



**PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE
PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA
(INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)**

**PROCEDIMIENTO
CFE G0100-33**

JULIO 2017

MÉXICO

PROCEDIMIENTO
CFE G0100-33

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

1 de 50

1 OBJETIVO

Realizar las actividades de verificación a esquemas de control, protección y sincronización de una unidad generadora por medio de protocolos de pruebas primarias e interlock, con la finalidad de asegurar la correcta operación de los circuitos de cierre y disparo de los esquemas de protección y control del generador eléctrico, transformador principal, auxiliar, excitación e interruptores de potencia, así como la de comprobar el faseo de corrientes y potenciales en circuitos de protección, medición, registro y sincronización.

2 CAMPO DE APLICACIÓN

Aplica a todas las unidades generadoras de las centrales eléctricas en el ámbito de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y sus Empresas Productivas Subsidiarias. Este procedimiento es genérico por lo que cada central debe hacer las adecuaciones de acuerdo a las particularidades de cada unidad. En el apéndice 1 se incluyen diagramas unifilares típicos de unidades generadoras tomando como referencia el procedimiento CFE G0100-07.

3 NORMAS QUE APLICAN

NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas.
NOM-008-SCFI-2002	Sistema General de Unidades de Medida.
CFE G0100-07-2016	Ajustes de Protecciones Eléctricas de las Unidades Generadoras, Transformadores de Unidad e Interruptores de Potencia.
CFE G0100-08-2012	Sistema para Detección y Mitigación del Fenómeno de Arco Eléctrico en Tableros Eléctricos de Baja y Media Tensión.
CFE G0100-17-2015	Relevador digital verificador de sincronismo automático para unidades generación al sistema eléctrico de potencia.
CFE G0100-18-2015	Sistemas de Transferencia de Servicios Auxiliares de Media Tensión en Centrales Generadoras.
CFE G0100-28-2015	Sistema Digital de Protección, Detección y Localización de Fallas Monofásicas a Tierra en Baja y Media Tensión de las Centrales Generadoras de CFE.
CFE VF000-72-2012	Unidad de control de Excitación para Modernización de Sistemas de Excitación Tipo “Brushless”.
CFE W4101-16-2014	Sistema de Excitación Estático para Generadores Síncronos de Centrales Eléctricas.
CFE W6000-14-2004	Motores Eléctricos Trifásicos de Inducción de Alta Tensión con Rotor Tipo Jaula de Ardilla en Potencias de 149 kW y Mayores.

[illegible]

4.10 Disparo

Señal de control eléctrica para la operación de apertura de uno o más interruptores de potencia. La señal es generada por un relevador de protección mediante el cierre de sus contactos de salida.

4.11 “Burden”

Impedancia de los circuitos de corriente y tensión de los relevadores, referida en VA.

4.12 Faseo

Verificación de cantidades eléctricas de potenciales y/o corrientes, representadas mediante un vector (fasor) por lo que se mide su magnitud y ángulo de fase, comparadas contra un vector de referencia. En esquemas trifásicos se mide además la secuencia de fase.

4.13 IHM

Interfaz humano – máquina, consiste en una pantalla y teclado integrado en el relevador para acceso del usuario a los datos de medición, configuración y ajuste de un relevador de protección.

4.14 Disparo Secuencial

El disparo secuencial es utilizado cuando el disparo del(os) interruptor (es) de máquina no tiene porqué ser de alta velocidad y puede retardarse el tiempo suficiente para permitir que el vapor contenido en la turbina y dispositivos relacionados, sea aprovechado en forma de potencia eléctrica, evitando así que ocasione la aceleración del rotor al aprovecharse en forma de energía cinética. Las fallas eléctricas, que requieren claramente un disparo en el menor tiempo posible, no deben estar a través de este esquema sino a través de un disparo simultaneo que actúe al mismo tiempo sobre el(los) interruptor (es) de máquina, el interruptor de campo, el cambio de auxiliares y el arranque de la protección por falla de interruptor(es) y, dependiendo de la función operada, sobre el disparo de turbina y/o caldera entre otros.

4.15 Supresor de Sobretensiones (crowbar)

Dispositivo conformado por un elemento estático de inserción controlada (Tiristores) y una resistencia de descarga que permite el devanado de la energía contenida en el devanado de campo durante transitorios de sobretensión y durante las secuencias de desexcitación.

4.16 Limitador de Máxima Excitación

Elemento de control que limita la corriente de campo para evitar daños en el sistema de excitación o rotor. Debe tener una curva de tiempo inverso que permita sobreexcitar al generador sin rebasar el máximo régimen térmico del rotor.

4.17 Limitador de Mínima Excitación

Lazo de control insertado en el canal automático que toma el control de la corriente de excitación para evitar que el ángulo de carga del generador opere a fuera del límite de estabilidad.

4.18 Limitador de Volts/Hertz

Lazo de control que limita la relación de tensión en terminales de la máquina con respecto a la frecuencia a un valor máximo determinado por un valor de referencia.

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

4 de 50

4.19 Interruptor de Campo (41E)

Es el equipo que tiene la función de conexión del circuito de excitación, puede estar ubicado entre el transformador de excitación y el convertidor de tiristores o entre el convertidor de tiristores y las barras o cables de conexión entre el sistema de excitación y los anillos deslizantes del devanado de campo del rotor del generador.

