIÓN DE LAS PRUEBAS

Este informe contiene un cronograma que incluye todas las pruebas programadas para un periodo de dos semanas. El informe debe presentarse a CAMMESA y al PAFTT antes de las 10hs del jueves de la semana anterior al periodo abarcado por el programa de pruebas.

Para las pruebas programadas para la primera semana se deberá informar en forma detallada lo siguiente:

- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre las instalaciones del generador
- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre la red
- Otros requerimientos del sistema de transporte (PAFTT),
- Condiciones de despacho de cada uno los grupos que intervienen en la prueba,
- Duración
- Las posibles perturbaciones que podrían afectar a la red
- Medidas de seguridad convenidas con el PAFTT
- Medidas de seguridad comprometidas para mantener la estabilidad del SADI
- Cronograma en forma de diagrama de Gantt para dos semanas

2.5.4.3. PROGRAMA DE PRUEBAS

Durante el periodo de Marcha de Prueba hasta su finalización el agente debe presentar a CAMMESA y al PAFTT antes de las 10 hs de cada día un informe denominado “Programa de Pruebas” que contendrá un cronograma y los siguientes datos para cada una de las pruebas programadas para el día siguiente:

- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones a efectuar sobre las instalaciones del generador
- Descripción de las operaciones y/o perturbaciones sobre la red requeridas por el ensayo
- Otros requerimientos para el sistema de transporte (PAFTT),
- Grupo/s Condiciones de despacho de cada uno los grupos que intervienen en la prueba,
- Duración de la prueba,
- Perturbaciones esperadas en la red debido a la prueba
- Las mayores perturbaciones que podrían afectar a la red en caso de alguna anomalía en las pruebas,
- Medidas de seguridad convenidas con el PAFTT
- Medidas de seguridad comprometidas para mantener la estabilidad del SADI
- Cronograma en forma de diagrama de Gantt para el periodo de 24 hs.

2.6. INICIO DE LA OPERACION COMERCIAL EN EL MEM

2.6.1. HABILITACIÓN COMERCIAL

Una vez completados todos los trabajos, pruebas e informes correspondientes a la Marcha de Prueba el Generador deberá presentar a CAMMESA la Solicitud para Habilitación Comercial.

Previamente el Generador debe haber presentado a CAMMESA la siguiente información para su análisis y/o verificación:

1. El informe de los Ensayos Efectuados Durante la Marcha de Prueba.
2. El informe de la Auditoría sobre la Confiabilidad de Funcionamiento de la Unidad Generadora/ Central.
3. El informe (Certificado) del Fabricante y/o del Contratista Principal responsable de la puesta en servicio en el que se certifique que se han efectuado las pruebas y verificaciones necesarias para la puesta en servicio, y realizados todos los ajustes de los controles, protecciones y equipos, que permiten demostrar que la instalación se ajusta a los estándares de diseño y calidad aceptados internacionalmente, y a los criterios de diseño y desempeño requeridos por los Procedimientos.
4. Informe del Transportista o el PAFTT con la aprobación del diseño final y las pruebas de puesta en servicio de la DAC, y/o DAG y/o automatismos para control de tensión en la red que se hubieran efectuado durante la Marcha de Prueba.

5. El Resumen de los Procedimientos Operativos (versión completa).

Recibida la Solicitud con los documentos citados y verificados a satisfacción de CAMMESA el cumplimiento por parte del generador de todos los requisitos y ensayos, y no existiendo observaciones sobre los mismos por parte del COT, COTDT y/o COPAFIT, la unidad quedará habilitada para la operación comercial en el MEM, a partir de la fecha que CAMMESA notifique debiendo ajustar su operación a lo indicado en Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el despacho de Cargas y el Cálculo de Precios.

Cuando CAMMESA tenga observaciones o necesite efectuar requerimientos adicionales sobre la Solicitud de Habilitación Comercial, y/o los informes mencionados deberá comunicarlo al Agente dentro de los 10 días hábiles de recibida la misma. CAMMESA dejará constancia cuando la Habilitación Comercial quede condicionada a la respuesta a las observaciones y/o requerimientos adicionales. En caso contrario CAMMESA comunicará al Agente la Habilitación Comercial y fijará un plazo para que el Agente responda al requerimiento y definirá las restricciones operativas y de despacho que se aplicarán al generador transitoriamente mientras no se solucionen los temas pendientes.

CAMMESA informará a la SECRETARIA DE ENERGIA y al ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD la fecha de la Habilitación Comercial y comunicará si corresponde aplicar restricciones transitorias al despacho y/o la operación dando los fundamentos de las mismas

2.6.2. HABILITACIÓN COMERCIAL CON RESTRICCIONES AL DESPACHO

Para la Habilitación Comercial se deberá verificar que el ingreso del Generador no introduce restricciones al despacho de generación o al suministro que incremente los costos operativos del sistema incluyendo en ello la valorización de la energía no suministrada. El despacho del Generador se efectuará asegurando el nivel de calidad de servicio requerido en la reglamentación en forma compatible con los criterios de minimización de costos que rigen en el MEM y quedará sujeto a las restricciones que CAMMESA establezca en cada caso.

Cuando alguno de los estudios o pruebas requeridos en este PT tengan observaciones o existan sistemas de control que estén pendientes de habilitación, lo cual podría ser causa de que no se haya detectado alguna falla existente en las instalaciones del Generador, o un funcionamiento deficiente de la unidad generadora en determinadas situaciones, CAMMESA podrá Habilitar Comercialmente al Generador, solamente en la medida que sea posible asegurar el nivel de calidad de servicio requerido en la reglamentación, aplicando las restricciones al despacho que sean necesarias para minimizar el efecto de las posibles perturbaciones que el generador pudiera introducir en la red.

2.6.3. PRUEBAS ADICIONALES

Cuando sea necesario efectuar pruebas adicionales con posterioridad a la Habilitación Comercial se aplicarán los procedimientos y criterios definidos para la Marcha de Prueba.

2.6.4. INFORMES DE LA FASE III DEL PT1 Y BASE DE DATOS REVISADA

Dentro de los 60 días siguientes a la Habilitación Comercial el AGENTE debe presentar el informe final de Estudios de ETAPA 3 del PT1 con la homologación de los modelos y la presentación de todos los datos de la planilla revisados. En el caso que los modelos o los datos finales difieran significativamente CAMMESA deberá evaluar el efecto sobre los resultados de los estudios de Fase II y podrá requerir Al Agente un estudio complementario para actualizar los resultados con los nuevos datos para todas las condiciones que considere críticas.

P.T. 4: ANEXOS "A" a "I"

1. ANEXO A: Planillas de recolección de datos del banco nacional de parámetros

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: CABLES SUBTERRANEOS							
Empresa:							Página 1 de 1
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)				
1	Desde la E.T. *						
2	Hasta la E.T. *						
3	Nombre o N° de identificación						
4	Tensión nominal *	KV					
5	Año de puesta en E/S						
6	Longitud total *	Km					
7	Material y sección del conductor						
8	Denominación del conductor						
9	Diagrama de configuración						
10	Resistencia por fase (1) *	ohm/km					
11	Reactancia por fase (1) *	ohm/km					
12	Susceptancia por fase (1) *	μs/km					
13	Resistencia de secuencia cero (1) *	Ohm/km					
14	Reactancia de secuencia cero (1) *	ohm/km					
15	Susceptancia de secuencia cero (1) *	μs/km					
16	Potencia natural	MW					
17	Impedancia característica	ohm					
18	Constante de atenuación	Neper/km					
19	Constante de fase	rad/km					
20	Velocidad de propagación	km/seg					
21	Capacidad térmica	A					
22	Capacidad efectiva especificando causa *	A					
23	Sobrecarga admisible asociada a tiempo	A					
24	Relación de corriente de T.I. en extremo "Desde"	A					
25	Relación de corriente de T.I. en extremo "Hasta"	A					
26	Propietario						
27	Fecha de la información						

NOTAS: * Parámetro indispensable

(1) Valor a 20° C

En caso de particularidades del funcionamiento o características de la línea agregar una hoja con dichas observaciones.

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: GENERADORES Y COMPENSADORES SINCRONICOS							
Empresa:							Página 1 de 2
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)				
1	Identificación del elemento (central, Nº asignado al grupo)						
2	Potencia nominal	MVA					
3	Potencia efectiva	MW					
4	Tensión nominal	kV					
5	Reactancia sincrónica (X_d) (No saturada)	% valores nominales					
6	Reactancia sincrónica en cuadratura (X_q) (No saturada)	% valores nominales					
7	Reactancia transitoria directa (X'_d) (No saturada)	% valores nominales					
8	Reactancia transitoria en cuadratura (X'_q) (No saturada)	% valores nominales					
9	Reactancia subtransitoria directa (X''_d) (No saturada)	% valores nominales					
10	Reactancia subtransitoria en cuadratura (X''_q) (No saturada)	% valores nominales					
11	Reactancia de secuencia inversa (X_2) (No saturada)	% valores nominales					
12	Reactancia homopolar (X_0) (No saturada)	% valores nominales					
13	Reactancia de Poitier (X_p) (No saturada)	% valores nominales					
14	Constante de tiempo transitoria en cortocircuito de eje directo (T'_d)	Seg					
15	Constante de tiempo transitoria en cortocircuito de eje en cuadratura (T'_q)	Seg					
16	Constante de tiempo subtransitoria en cortocircuito de eje directo (T''_d)	Seg					
17	Constante de tiempo subtransitoria en cortocircuito de eje en cuadratura (T''_q)	Seg					
18	Constante de tiempo transitoria a circuito abierto de eje directo (T'_{d0})	Seg					
19	Constante de tiempo transitoria a circuito abierto de eje en cuadratura (T'_{q0})	Seg					
20	Constante de tiempo subtransitoria a circuito abierto de eje directo (T''_{d0})	Seg					
21	Constante de tiempo subtransitoria a circuito abierto de eje en cuadratura (T''_{q0})						
22	Tipo de exitatriz (1: Rotativa - 2: Estática)						
23	Arrollamiento amortiguador: (1: SI - 2: NO)						
24	Relación entre corriente de excitación para vacío y cortocircuito						
25	Tipo de máquina motriz (1: vapor - 2: hidráulica - 3: diesel - 4: turbogas)						
26	GD ² del generador y su máquina motriz	Tm ²					
27	Velocidad nominal del generador	r.p.m.					

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: GENERADORES Y COMPENSADORES SINCRONICOS							
Empresa:						Página 2 de 2	
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)				
28	H del generador y su máquina motriz	MW-seg /MVA					
29	Potencia mínima técnica	MW					
30	Potencia máxima técnica	MW					
31	Diagrama P-Q de las máquinas (adjuntar)						
32	Curva de saturación del generador (adjuntar)						
33	Función de transferencia (parámetros en P.U.) de los reg. auto. de tensión y de velocidad (adjuntar)						
34	Factor de potencia nominal ($\cos \varphi$)						
35	Fecha de la información						

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: **INTERRUPTORES Y SECCIONADORES**

Empresa:		Página 1 de 1					
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)				
1	Identificación del elemento (barra, salida, Nº asignado)						
2	Tipo de accionamiento (1: manual - 2: automático)						
3	Tensión nominal	kV					
4	Intensidad nominal	A					
5	Potencia de interrupción	MVA					
6	Tiempo de desconexión	seg					
7	¿Tiene reenganche? (1: SI - 2: NO)						
8	¿Tipo de reenganche? (1: unipolar - 2: tripolar)						
9	Tiempo de reenganche automático	Seg					
10	Relé de accionamiento: Marca						
11	Relé de accionamiento: Tipo						
12	Corriente máxima de pico admisible (en el instante inicial)	A					
13	Número de recierres						
14	Fecha de la información						

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: **LINEAS AEREAS**

Página 1 de 2

Empresa:							
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)				
1	Desde la E.T. *						
2	Hasta la E.T. *						
3	Nombre o N° de identificación						
4	Tensión nominal *	KV					
5	Año de puesta en E/S						
6	Longitud total *	Km					
7	Material y sección del conductor						
8	Denominación del conductor						
9	Cantidad de subconductores por fase	Nº					
10	Material y sección del hilo de guardia						
11	Material de la torre						
12	Resistividad del terreno	ohm X km					
13	Cantidad de aisladores y tipo						
14	Diagrama de configuración, en escala con alturas en torres y fechas (adjuntar)						
15	Transposiciones: indicar cuantas y a que distancia del origen (adjuntar)						
16	Resistencia por fase (1) (2) *	Ohm/km					
17	Reactancia por fase (1) (2) *	Ohm/km					
18	Susceptancia por fase (1) (2) *	µs/km					
19	Resistencia de secuencia cero (1) (2) *	ohm/km					
20	Reactancia de secuencia cero (1) (2) *	ohm/km					
21	Susceptancia de secuencia cero (1) (2) *	µs/km					
22	Resistencia de acoplamiento de secuencia cero para doble terna	ohm/km					
23	Reactancia de acoplamiento de secuencia cero para doble terna	ohm/km					
24	Susceptancia de acoplamiento de secuencia cero para doble terna	µs/km					
25	Potencia natural	MW					
26	Impedancia característica	ohm					
27	Constante de atenuación	Neper/km					

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: LINEAS AEREAS

Página 2 de 2

Empresa:								
N°	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)					
28	Constante de fase	Rad/km						
29	Velocidad de propagación	Km/seg						
30	Capacidad térmica	A						
31	Capacidad efectiva especificando causa *	A						
32	Sobrecarga admisible asociada a tiempo	A						
33	Relación de corriente de T.I. en extremo "Desde"							
34	Relación de corriente de T.I. en extremo "Hasta"							
35	Propietario							
36	Fecha de la información							

NOTAS: * Parámetro indispensable

(1) Valor a 20° C

(2) En caso de doble terna especificar primero el valor correspondiente a cada terna y al lado el valor de las dos ternas funcionando juntas.

En caso de particularidades del funcionamiento o características de la línea agregar una hoja con dichas observaciones.

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: TURBINAS DE GAS

Página 1 de 1

Empresa:							
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)				
1	Identificación del elemento (central, N° asignado al grupo)						
2	Tipo (1: de ciclo abierto - 2: de ciclo cerrado)						
3	Tipo de combustible usado (1: diesel - 2: gas natural -3: ambos)						
4	Potencia nominal con diesel	MW					
5	Temperatura para esa potencia	°C					
6	Presión para esa potencia	Mm HG					
7	Potencia nominal con gas	MW					
8	Temperatura para esa potencia	°C					
9	Carga base con diesel	MW					
10	Carga base con gas	MW					
11	Carga pico con diesel	Mw					
12	Carga pico con gas	MW					
13	Consumo específico con diesel, al 100 %	Kcal/kW-h					
14	Idem al 80 %	Kcal/kW-h					
15	Idem al 60 %	Kcal/kW-h					
16	Idem al 40 %	Kcal/kW-h					
17	Consumo específico con gas, al 100 %	Kcal/kW-h					
18	Idem al 80 %	kcal/kW-h					
19	Idem al 60 %	kcal/kW-h					
20	Idem al 40 %	kcal/kW-h					
21	Tiempo de arranque desde frío hasta potencia nominal en condiciones normales	min.					
22	Idem pero en condiciones de emergencia	min.					
23	Fecha de la información						

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: **TURBINAS DE VAPOR**

Página 1 de 1

Empresa:							
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)				
1	Identificación del elemento (central, N° asignado al grupo)						
2	Tipo (1: de flujo axial - 2: de flujo radial -3: de flujo tangencial)						
3	Potencia nominal	HP					
4	Potencia efectiva	HP					
5	Velocidad nominal	r.p.m.					
6	Si es de colector común identificar las calderas que la alimentan						
7	Número de extracciones						
8	Número de etapas en el cuerpo de alta presión						
9	Número de etapas en el cuerpo de media presión						
10	Número de etapas en el cuerpo de baja presión						
11	Consumo específico del turbogruppo al 100 % de la potencia nominal con evaporador en servicio	kcal/kW-h					
12	Idem al 80 %	kcal/kW-h					
13	Idem al 60 %	kcal/kW-h					
14	Idem al 40 %	kcal/kW-h					
15	Valor de potencia a la cual se deben eliminar equipos auxiliares	MW					
16	Máxima potencia que entrega la instalación cuando funciona según lo indicado en el punto anterior	MW					
17	Tiempo de arranque desde frío hasta alcanzar la potencia nominal	min.					
18	Gradiente de carga	MW/min.					
19	Fecha de la información						

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: **TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES**