4.20 Interruptor de Máquina (Generador)

Es el interruptor instalado entre el generador eléctrico y el transformador principal.

4.21 Interruptor de Máquina (Subestación)

Es el interruptor de alta tensión asociado al generador eléctrico instalado en la subestación.

4.22 Circuito de Excitación Inicial (Field flashing)

Circuito conformado por los dispositivos que permiten la iniciación de la excitación del generador a través de fuentes externas de alimentación.

4.23 Canal Automático

Esquema de control que contiene los lazos de regulación de tensión en terminales del generador y lazo de regulación para las funciones de limitación.

4.24 Canal Manual

Esquema de control que contiene el lazo de regulación de la corriente de campo.

4.25 Inrush

Corriente de magnetización transitoria que ocurre cuando se energiza un transformador.

5 SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

CB	Interruptor de circuito
CBFB	Protección Falla del Interruptor
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
c.a.	Corriente Alterna
c.d.	Corriente Directa
I nom	Corriente nominal
SEU	Subestación Eléctrica Unitaria
TC	Transformador de Corriente
TP	Transformador de Potencial
V nom	Tensión nominal
IHM	Interface Hombre – Máquina
INAD	Energización Inadvertida
DAG	Disparo Automático de Generación
PP1G	Protección Primaria 1 de Generador

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	--

7 de 50

- a) Interruptor de campo cerrado.
- b) Relevadores 86's repuestos.
- c) Simular permisivo de velocidad de turbina.
- d) Interruptores de alta cerrado (donde aplique).
- e) Simular cerradas las cuchillas asociadas al interruptor de máquina en prueba.
- f) Desconectar disparo de protecciones eléctricas y otros controles de unidad tales como turbina parada, entre otros.
- g) Realizar los preparativos en el esquema de sincronismo manual y automático del interruptor de máquina en prueba (selección de modo manual para sincronismo) y la orden manual del operador o selección de modo automático y puentear contacto de cierre del sincronizador automático 25 A.
- h) Permiso del verificador de sincronismo.

Se debe verificar ante la falta de cualquiera de los permisivos anteriores, se impide el cierre del interruptor de máquina, debiendo probar todos y cada uno de ellos.

Una vez cerrado el interruptor de máquina en prueba, se deben realizar las siguientes verificaciones:

- a) Activación del relevador auxiliar del interruptor de máquina en prueba 52GX (donde aplique).
- b) Correcta señalización del estado del interruptor de máquina en prueba en sistemas de control, AVR, relevadores de protección, registradores de fallas, entre otros.

6.3.2.3 Permisivos al cierre de interruptor(es) de auxiliares.

Verificar que el bus de auxiliares se encuentre muerto y en caso de no poder tener esta condición, tener el interruptor en modo prueba, preferentemente extraído para evitar la energización del generador eléctrico al momento de cerrarlo. Realizar comandos de cierre al interruptor(es) de auxiliares, contando con las siguientes señales activas:

- a) Interruptor(es) de máquina cerrado.
- b) Relevador 86 propio del interruptor restablecido (donde aplique).
- c) Relevadores 86's repuestos.
- d) Simulación de Interruptor de auxiliares insertado.
- e) Simular cuchilla de máquina cerrada (donde aplique).
- f) Desconectar disparo de protecciones eléctricas y otros controles de unidad tales como turbina parada, entre otros.
- g) Simular permiso del verificador de sincronismo de auxiliares y/o condiciones del equipo de transferencia de auxiliares.
- h) En caso de realizar prueba con el bus vivo, desconectar el mando de apertura del interruptor de enlace por transferencia de auxiliares (se debe realizar de acuerdo a los diagramas de control de interruptores de cada unidad).

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

9 de 50

- d) Relevador 86E.
- e) Relevador 86T.
- f) Relevador auxiliar de disparo de turbina desde sistema de control de turbina.

Debe probarse bloqueo al cierre de interruptor(es) de máquina, de auxiliares y de campo 41. Una forma recomendada para la realización de cada uno de los contactos de disparo al 86M/86TU es realizando la primera y la última operación real y las demás mediante la verificación de la tensión, como lo indica la figura 1 del apéndice 2.

6.3.2.5.1 Disparo secuencial (donde aplique).

Para el caso del disparo secuencial, se recibe señal del sistema de control de turbina indicando las válvulas de paro cerradas a través de un relevador auxiliar, el cual debe mandar:

- a) Transferencia de auxiliares.
- b) Contacto permisivo para el disparo de interruptor(es) de máquina al activarse la protección 32-1.

Debe verificarse que el disparo del interruptor de campo se realiza solamente hasta que tenga la confirmación de la apertura del(os) interruptor(es) de máquina.

6.3.2.6 Prueba de disparo de protecciones al relevador 86G

Consiste en la activación simulada de los contactos que componen el circuito de disparo de los relevadores de protección, hacia la bobina del relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido (86G). La operación de este relevador, debe abrir interruptor(es) de máquina, excitación(41E), interruptor(es) de auxiliares, arranque de 50FI de los interruptor(es) de máquina, así como el cierre de interruptor de enlace de sistema de auxiliares (donde aplique) y disparo de turbina.

Probar desde todos los contactos que se encuentran dentro del circuito de disparo del relevador 86G, entre los que deben estar incluidos los siguientes esquemas (estos esquemas dependen del equipamiento de cada unidad):

- a) PP1G de generador.
- b) PP2G de generador.
- c) Relevador 64F-2.
- d) Sistema contra incendio.
- e) Relevador 86FI y/o 50FI.
- f) Relevador 86E (disparos de AVR).
- g) Para centrales con interruptor de máquina en baja, relevador 86T/86GT.
- h) Disparo de emergencia.

Debe probarse bloqueo al cierre de interruptor(es) de máquina, de alta, de auxiliares y de campo 41. Una forma recomendada para la realización de cada uno de los contactos de disparo al 86G es realizando la primera y la última operación real y las demás mediante la verificación de la tensión, como lo indica la figura 2 del apéndice 2.

Deben probarse las alarmas de operación anormal del generador que apliquen (pueden estar agrupadas).

- a) Alta y baja tensión.

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

10 de 50

- b)** Alta y baja frecuencia.
- c)** Volts/Hertz.
- d)** Alta y baja tensión del banco de baterías.
- e)** Corriente de secuencia negativa (46G).
- f)** Pérdida de potenciales (60G/60FL).
- g)** Alta temperatura del generador 49G.
- h)** Pérdida de CD del circuito de disparo del 86G (27CD).

6.3.2.7 Prueba de disparo de protecciones al interruptor de campo 41

Consiste en la activación simulada de los contactos que componen el circuito disparo de los relevadores de protección, hacia la bobina del interruptor de campo, pudiendo realizarse en forma directa o a través de un relevador auxiliar de disparo (86 o 94). Si el interruptor cuenta con dos circuitos de disparo (bobina 1 y 2) deben probarse los dos de manera independiente.

Probar desde todos los contactos que se encuentran dentro del circuito de disparo del interruptor de campo y/o de los relevadores auxiliares, entre los que deben estar incluidos los siguientes:

- a) PP1G de generador.
- b) PP2G de generador.
- c) Contacto de relevadores 86's.
- d) Relevador 86FI y/o 50FI.

Además, debe probarse la apertura del interruptor de campo por las siguientes condiciones:

- a) Relevadores del sistema de control de turbina (disparo de turbina y/o turbina parada).
- b) Control switch del operador.

Debe verificarse que para el disparo secuencial y las protecciones de potencia inversa 32G-2 y perdida de sincronismo 78G, el disparo del interruptor de campo se realiza solamente hasta que tenga la confirmación de la apertura del(os) interruptor(es) de máquina.

Una forma recomendada para la realización de cada uno de los contactos de disparo al interruptor(es) de máquina es realizando la primera y la última operación real y las demás mediante la verificación de la tensión, como se indica en las figuras 3A y 3B del apéndice 2.

6.3.2.8 Prueba de disparo de protecciones del AVR (86E)

Consiste en la activación simulada de los contactos que componen el circuito de disparo de los relevadores de protección, hacia la bobina del relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido (86E) o su equivalente. La operación de este relevador, debe abrir interruptor(es) de máquina, excitación(41E), interruptor(es) de auxiliares, arranque de 50FI del interruptor(es) de máquina, así como el cierre de interruptor de enlace de sistema de auxiliares (donde aplique) y disparo de turbina, por lo general a través del 86G.

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	--

11 de 50

Probar desde todos los contactos que se encuentran dentro del circuito de disparo del relevador 86E o su equivalente, entre los que deben estar incluidos los siguientes esquemas (estos esquemas dependen del equipamiento del sistema de excitación):

- a) Protección de sobrecorriente de campo.
- b) Protección de sobre tensión de campo.
- c) Protección crow-bar.
- d) Protección de falla tiristor.
- e) Protección de falla fusible de tiristor.
- f) Protección de falla de extractores/ventiladores.
- g) Protección de pérdida de pulsos.
- h) Protección de pérdida de fuentes de Booster.
- i) Protección de largo tiempo de excitación forzada.
- j) Protección por falla de cierre no ejecutado.
- k) Protección 64F-2.

Debe probarse bloqueo al cierre de interruptor(es) de máquina, de auxiliares y de campo 41 por contactos propios o a través del 86G. Una forma recomendada para la realización de cada uno de los contactos de disparo al 86E es realizando la primera y la última operación real y las demás mediante la verificación de la tensión, como lo indica la figura 4 del apéndice 2.

Deben probarse las alarmas del sistema de excitación que apliquen (pueden estar agrupadas).

- a) Pérdida de potenciales (debiendo además transferir a UCE 2 y/o canal manual del AVR según aplique).
- b) Limitadores de máxima y mínima excitación (MEL, OEL).
- c) Limitador Volts/Hertz.
- d) Protección de falla a tierra del campo 64F-1.