Empresa:		ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)						Página 1 de 2
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES						
1	Identificación del elemento (lugar de ubicación, N° del elemento)							
2	Clasificación: (1: transformador -2: autotransformador -3: transformador de puesta a tierra)							
3	Tipo: (1: trifásico - 2: banco)							
4	Número de columnas del núcleo							
5	Número de bobinados por fase							
6	Diagrama de conexiones de los arrollamientos (adjuntar)							
7	Denominación del grupo de conexionado de arrollamientos							
8	Norma utilizada para el ítem 7							
9	Tensión nominal del arrollamiento de mayor tensión (1)	kV						
10	Tensión nominal del arrollamiento de tensión media (2)	kV						
11	Tensión nominal del arrollamiento de menor tensión (3)	kV						
12	Potencia nominal del arrollamiento de mayor tensión (1)	MVA						
13	Potencia nominal del arrollamiento de tensión media (2)	MVA						
14	Potencia nominal del arrollamiento de menor tensión (3)	MVA						
15	Reactancia directa del arrolla. 1, 3 abierto, 2 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X12)	p.u.						
16	Reactancia directa del arrolla. 1, 2 abierto, 3 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X13)	p.u.						
17	Reactancia directa del arrolla. 2, 1 abierto, 3 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X23)	p.u.						
18	Reactancia homopolar del arrolla. 1, 3 abierto, 2 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X120) (*)	p.u.						
19	Reactancia homopolar del arrolla. 1, 2 abierto, 3 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X130) (*)	p.u.						
20	Reactancia homopolar del arrolla. 2, 1 abierto, 3 C.C., en P.U. de los valores del arrolla. 1 (X230) (*)	p.u.						
21	Neutro a tierra del arrollamiento 1 (1: SI, 2: NO)							
22	Neutro a tierra del arrollamiento 2 (1: SI, 2: NO)							
23	Neutro a tierra del arrollamiento 3 (1: SI, 2: NO)							
24	Resistencia puesta a tierra en arrollamiento 1	Ohm						
25	Resistencia puesta a tierra en arrollamiento 2	Ohm						
26	Resistencia puesta a tierra en arrollamiento 3	Ohm						
27	Reactancia puesta a tierra en arrollamiento 1	Ohm						

BANCO NACIONAL DE PARAMETROS - Planilla de recolección de datos de: **TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES**

Página 2 de 2

Empresa:							
Nº	DESCRIPCION	UNIDADES	ELEMENTOS DEL MISMO TIPO (de uno a seis)				
28	Reactancia puesta a tierra en arrollamiento 2	Ohm					
29	Reactancia puesta a tierra en arrollamiento 3	Ohm					
30	Cambiador de topes (1: bajo carga - 2: en vacío - 3: no tiene)						
31	Ubicación de los topes (1, 2, 3, 12, 23, en los arrolla. 1, 2, 3, 1 y 2, 1 y 3, 2 y 3 respectivamente)						
32	Números de los topes c/cambiador en el arrollamiento 1						
33	Números de los topes c/cambiador en el arrollamiento 2						
34	Números de los topes c/cambiador en el arrollamiento 3						
35	Registro máximo c/cambiador en el arrollamiento 1						
36	Registro máximo c/cambiador en el arrollamiento 2						
37	Registro máximo c/cambiador en el arrollamiento 3						
38	Registro mínimo c/cambiador en el arrollamiento 1						
39	Registro mínimo c/cambiador en el arrollamiento 2						
40	Registro mínimo c/cambiador en el arrollamiento 3						
41	Sobrecarga admisible en el arrollamiento 1	%					
42	Tiempo máximo de duración de la misma	min.					
43	Sobrecarga admisible en el arrollamiento 2	%					
44	Tiempo máximo de duración de la misma	Min.					
45	Sobrecarga admisible en el arrollamiento 3	%					
46	Tiempo máximo de duración de la misma	Min.					
47	Pérdidas en vacío	KW					
48	Reactancia de núcleo de aire (Xac) del arrollamiento 1, en P.U. de los valores del arrolla. 1 (**)	P.U.					
49	Reactancia de núcleo de aire (Xac) del arrollamiento 1, en P.U. de los valores del arrolla. 2 (**)	P.U.					
50	Reactancia de núcleo de aire (Xac) del arrollamiento 1, en P.U. de los valores del arrolla. 3 (**)	P.U.					
51	Curva magnetización o, en su defecto, codo saturación en P.U. tensión nominal del arrollamiento 1						
52	Nombre de la estación transformadora o central eléctrica						
53	Fecha de la información						

(*) En el caso que las reactancias homopolares disponibles no coincidan con la descripción de arrollamientos abiertos y cortocircuitados, adjuntar la información disponible aclarando como fue realizado en el ensayo homopolar

(**) Solo para transformadores con lado de A.T. mayor o igual a 220 kV.

2. ANEXO B - ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA Y DE CORTE DE EMERGENCIA

2.1. OBJETO

El objeto del presente Procedimiento Técnico es definir las características y los ajustes de:

- los esquemas de Alivio de Carga en cumplimiento de lo establecido en el punto 3 del Anexo 35 de Los Procedimientos y
- el esquema de Corte de Emergencia ante fallas atípicas de baja probabilidad del Sistema Argentino de Interconexión.

2.2. INTRODUCCIÓN.

La responsabilidad de aportar a la reserva instantánea del MEM se asigna a todos los Agentes Demandantes (Distribuidor, GUMA, Autogenerador) del mismo, que participan en el Sistema de Medición Comercial (SMEC), y en los que, por lo tanto, es posible verificar el cumplimiento de dicho aporte.

Cada Distribuidor es el responsable de disponer esquemas de alivio de carga, de forma tal de cumplir con el nivel de reserva instantánea correspondiente a cada escalón de corte, en cumplimiento de este servicio. La demanda que abarca su responsabilidad es la siguiente:

- La demanda de los clientes a quienes abastece;
- La demanda de los GUME y GUPA conectados a su red.

Un GUMA deberá elegir una de las siguientes opciones en su aporte a la reserva instantánea del área:

- implementar su propio esquema de alivio de cargas, de acuerdo a las características y participación definidas para el nodo equivalente de corte al que está conectado.
- acordar con otro GUMA o grupo de GUMA, conectados al mismo nodo equivalente de cortes, aportar en conjunto a la reserva instantánea que les es requerida. Las partes deberán acordar un Convenio de Alivio de Cargas, con las características que se definen en el Anexo 35.

Un GUMA, o un conjunto de GUMA con un Convenio de Alivio de Cargas, con excepción de aquel que preste el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica, podrá implementar un Esquema Simplificado de Alivio de Cargas que consiste en cortar un valor determinado de demanda en UNO (1) o más escalones de cortes, según lo que se establece en el Anexo 35.

2.3. ESQUEMAS DE ALIVIO DE CARGA

El esquema de cortes por relés de subfrecuencia determinado por CAMMESA está conformado por escalones de corte por relés de frecuencia absoluta (Fabs), por relés de corte por decremento de la frecuencia (F / t) y por relés de derivada de la frecuencia (df/dt).

La conformación del mismo depende de la ubicación geográfica y de la potencia declarada del Agente.

2.3.1. DEMANDAS UBICADAS EN EL ÁREA GBA, SANTA FE, ENTRE RÍOS, PCIA. DE BUENOS AIRES.

2.3.1.1. ESQUEMA COMPLETO

Se aplica a todos los Distribuidores y a los GUMA en general.

El esquema está conformado según se indica en las tablas siguientes:

Escalón	Relé Fabs. (Hz)	Relé $\Delta F/\Delta t$	Relé df/dt (Hz/seg)		Relé de Restablecimiento		Carga fichada en (%) de la Demanda
					Hz.	Temporización	
1	49.0	No	Si	-0.6		-	3.0
2	48.9	No	Si	-0.6		-	4.0
3	48.8	No	Si	-0.6		-	6.0
4	48.7	No	Si	-0.9		-	6.5
5	48.6	No	Si	-0.9		-	9.0

Escalón	Relé Fabs. (Hz)	Relé $\Delta F/\Delta t$	Relé df/dt (Hz/seg)		Relé de Restablecimiento		Carga fichada en (%) de la Demanda
					Hz.	Temporización	
6	48.5	No	No	-	49.2	17 Seg	4.0
					49.2	19 Seg	4.5
7	48.4	No	No	-	49.2	15 Seg	5.0
Total							42.0

Cada fila indica el porcentaje de carga a cortar por el agente demandante y los motivos, los cuales pueden ser porque la frecuencia disminuyó hasta el valor indicado en Hz o porque su derivada (respecto del tiempo) es mayor o igual (en valor absoluto) al indicado, lo que ocurra primero.

Las dos últimas filas también indican el porcentaje de carga a cortar y los motivos, los cuales pueden ser porque la frecuencia disminuyó hasta el valor indicado en Hz o porque permaneció por debajo de 49,2 Hz durante más tiempo que los indicados, lo que ocurra primero.

El umbral de frecuencia requerido para habilitar la desconexión de relés de derivada (df/dt) se establece en 49.8 Hz. Los automatismos de corte de demanda deben medir la frecuencia absoluta, así como la pendiente de decaimiento en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda.

El Agente que no tenga implementado alguno de estos escalones, debe agregar el valor de esa demanda a un escalón de accionamiento anterior, en el caso de relés de frecuencia absoluta, y al de pendiente - 0,6 Hz/seg en el caso de relés de derivada. Es obligatorio, por lo tanto, contar como mínimo con un escalón de corte por frecuencia absoluta, uno por relé de derivada, y un relé de restablecimiento en 49,2 Hz, que corten la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas.

2.3.1.2. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA INFERIOR A 5 MW

Los GUMA con potencia declarada menor o igual a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de uno o más relés de corte de carga por frecuencia absoluta que operen a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 42% de su demanda.

2.3.1.3. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA SUPERIOR A 5 MW

Los GUMA con potencia declarada mayor a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de uno o más relés de corte de carga por frecuencia absoluta que operen a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 42% de su demanda, uno de derivada de frecuencia y un relé de restablecimiento que corte la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas

El GUMA, o un conjunto de GUMA con un Convenio de Alivio de Cargas, que opte por implementar un esquema simplificado deberá solicitar su autorización a CAMMESA, con una anticipación no menor que TREINTA (30) días corridos a su puesta en servicio, con una descripción del citado esquema simplificado. CAMMESA analizará, dentro de los siguientes QUINCE (15) días corridos, el efecto sobre la reserva instantánea del MEM de que el GUMA se acoja a este esquema simplificado, pudiendo rechazar el pedido si existiesen motivos técnicos que lo justifiquen. De no contestar dentro del plazo indicado, el esquema simplificado se considerará automáticamente autorizado.

2.3.2. DEMANDAS UBICADAS EN EL RESTO DE LAS ÁREAS DEL SADI, INCLUIDA REGIÓN PATAGÓNICA.

2.3.2.1. ESQUEMA COMPLETO

El esquema está conformado según se indica en la tabla siguiente.

Escalón	Relé Fabs. (Hz)	Relé $\Delta F/\Delta t$	Relé df/dt (Hz/seg)	Relé de Restablecimiento		Carga fichada en (%) de la Demanda
				Hz.	Temporización	
1	49.0	No	No			3.0
2	48.9	No	No			4.0
3	48.8	No	No			6.0
4	48.7	No	No			6.5
5	48.6	No	No			9.0
6	48.5	-0.60	No	49.2	17 Seg	4.0
				49.2	19 Seg	4.5
7	48.4	-0.90	No	49.2	15 Seg	5.0
Total						42.0

Cada fila indica el porcentaje de carga a cortar por el agente demandante y los motivos. En las 5 primeras filas el único motivo es la disminución de la frecuencia hasta el valor indicado en Hz.

Las dos últimas filas también indican el porcentaje de carga a cortar y los motivos, los cuales pueden ser porque la frecuencia disminuyó hasta el valor indicado en Hz o porque tuvo una pendiente de decaimiento (en valor absoluto) mayor o igual a la indicada o porque permaneció por debajo de 49,2 Hz durante más tiempo que los indicados, lo que ocurra primero.

Los automatismos de corte de demanda deben medir, tanto la frecuencia absoluta como la pendiente de decaimiento, en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda. La pendiente de los relés decrementales debe ser medida entre 49,2 y 48,9 Hz con un tiempo de pasaje entre ambos valores de 0,5 seg para la pendiente de -0,60 y de 0,33 seg para la pendiente de -0,90.

El Agente que no tenga implementado alguno de estos escalones, debe agregar el valor de esa demanda a un escalón de accionamiento anterior, en el caso de relés de frecuencia absoluta, y al de pendiente - 0,6 Hz/seg en el caso de relés decrementales. Es obligatorio, por lo tanto, contar como mínimo con un escalón de corte por frecuencia absoluta, uno por relé decremental, y un relé de restablecimiento en 49,2 Hz, que corten la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas.

2.3.2.2. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA INFERIOR A 5 MW

Los GUMAs con potencia declarada menor o igual a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de un solo relé corte de carga por frecuencia absoluta que opere a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 42% de su demanda.

2.3.2.3. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA GUMA CON POTENCIA SUPERIOR A 5 MW

Los GUMA con potencia declarada mayor a CINCO (5) MW, podrán optar por la instalación de uno o más relés de corte de carga por frecuencia absoluta que opere a la frecuencia correspondiente al primer, segundo, tercer, cuarto o quinto escalón de frecuencia absoluta y que corte como mínimo el 42% de su demanda, un relé de decremento de frecuencia y un relé de restablecimiento que corte la totalidad de la demanda asociada a los citados relés en el esquema completo de Alivio de Cargas.

El GUMA, o un conjunto de GUMA con un Convenio de Alivio de Cargas, que opte por implementar un esquema simplificado deberá solicitar su autorización a CAMMESA, con una anticipación no menor que TREINTA (30) días corridos a su puesta en servicio, con una descripción del citado esquema simplificado. CAMMESA analizará, dentro de los siguientes QUINCE (15) días corridos, el efecto sobre la reserva instantánea del MEM de que el GUMA se acoja a este esquema simplificado, pudiendo rechazar el pedido si existiesen motivos técnicos que lo justifiquen. De no contestar dentro del plazo indicado, el esquema simplificado se considerará automáticamente autorizado.

2.4. ESQUEMA DE CORTE DE EMERGENCIA PARA EL SADI

El Esquema de Corte de Emergencia representa la primera barrera de contención ante la ocurrencia de fallas atípicas severas que pueden llevar al desmembramiento del SADI. El mismo no forma parte del Esquema de Alivio de Carga siendo su actuación previa al de formación de Islas y Arranque en Negro. Por lo tanto, el mencionado esquema no forma parte de las transacciones de Alivio de Cargas que se realicen.

Asimismo, su instalación se realizará sobre una parte de los Agentes demandantes que determinará CAMMESA al efecto.

El Esquema de Corte de Emergencia consistirá en un relé de frecuencia absoluta y un relé de restitución con los siguientes ajustes:

Escalón	Relé Frecuencia Absoluta (Hz)	Relé $\Delta F/\Delta t$	Relé df/dt (Hz/seg)			Relé de Restablecimiento		Carga Fichada (%) Demanda del Agente
						Hz.	Temporización	
Corte de Emergencia	48.3	No	No	-	48.7	8 Seg	10.0	

Los automatismos de corte de demanda deben medir la frecuencia absoluta en un tiempo no mayor a 0,150 segundos y enviar disparo instantáneo a los interruptores que desconectan la demanda.

2.5. PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Los Distribuidores y GUMA que instalen su propio esquema de corte deberán presentar a CAMMESA los datos del mismo.

3. ANEXO C - GUÍA DE ENSAYOS DEL SISTEMA DE EXCITACIÓN

3.1. OBJETIVO

Estos ensayos tienen por finalidad verificar la respuesta del sistema de excitación y determinar los parámetros y respuestas que permitan homologar el modelo correspondiente.

3.2. CONSIDERACIONES GENERALES

Los ensayos del sistema de excitación y regulador de tensión serán realizados de acuerdo a la normativa y metodologías descritas en la norma IEEE 421.2-1990.

3.3. ENSAYOS

3.3.1. VERIFICACIÓN DE LA FUNCIÓN TRANSFERENCIA

Se describirán y detallarán las mediciones y ensayos efectuados para verificación de la función transferencia del regulador automático de tensión (RAT), y realimentaciones adicionales de limitación de la excitación. Estas pruebas se pueden hacer con la unidad parada.

3.3.2. ENSAYOS DE RESPUESTA TEMPORAL DEL LAZO DE REGULACIÓN DE LA EXCITACIÓN.

Verificación del desempeño de la regulación de tensión con el generador en vacío, por aplicación de un escalón de pequeña amplitud (2%...5%) en la referencia de tensión del RAT, partiendo con tensión y velocidad de rotación nominal.

Se aplicará un escalón en la referencia de tensión, de amplitud inferior al 5% de la tensión nominal de generación, y cuya duración sea de 20 segundos o más para permitir el establecimiento de la tensión terminal de la unidad.

Se registrará el pulso aplicado, la tensión terminal, la tensión de campo y la corriente de campo. Sobre el registro de la tensión terminal se medirán los tiempos de crecimiento y establecimiento, y el valor de la sobreoscilación.

3.3.3. ENSAYOS DE TECHOS DE EXCITACIÓN Y LÍMITES ELECTRÓNICOS.

Estos ensayos tienen por objeto relevar los techos de la excitación estática (rectificador controlado), y los límites del Regulador de la Excitación. Se realizarán con la unidad generadora excitada y girando a velocidad nominal.

Se medirán los techos positivo y negativo de excitación, y el tiempo de demora en alcanzarlos, por aplicación en la referencia de tensión del regulador de un pulso de 0.5 segundos de duración. Este ensayo deberá realizarse con el generador en vacío a tensión y velocidad de rotación nominales, y regulación individual de

tensión en automático. Las variables cuya evolución temporal será de interés de análisis serán: tensión terminal, tensión de campo y tensión aplicada a la entrada del convertidor a tiristores.