6.3.2.9 Prueba de disparo de protecciones al relevador 86TP / 86GT

Consiste en la activación simulada de los contactos que componen el circuito de disparo de los relevadores de protección, hacia la bobina del relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido 86TP/86GT. La operación de este relevador, debe abrir interruptor(es) de máquina, excitación(41E), interruptor(es) de auxiliares, arranque de 50FI de los interruptor(es) de máquina, así como el cierre de interruptor de enlace de sistema de auxiliares (donde aplique) y disparo de turbina.

Probar desde todos los contactos que se encuentran dentro del circuito de disparo del relevador 86TP/86GT entre los que deben estar incluidos los siguientes esquemas (estos esquemas dependen del equipamiento de cada transformador principal):

- a)** PPT de transformador principal.

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	--

12 de 50

- b)** PRT de transformador principal.
- c)** Protecciones mecánicas del transformador.
 - Disparo Buchholz.
 - Disparo de válvula de sobrepresión.
 - Disparo por alta temperatura de devanados.
 - Disparo por alta temperatura de aceite.

Debe probarse bloqueo al cierre de interruptor(es) de máquina, de alta, de auxiliares y de campo 41. Una forma recomendada para la realización de cada uno de los contactos de disparo al 86TP/86GT es realizando la primera y la última operación real y las demás mediante la verificación de la tensión, como se indica en la figura 5 apéndice 2.

6.3.2.9.1 Debe probarse las alarmas mecánicas del transformador principal

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Pérdida de CD del circuito de disparo del 86TP/86GT (27CD).
- b) Alarmas de protecciones mecánicas del transformador.
 - Alarma de bajo nivel de aceite.
 - Alarma Buchholz.
 - Alarma por alta temperatura de devanados.
 - Alarma por alta temperatura de aceite.

6.3.2.10 Prueba de disparo de protecciones al relevador 86TA

Consiste en la activación simulada de los contactos que componen el circuito de disparo de los relevadores de protección, hacia la bobina del relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido 86TA. La operación de este relevador, debe abrir interruptor(es) de máquina, excitación (41E), interruptor(es) de auxiliares, arranque de 50FI el o los interruptor (es) de máquina, así como el cierre de interruptor de enlace de sistema de auxiliares (donde aplique) y disparo de turbina.

Probar desde todos los contactos que se encuentran dentro del circuito de disparo del relevador 86TA entre los que deben estar incluidos los siguientes esquemas:

- a)** PPT de transformador de servicios auxiliares.
- b)** PRT de transformador de servicios auxiliares.
- c)** Protecciones mecánicas del transformador.
 - Disparo Buchholz.
 - Disparo de válvula de sobrepresión.
 - Disparo por alta temperatura de devanados.

[illegible]

- Disparo por alta temperatura de aceite.

Nota: Estos esquemas dependen del equipamiento de cada transformador principal

Debe probarse bloqueo al cierre de interruptor(es) de máquina, de alta, de auxiliares y de campo 41. Una forma recomendada para la realización de cada uno de los contactos de disparo al 86TA es realizando la primera y la última operación real y las demás mediante la verificación de la tensión, como se indica en la figura 6 apéndice 2.

6.3.2.10.1 Debe probarse las alarmas mecánicas del transformador de auxiliares

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Pérdida de CD del circuito de disparo del 86TA (27CD).
- b) Alarmas de protecciones mecánicas del transformador.
 - Alarma de bajo nivel de aceite.
 - Alarma Buchholz.
 - Alarma por alta temperatura de devanados.
 - Alarma por alta temperatura de aceite.

6.3.2.10.2 Cambio de auxiliares (donde aplique)

Para el caso del cambio de auxiliares, se recibe señal del inicio de la transferencia de auxiliares desde los siguientes equipos:

- a) Relevador auxiliar de válvulas de paro cerradas (disparo secuencial).
- b) Relevadores 86's.
- c) Comandos de transferencia de auxiliares.
- d) Mando de cierre del interruptor de auxiliares o del interruptor de enlace.

El cambio de auxiliares debe producir, de acuerdo al modo de transferencia de auxiliares paralelo, secuencial o residual, el cierre del interruptor de auxiliares y la apertura del interruptor de enlace o viceversa.

6.3.2.11 Prueba de disparo de protecciones al relevador 86TE

Consiste en la activación simulada de los contactos que componen el circuito de disparo de los relevadores de protección, hacia la bobina del relevador auxiliar de disparo y bloqueo sostenido 86TE. La operación de este relevador, debe abrir interruptor(es) de máquina, excitación (41E), interruptor(es) de auxiliares, arranque de 50FI el o los interruptor(es) de máquina, así como el cierre de interruptor de enlace de sistema de auxiliares (donde aplique) y disparo de turbina.

Probar desde todos los contactos que se encuentran dentro del circuito de disparo del relevador 86TE entre los que deben estar incluidos los siguientes esquemas (estos esquemas dependen del equipamiento de cada transformador principal):

- a)** PPT de transformador de excitación.
- b)** PRT de transformador de excitación.

- c) Protecciones mecánicas del transformador.
 - Disparo Buchholz.
 - Disparo de válvula de sobrepresión.
 - Disparo por alta temperatura de devanados.
 - Disparo por alta temperatura de aceite.

Debe probarse bloqueo al cierre de interruptor(es) de máquina, de alta, de auxiliares y de campo 41. Una forma recomendada para la realización de cada uno de los contactos de disparo al 86TE es realizando la primera y la última operación real y las demás mediante la verificación de la tensión, como se indica en la figura 7 apéndice 2.

6.3.2.11.1 Debe probarse las alarmas mecánicas del transformador de excitación

De acuerdo a lo siguiente:

- a)** Pérdida de CD del circuito de disparo del 86TE (27CD).
- b)** Alarmas de protecciones mecánicas del transformador.
 - Alarma de bajo nivel de aceite.
 - Alarma Buchholz.
 - Alarma por alta temperatura de devanados.
 - Alarma por alta temperatura de aceite.

6.3.2.12 Prueba de disparo de protecciones al Interruptor de máquina

Consiste en la activación simulada de los contactos que componen el circuito de disparo de los relevadores de protección, hacia la bobina del interruptor(es) de máquina, pudiendo realizarse en forma directa o a través de un relevador auxiliar de disparo (86 o 94). La operación de este relevador auxiliar, debe abrir interruptor(es) de máquina y mandar arranque de 50FI de los interruptores (es) de máquina. Si el interruptor cuenta con dos circuitos de disparo (bobina 1 y 2) deben probarse los dos de manera independiente.

Probar desde todos los contactos que se encuentran dentro del circuito de disparo del interruptor(es) de máquina y/o de los relevadores auxiliares, entre los que deben estar incluidos los siguientes:

- a) PP1G de generador.
- b) PP2G de generador.
- c) PPT/PRT de transformador principal.
- d) Contacto de relevadores 86's.
- e) Relevador 86FI y/o 50FI.
- f) Relevador 86B.
- g) Protección 49G.

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

16 de 50

c) Esquema de acción remedial disparo automático de generación (DAG).

Debe verificarse que el mando de apertura del interruptor(es) de máquina no arranca el esquema 50FI.

Al finalizar las pruebas de interlock se poden normalizar todos los circuitos de alarmas, permisivos y disparos, así como las condiciones originales de los equipos primarios involucrados en dicha prueba.

En caso de continuar con las pruebas de corto circuito y energización inversa, la normalización se debe realizar hasta finalizar estas pruebas.

6.4 Prueba de Corto Circuito de la Unidad Generadora

La prueba consiste en aplicar un potencial de prueba en un extremo y un corto circuito trifásico en el extremo contrario del grupo generador – transformador, para hacer circular corrientes en el equipo eléctrico primario y realizar un faseo de las señales de corriente de los esquemas de protección, medición y registro. Dependiendo de la capacidad de la unidad generadora y de la tensión de alta del transformador principal, se debe seleccionar el punto de aplicación del potencial y del corto circuito. Como se indica en las figuras 1 y 2 del apéndice 3.

Para el caso especial donde la unidad generadora se conecta directamente a la red (no tiene transformador principal), se puede ejecutar la prueba mediante el uso de resistencias de potencia en lugar del corto circuito, como se indica en la figura 3 del apéndice 3.

Independientemente de la ejecución de esta actividad, se debe realizar un faseo con carga como parte de la puesta en servicio de la unidad. después de un mantenimiento.

Dependiendo de las diferentes topologías de las unidades generadoras que existen en el ámbito de la CFE y de sus Empresas Productivas Subsidiarias, se definirá el alcance de la prueba de corto circuito.

6.4.1 Verificaciones Previas a la Prueba

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Seleccionar el punto donde se debe conectar la alimentación de prueba (lado neutro o lado alta del generador considerando los TC's de la diferencial de grupo), de acuerdo al cálculo correspondiente al apéndice 3, considerando la capacidad del transformador fuente con el que se alimenta la prueba, capacidad de los cables, protección térmica para la prueba y la corriente esperada en el secundario de los TC's, (se recomienda como mínimo 100 mA en el secundario para asegurar el correcto faseo).

Si de acuerdo a los resultados obtenidos del cálculo realizado se determina que no es factible realizar la prueba de corto circuito (por falta de materiales, fuente u otra causa), se deben realizar las actividades del punto 6.4.6.

Prueba de Inyección Secundaria.

- b) Elaborar solicitud de licencia a la Gerencia de Control Regional correspondiente para la prueba de Corto Circuito.
- c) Verificar que se haya concluido el mantenimiento de los siguientes equipos primarios y/o disponibilidad para la prueba:
 - Generador Eléctrico.
 - Transformador Principal.
 - Transformador de Auxiliares.

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

18 de 50

- Conexión de los cables de la alimentación para la prueba en las terminales del lado neutro del generador eléctrico.
- Realizar las conexiones del corto circuito trifásico en el lado de alta del transformador principal cubriendo los TC's de la diferencial de grupo (87GT o 87GI).
- Realizar las conexiones del corto circuito trifásico en el lado de baja del transformador de auxiliares cubriendo los TC's.
- Realizar las conexiones del corto circuito trifásico en el lado de baja del transformador de excitación cubriendo los TC's.