Para estos ensayos se aplicará un escalón en la referencia de tensión, de amplitud del orden del 20% de la tensión nominal del generador, y cuya duración sea del orden de 0.5 segundos.

Para determinar el techo positivo se partirá con el generador al 80% de la tensión nominal, aplicándose el pulso con polaridad positiva.

Para determinar el techo negativo se partirá con el generador al 100% de la tensión nominal, aplicándose el pulso con polaridad negativa.

Si el escalón del 20% no alcanzara para llegar a los techos, se incrementará en pasos del 5%, hasta alcanzarlos.

3.3.4. ENSAYOS DE RESPUESTA TEMPORAL DEL LAZO DE REGULACIÓN DE LA EXCITACIÓN CON ACTUACIÓN DE LOS LIMITADORES DE SUBEXCITACIÓN.

Con el generador en carga se verificará la respuesta del lazo de control de excitación cuando actúa el limitador de subexcitación. Se partirá de una condición cercana al límite de subexcitación y se aplicará un escalón en la referencia de tensión, de amplitud inferior al 2% (valor referido a bornes del generador) de la tensión nominal de generación, cuya duración sea de 20 segundos o más para permitir el establecimiento de la tensión terminal de la unidad cuando actúa el limitador de subexcitación. A efectos de evitar la actuación de protecciones del generador se podrá modificar para el ensayo el ajuste de la característica estática del UEL.

Se registrará el pulso aplicado, la tensión terminal, la potencia reactiva, la tensión de campo y tensión aplicada a la entrada del convertidor a tiristores.

Se deberá mostrar un control rápido y estable por parte del UEL, y una acción efectiva para limitar la potencia reactiva generada.

4. ANEXO D - GUIA DE ENSAYOS DEL LAZO DE CONTROL. POTENCIA – FRECUENCIA Y SISTEMAS DE BY-PASS.

4.1. OBJETIVO

Estos ensayos tienen por finalidad verificar la respuesta del sistema de control potencia-frecuencia y determinar los parámetros y respuestas que permitan homologar el modelo correspondiente.

4.2. ENSAYOS

4.2.1. LOS ENSAYOS DEFINIDOS EN EL PT9

Realizar ensayos del lazo de control automático de velocidad del grupo, a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de este sistema de control. A tal efecto, se deben realizar los ensayos para medición del “Tiempo de Establecimiento”, Banda Muerta y Estatismo en red interconectada, establecidos en la Guía de Ensayos del Procedimiento Técnico N°9.

4.2.2. OPERACIÓN DE LA UNIDAD O DEL CICLO COMBINADO EN EL MODO “CARGA BASE”

Con el grupo funcionando en modo “Carga Base” se deberá registrar las variaciones de potencia eléctricas, ante variaciones de la frecuencia de la red. Se deberá evaluar la disminución de potencia mecánica, ante la disminución de la frecuencia de red.

4.2.3. REDUCCIÓN RÁPIDA DE CARGA DE LA UNIDAD O DEL CC COMPLETO

Operando con el 100 % de generación se aplicará una reducción rápida de un 25% como mínimo con la máxima velocidad que admite la unidad/ el Ciclo Combinado. Se deberá registrar la posición de válvulas y potencia eléctrica generada por las TG y la TV y determinar el máximo gradiente (MW/segundos) de reducción de potencia. Durante el ensayo se registrarán todas las alarmas y variables críticas.

4.2.4. INCREMENTO RÁPIDO DE CARGA DEL CC

Operando con un 75 % de generación se incrementa la generación hasta el 100% de su capacidad con la máxima velocidad de toma de carga que admite la unidad. Se deberá registrar la posición de válvulas y potencia eléctrica generada por las TG y la TV y determinar el máximo gradiente (MW/segundos) de incremento de potencia. Durante el ensayo se registrarán todas las alarmas y variables críticas.

4.2.5. ENSAYOS DEL SISTEMA DE BY-PASS Y/O CONMUTACIÓN A AISLAMIENTO DEL GENERADOR ALIMENTANDO SUS SERVICIOS AUXILIARES

Cuando las instalaciones dispongan de los automatismos que le permiten al generador desconectarse de la red y reducir carga muy rápidamente, manteniendo solamente el suministro a sus propios servicios auxiliares, operando estable durante varios minutos hasta que se den las condiciones para recuperar carga, se deberán efectuar los ensayos que permitan verificar su correcto funcionamiento y la coordinación con otros sistemas y protecciones de la unidad y la red.

5. ANEXO E - GUIA DE ENSAYOS DEL ALTERNADOR

5.1. OBJETIVO

Estos ensayos tienen por finalidad determinar los parámetros principales del alternador.

5.2. CONSIDERACIONES GENERALES

La técnica de los ensayos a realizar está descrita en la Referencia Bibliográfica: "Derivation of Synchronous Machine Parameters From Test" F.P. Mello, J.R. Ribeiro. IEEE PES Winter Meeting, New York, N.Y., January 30- February 4, 1977.

5.3. ENSAYOS

A continuación, se describen los ensayos a realizar:

5.3.1. PARÁMETROS DE EJE DIRECTO

Estos ensayos se realizan con la máquina conectada al sistema sin entregar potencia activa, suministrando solo potencia reactiva, lo que asegura la existencia de flujo en el eje directo solamente.

La máquina debe funcionar con el regulador de excitación en forma manual. Se deben establecer dos estados de funcionamiento: subexcitación y sobreexcitación, que permiten medir los parámetros NO saturados y los saturados respectivamente.

- a) Con la máquina conectada al sistema a través de un interruptor, y subexcitada se abre el interruptor y se registran:
 - Desviaciones en la tensión terminal.
 - Corriente de Campo.
 - Con estas mediciones se determinan los parámetros no saturados de eje directo: X_d , X'_d , X''_d , T''_d , y T'''_d .
- b) Con la máquina conectada al sistema a través de un interruptor, y sobreexcitada se abre el interruptor y se registran:
 - Desviaciones en la tensión terminal.
 - Corriente de Campo.
 - Con estas mediciones se determinan los parámetros saturados de eje directo: X_d , X'_d , X''_d , T''_d , y T'''_d .

5.3.2. PARÁMETROS DE EJE EN CUADRATURA

La máquina debe generar en un estado tal que el fasor corriente de armadura este sobre el eje en cuadratura. Para asegurar esta condición ante un rechazo de carga, no debe haber variaciones transitorias en la corriente de campo.

Para lograr esta condición de carga no interesa establecer el valor exacto de la potencia, pero se deberán realizar varios rechazos previos, antes de la prueba propiamente dicha, con variaciones en uno y otro sentido de la corriente de campo. Se deberá registrar para cada rechazo las variaciones de la corriente de campo. Un gráfico del incremento de corriente de campo versus KVAR/í2 para cada rechazo permitirá interpolar el estado de funcionamiento para el cual el incremento de corriente de campo es nulo.

La prueba propiamente dicha consistirá en un rechazo de carga en el estado descrito anteriormente (componente de corriente de armadura en eje directo nula), se registrará la forma de onda de la tensión terminal y el valor de la corriente de armadura, con estas mediciones se determina X_q y X'_q .

Este método descrito necesita por lo menos la realización de cinco (5) rechazos de carga, sin importar el valor de la potencia despachada, el cual podrá ser elegido de modo de no perturbar al sistema.

6. ANEXO F - GUIA DE AJUSTE Y ENSAYO DE ESTABILIZADORES (PSS)

6.1. OBJETIVO

Con el objeto de realizar un aporte eficaz al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas (locales, intraplanta, interplanta, interárea, etc.) de la red, el sistema de control de la excitación de cada grupo generador deberá poseer un ESTABILIZADOR (Pss), el cual operará modulando la referencia de tensión del regulador.

Este equipo debe ser capaz de realizar aportes positivos al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas dentro de una banda de frecuencias comprendidas entre 0,1 Hz y 2,5 Hz.

El esquema de estabilización se basará en los principios de la estabilización por potencia acelerante, y deberá reunir suficiente flexibilidad para el ajuste.

6.2. CONSIDERACIONES GENERALES

La señal de proceso (potencia acelerante) puede ser obtenida a partir de la medición local de la velocidad de deslizamiento del rotor y la potencia eléctrica activa generada.

La señal de salida del Pss se inyecta en el punto de suma (referencia de tensión) del regulador individual de tensión.

Los transductores de las señales de deslizamiento rotórico y potencia eléctrica deberán garantizar una adecuada linealidad de las señales en el rango de operación que se especifique y presentar constantes de tiempo inferiores a 40 mseg.

El PSS deberá contar con lógicas de control que eviten disminuir la cupla sincronizante del generador ante grandes excursiones de la frecuencia en el SADI. Estas lógicas de control deberán ser incluidas en los diagramas de bloque y modelos dinámicos a suministrar.

La calibración y puesta en servicio de los Pss serán realizadas en forma coordinada con CAMMESA.

- Estudios:

Previo al efectivo ingreso del nuevo grupo generador a la red, mediante los estudios de Etapa II del PT1, el Agente deberá mostrar fehacientemente que la conexión de dicha máquina, no ocasionará un desmejoramiento del amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas. Los estudios deben demostrar la capacidad de los PSS para contribuir a amortiguar las oscilaciones interárea (oscilaciones electromecánicas comprendidas entre 0.4 y 0.7 Hz).

- Ensayos:

Mediante ensayos debe demostrarse la eficacia del PSS para el amortiguamiento del modo local de oscilación de la central vs. la red. (normalmente de 1 a 1.5 Hz).

Asimismo, se deberá probar que el lazo de regulación automática de velocidad presenta una muy baja participación en la banda de frecuencias correspondiente a las oscilaciones electromecánicas.

6.2.1. ESTUDIOS PARA ANÁLISIS DE LA PRECALIBRACIÓN DE LOS PSS

El PSS debe ser ajustado tanto para las frecuencias electromecánicas altas -modos local de oscilación (típicamente de 1.0 a 2.5 Hz), como para los modos lentos de oscilación interárea (normalmente entre 0.4 a 0.7 Hz). Diversas simulaciones deben realizarse para cubrir todo el rango de frecuencias de interés.

Considerando la central operando a potencia plena y condiciones nominales, se aplica un escalón en la referencia de tensión en el RAT. Se observa para un lapso de 20 seg. posteriores a la perturbación, la velocidad rotórica, potencia activa, potencia reactiva, tensión en bornes de máquina y la tensión de salida del PSS. Se debe repetir la simulación con el PSS desconectado

Esta simulación debe demostrar que el PSS mejora las cuplas sincronizante y amortiguante del modo local de oscilación de la central. La mejora en la cupla amortiguante se determina a través del aumento del coeficiente de amortiguamiento relativo de las oscilaciones del ángulo rotórico; mientras que el incremento de la cupla sincronizante se manifiesta a través del aumento de la frecuencia de oscilación.

Se repite la simulación aumentando progresivamente la ganancia del PSS hasta observar un deterioro en el amortiguamiento del modo de oscilación propio del sistema de excitación (de mayor frecuencia que el modo local de oscilación). Estas oscilaciones resultarán un límite para la ganancia del PSS.

Se repite la simulación incrementando la reactancia de vinculación de la central con la red de 500 kV hasta obtener una frecuencia de oscilación de 0.5 Hz (típico modo interárea). Se gráfica para un lapso de 20 seg. posteriores a la perturbación, la velocidad rotórica, potencia activa, potencia reactiva, tensión en bornes de máquina y la tensión de salida del PSS. Se debe repetir la simulación con el PSS desconectado. Esta simulación debe demostrar que el PSS mejora el amortiguamiento de estas oscilaciones.

Para asegurar la robustez del ajuste propuesto para el PSS deben repetirse las simulaciones para frecuencias de oscilación más bajas que las típicas interárea. También deben considerarse diferentes estados de carga (Pg y Qg) del generador. En todos los casos el PSS debe mostrar una contribución significativa al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas.

6.2.2. EQUIPOS DE ADQUISICIÓN DE DATOS Y MONITOREO PARA LOS ENSAYOS DE PSS

Para elegir y preparar los equipos de adquisición y monitoreo se debe tener en consideración lo siguiente:

- a) Se deberá contar con equipos suficientemente sensibles para registrar con amplitud las variaciones de las magnitudes (Pg; Qg, Vt; Uss; etc.) alrededor de su valor estacionario inicial. (Es necesario poder eliminar el offset estacionario de cada magnitud).
- b) La frecuencia de muestreo y/o velocidad de registro debe ser suficientemente rápida tal que garantice una medición continua de las variables observadas en una escala de tiempo no inferior a 2cm/seg (idealmente 3cm/seg).
- c) Se deberá asegurar el filtrado de señales y/o ruidos cuya frecuencia supere los 20 Hz.
- d) Es imprescindible contar con un monitoreo permanente de la potencia activa generada (Pg) por la unidad ensayada y de la tensión de salida del PSS (Uss).
- e) Se debe disponer de un switch rápido para poder conectar y desconectar en forma local el PSS.
- f) En todos los casos se debe verificar cuidadosamente la amplitud y signo del escalón a aplicar en la referencia del RAT con anterioridad al ensayo.

6.3. ENSAYOS

El requisito fundamental para asegurar un correcto ajuste del PSS, sin recurrir a un análisis modal multiárea y multimáquina, consiste en la obtención de un preciso modelo dinámico del lazo completo (PSS+RAT+EXC.+generador), apto para estudios tanto temporales de transitorios electromecánicos, como de respuesta en frecuencia.

Los ensayos en campo ineludibles son aquellos que permiten garantizar plenamente la validez del modelo.

Para estos ensayos, el GENERADOR deberá acordar previamente un programa de trabajo en campo con CAMMESA a fin de ajustar convenientemente los sistemas de estabilización, y evaluar su desempeño. Estos ensayos podrán ser supervisados por CAMMESA, organismo que se reserva el derecho de fiscalización. Asimismo, se deberá acordar con CAMMESA una presentación normalizada de los resultados de los ensayos.

6.3.1. RESPUESTA EN FRECUENCIA

Con el PSS a lazo abierto (desconectado) se deberá obtener la respuesta en frecuencia de la función transferencia del PSS: $*U_{ss}/ *e_i$ (e_i : señal de entrada al PSS).

En el rango de frecuencias comprendido entre 0.1 Hz y 10 Hz se deberá verificar una muy buena aproximación, tanto en fase como en el módulo, entre el modelo utilizado en los estudios y el ajuste en campo de las constantes de tiempo del PSS.

6.3.2. NORMALIZACIÓN Y SIGNOS

Antes de proceder a cerrar el lazo del PSS se deberá verificar la coherencia de los signos de las distintas señales de entrada al PSS, así como la señal que el PSS inyectará en la referencia del RAT. En este sentido la correspondencia entre el equipo real y el modelo debe ser exacta.

Asimismo, es necesario verificar las ganancias de los transductores que proveen las señales de entrada para el PSS y el RAT. Normalmente los modelos empleados en los estudios agrupan en un solo valor la ganancia del PSS y del RAT y los refieren a bases comunes. Es necesario determinar el factor de proporcionalidad entre la ganancia del modelo y el “potenciómetro” de ajuste real del equipo.

6.3.3. MEDICIÓN DEL AMORTIGUAMIENTO DEL MODO LOCAL

Con la unidad generadora operando a plena potencia, tensión y velocidad nominal, el PSS desconectado y en ausencia de oscilaciones en la red (oscilaciones interárea), se deberá aplicar el mínimo escalón (entre el 2 y 5%) en la referencia del RAT, que permita excitar en forma apreciable el modo local de oscilación. Luego de un lapso de aproximadamente 20 seg. se quitará el escalón, registrándose como mínimo Uss, Pg, Vt y Qg al aplicar y al quitar el escalón.

Se deberá determinar el período de oscilación y el amortiguamiento relativo con el PSS desconectado.

Se comparan estos valores con los obtenidos en las simulaciones previas. En caso de importantes discrepancias, se deberán profundizar los ensayos de identificación de todo el lazo de control de la excitación de la unidad generadora, incluyendo regulador de velocidad y parámetros del generador.

En caso de un adecuado ajuste entre el modelo y los registros en campo, se conectará el PSS con una baja ganancia y se repetirá el ensayo. El amortiguamiento relativo (*) no puede ser inferior al medido con el PSS desconectado.

En caso de que el (*) medido sea mayor o igual que el base se deberá monitorear la potencia activa generada durante un lapso superior a 10 minutos observando atentamente que no se evidencien oscilaciones de baja frecuencia (interárea). En este caso se deberá aumentar progresivamente la ganancia del PSS hasta el valor utilizado en los estudios previos, volviendo a repetir, en cada caso, el ensayo. En todos los casos debe observarse un aumento del amortiguamiento de la oscilación local (aprox. 1 Hz) sin deteriorar el amortiguamiento de las oscilaciones más lentas (aprox.0.5 Hz).

6.3.4. MEDICIÓN PARA AJUSTE DE LA GANANCIA. GANANCIA MÁXIMA DEL PSS

Debido a que los modos eléctricos (de alta frecuencia, $F > 2\text{Hz}$) normalmente están fuera de la banda de frecuencias de los modelos de estudio, se aconseja determinar experimentalmente la máxima ganancia del PSS. Para esto, con la máquina a potencia reducida, se debe incrementar gradualmente (con un monitoreo permanente de Pg, Vt, Uss y Efd) la ganancia del PSS hasta que se observan oscilaciones pobremente amortiguadas de alta frecuencia en la Efd. Se deberá registrar este valor de ganancia límite.

El valor de ganancia máximo recomendado para utilizar en el PSS será aquel que resulta de dividir el valor límite por un factor igual a 3, de manera de obtener un margen de seguridad aproximado a 10 DB.

6.3.5. MODO INTERÁREA - DESEMPEÑO DEL PSS EN BAJAS FRECUENCIAS DE OSCILACIÓN

Los ensayos para verificar el desempeño de los PSS ante modos interárea de oscilación, resultan más complicados que aquellos establecidos para el modo local. Los modos interárea normalmente involucran a grandes grupos de generadores coherentes que oscilan contra otros grupos de generadores. Si se provoca una perturbación en una sola unidad no se excitará el modo interárea. Desconectando una línea o un reactor shunt puede excitarse el modo interárea, pero el efecto de un solo PSS puede ser insignificante a los efectos de medir su contribución al amortiguamiento.

En el caso de excitar el modo interárea mediante la maniobra de equipos, se deberá coordinar el ensayo con CAMMESA y el Transportista. Previamente se deberá simular, mediante el empleo de un programa de estabilidad transitoria multimáquina, con un adecuado grado de detalle de la red, la maniobra a realizar, a efectos de garantizar la seguridad operativa del SADI.

6.3.6. EFECTO DE LA VARIACIÓN DE LA POTENCIA MECÁNICA DE LA TURBINA SOBRE EL PSS

El objetivo de este ensayo es verificar que los ajustes de los filtros y el diseño del PSS permite minimizar el efecto sobre la salida del PSS de las variaciones rápidas de potencia mecánica.

Es necesario coordinar este ensayo con CAMMESA a efectos de perturbar mínimamente el sistema. Se deberá registrar V_t , Potencia activa, Frecuencia eléctrica del rotor, U_{ss} , Potencia mecánica inferida y toda variable que permita inferir la variación de potencia mecánica del grupo.

7. ANEXO G - GUIA DE ENSAYOS OPERATIVOS DE LOS GENERADORES

7.1. OBJETIVO

Los ensayos operativos tienen por objeto alcanzar gradualmente la potencia máxima en grupos generadores de gran porte o ciclos combinados de potencia total superior a los 300 MW.

Tratándose de pruebas de equipamiento ingresante al MEM resulta prioritario preservar durante la ejecución de las mismas la seguridad de la operación, debiéndose coordinar previamente las condiciones de la red y el despacho para alcanzar dicho objetivo.

7.2. CONSIDERACIONES GENERALES

Los programas tentativos de ensayo se deben presentar con una anticipación no inferior a 15 días al inicio de la Marcha de Prueba. Junto con los datos de la planificación semanal se debe enviar el programa tentativo para la próxima semana.

Los programas tentativos y sus actualizaciones deben ser enviados a CAMMESA, y a los Agentes PAFTT del área. El cronograma definitivo de ensayos (Programa de Pruebas) debe ser informado antes de las 10 hs. del día anterior a las partes involucradas.

Los acuerdos alcanzados con los PAFTT del área deben ser notificados por escrito a CAMMESA. Tanto CAMMESA como los PAFTT involucrados podrán requerir cambios en los cronogramas tentativos como definitivos informando el motivo que lo origina.

Previamente a realizar ensayos al 100% de la capacidad del ciclo, el Generador deberá informar que se han adoptado todas las medidas tendientes a disminuir las posibilidades de pérdida total del ciclo que surgieron de los ensayos con carga reducida y/o de estudios que al efecto CAMMESA haya solicitado.

En todos los ensayos y pruebas de rechazo de carga serán prioritarias las consideraciones de seguridad en la operación. La realización de los ensayos estará supeditada a los requerimientos del Despacho y a la situación real del Sistema en la Operación. Durante los períodos de pico no se admitirán variaciones de carga.

7.3. DESARROLLO

Los equipamientos nuevos requieren de ensayos y pruebas que responden entre otros a los requerimientos asociados a su ingreso al MEM. Tratándose de equipamiento ingresante y que por lo tanto se encuentra en su etapa inicial de marcha, es de esperar que presenten una tasa de fallas superior a la esperada para su período de operación normal, denominándose este período de fallas infantiles

En el ingreso de unidades generadoras de potencia superior a 300 MW, o de ciclos combinados 2TG+1TV cuya potencia nominal total sea superior a ese valor, debe mantenerse limitada la posibilidad de desconectar intempestivamente una unidad o grupos de unidades. En el caso de los CC se debe evitar que la salida de un generador produzca la pérdida de las restantes unidades generadores que integran el mismo.

En esos casos antes de realizar ensayos con el equipamiento al 100% de su capacidad se requiere la realización de una serie de ensayos previos, a carga reducida, tendientes a mostrar un desempeño en la operación que responda a expectativas mínimas de estabilidad, control y seguridad.

Para alcanzar el objetivo mencionado se requiere realizar los siguientes ensayos.

7.3.1. MARCHA CON CARGA PARCIAL DE UNA UNIDAD GENERADORA INDIVIDUAL CON POTENCIA SUPERIOR A 300 MW O DE UNA UNIDAD QUE FORMA PARTE DE UN CC CON POTENCIA TOTAL MAYOR A 300 MW

Para el caso de CC se deberán ensayar las unidades TG operando en forma individual por un período ininterrumpido no inferior a las 24hs. respetando las eventuales restricciones que en la operación puedan presentarse cualquiera fuese su origen. En el caso de unidades individuales TV, hidráulicas, o TG, con potencias máximas superiores a 300 MW se limitará durante las primeras 24 hs. de marcha a una potencia inferior a este valor.

7.3.2. PRUEBAS CON DOS UNIDADES DEL CC

Se deberá operar con dos unidades de un CC en servicio por un período ininterrumpido no inferior a las 24 hs. Cada uno siguiendo las indicaciones del despacho que defina CAMMESA en cada momento que se requieran modificar las condiciones del ensayo previstas inicialmente. Las pruebas requeridas son TG1+TG2, TG1+TV y TG2+TV.

7.3.3. PRUEBAS DE RECHAZOS DE CARGA DE LAS UNIDADES DEL CC ANTES DE SUPERAR EL 50% DE LA POTENCIA MÁXIMA TOTAL

Realizar los siguientes rechazos de carga previos a superar un nivel de carga mayor al 50% de la potencia total del ciclo.

ENSAYO	POTENCIA GENERADA En % de la Potencia nominal			RECHAZO DE GRUPO
	TG 1	TG 2	TV	
1	100	F/S	50	TV
2	F/S	100	50	TV
3	50	50	50	TV
4	50	50	50	TG1
5	50	50	50	TG2

En todos los casos el grupo generador en servicio, que no efectúa el rechazo de carga, debe continuar en servicio en condiciones estables por un período posterior al ensayo no inferior a la hora. En aquellos casos en que el resultado no se corresponda con el esperado, el ensayo debe realizarse nuevamente una vez superado el inconveniente cuando las condiciones del sistema lo permitan.

Previamente a la realización del rechazo de carga los grupos deberán haber alcanzado condiciones estables de marcha. Para ello teniendo en cuenta que dicho ensayo se coordinará en horas después del pico es recomendable que la marcha de la unidad se inicie con una anticipación mayor de 10hs.

7.3.4. MARCHA DE 72 HS. AL 50 Y 75 %

Previamente a realizar los ensayos operativos, con el 100% de la potencia total del Ciclo Combinado o de una unidad generadora se requiere completar sin interrupciones dos ciclos de carga de al menos 72hs cada uno operando al 50 y 75% respectivamente de su capacidad en forma continua. En ambos casos por requerimientos del despacho podrá verse limitada la potencia consigna al 4,5% de la demanda total del SADI no interrumpiendo por ello el ensayo. Por otra parte, de producirse limitaciones o fallas del equipamiento en prueba, será necesario reiniciar la marcha de prueba hasta alcanzar las 72 hs. de operación en forma continua.

Al finalizar exitosamente las 72 hs de marcha continua se debe coordinar el rechazo de carga del grupo TV manteniendo la potencia consigna en los grupos TG al menos durante la hora siguiente al rechazo en forma estable.

7.3.5. RECHAZOS DE CARGA AL 100%.

Antes de realizar la prueba de marcha al 100% se deben realizar los ensayos de rechazos de carga indicados en la tabla 1. Los mismos deben coordinarse teniendo en cuenta la necesidad de aumentar la reserva del sistema recurriendo al despacho forzado de una central de bombeo, cuyo acuerdo deberá obtener previamente el agente. Se deberán programar para después del horario correspondiente al periodo de pico.

Los PAFTT involucrados indicarán cual es la excitación requerida de los generadores de tal manera que la eventual salida completa del ciclo combinado no produzca inconvenientes en el control de la tensión del área.

Tabla 1

ENSAYO	POTENCIA GENERADA En % de su Potencia Nominal			RECHAZO DEL GRUPO
	TG 11	TG 12	TV	
1	100	100	100	TV
2	100	100	100	TG1
3	100	100	100	TG2

Los ensayos con el ciclo completo operando al 100% de la potencia se deben coordinar anticipadamente con un plazo no menor de 24 hs.

7.3.6. MARCHA AL 100 % PARA CC O UNIDADES GENERADORAS CON POTENCIA TOTAL MÁXIMA SUPERIOR A 300 MW

Para realizar el ensayo al 100% de la carga el ciclo debe haber demostrado en los ensayos a potencia reducida, que responde a las expectativas de control en su operación, que el mismo presenta un funcionamiento estable en dichos valores de carga y que se haya comprobado previamente que ante la pérdida de uno de los generadores del ciclo los restantes son capaces de mantenerse en servicio. Alcanzado este objetivo se admitirá realizar el primer ensayo de marcha a plena carga en aquellos horarios en donde, priorizando la seguridad en la operación de la red el mismo resulte factible, y de ser necesario se requerirá el despacho de la central de bombeo a cargo del generador.

En esta modalidad de ensayo se requerirán no menos de 72hs, durante las cuales CAMMESA podrá solicitar modulación de la carga por razones de seguridad.

Los ensayos que sean requeridos por el Agente a continuación de los mencionados deberán ajustarse a las modalidades del despacho y requerimientos de seguridad de la operación y de la red.

7.3.7. REDUCCIÓN CONTROLADA DE LA POTENCIA

Este ensayo tiene la finalidad de verificar que la máquina puede reducir en forma controlada su generación.

Para la realización de la prueba es necesario operar el generador a plena potencia. En estas condiciones se provoca un cierre paulatino de válvulas de una de las TG y se verifica cual es la velocidad de reducción de la potencia mecánica de la misma y el tiempo total de rechazo de la turbina.

Es necesario coordinar este ensayo con CAMMESA a efectos de perturbar mínimamente el sistema. Se deberá registrar Vt, Potencia activa, Frecuencia eléctrica del rotor, Uss, Potencia mecánica inferida y toda variable que permita inferir la variación de potencia mecánica del grupo.

8. ANEXO H - GUIA DE LAS PRUEBAS DEL GENERADOR EN BAJA FRECUENCIA

8.1. OBJETIVO

La finalidad de estas pruebas es verificar que las protecciones del generador, la turbina, y los sistemas auxiliares de una unidad o del CC, que son críticos para el funcionamiento estable, pueden operar con frecuencia menor que la nominal durante algunos segundos, sin riesgo de que se pueda producir la desconexión de algún generador.

8.2. CONSIDERACIONES GENERALES

Dado que estas pruebas deben ser adecuadas a cada tipo de instalación se recomienda que el Agente consulte al fabricante sobre las operaciones que sean necesarias para cumplir con los objetivos del ensayo. Esto tienen por finalidad verificar la factibilidad de ejecutar aquellas operaciones que pudieran no haber sido contempladas por el fabricante para el diseño de las lógicas, protecciones, enclavamientos, etc. y que por lo tanto se requieren efectuar análisis especiales para asegurarse que no se pone en riesgo ningún elemento de la instalación ni la seguridad de la red.

8.3. ENSAYOS

8.3.1. OPERACIÓN EN 49 HZ DURANTE 3 MINUTOS.

La unidad generadora opera fuera de paralelo y se verifica el funcionamiento estable sin actuación de protecciones. Esta prueba en el caso de los CC se puede hacer con una TG y la TV en servicio.

En el caso de una TV, con la unidad operando en 49 hz. se introduce una perturbación en el lazo de control que incremente la carga de la bomba de alimentación de agua y se verifica la estabilidad del sistema de control. Duración del ensayo 3 minutos a 49 Hz.

8.3.2. OPERACIÓN EN 48,5 HZ DURANTE 25 SEGUNDOS

Con la unidad fuera de paralelo con la red se reduce la frecuencia en forma transitoria durante 25 segundos. Se verifica la estabilidad del control y la no actuación de protecciones.

8.3.3. EVALUACIÓN DEL FUNCIONAMIENTO DE LOS SERVICIO AUXILIARES CON BAJA FRECUENCIA

Se mantiene medio ciclo combinado (TG + TV) entregando energía a la red con carga superior al 90% alimentando todos sus servicios auxiliares desde una fuente que mantiene 49,0 Hz, durante 3 minutos como mínimo. En ese lapso se introduce una señal en el sistema de control o una perturbación con el fin de la requerir máxima potencia en la bomba de alimentación (por ej. nivel bajo en el domo o desconexión de una bomba). Se evalúa la estabilidad de las variables críticas para la estabilidad de las unidades del CC conectadas a la red.

8.3.4. INYECCIÓN DE SEÑAL DE ERROR DE FRECUENCIA SIMULANDO UNA PERTURBACIÓN EN EL SADI TAL QUE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA ALCANZA 48 HZ.

Operando con una TG en el 95% de su capacidad y con una reserva para RPF del 5% se introduce un escalón en la referencia de frecuencia de la TG En el caso de tratarse de un CC la TV debe estar en servicio.

La señal de frecuencia a inyectar debe aproximarse a lo indicado en la tabla siguiente:

TIEMPO	ERROR EN LA FRECUENCIA
0	0
2 seg.	-2 Hz
30- 40 seg	-1 HZ
100 seg	-1 Hz
105 -110 seg	0

Se deberá indicar cualquier limitación que condicione la respuesta del CC.

En el protocolo de la prueba se deberán incluir las curvas de las principales variables del sistema de control de la TG/CC como ser: presiones, temperaturas, combustible, niveles, potencia, velocidad, flujos de agua, etc.

La prueba se debe hacer para cada uno de los modos de control en los que puede operar la TG: potencia base, caldera seguidora, regulación de frecuencia, etc.

Se deben registrar todas las variables controladas con el ciclo de muestreo más corto posible (por ej. cada segundo). El protocolo debe incluir una explicación del comportamiento de las variables principales y comentarios sobre los márgenes disponibles en las magnitudes que alcanzan esas variables para evitar la actuación de acciones de control o protecciones que pueden modificar el resultado obtenido.

9. ANEXO I - GENERACIÓN EÓLICA y FOTOVOLTAICA: REQUISITOS DE CONEXIÓN

9.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Los GENERADORES, AUTOGENERADORES y COGENERADORES, antes de conectarse a la red eléctrica deben cumplir con requisitos reglamentarios, informativos y técnicos para permitir su ingreso al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), su habilitación comercial y su despacho.

El OED debe controlar la aptitud técnica de las Unidades Generadoras y/o Centrales de Generación que solicitan su incorporación al MEM y/o informan la modernizan sus principales sistemas de control.

9.2. ABREVIATURAS:

Agente GENERADOR: Propietario del parque de energía renovable no convencional, ya sean Generadores, Autogeneradores o Cogeneradores.

AG: Aerogenerador: turbina eólica, sistema de transmisión mecánica, generador eléctrico, sistema de control, sistemas de potencia (convertidores electrónicos, sistemas de compensación de reactiva, transformador, etc.).

AGC: Control Automático de Generación

CFP: Control del factor de potencia del Parque

CIT: Control Integral de Tensión del Parque

CPT: Control Proporcional de Tensión –*Droop Q/V*

CQ: Control de Potencia Reactiva del Parque

COC: Centro de Operación del OED

COG: Centro Operativo de Generación

COT: Centro de Operación de la Transportista en Alta tensión

COTDT: Centro de Operación del Transportista por Distribución Troncal

COD: Centro de Operación del Distribuidor o del PAFTT

DAG: Desconexión Automática de Generación

ERNC: Fuente de energía renovable no convencional

E/S: En servicio

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

PAFTT: Prestador Adicional de la Función Técnica de Transporte

Parque ERNC: Central de generación eólica o solar fotovoltaica

PE: Parque de generación Eólico

PPC: Control de Planta (Control del parque)

PSFV: Parque de generación Solar Fotovoltaico

RAG: Reducción Automática de Generación

SADI: Sistema Argentino de Interconexión Eléctrica

9.3. ALCANCE Y OBJETIVO

Establecer los requisitos de conexión mínimos que deben cumplir los Parques de generación eólica y Parques de generación Solar Fotovoltaica que se conectan al SADI, de acuerdo las definiciones de los ANEXOS 39 y 40 de LOS PROCEDIMIENTOS para estas fuentes de generación de energía eléctrica de potencia variable.