Si la alimentación es en el lado de alta:

- Verificar que esté cerrada la estrella en el neutro del generador eléctrico.
- Conexión de los cables de la alimentación para la prueba en el lado de alta del transformador principal, cubriendo los TC's de la diferencial de grupo (87GT o 87GI).
- Realizar las conexiones del corto circuito trifásico en el lado de baja del transformador de auxiliares cubriendo los TC's.
- Realizar las conexiones del corto circuito trifásico en el lado de baja del transformador de excitación cubriendo los TC's.

- f)** Verificar extraídos los interruptores asociados que no intervengan en las pruebas.
- g)** Cerrar la cuchilla lado equipo (donde aplique).
- h)** Parar la tornaflecha (donde aplique).

6.4.3 Prueba con el Interruptor Principal

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Si la prueba se realiza alimentando desde el lado de alta, conectar la alimentación en este interruptor. Si la prueba se realiza alimentando desde el neutro del generador, poner el corto circuito en este interruptor.
- b) Cerrar interruptor termomagnético para aplicar potencial de prueba.
- c) Cerrar cuchilla asociada lado equipo del interruptor principal (la cuchilla lado bus se queda abierta).
- d) Según aplique cerrar interruptores de alta e interruptor de máquina (en caso de un esquema unitario, solamente es interruptor de máquina). Para establecer la circulación de corriente en los circuitos secundarios.
- e) Fasear los circuitos de corrientes en las protecciones de generador eléctrico, transformador principal, auxiliares y de excitación, así como medidores de energía, medidores instantáneos y registradores de disturbio. Se recomienda realizar faseo en transductores de potencia activa y reactiva de otros sistemas tales como control de carga, reguladores de tensión, etc. o al menos una medición con gancho (documentar las evidencias del faseo).

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	--

19 de 50

- f) De acuerdo a los resultados obtenidos se debe determinar si el faseo es correcto, considerando el sentido del flujo de potencia durante la prueba, como se indica en el apéndice 4, diagrama vectorial. En caso de no obtener los resultados esperados realizar las correcciones requeridas y volver a probar.
- g) Según aplique abrir interruptores de alta e interruptor de máquina (en caso de un esquema unitario, solamente es interruptor de máquina).
- h) Abrir cuchilla asociada lado equipo del interruptor principal (la cuchilla lado bus se queda abierta).
- i) Abrir interruptor termomagnético para retirar potencial de prueba.
- j) Si la prueba se está realizando alimentando desde el lado de alta, desconectar la alimentación en este interruptor. Si la prueba se está realizando alimentando desde el neutro del generador, retirar el corto circuito en este interruptor.
- k) Si no existe interruptor medio o segundo interruptor principal, retirar el cable de alimentación de la prueba. En caso contrario continuar con el siguiente punto.

6.4.4 Prueba desde el Interruptor Medio o Segundo Interruptor Principal

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Si la prueba se realiza alimentando desde el lado de alta reubicar el punto de alimentación al otro interruptor. Si la prueba se realiza alimentando desde el neutro del generador reubicar el corto circuito en el otro interruptor.
- b) Cerrar interruptor termomagnético para aplicar potencial de prueba.
- c) Cerrar cuchilla asociada lado equipo del interruptor principal (la cuchilla lado bus se queda abierta).
- d) Según aplique cerrar interruptores de alta e interruptor de máquina (en caso de un esquema unitario, solamente es interruptor de máquina). Para establecer la circulación de corriente en los circuitos secundarios.
- e) Fasear los circuitos de corrientes en las protecciones de generador eléctrico, transformador principal, auxiliares y de excitación, así como medidores de energía, medidores instantáneos y registradores de disturbio. Se recomienda realizar faseo en transductores de potencia activa y reactiva de otros sistemas tales como control de carga, reguladores de tensión, etc. o al menos una medición con gancho (documentar las evidencias del faseo).
- f) De acuerdo a los resultados obtenidos se debe determinar si el faseo es correcto, considerando el sentido del flujo de potencia durante la prueba, como se indica en el apéndice 4, diagrama vectorial. En caso de no obtener los resultados esperados realizar las correcciones requeridas y volver a probar.
- g) Según aplique abrir interruptores de alta e interruptor de máquina (en caso de un esquema unitario, solamente es interruptor de máquina).
- h) Abrir cuchilla asociada lado equipo del interruptor principal (la cuchilla lado bus se queda abierta).
- i) Abrir interruptor termomagnético para retirar potencial de prueba.

[illegible]

Aunque existen otros métodos de pruebas para los esquemas de sincronización, los dos descritos en este procedimiento son los más recomendables, ya que se aplica un solo potencial primario a ambos lados del interruptor de máquina.

La prueba se debe realizar en todos los mantenimientos, en especial en los que se haya realizado manipulación de equipos eléctricos primarios y/o de los circuitos secundarios de potenciales donde se involucre el esquema de sincronización.

6.5.1 Prueba a Bus Muerto

La prueba de conexión de una unidad a bus muerto tiene como finalidad verificar la correspondencia de fase entre el vector de tensión de la unidad con la del bus. Este procedimiento se aplica para cuando los elementos de sincronización como los transformadores y/o dispositivos de potencial fueron desconectados en el lado primario o secundario por mantenimiento o sustitución; por modernización del verificador de sincronismo y sincronizador automático. Con esta prueba se energiza el generador y transformador de potencia. La prueba consiste en aplicar el potencial del generador eléctrico al bus muerto mediante el cierre del interruptor de máquina, teniendo así una sola referencia de ambos lados del interruptor, confirmando en el esquema de sincronismo la secuencia, correspondencia de fases, la nula diferencia de potencial, frecuencia y ángulo de fase.

6.5.1.1 Actividades Preliminares

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Solicitar registro a la Gerencia de Control Regional correspondiente para la prueba de energización a bus muerto.
- b) Verificar que se haya concluido el mantenimiento de los siguientes equipos primarios y/o disponibilidad para la prueba:
 - Generador Eléctrico.
 - Transformador Principal.
 - Transformador de Auxiliares.
 - Transformador de Excitación (donde aplique).
 - Interruptor(es) de Máquina.
 - Interruptor(es) de Transformador Principal (lado alta).
 - Interruptor(es) de Transformador de Auxiliares.
 - Otros Interruptor(es) asociados (donde aplique).
 - TC's y TP's.
 - Bus ducto o cables de potencia a la salida del generador al transformador principal.
 - Cuchilla de máquina (donde aplique).
 - Cuchillas asociadas a interruptor(es) de máquina.
- c) Verificar que se haya realizado la prueba de Interlock de protecciones en forma satisfactoria.

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

22 de 50

6.5.1.2 Actividades principales con esquemas unitario

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Solicitar licencia a la Gerencia de Control Regional correspondiente para la prueba de energización a bus muerto.
- b) Las maniobras de liberación del bus se deben realizar en coordinación con el responsable de la subestación eléctrica y dependen de la configuración de los arreglos de la subestación, para quedar sin potencial en el bus de prueba.
- c) Teniendo el bus en muerto así como la unidad en velocidad y tensión nominal, verificar que el potencial de la máquina se tenga presente en los equipos conectados a los circuitos de potenciales de sincronización (solamente en el lado generador).
- d) Realizar el faseo de potenciales de los esquemas de protección, medición y registro, así como transductores de potencia activa y reactiva de sistemas de control de carga y de tensión. Se deben documentar las mediciones realizadas de este faseo.
- e) Una vez verificado la presencia del potencial de la máquina en los dispositivos, se emplea Sincronoscopio de la ménsula de sincronismo o su equivalente, el cual debe seleccionarse para verificar de manera visual el posicionamiento de la manecilla.
- f) Verificar que las condiciones de los permisos de cierre del interruptor estén cumplidas (cuchillas cerradas, relevadores de bloqueo sostenido repuestos, entre otros). Para el permiso de cierre del verificador de sincronismo seleccionar la opción de bus muerto del verificador o aplicar un puente a dicho permiso según sea el caso, de tal forma que solo se requiere la orden de cierre manual.
- g) Seleccionar el modo de sincronización en manual, posteriormente dar la orden de cierre del interruptor de máquina. Una vez cerrado éste, se debe observar la posición de la aguja del Sincronoscopio posicionada a las 12 h o en forma vertical apuntando hacia arriba. En caso de existir lámparas indicadoras estas deben apagarse.
- h) Se deben documentar las mediciones realizadas durante la prueba, verificando en el esquema de sincronismo la secuencia y correspondencia de fases, así como la nula diferencia de potencial, frecuencia y ángulo de fase.
- i) En caso de que las mediciones no sean las correctas, se tiene que revisar y corregir el hallazgo encontrado. Posteriormente a esto repetir la prueba.
- j) Una vez documentadas las mediciones del esquema de sincronización, dar orden de apertura manual al interruptor de potencia. En caso de existir un interruptor medio o un segundo interruptor de máquina, repetir la prueba documentándola.
- k) Dependiendo las condiciones operativas y del programa de pruebas de puesta en servicio, realizar el paro de unidad o mantenerla rodando a velocidad de régimen (sin excitación).
- l) Normalizar el circuito de cierre del interruptor de máquina que se haya preparado para las pruebas (quitar permisos de cierre, resetear ménsulas de sincronismo, normalizar retro aviso de interruptor para control de carga, etc.; que se hubiesen bloqueado y/o puentado).
- m) Coordinar con el responsable de la subestación la normalización bus bajo prueba.