Para el caso particular de Parques de generación Solar Fotovoltaica, en los estados de operación con la menor potencia de cortocircuito en el área donde se conecta (con el menor despacho de generación probable), una variación de su potencia generada menor o igual al 40% a la potencia instalada debe ser tal que no provoque desvíos de tensión, en nodos con demanda, mayores a los definidos para granjas eólicas Tipo A en el ANEXO 40 de LOS PROCEDIMIENTOS.

Dentro de los requisitos de conexión, se destacan:

- Desempeño estático y dinámico de los principales controles de la planta de generación en cada uno de los modos de operación que el operador de la Planta puede seleccionar,

- Calibración de las principales protecciones¹ de los grupos generadores y/o convertidores DC/AC de potencia,
- Capacidad P/Q² del parque de generación,
- Disponibilidad y habilitación de automatismos identificados en los estudios eléctricos del Procedimiento Técnico N°1.
- Disponibilidad del equipamiento y la característica de los equipos de monitoreo

Se incluye además una guía de las pruebas de puesta en marcha del Parque de Generación Renovable No Convencional (parque ERNC) y la documentación técnica (Datos y Modelos de simulación) que el agente GENERADOR debe suministrar a OED para facilitar el control de la aptitud técnica del Parque ERNC que solicita su ingreso a la operación comercial en el MEM.

9.4. REQUISITOS TÉCNICOS COMUNES A PE Y PSFV

Para todas las secciones y/o apartados del presente ANEXO cuyo título no hace referencia a un tipo de tecnología de generación en particular (PE o PSFV), los requisitos técnicos mínimos requeridos aplican a ambas fuentes de *energía renovable no convencional* (ERNC).

9.5. REQUERIMIENTOS PARA LA CONEXIÓN

9.5.1. SISTEMAS DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

El parque ERNC debe:

- Contar con el equipamiento en servicio requerido por el Anexo 24 de Los Procedimientos para el Sistema de Operación y Despacho en Tiempo real (SOTR).
- Disponer de enlace de datos de tiempo Real (SOTR) incluyendo las mediciones, estados y alarmas, información detallada en la Resolución SE N° 332/1994 (SOTR) (5.2.1 Valores de Medición, 5.2.2 Estado de elementos de maniobra, 5.2.3 Alarmas, 5.2.4 Energías y 5.2.5 Información destinada a la Programación y Control de la Operación).
- Enviar toda otra información, que sea necesaria en el COC para la operación del MEM, conforme a lo establecido en la Resolución SE N° 332/1994 (SOTR).

9.5.2. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE PRODUCCIÓN

El parque ERNC debe contar con el equipamiento en servicio requerido por el Anexo 24 de Los Procedimientos para integrarse al Sistema de Medición Comercial del MEM (SMEC)

9.6. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

El parque ERNC debe contar con el equipamiento en servicio requerido:

- Por el Anexo 24 de Los Procedimientos para el Sistema de Operación y Despacho (SCOM).
- Para dar cumplimiento a la Resolución SE N° 106/1995 (SCOM)

9.6.1. COMUNICACIONES PARA AUTOMATISMOS DAG/RAG

En función de los resultados de los estudios de acceso al SADI³, el *parque ERNC* de potencia superior a 40 MW deberá:

- Instalar los sistemas de comunicaciones y equipos asociados necesarios para incorporar el *parque ERNC* al ESQUEMA de DAG REGIONAL correspondiente, según su sitio de emplazamiento (ej.: DAG NOA; DAG NEA; DAG GRAN MZA; DAG COMAHUE; DAG PATAGONIA u otros esquemas que en el futuro se incorporen al SADI)

¹ Sobre y subfrecuencia; sobre y subtensión.

² Diagrama de capacidad de potencia activa (P) vs potencia reactiva (Q)

³ Procedimiento Técnico N°1 de OED

- Disponer de doble sistema de comunicaciones, con adecuado ancho de banda, entre el *parque ERNC* y el “Nodo Concentrador”⁴ más cercano instalado en una estación transformadora del sistema de AT (≥ 330 kV)
- Si el *parque ERNC* es de una potencia menor o igual a 90 MW, deberá prever un mínimo de 2 escalones DAG/RAG
- Si el *parque ERNC* es de una potencia mayor a 90 MW, deberá prever un mínimo de 3 escalones DAG/RAG.
- Si la potencia del *parque ERNC* es mayor a 200 MW, los dos sistemas de comunicaciones deberán ser implementados por medios físicos independientes.

REQUERIMIENTO	$40 \text{ MW} \leq \text{PE} \leq 200 \text{ MW}$	$\text{PE} > 200 \text{ MW}$
Comunicación con el NODO CONCENTRADOR	Doble sistema de comunicaciones. Se admite un solo medio físico.	Doble sistema de comunicaciones por medios físicos independientes

9.6.2. COMUNICACIONES PARA DAG LOCALES Y/O ZONALES

En función de los resultados de los estudios de acceso al SADI y de la cantidad de *parques ERNC* en una ZONA del SADI, el Transportista por Distribución Troncal o PAFTT podrá requerir que el *parque ERNC* instale los sistemas de comunicaciones y equipos asociados adecuados para para la implementación de un automatismo DAG o RAG para actuar ante desenganches de líneas o transformadores de estas redes o, de existir, su incorporación a los ESQUEMAS de DAG ZONALES o LOCALES.

La definición de los equipos a instalar, sus comunicaciones, sus lógicas y los valores de las potencias a desconectar y/o reducir en forma de rampa, surgirá de los estudios eléctricos de detalle de acceso al SADI⁵.

9.7. INSTALACIONES DE CONEXIÓN

Las instalaciones del parque ERNC para su conexión directa o indirecta al SADI deben contar con la habilitación del Transportista y/o PAFTT correspondiente.

Para estas instalaciones es de aplicación el Capítulo II: “Ingreso de nuevos Generadores, Autogeneradores y Cogeneradores al MEM, del Procedimiento Técnico N°4.

Como parte de estas instalaciones se destacan:

- Automatismo/s de desconexión automática de generación (DAG): El Parque ERNC debe disponer, con anterioridad a la conexión al SISTEMA DE TRANSPORTE o PAFTT, de los equipamientos necesarios para la DAG, cuando fueran requeridas por el sistema eléctrico según los estudios del Procedimiento Técnico N°1 de OED asociados al acceso del Parque ERNC al MEM.
- La conexión entre el Parque ERNC y el SISTEMA DE TRANSPORTE o PAFTT debe contar con un interruptor capaz de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en dicho punto y asegurar el tiempo de despeje de fallas que requiera el sistema eléctrico.

El Agente Generador debe presentar a OED un documento que indique que cumple con los requisitos de conexión, como así también el informe del Transportista y/o el PAFTT con la aprobación del diseño final y las pruebas de puesta en servicio de los automatismos asociados a la conexión del Parque ERNC. Este documento se denomina “Acta de Ajuste y Coordinación de Protecciones y de Diseño y Prueba de Automatismos de Equipos Asociados a la Red de TRANSPORTE”.

⁴ El “Nodo Concentrador” representará frente al ESQUEMA de DAG REGIONAL un generador equivalente de todos los parques de generación renovable ubicados dentro de su zona de influencia.

⁵ Etapa 2 del Procedimiento Técnico N°1 de OED

9.8. TOLERANCIA A DESVIACIONES DE FRECUENCIA y TENSIÓN:

9.8.1. CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

En condiciones normales, entendiéndose por tales aquellas en que el sistema de transporte en alta tensión cuenta con todo su equipamiento en servicio (red N):

- Si la tensión nominal, del punto de conexión el parque de generación en alta tensión está comprendida, dentro del rango de 66 a 500 KV, el parque ERNC deberá operar normalmente con desvíos de tensión de la red que no superen la máxima tolerancia establecida para Transportistas y Distribuidoras Troncales⁶ en el ANEXO 4 de LOS PROCEDIMIENTOS.
- En caso de que el parque ERNC se conecte a la red en niveles inferiores a 66 kV, deberá operar normalmente con desvíos de tensión de $\pm 7\%$ del valor nominal.

9.8.2. CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN

➤ Elevadas tensiones post-contingencia

En los primeros VEINTE (20) minutos posteriores a una contingencia en el SADI:

- El parque ERNC conectado a la red tanto en el nivel de 500 kV, como en 220kV o en 132 kV deberá permanecer E/S si el aumento de la tensión en su punto de conexión permanece por debajo del máximo establecido para emergencias, en el Procedimiento Técnico N°5 de OED.
- Si la tensión nominal, del punto de conexión el parque de generación en alta tensión, está comprendida dentro del rango de 345 KV a 330 KV, el *parque ERNC* deberá permanecer E/S con aumentos de la tensión de la red que no superen el 10% del valor nominal.
- En caso de que el *parque ERNC* se conecte a la red en niveles inferiores a 132 kV, el *parque ERNC* deberá permanecer E/S con aumentos de la tensión de la red que no superen el 15% del valor nominal.

Pasados los primeros VEINTE (20) minutos posteriores a una contingencia en el SADI y hasta que el sistema de transporte alcance su normalización:

- El parque ERNC conectado a la red tanto en el nivel de 500 kV, como en 220kV o en 132 kV deberá permanecer E/S con su PPC operando en *modo control de tensión* (CIT o CPT) si el aumento de la tensión en su punto de conexión permanece por debajo del máximo establecido para emergencias, en el Procedimiento Técnico N°5 de OED.
- Si la tensión nominal del punto de conexión el parque de generación en alta tensión, está comprendida dentro del rango de 345 KV a 330 KV, el *parque ERNC* deberá permanecer E/S con su PPC operando en *modo control de tensión* (CIT o CPT) si el aumento de la tensión de la red que no supera el 5% del valor nominal.
- En caso de que el *parque ERNC* se conecte a la red en niveles inferiores a 132 kV, el *parque ERNC* deberá permanecer E/S controlando la tensión en el punto de conexión con aumentos de la tensión de la red que no superen el 10% del valor nominal.

➤ Bajas tensiones post-contingencia

En los primeros VEINTE (20) minutos posteriores al “hueco de tensión” originado por una contingencia en el SADI:

- El parque ERNC conectado a la red tanto en el nivel de 500 kV, como en 220kV o en 132 kV deberá permanecer E/S si la disminución de la tensión en su punto de conexión no supera el porcentaje máximo admitido para emergencias, en el Procedimiento Técnico N°5 de OED.
- Si la tensión nominal, del punto de conexión el parque de generación en alta tensión, está comprendida dentro del rango de 345 KV a 330 KV, el *parque ERNC* deberá permanecer E/S si la disminución de la tensión de la red en su punto de conexión no supera el 7 % del valor nominal.
- En caso de que el *parque ERNC* se conecte a la red en niveles inferiores a 132kV, deberá permanecer E/S si la tensión de la red iguala o supera el 90% del valor nominal.

⁶ 500 kV +/-3%; de 345 hasta 132 kV +/-5%; menores a 132 hasta 66 kV +/-7%

Pasados los primeros VEINTE (20) minutos posteriores a una contingencia en el SADI y hasta que el sistema de transporte alcance su normalización:

- El parque ERNC conectado a la red tanto en el nivel de 500 kV, como en 220kV o en 132 kV deberá permanecer E/S con su PPC operando en *modo control de tensión* (CIT o CPT) si la disminución de la tensión en su punto de conexión no supera el porcentaje máximo admitido para emergencias, en el Procedimiento Técnico N°5 de OED.
- Si la tensión nominal, del punto de conexión el parque de generación en alta tensión, está comprendida dentro del rango de 345 KV a 330 KV, el *parque ERNC* deberá permanecer E/S con su PPC operando en *modo control de tensión* (CIT o CPT) si la disminución de la tensión de la red en su punto de conexión no supera el 5% del valor nominal.
- En caso de que el *parque ERNC* se conecte a la red en niveles inferiores a 132 kV, el *parque ERNC* deberá permanecer E/S con su PPC operando en *modo control de tensión* (CIT o CPT) si la disminución de la tensión de la red en su punto de conexión no supera el 10% del valor nominal.

9.8.3. TOLERANCIA A HUECOS DE TENSIÓN (LVRT)

Si las fluctuaciones de la tensión en una fase del punto de conexión del Parque, tanto en amplitud como en duración, no se encuentran fuera de la zona delimitada por la *curva límite tensión-tiempo* de Fig. Ai.1, el *parque ERNC* debe permanecer en servicio conectado al SADI.

La *curva límite tensión-tiempo* de Fig. Ai.1 se presenta como ejemplo para parques ERNC cuyo nodo de alta tensión de vinculación a la red es de 500 kV.

Cuando se produce un “*hueco de tensión*” en su punto de conexión a la red, el *parque ERNC* debe permanecer en servicio durante:

- 1) Fallas en la red muy próximas a su punto de conexión (P_c), despejadas en primera zona por las protecciones de líneas o transformadores. Para esto, debe soportar la tensión más baja o nula, en la/s fase/s donde se produjo el cortocircuito medida en el nodo de alta tensión de conexión del parque ERNC, durante un tiempo mínimo = T_{FALLA} .
 - a. Si el nodo de alta tensión de conexión es ≥ 220 kV $\rightarrow T_{FALLA} = 120$ ms.
 - b. Si el nodo de alta tensión de conexión es ≥ 66 kV y < 220 kV $\rightarrow T_{FALLA} = 150$ ms.
 - c. Si el nodo de alta tensión de conexión es $\geq 13,2$ kV y < 66 kV $\rightarrow T_{FALLA} = 300$ ms.
- 2) Fallas en la red alejadas al nodo de conexión o en niveles de tensión inferiores a dicho nodo. Con este objetivo, debe soportar una tensión de hasta el 50% en su nodo de conexión durante un tiempo mayor a 900 ms, para cualquier nivel de tensión del punto de conexión del parque ERNC.
- 3) “Huecos de tensiones transitorios” en su punto de conexión a la red del 70% al 90% durante un tiempo mayor a 1 seg, para cualquier nivel de tensión del punto de conexión del parque ERNC
- 4) En los primeros VEINTE (20) minutos posteriores al “hueco de tensión”, el *parque ERNC* debe permanecer en servicio con una baja tensión en su punto de conexión comprendida dentro de los rangos de tensión definidos en 9.8.2
- 5) Pasados los primeros VEINTE (20) minutos y hasta que el sistema de transporte alcance su normalización, el *parque ERNC* debe permanecer en servicio con una baja tensión en su punto de conexión comprendida dentro de los rangos de tensión definidos en 9.8.2.
- 6) Bajas tensiones en régimen permanente dentro de los rangos definidos en 9.8.1.

9.8.4. TOLERANCIA A SOBRETENSIONES (HVRT)

El *parque ERNC* debe permanecer en servicio ante:

- 1) Sobretensiones de corta duración en su nodo de conexión a la red del 120% durante un tiempo mayor a 120 mseg.
- 2) Altas tensiones en su nodo de conexión y durante un tiempo menor a 20 minutos, dentro de los rangos definidos en 9.8.2 para el nivel tensión del punto de conexión del parque ERNC

- 3) Altas tensiones en su nodo de conexión luego de los primeros 20 minutos posteriores a una contingencia en el SADI hasta que el sistema de transporte alcance su normalización dentro de los rangos definidos en 9.8.2 para el nivel tensión del punto de conexión del parque ERNC
- 4) Altas tensiones en forma permanente dentro de los rangos definidos en 9.8.1.

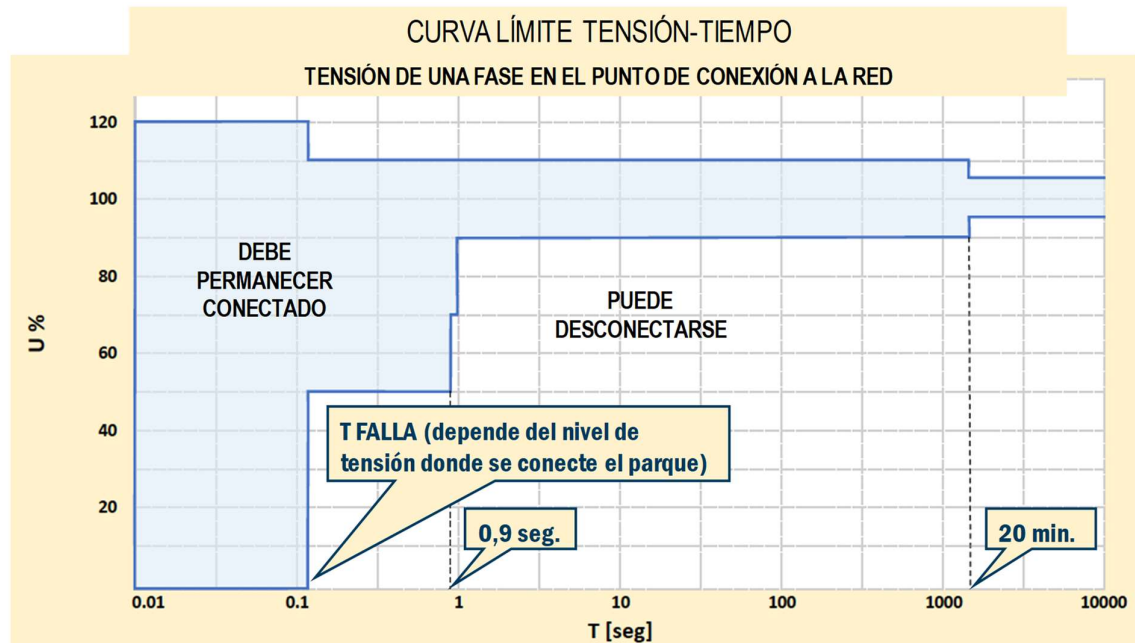


Fig. Ai.1: curva límite tensión-tiempo (LVRT – HVRT)
Ejemplo para Parques ERNC vinculados a nodos de 500 kV

9.8.5. TOLERANCIA A DESVÍOS DE FRECUENCIA:

Son los mismos valores de frecuencia y tiempo del ítem 2.2.3.2 los cuales se aplican para cualquier tipo de generación (sincrónica, fotovoltaica, eólica u otras).

9.8.6. TOLERANCIA A FALLAS ASIMÉTRICAS

El *parque ERNC* debe:

- 1) Funcionar adecuadamente cuando la componente de secuencia inversa de la tensión de fase permanezca en su punto de conexión a la red por debajo del UNO POR CIENTO (1%) de la tensión nominal.
- 2) Soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo.
- 3) Mantenerse en servicio ante un recierre monofásico automático en una línea adyacente a su punto de conexión o en otra línea más alejada.

9.8.7. CONTRIBUCIÓN A LA CORRIENTE DE FALLA:

9.8.7.1. CORRIENTE REACTIVA DURANTE HUECOS DE TENSIONES

- 1) El *parque ERNC* debe tener la capacidad de inyectar a la red, de manera inmediata, corriente reactiva durante el tiempo de despeje de un cortocircuito en la Red, para proveer soporte de tensión a la misma cuando la tensión cae por debajo de un nivel de tensión parametrizable (típicamente 90% de la tensión nominal en su punto de conexión).
- 2) La corriente reactiva inyectada por el *parque ERNC* a la red estará limitada a la suma de las corrientes nominales de c/AG en un PE, o a la suma de las corrientes nominales de cada inversor DC/AC en un PSFV.

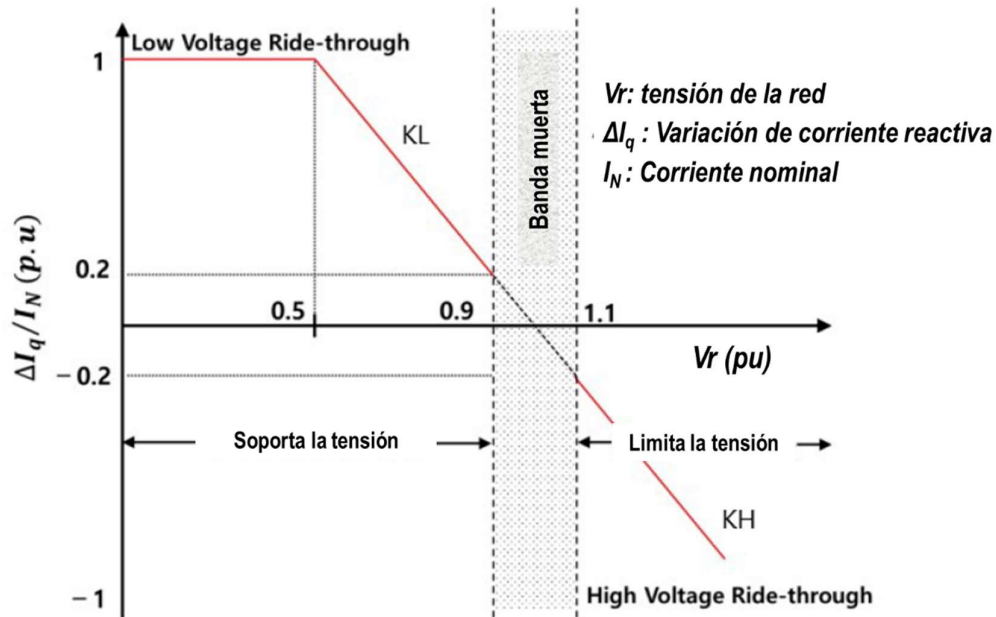


Fig. Ai.3: Corriente reactiva durante eventos LVRT y HVRT

- 3) La corriente reactiva inyectada por el parque ERNC en su punto de conexión debe alcanzar su valor máximo si la tensión desciende hasta un valor parametrizable del 50 al 80% de la nominal, mediante el ajuste de $KL = (\Delta I_q / I_N) / (\Delta V / V_N)$
- 4) Durante “huecos de tensiones” originados por fallas asimétricas, el parque ERNC deberá limitar la corriente reactiva inyectada para evitar sobretensiones en la/s fase/s sana/s

9.8.7.2. CORRIENTE REACTIVA DURANTE SOBRETENSIONES

El parque ERNC deberá tener la capacidad de absorber la máxima corriente reactiva cuando la tensión aumente, en su punto de conexión, hasta un valor parametrizable del 115 al 125% de la nominal. En condiciones de régimen estacionario, la corriente reactiva absorbida por el parque ERNC podrá ser modificada mediante el parámetro $KH = (\Delta I_q / I_N) / (\Delta V / V_N)$

9.9. CONTROL DE SOBRE FRECUENCIAS:

Si la frecuencia supera 50,2 Hz el parque ERNC deberá reducir su potencia activa en forma de rampa, parametrizable del 2 %/seg al 10%/seg, hasta tanto la frecuencia se restituya por debajo de 50,05 Hz.

Para parques ERNC ubicados en áreas del SADI exportadoras, OED podrá aceptar y/o requerir su desconexión a valores inferiores a 51,5 Hz siempre y cuando la totalidad de los parques ERNC que se desconectan no provoque transitorios de subfrecuencia inferiores a 49,5 Hz.

9.10. CAPACIDAD PQ MÍNIMA

9.10.1. DIAGRAMA CAPACIDAD PQ DEL PSFV

De acuerdo a lo establecido en el ANEXO 39 de LOS PROCEDIMIENTOS: “el PSFV debe disponer de capacidad mínima P/Q^7 para operar en cualquier condición operativa que le sea requerida”.

En la sección 9.8.2 del presente ANEXO se establece la condición operativa más exigente de un parque ERNC como aquella que se presenta pasados los primeros VEINTE (20) minutos posteriores a una contingencia en el SADI.

⁷ Factor de potencia ($\cos \phi$) 095 inductivo/capacitivo en el punto de conexión del PSFV

Para esta condición, si el punto de conexión del PSFV es igual o inferior a 220 kV; el PSV deberá tener capacidad de entregar o absorber potencia reactiva, con desvíos de la tensión en su punto de conexión de hasta el 10% del valor nominal

- Para cumplir con lo requerido en el ANEXO 39, el PSFV mayor a 1 MW:
 - Para un rango de tensión en el punto de conexión entre 95 y 105% de la nominal, debe exhibir un factor de potencia ($\cos \varphi$) de 0,90 o menor tanto inductivo como capacitivo a potencia activa nominal y presentar una capacidad P-Q, de característica rectangular como la Figura Ai.4

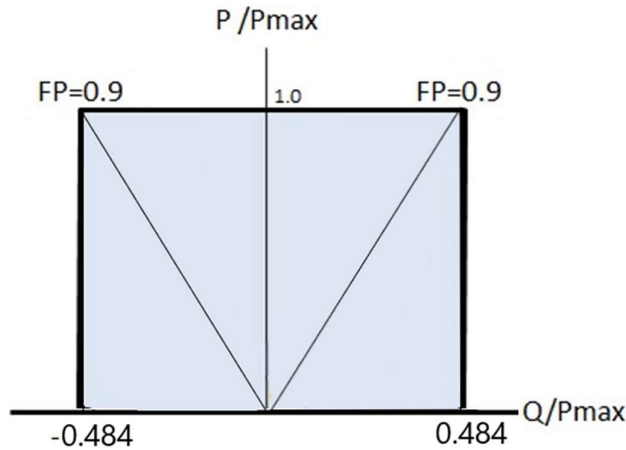
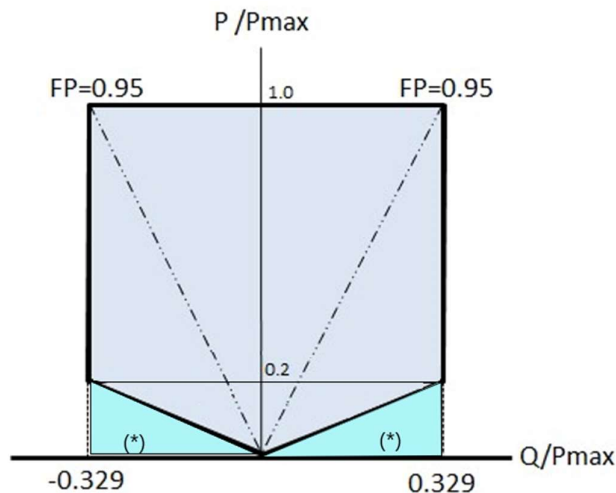


Fig. Ai.4: Capacidad P/Q mínima del PSFV

- Cuando la tensión en el punto de conexión esté en el 90% de la nominal, deberá ser capaz de entregar potencia reactiva a la red (a potencia activa nominal) correspondiente con un factor de potencia $\leq 0,95$.

9.10.2. CAPACIDAD PQ DEL PE

- Para cumplir con lo requerido en el ANEXO 40, el PE debe cumplimentar las obligaciones de entrega y absorción de potencia reactiva de manera tal que, en el punto de conexión a la red, y dentro de la banda de desvíos de la tensión definida en la sección 9.8.2⁸ del presente ANEXO, exhiba un factor de potencia ($\cos \varphi$) de 0,95 o menor tanto inductivo como capacitivo.
- Un PE integrado por AG tipo “DFIG” debe presentar una capacidad mínima P-Q, de característica pentagonal como la Figura Ai.5, la cual muestra valores en p.u. de la potencia nominal del PE.



⁸ Pasados los primeros VEINTE (20) minutos posteriores a una contingencia en el SADI

Fig. Ai. 5: Capacidad P/Q mínima del PE

(*) En el caso que los AG del PE sean del tipo "full converter", el PE debe poder intercambiar su máxima capacidad de potencia reactiva con potencia nula (ausencia de viento) y sin giro de las palas de los AG.

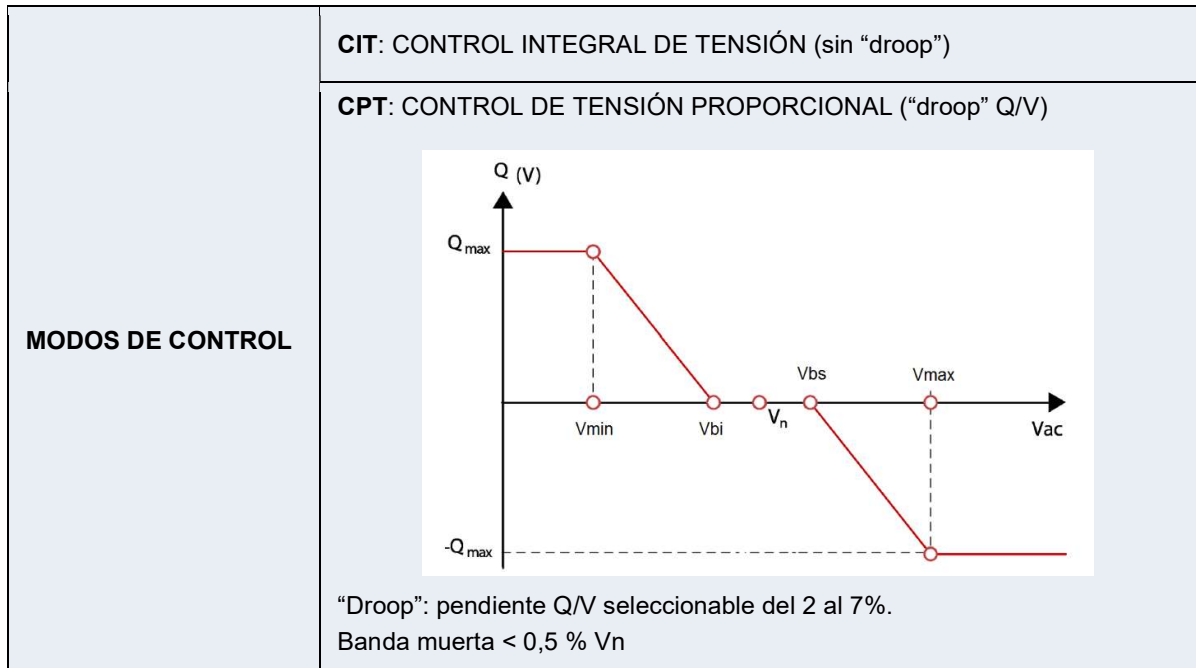
9.10.2.1. COMPENSACIÓN SHUNT

Si, para cumplir con el factor de potencia requerido del *parque ERNC* a plena carga debe instalarse compensación shunt:

- El valor máximo de potencia reactiva admisible tanto capacitiva como inductiva (en MVar), será del 15% de la potencia activa nominal (en MW) del parque
- El PPC deberá comandar las maniobras de conexión/desconexión de la compensación shunt, de manera de minimizar la frecuencia de ocurrencia y amplitud de los saltos discretos de la tensión en el punto de conexión.
- La potencia máxima de cada módulo maniobrable de la compensación shunt debe ser tal que la simulación de su maniobra (conexión o desconexión), con la menor potencia de cortocircuito en el nodo donde se conecta el *parque ERNC* (con el menor despacho de generación probable) y considerando al *parque ERNC* con potencia reactiva constante, no provoque, variaciones de tensión permanentes mayores a:
 - 1 %, en las redes de tensión mayor a 132 kV.
 - 2 %, en las redes de tensión igual o menor a 132 kV y mayor a 35 kV.
 - 3 %, en las redes de tensión igual o menor a 35 kV

9.11. CONTROL DE TENSIÓN/POTENCIA REACTIVA

- El *Parque ERNC* debe disponer del equipamiento necesario (controles, canales de comunicación, etc.) para regular de forma automática y continua la tensión o la potencia reactiva en su punto de conexión.
- El PPC debe ser suficientemente flexible en su programación de manera tal que el Operador pueda seleccionar entre los siguientes modos de control:
 - Modo CIT: *Control Integral de tensión* (lazo cerrado – sin "droop")
 - Modo CPT: *Control Proporcional de tensión Q/V* (con "droop")
 - Modo Q: *Control de Potencia reactiva*
 - Modo FP: *Control de $\cos \varphi$*
- El PPC deberá operar normalmente controlando de manera automática y continua la tensión, en su punto de conexión a la red, con el objeto de:
 - Mantener la tensión dentro de los niveles exigidos.
 - Garantizar el cumplimiento del "DIAGRAMA P-Q" mínimo en su punto de conexión.
 - Limitar fluctuaciones de tensión y asegurar la calidad de la regulación de tensión.
 - Evitar sobretensiones excesivas.



- Operando en el modo de control de la potencia reactiva, el PPC debe ser capaz de mantener constante la potencia reactiva intercambiada con la red, en cualquier valor comprendido dentro de la curva de capacidad P-Q.
- El modo CPT, deberá disponer en el punto de conexión de un estatismo Q/V o “droop” regulable entre el 2 y el 7%.
- OED y/o el TRANSPORTISTA o PAFTT indicará, de acuerdo a las condiciones operativas del SADI y de la potencia nominal del parque ENRC el modo de control de tensión (CIT o CPT) en el cual debe operar.
- Por requerimiento y/o autorización del COC, COT, COD y/o COTDT el PE podrá operar en otro modo de control (Q o FP).

9.11.1. RESPUESTA DEL CONTROL DE TENSIÓN (MODOS CIT O CPT)

- La velocidad de respuesta del PPC en ambos modos (CIT o CPT), deberá asegurar un eficaz control de la tensión en el punto de conexión a la red o en un punto intermedio del/os transformador/es elevador/es.
- El *Tiempo de respuesta*, medido en campo⁹ (sobre la potencia reactiva de intercambio con la red), deberá ser menor o igual a 3 segundos.
- El OED podrá aceptar tiempos mayores sí, mediante estudios eléctricos (PT1) se muestra que la conexión del parque ENRC no reduce la capacidad de transporte o la calidad de servicio

9.11.2. CONTROL DE TENSIÓN CON POTENCIA NULA

- Durante las horas nocturnas para un PSFV o períodos sin viento para un PE (cuya tecnología lo permita), a pedido del operador de la red, el parque deberá controlar la tensión en su punto de conexión para asegurar el abastecimiento de la demanda y/o garantizar niveles adecuados de tensión. Esta operatoria deberá llevarse a cabo sin necesidad de desconexión/conexión del Parque.

⁹ Sección 9.18.3.3 “Respuesta ante pequeñas perturbaciones”.

9.12. CALIDAD DE ENERGIA

9.12.1. NIVELES DE FLICKER DE PE

El diseño del PE (layout, tipo de aerogenerador, controles, etc.) debe considerar la limitación de los niveles de flicker en el punto de conexión a la red.

El flicker transitorio de corto plazo (Pst95%), nivel medido en un lapso de 10 minutos que puede ser excedido como máximo un 5% del tiempo durante 24h, no deberá exceder, según normas internacionales y Res. ENRE N° 184/2000, el valor Pst95% = 1,

Tabla 1. Niveles de Referencia para fluctuaciones rápidas de tensión (Flicker) que no deben ser superados durante más del 5 % del período de medición.

Nivel de tensión en el punto de suministro	Niveles de Referencia
AT (66 kV ≤ U ≤ 220 kV)	Pst=1,00
MT (1kV<U<66kV)	Pst=1,00
BT (U ≤ 1kV)	Pst=1,00

ANEXO A LA RESOLUCIÓN ENRE N° 184/2000

9.12.2. NIVELES DE ARMÓNICOS DEL PARQUE ERNC

Considerando que los dispositivos electrónicos de los inversores DC/AC pueden introducir armónicos de alta frecuencia en la onda de tensión, el *parque ERNC* debe cumplir en su punto de conexión con la normativa vigente en cuanto a niveles máximos de inyección de corrientes armónicas (Resolución del ENRE N° 99/1997) y verificar que la onda de tensión en el punto de conexión cumpla con lo establecido en la Res. ENRE N° 184/2000.

Para ello, el agente GENERADOR debe instalar, en el punto de conexión, el equipamiento necesario para:

- Recolectar, almacenar, procesar estadísticamente y visualizar las mediciones realizadas para un posterior análisis¹⁰ conducente a posibles adecuaciones en los filtros y controles del parque y/o automatismos de la red.

Se debe coordinar con la transportista o PAFTT la información a suministrar referidas a la medición de armónicas en el punto de conexión del *parque ERNC*.

Con el objetivo de determinar si la fuente del contenido armónico es interior o exterior al parque ERNC, se recomienda realizar campañas de medición con anterioridad y posterioridad al ingreso en servicio del parque ERNC

9.12.3. EQUIPO DE MONITOREO:

Se deberá Instalar en el punto de conexión de la planta un equipo registrador para medición de las variables eléctricas de la red con funcionalidad de medición fasorial y capacidad de:

- 1) Registro de oscilografías (formas de onda) con frecuencia de muestreo mayor o igual a 128 muestras/ciclo (6,4 kHz). Según norma IEEE C37.111 Compatible COMTRADE.
- 2) Registro de RMS con frecuencia de muestreo mayor o igual a 1 muestra/ciclo (50 Hz). Según norma IEEE C37.111 Compatible COMTRADE.
- 3) Registros de calidad de energía (medición de todas las armónicas hasta la 50, flickers, distorsión armónica THD, etc.). Según norma IEC 61000-4-30 tipo Clase A.
- 4) Medición fasorial (PMU, *Phasor Measurement Unit*) con frecuencia mayor o igual a 1 muestra/ciclo (50 Hz). Según normas IEEE C37.118 y IEC 61850 90-5.
- 5) El equipo deberá poseer sincronización horaria local vía GPS con una resolución igual o inferior a 100 nano segundos a 1 pulso por segundo (pps).

¹⁰ Por parte del OED, la Transportista o el PAFTT

Respecto a los registros se deberá disponer de una estación de trabajo propia con el software provisto por el fabricante del equipo para: recolectar, almacenar y visualizar los registros (RMS y oscilografías). Se deberá medir en forma continua variaciones y perturbaciones de la tensión (nivel de tensión, huecos de tensión, corrientes, potencias, etc.). Obtener registros continuos de potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, corriente y tensión para análisis estadísticos de la potencia generada horaria. Se requiere que dichos registros estén a disposición del Centro de Control de Área y CAMMESA para un posterior análisis que pudiera conducir a posibles adecuaciones necesarias en la central.

Acerca de las mediciones fasoriales se deberá establecer el vínculo de comunicaciones entre la función PMU y el concentrador de datos (PDC, *Phasor Data Concentrator*) de CAMMESA, según norma IEEE C37.118, a fin de incorporar dichas mediciones al sistema de monitoreo centralizado.

9.13. PROTECCIONES

Todos los *parques ERNC* deben tener la capacidad de permanecer vinculados a la red cuando se producen desvíos transitorios de la tensión y/o de la frecuencia, cuya amplitud y duración se encuentra comprendida dentro de los rangos definidos en la sección 9-8 de este ANEXO.

Las protecciones del *parque ERNC* cuya conexión directa o indirecta al SADI sea autorizada, deben cumplir con los siguientes requerimientos:

Sobre y subfrecuencia:

- Permitir operar el *parque ERNC* sin restricciones dentro de la zona de frecuencias admisibles de operación establecida en el Procedimiento Técnico N° 4, en su punto 2.2.3.2.b (Requisitos Generales – Rangos de Frecuencia Admisibles de Operación)

Subtensión:

- Permitir operar el *parque ERNC* sin restricciones con bajas tensiones en su punto de conexión cuya amplitud y duración se detalla en los apartados 9.8.1, 9.8.2 y 9.8.3 de este ANEXO.

Protecciones de sobretensión:

- Permitir operar el *parque ERNC* sin restricciones con elevadas tensiones en su punto de conexión cuya amplitud y duración se detalla en el apartado 9.8.4 de este ANEXO

9.14. CONTROL DE LA POTENCIA ACTIVA

- Un PE tipo A y los PSFV deberán contar con un Centro Operativo de Generación (COG) desde el cual pueda recibir y ejecutar instrucciones del Centro de Control de OED (COC); del Transportista (COT); del PAFTT (COTDT) y/o del COD

REQUERIMIENTO	PE TIPO A o PSFV	PE TIPO B
CENTRO DE CONTROL (COG)	OBLIGATORIO (Puede ser remoto)	CONDICIONAL (Puede ser remoto)

- El PPC del *parque ERNC* debe permitir realizar el Control de la Potencia Activa (CP) para:
 - Limitar la potencia activa en su punto de conexión a la red
 - Limitar los gradientes de aumento o reducción de la potencia activa
 - Reducir la potencia activa ante sobre frecuencias en el SADI.
- El PPC del *parque ERNC* deberá estar adaptado para recibir, a través del AGC de OED, señales de consigna de potencia en forma remota desde el COC o desde un Centro de Control de Área.
- Las rampas o gradientes, tanto de descenso de potencia como de re arranque, deberán permitir una eficaz acción correctiva por parte de las reservas de potencia de rápida disponibilidad en el MEM y minimizar las perturbaciones en la frecuencia.

9.15. GRADIENTE DE RESTABLECIMIENTO DE LA POTENCIA ACTIVA

- Para no degradar el margen de estabilidad transitoria del SADI durante el tiempo muerto de recierre monofásico ante fallas cercanas al punto de conexión del parque, el parque ERNC deberá tener la capacidad de ajustar la rampa de recuperación de la corriente activa luego de un “hueco de tensiones” cercano a su punto de conexión dentro de un rango de 0,2 pu/seg a 10 pu/seg,
- El gradiente de restablecimiento de la potencia activa del parque deberá ser ajustado en el valor que surja de los resultados de estudios eléctricos de detalle de su acceso al SADI¹¹. Este parámetro deberá poder ser modificado de manera remota.

9.16. MEDICIONES y DATOS A INTERCAMBIAR CON OED:

El agente GENERADOR debe suministrar al COC, para cada parque ERNC, Mediciones Meteorológicas, Potencia Disponible y Potencia Posible, imprescindibles para realizar pronósticos de recurso y distribuir eventuales limitaciones por Frecuencia o Transporte. Dicha información es un requisito previo a la habilitación comercial, ya que compromete la visibilidad de la red y afecta a las aplicaciones de control del Sistema de Potencia.

El detalle de toda la información requerida se publica en el sitio Web de CAMMESA:

<https://cammesaweb.cammesa.com/wp-content/uploads/2020/07/Listado-de-señales-según-tipo-de-Agente.pdf>

9.17. POTENCIA POSIBLE DEL PARQUE ERNC [MW]:

Máxima potencia que puede generar el parque ERNC, en todo momento, según la disponibilidad del equipamiento del parque y de su recurso eólico / solar.

- La Potencia Posible de generador ERNC coincide con la Potencia Generada cuando opera liberado (sin consigna de potencia activa).
- La Potencia Generada del parque ERNC será menor a la Potencia Posible cuando opera restringido en su despacho (bajo consigna de potencia activa).
 - La consigna de potencia activa podrá disminuir hasta CERO. En este caso, el sistema de control del parque ERNC anulará su potencia generada y el Agente GENERADOR debe continuar enviando al OED el valor de Potencia Posible (aún con los aerogeneradores detenidos en el caso de un PE).

9.18. PRUEBAS DE PUESTA EN MARCHA Y CONFORMIDAD

El presente texto constituye una Guía orientativa de los ensayos requeridos por OED. Esta Guía no limita la aplicación de técnicas específicas de ensayos para cada PE o PSFV según su arquitectura, equipamientos de compensación shunt y/o principales sistemas de control.

9.18.1. OBJETIVO DE LOS ENSAYOS DEL PARQUE ERNC:

Los ensayos tienen por finalidad comprobar:

- Que la curva de capacidad P-Q del Parque en el Punto de Conexión con la red, y entregando su máxima potencia activa nominal (y también potencias menores), cumple con los requisitos mínimos establecidos.
- La capacidad operativa del Parque,
- El impacto del Parque sobre la calidad del servicio
- La respuesta del Parque ante perturbaciones de la red
- Tiempo de respuesta del Control de tensión (modos CIT y CPT)
- Los parámetros claves para homologar el Modelo equivalente del Parque para estudios de transitorios electromecánicos en el SADI.
- La aptitud técnica para el control de la tensión en horas nocturnas de PSFV y del control de la tensión en ausencia de viento para PE.

¹¹ Etapa 2 del PT N°1 de OED

9.18.2. INFORME DE ENSAYOS:

El agente GENERADOR debe presentar a OED un “*informe de ENSAYOS PT4*” que incluya, entre otra documentación técnica: Diagrama Unifilar simplificado del *parque ERNC*; Curva P/Q en el punto de conexión; principales protecciones del *parque ERNC*; documentación de ensayos en fábrica de los AG y/o INVERSORES DC/AC; y registros de ensayos en campo, con el fin de demostrar la aptitud técnica del *parque ERNC* para su operación en el SADI.

El Informe de ensayos también debe incluir registros obtenidos mediante el sistema de monitoreo detallado en el apartado 9.12.3 del presente ANEXO. Los registros deberán mostrar la evolución de las variables registradas cada 20 ms. en una ventana de tiempo no inferior a 60 s.

9.18.2.1. DOCUMENTACIÓN DE ENSAYOS EN FÁBRICA

9.18.2.1.1. TOLERANCIA HUECOS DE TENSIÓN

Los AG de un PE o los inversores DC/AC de un PSFV deben mantenerse conectados a la red frente a huecos de tensión producidos por fallas (salida de generadores, cortocircuitos, etc.) cuya profundidad y duración no exceda la curva **Tensión-Tiempo Límite** establecida en la sección 9.8 del presente ANEXO.

Para dar cumplimiento a este requisito, el agente Generador debe incluir en el INFORME DE ENSAYOS la documentación de los ensayos realizados en fábrica y los datos de las protecciones de sobretensión y subtensión del parque ERNC a fin de certificar la capacidad de los AG para PE, o de los inversores DC/AC para PSFV, para permanecer conectados al SADI ante fallas en la red correctamente despejadas por las protecciones de las líneas.

9.18.2.1.2. RANGO DE FRECUENCIA OPERATIVO

El agente Generador debe incluir en el INFORME DE ENSAYOS la documentación de fabricante (AG para PE y convertidores DC/AC para PSFV) y los datos de las protecciones de sobre velocidad, subfrecuencia y/o sobre frecuencia, para demostrar que los aerogeneradores pueden operar en el rango de frecuencia detallado en el apartado 9.8.6 del presente ANEXO.

9.18.3. ENSAYOS Y MEDICIONES EN CAMPO SOBRE UN AG O UN INVERSOR DC/AC

El agente GENERADOR deberá validar el modelo del AG o inversor DC/AC frente a los ensayos que se describen a continuación a fin de verificar que el mismo representa de manera correcta las respuestas registradas durante las pruebas en campo. Las mediciones obtenidas en campo sobre un AG o un inversor permiten validar dinámicas rápidas, y de ese modo, mejorar la validez del modelo equivalente del Parque ERNC

Para un PE integrado por aerogeneradores idénticos, el agente GENERADOR deberá realizar pruebas en campo sobre uno de ellos. En caso contrario deberá realizar pruebas sobre un AG de cada tipo, modelo y/o parametrización diferente.

9.18.3.1. ARRANQUE Y PARADA DEL AG O INVERSOR DC/AC

Se deberá registrar el arranque y parada del AG o inversor en condiciones de consigna liberada de potencia (sin limitación). De este modo se verificará la tasa de toma normal de potencia en el arranque, así como la reducción normal de detención.

9.18.3.2. VERIFICACIÓN DE CURVA DE CAPACIDAD P/Q DE UN AG O INVERSOR DC/AC

Las mediciones obtenidas deben permitir verificar la curva de capacidad de un AG informada por el fabricante.

Se deberá tomar registro del AG o del inversor operando a máxima entrega y máxima absorción de reactivo. Como mínimo se requiere obtener las siguientes mediciones:

- $P_g > 70\%$ Potencia nominal
- $30\% < P_g < 70\%$ Potencia nominal
- $P_g < 30\%$ Potencia nominal

9.18.3.3. RESPUESTA DEL AG O INVERSOR DC/AC ANTE PEQUEÑAS PERTURBACIONES

El GENERADOR deberá realizar ensayos que permitan verificar la respuesta de los principales controles del AG o del inversor y la validez del MODELO dinámico individual suministrado por el fabricante. Los ensayos requeridos son:

- Escalones de pequeña amplitud en el lazo de control de Tensión o Potencia Reactiva
- Escalones en la referencia de Potencia Activa
- Escalones en la Frecuencia Vista por el Controlador para activación de reducción de potencia por sobre-frecuencia (HFRT: *high frequency ride through*).

➤ **Control de la potencia reactiva de un AG o de un inversor DC/AC**

Se realizarán escalones en la referencia del *modo de control* en el que el AG o inversor opere normalmente cuando no se encuentra bajo la acción del PPC. En el caso de control de potencia reactiva o factor de potencia se realizarán escalones de entre un 5% y 50%. En el caso de control de tensión serán de entre 2% y 5%. En ambos casos la amplitud del escalón deberá ser tal que permita observar correctamente la dinámica del lazo de control.

Se medirán en bornes del AG o del inversor la Potencia Activa, Potencia Reactiva y Tensión.

➤ **Control de la potencia Activa de un AG o inversor DC/AC**

Contando con suficiente reserva de potencia se realizarán escalones de al menos 5% de la potencia nominal, en ambos sentidos. La amplitud del escalón deberá ser tal que permita observar correctamente la dinámica del lazo de control.

Se verificará si existen rampas que regulen la subida/bajada de carga.

➤ **Respuesta de un AG o inversor DC/AC ante sobre frecuencias**

De contarse con la posibilidad de forzar las señales medidas se realizarán escalones en la Frecuencia Vista por el Controlador (FVC) de manera tal de producir la reducción de potencia por sobre-Frecuencia.

En caso de no ser posible, podrá optarse por reducir los ajustes de manera tal que las variaciones normales del SADI provoquen la activación.

9.18.4. ENSAYOS Y MEDICIONES DEL PARQUE ERNC

9.18.4.1. DIAGRAMA DE CAPACIDAD P-Q DEL PARQUE

Las mediciones en campo obtenidas deben permitir confirmar límites operativos P-Q en régimen estacionario del *parque ERNC* en su punto de conexión a la red.

En el punto de conexión del *parque ERNC* con la red, se tomarán mediciones de P, Q, F y V en condiciones operativas normales (PE: valores medios de la velocidad del viento constante; PSFV valores medios de irradiancia constante).

El objeto de estas mediciones consiste en relevar la capacidad máxima de absorción e inyección de potencia reactiva de todo el parque generador en régimen permanente (valor medio en un período de 5 minutos).

Las mediciones deberán ser suficientes a efectos de relevar la curva P-Q para un amplio rango de variación de la potencia activa. Como mínimo se requiere obtener las siguientes mediciones:

- $P_g > 80\%$ Potencia nominal
- $50\% < P_g < 80\%$ Potencia nominal
- $20\% < P_g < 50\%$ Potencia nominal
- $P_g < 20\%$ Potencia nominal

9.18.4.2. ENSAYOS OPERATIVOS

Tienen por objeto verificar la capacidad del Parque para: limitar la potencia; aumentar o reducir controladamente la potencia generada.

Frente a consignas emanadas desde OED y/o el COT (Centro de Operación del Transporte), los parques ERNC deben ser capaces de participar en las maniobras operativas del SADI. Las consignas pueden ser emitidas automáticamente por medio de “set-points” enviados a los sistemas del PPC del Parque o

manualmente por el operador del Parque. El parque ERNC debe estar capacitado para; limitar; aumentar¹² o reducir gradualmente su inyección de potencia a la red.

Este grupo de ensayos incluye como mínimo los siguientes:

- Arranque de aerogeneradores /inversores
- Medición del máximo gradiente de toma de carga del parque
- Comprobación de la capacidad de modificar el gradiente de toma de carga
- Limitación de la potencia a diferentes niveles.
- Reducción controlada de la potencia¹³. Comprobación de la capacidad de modificar el gradiente de reducción de carga
- Medición de las variaciones de carga por variaciones rápidas del viento (PE) o paso de nubes (PSFV)
- Transitorios de desconexión/conexión de Parque¹⁴

➤ **Aumento Controlado de la Potencia**

Estas mediciones tienen la finalidad de verificar el gradiente de toma de carga informado por el fabricante, o el valor máximo permitido de acuerdo a los estudios del PT N°1, del PE o PSFV en su Punto de Conexión a la red.

➤ **Reducción controlada de la potencia del Parque ERNC**

Este ensayo tiene la finalidad de verificar que el Parque Eólico pueda reducir en forma controlada su generación.

Para la realización de la prueba es necesario que el Parque Eólico opere con una potencia mayor al 90 % de la potencia nominal. En estas condiciones **se simula un aumento de frecuencia en el control de potencia de la planta** y se mide la velocidad de reducción de la potencia eléctrica del Parque en su punto de medición.

Es necesario coordinar este ensayo con OED a efectos de perturbar mínimamente el sistema. Se deberá registrar V, P, Q y F en el Punto de Conexión del Parque Eólico.

Este ensayo solamente debe mostrar la aptitud técnica del control conjunto de potencia del parque eólico para reducir en forma de rampa la potencia total del parque.

9.18.4.3. RESPUESTA DEL PARQUE ERNC ANTE PEQUEÑAS PERTURBACIONES

Se deben realizar ensayos que permitan verificar la respuesta de los principales controles del Parque ERNC y la validez del MODELO dinámico equivalente del parque ante pequeñas perturbaciones. Los ensayos y mediciones requeridos serán acordados con OED y con el Operador del Sistema de Transmisión (u Operador del Sistema de distribución).

➤ **Pequeñas perturbaciones:**

- Maniobras de conexión/desconexión de generadores eólicos
- Desconexión de un banco de capacitores shunt instalados en la red o de propiedad del Generador en el caso que el Parque disponga de estos equipos.
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red ante maniobras operativas.
- Pequeños escalones de tensión en la referencia de tensión del PPC (modos CIT y CPT).
- Pequeños escalones de tensión en la referencia del PPC (modos Q y FP)

➤ **Respuesta del control de tensión del Parque ERNC**

¹² Los ensayos solamente deben mostrar la aptitud técnica del control conjunto de potencia del parque eólico para aumentar o reducir en forma de rampa la potencia total del parque.

¹³ Los ensayos deben comprobar que la reducción de carga del parque eólico se realiza en forma de rampa con la pendiente garantizada por el fabricante. Los estudios (PT N°1) podrán mostrar la necesidad de ajustar una determinada pendiente de reducción de carga o directamente la desconexión para Granjas pequeñas.

¹⁴ Estos ensayos tienen por finalidad evaluar el impacto sobre la tensión en el nodo de conexión de la granja cuando se conecta y/o desconecta totalmente la misma.

Verificación del desempeño del lazo de regulación de tensión del Control Conjunto de tensión, por aplicación de escalones de pequeña amplitud (2%...5%) en la referencia de tensión, partiendo de tensión nominal.

Con el Parque operando con suficiente margen de potencia reactiva y para ambos Modos de Control de la tensión¹⁵, se aplicará un escalón en la referencia de tensión del PPC, de amplitud inferior al 5% de la tensión nominal de generación y cuya duración sea suficiente, para permitir el establecimiento de la potencia reactiva/corriente reactiva en el Punto de Conexión del parque con la red.

- Previo a la realización del ensayo se medirán las condiciones estacionarias de funcionamiento del parque como ser:
 - ✓ PE: cantidad de aerogeneradores conectados, posición del tap del transformador MT/AT de conexión del parque, cantidad de dispositivos shunt (bancos de capacitores) conectados y los valores de la tensión, potencia activa y potencia reactiva en el Punto de Conexión del Parque Eólico.
 - ✓ PFV: posición del tap del transformador MT/AT de conexión del PFV, cantidad de dispositivos shunt (bancos de capacitores) conectados y los valores de la tensión, potencia activa y potencia reactiva en el punto de conexión del PSFV.
- En el Punto de Conexión del Parque se registrarán como mínimo: el pulso aplicado en la referencia, la corriente; la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia.
- Se medirá el TIEMPO de RESPUESTA del PPC en modos CIT y CPT como el Tiempo de establecimiento de la Potencia reactiva

➤ **Control de tensión en horas nocturnas de un PSFV o en un PE sin viento**

Verificación del desempeño del lazo de regulación de tensión del PPC del parque, por aplicación de escalones de pequeña amplitud (2%...5%) en la referencia de tensión, partiendo de tensión nominal en horas nocturnas para PSFV y en situaciones de muy bajo viento o nulo para PE

9.18.4.4. CALIDAD DE ENERGÍA

➤ **Medición de la Emisión de Armónicas parques ERNC**

La máxima distorsión permitida para la forma de onda de la tensión corresponde al punto de conexión. El agente GENERADOR debe suministrar al Transportista o PAFTT el informe con las mediciones obtenidas para su aprobación.

PE: La Norma del IEC 61400-21 (21-09-2001) establece metodologías específicas para la medición y evaluación de indicadores de calidad de servicio en los puntos de conexión de un Parque Eólico con la red.

➤ **PE: Medición del Flicker**

Los “ruidos” frecuentes o periódicos en la tensión en el Punto de Conexión de Parques Eólicos pueden deberse a: el “cono de sombra de la torre”, al arranque de los aerogeneradores y a las turbulencias del viento, entre otros factores.

Flicker transitorio (corto plazo) Pst 95%: Nivel medido en un lapso de 10 minutos que puede ser excedido como máximo un 5% del tiempo durante 24 horas.

Con relación a la metodología de medición y presentación de resultados se debe acordar las mismas con el Transportista o PAFTT, quienes supervisarán y/o aprobarán sus resultados.

9.19. MODELO DEL PARQUE ERNC PARA ESTUDIOS ELÉCTRICOS

El modelo del parque ERNC será empleado en simulaciones multi-máquina de transitorios electromecánicos, de secuencia directa (RMS), que ocurren luego de pequeñas y grandes perturbaciones en el SADI y donde los transitorios electrónicos de conmutación de válvulas (tiristores, IGBT) se suponen instantáneos. El modelo debe permitir simular la dinámica de los controles del parque ERNC que accionan automáticamente sobre la corriente activa y reactiva intercambiada con la red. Adicionalmente, el modelo debe incluir las lógicas de

¹⁵ i) Control de tensión PI (sin droop) y ii) Control proporcional de tensión (con droop Q/V)

protecciones de los aerogeneradores o inversores que puedan provocar su desconexión intempestiva ante fallas en la red (como mínimo: sobre/subfrecuencia y sobre/subtensión).

El modelo del parque ERNC requerido debe contemplar las lógicas y dinámicas de todos los lazos de control y protección que estén modelados en el modelo provisto y garantizado por el fabricante/tecnólogo del equipamiento instalado, tanto a nivel aerogenerador/inversor como a nivel control de planta (PPC).

9.19.1. MODELOS REQUERIDOS DEL PARQUE ERNC:

El agente Generador debe entregar al OED dos modelos equivalentes de su parque ERNC: Modelo del Fabricante y Modelo de Librería del Simulador de Transitorios Electromecánicos empleado en el MEM (en adelante STEM), ambos homologados (validados) de acuerdo con la metodología que se expone en los siguientes apartados.

Modelo del Fabricante:

- Es el modelo de usuario compatible con el STEM provisto por el fabricante/tecnólogo del parque ERNC, que representa con exactitud garantizada los distintos componentes del parque y sus sistemas de control. Por lo general, este modelo es provisto en un formato compilado (no editable), por lo cual el detalle de su programación no está disponible para los usuarios del programa y no es posible su migración a versiones posteriores del STEM, o eventualmente a otros programas. Es el modelo que se empleará como patrón para el ajuste del Modelo de Librería del STEM.

Modelo de Librería del STEM:

- Es el modelo del parque ERNC conformado por modelos dinámicos genéricos disponibles en la librería incluida en la versión vigente¹⁶ del STEM. Estos modelos están internacionalmente estandarizados y son fácilmente migrables a versiones posteriores del STEM e incluso a otros programas.

➤ Portabilidad del modelo del parque ERNC:

El OED debe garantizar la portabilidad de la Base de Modelos dinámicos para estudios eléctricos del SADI, tanto a versiones futuras del STEM como a otros posibles simuladores digitales de transitorios electromecánicos.

En el caso particular en que no sea posible representar y homologar mediante un Modelo de Librería del STEM algún lazo de control o protección del Modelo del Fabricante en forma adecuada, el agente Generador deberá entregar al OED el código fuente del Modelo del Fabricante de la nueva unidad generadora en formato compatible con el STEM (en la versión que indique el OED). En este caso, no serán aceptados Modelos en formato de archivos ya compilados (librerías compiladas no editables).

Si no fuese posible para el agente Generador disponer del código fuente del Modelo del Fabricante deberá desarrollar, mediante un consultor especializado, un nuevo modelo de usuario (Modelo Desarrollado), para entregar al OED en formato compatible con el STEM y validar en forma completa su funcionamiento respecto del Modelo del Fabricante, de acuerdo con la metodología que se expone en los siguientes apartados.

9.19.2. METODOLOGÍA DE HOMOLOGACIÓN DE LOS MODELOS DEL PARQUE ERNC

La homologación (validación) de los dos modelos equivalentes de su parque (Modelo del Fabricante y Modelo de Librería del STEM), debe ser realizada de acuerdo con los lineamientos que se exponen a continuación.

9.19.2.1. HOMOLOGACIÓN DEL MODELO DEL FABRICANTE:

En primer lugar, a nivel del Modelo del aerogenerador/inversor equivalente, comparando su respuesta contra registros de ensayos en campo, simulando en el STEM las pequeñas perturbaciones (escalones en las referencias de tensión, potencia, frecuencia), obtenidos en los ensayos establecidos en la sección 9.18.3.3 del presente ANEXO.

En segundo lugar, a nivel del Modelo del parque en su punto de conexión con la red, comparando su respuesta contra registros de ensayos en campo, simulando en el STEM las pequeñas perturbaciones (escalones en las referencias de tensión, potencia, frecuencia, maniobras de capacitores, etc.), realizadas en los ensayos

¹⁶ Empleada en la última versión de la Base de Datos y Modelos para estudios eléctricos del SADI publicada por el OED.

establecidos en la sección 9.18.3.3 del presente ANEXO. Esta validación debe realizarse para todos los posibles modos de control disponibles en el parque ERNC.

Para homologar el Modelo del Parque suministrado por el Fabricante, sólo se podrán modificar los parámetros del control de planta (PPC) que el Fabricante hubiere habilitado para su ajuste en campo, no siendo posible alterar parámetros del modelo del aerogenerador/inversor o del modelo del control eléctrico cuyos valores ya estuviesen fijados y garantizados desde fábrica.

- a. Simulaciones de grandes perturbaciones cercanas al punto de conexión del parque ERNC:
- El agente GENERADOR debe realizar simulaciones en el STEM de “huecos de tensiones”, cortocircuitos, grandes variaciones de frecuencia, en “banco de prueba” realizadas con el Modelo del Parque ERNC de Fabricante “homologado” para obtener gráficas “patrones” de evolución temporal de las principales variables eléctricas en el punto de conexión del Parque (potencia activa, potencia reactiva, tensión, corriente reactiva, corriente activa, frecuencia). Deberá realizarse la homologación de todos los lazos de control que puedan activarse durante una gran perturbación (LVRT, HVRT, lógicas de limitación de corriente, actuación de protecciones, etc.).

9.19.2.2. HOMOLOGACIÓN DEL MODELO DE LIBRERÍA DEL STEM:

- a. Homologación ante pequeñas perturbaciones en el SADI:
- Contra registros de ensayos en campo, simulando en el STEM las pequeñas perturbaciones (escalones en las referencias de tensión, potencia, frecuencia, maniobras de capacitores, etc.), realizadas en los ensayos establecidos en la sección 9.18.3.3 del presente ANEXO. Esta validación debe realizarse para todos los posibles modos de control disponibles en el parque ERNC.
- b. Homologación ante grandes perturbaciones en el SADI:
- Ante la imposibilidad de realizar ensayos en campo de grandes perturbaciones, se deberá validar el funcionamiento del modelo equivalente tomando como patrón la respuesta ante grandes perturbaciones obtenida por simulación con el Modelo del Fabricante homologado según lo detallado en el apartado 9.19.2.1a del presente ANEXO.

9.19.3. INFORME DE HOMOLOGACIÓN DEL MODELO DEL PARQUE ERNC

El agente Generador debe entregar al OED un “Informe de Homologación” (validación) de los dos modelos equivalentes de su parque (Modelo del Fabricante y Modelo de Librería del STEM), realizado de acuerdo con los lineamientos mencionados en el apartado 9.19.2.

Para la realización del informe de homologación deberán observarse las siguientes pautas:

- a. En las gráficas de homologación se superpondrán las variables medida y simulada. Para cada gráfica deberá incluirse también la gráfica de la perturbación introducida. Sólo deberá incluirse una única perturbación en cada gráfica presentada, no siendo válida la presentación de múltiples perturbaciones introducidas en un rango de tiempo extendido. El eje de tiempos deberá iniciar un segundo antes de introducir la perturbación y concluir un segundo después de que la variable graficada haya alcanzado su valor final.
- b. En los gráficos presentados, la escala seleccionada para los ejes de ordenadas (magnitud de interés) debe acomodarse para que el máximo valor alcanzado de la variable graficada sea levemente inferior al límite superior de la escala y el mínimo valor alcanzado de la variable graficada sea levemente superior al límite inferior de la escala. Esto con el objetivo de que pueda apreciarse claramente la homologación realizada.
- c. Las variables a representar en las gráficas deben incluir, como mínimo:
- Tensión, potencia activa y reactiva, corriente activa y reactiva en terminales de aerogenerador/inversor.
 - Comando de corriente activa/reactiva o potencia activa/reactiva del control de planta (PPC) hacia el aerogenerador/inversor.
 - Tensión, potencia activa y reactiva, corriente activa y reactiva, y frecuencia en el Punto de Conexión del parque con la red.

9.19.4. ARCHIVOS REQUERIDOS

El agente Generador deberá entregar al OED el “Informe de Homologación” de acuerdo con lo estipulado en los apartados 9.19.2 y 9.19.3 del presente anexo, y los archivos necesarios, tanto para el Modelo del Fabricante como para el Modelo de Librería del STEM, para la reproducción automática de las pruebas de homologación realizadas, de acuerdo con el instructivo que publicará el OED denominado “Archivos Requeridos para el STEM”.

9.19.5. MODELOS DE LIBRERÍA DEL STEM

Los modelos de librería del STEM a emplear deberán seleccionarse del listado de modelos de librería aprobados por el OED, para el tipo de central y tecnología que corresponda, de acuerdo con el instructivo que publicará el OED denominado “Modelos de Librería STEM para ERNC”.

9.19.6. MODELO EQUIVALENTE DEL PARQUE ERNC

El modelo estático correspondiente al modelo dinámico de Librería del STEM, equivalente del parque eólico o fotovoltaico, debe estar constituido por un único generador, un transformador elevador BT/MT, una rama equivalente que represente el sistema colector de corriente alterna del parque, un transformador elevador MT/AT y elementos de compensación derivación (capacitores o reactores) si los hubiere. La utilización de cualquier modelado con mayor grado de desagregación (múltiples generadores, múltiples alimentadores o barras colectoras) deberá estar debidamente fundamentada y contar con la aprobación previa del OED.

9.20. MODELO DESAGREGADO DEL PARQUE ERNC

En zonas de baja potencia de cortocircuito y/o alta penetración de ERNC (nodos débiles), el OED podrá solicitar al GENERADOR un modelo con mayor grado de desagregación (por ejemplo, modelado individual de todos los aerogeneradores o inversores del parque), que permita reproducir eventos de pérdida de estabilidad asociados a la problemática de redes débiles.

En zonas de baja potencia de cortocircuito y/o alta penetración de ERNC y/o por condiciones especiales del equipamiento de SADI en cercanías del punto de conexión del parque ERNC, el OED podrá solicitar al GENERADOR un modelo con el grado de detalle necesario para simulaciones digitales de transitorios electromagnéticos.