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

23 de 50

- n) Devolver las licencias de la prueba.**

6.5.1.3 Actividades principales con esquemas de interruptor en baja

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Las maniobras de liberación del bus de generación se deben realizar en coordinación con el responsable de la subestación eléctrica y depende de la configuración de los arreglos de la subestación, una vez realizadas dichas maniobras, se debe tender sin potencial el bus de prueba.
- b) Se recomienda bloquear la protección diferencial del generador (87G), para evitar su operación dado que normalmente este esquema no cuenta con bloqueo de armónicos, mismos que se producirán durante la energización del transformador principal (inrush).
- c) Teniendo el bus en muerto, así como la unidad en velocidad y tensión nominal, verificar que el potencial de la máquina se tenga presente en los equipos conectados a los circuitos de potenciales de sincronización (solamente en el lado generador).
- d) Una vez verificado la presencia del potencial de la máquina en los dispositivos, se emplea Sincronoscopio de la ménsula de sincronismo o su equivalente, el cual debe seleccionarse para verificar de manera visual el posicionamiento de la manecilla.
- e) Verificar que las condiciones de los permisos de cierre del interruptor estén cumplidas (cuchillas cerradas, relevadores de bloqueo sostenido repuestos, entre otros). Para el permiso de cierre del verificador de sincronismo seleccionar la opción de bus muerto del verificador o aplicar un puente a dicho permiso según sea el caso, de tal forma que solo se requiere la orden de cierre manual.
- f) Seleccionar el modo de sincronización en manual, posteriormente dar la orden de cierre del interruptor de máquina. Una vez cerrado éste, se debe observar la posición de la aguja del Sincronoscopio posicionada a las 12 h o en forma vertical apuntando hacia arriba. En caso de existir lámparas indicadoras deben apagarse.
- g) Se deben documentar las mediciones realizadas durante la prueba, verificando en el esquema de sincronismo la secuencia y correspondencia de fases, así como la nula diferencia de potencial, frecuencia y ángulo de fase.
- h) En caso de que las mediciones no sean las correctas, se tiene que revisar y corregir el hallazgo encontrado. Posteriormente a esto repetir la prueba.
- i) Una vez documentadas las mediciones del esquema de sincronización, dar orden de apertura manual al interruptor de potencia. En caso de existir un interruptor medio o un segundo interruptor de máquina, repetir la prueba documentándola.
- j) Dependiendo las condiciones operativas y del programa de pruebas de puesta en servicio, realizar el paro de unidad o mantenerla rodando a velocidad de régimen (sin excitación).
- k) Normalizar el circuito de cierre y disparo del interruptor de máquina que se haya preparado para las pruebas (quitar permisos de cierre, resetear ménsulas de sincronismo, normalizar retro aviso de interruptor para control de carga, etc.; que se hubiesen bloqueado y/o puenteado).
- l) Coordinar con el responsable de la subestación la normalización bus bajo prueba.

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

24 de 50

- m) Devolver las licencias de la prueba.**

6.5.2 Prueba de energización inversa

Para esta prueba se requiere desconectar y aislar las terminales de salida del generador eléctrico, con la finalidad de no energizar el generador eléctrico. La prueba consiste en aplicar el potencial del Sistema Eléctrico de Potencia al primario de los TP's lado generador, mediante el cierre del interruptor de máquina, teniendo así una sola referencia de ambos lados del interruptor de máquina y confirmando en el esquema de sincronismo la secuencia y correspondencia de fases, así como la nula diferencia de potencial, frecuencia y ángulo de fase.

Se recomienda realizar esta prueba en el menor tiempo posible, derivado del riesgo inherente de tener energizado en la delta del transformador principal, solamente con la referencia de tierra de los transformadores de potencial y que, en caso de pérdida de ésta, se pueden tener sobretensiones en los equipos primarios, al no contar con la referencia de tierra del generador por estar desconectado.

6.5.2.1 Actividades Preliminares

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Solicitar registro a la Gerencia de Control Regional correspondiente para la prueba de energización inversa.
- b) Verificar que se haya concluido el mantenimiento de los siguientes equipos primarios y/o disponibilidad para la prueba.
 - Generador Eléctrico.
 - Transformador Principal.
 - Transformador de Auxiliares.
 - Transformador de Excitación (donde aplique).
 - Interruptor(es) de Máquina.
 - Interruptor(es) de Transformador Principal (lado alta).
 - Interruptor(es) de Transformador de Auxiliares.
 - Otros Interruptor(es) asociados (donde aplique).
 - TC's y TP's.
 - Bus ducto o cables de potencia a la salida del generador al transformador principal.
 - Cuchilla de máquina (donde aplique).
 - Cuchillas asociadas a interruptor(es) de máquina.
- c) Verificar que se haya realizado la prueba de Interlock de protecciones en forma satisfactoria.
- d) Verificar desconectado el generador eléctrico y aisladas sus terminales lado salida del generador confirmando la distancia segura de separación, así como desconectados y aislados los cables y/o el bus ducto entre el AVR y los portaescobillas (no es suficiente retirar las escobillas).

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

25 de 50

- e) Verificar conectados en primario y secundario de los TP's de generador y de bus, confirmando que no existan conexiones a tierra ni puentes.
- f) Verificar que el regulador automático de tensión se encuentre en control manual.
- g) En el tablero del regulador automático de tensión bloquear la salida de disparo al esquema de protecciones por falla de AVR (donde aplique).
- h) Donde se tenga lógica de disparo interruptor de máquina cerrado con excitación fuera de servicio bloquear este esquema.
- i) En el esquema de protecciones del generador, realizar lo siguiente:
 - Deshabilitar la función 27TN por 3° armónica.
 - Habilitar provisionalmente la función 59G donde se tengan TP's en estrella. Aplicar los siguientes ajustes: Pick up 5%, retraso 1 s Incluir esta función en la ecuación de disparo.
- j) Verificar disponible el interruptor(es) de máquina con condiciones en los circuitos de control de cierre y disparo.

6.5.2.2 Prueba con interruptor principal

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Solicitar licencia a la Gerencia de Control Regional correspondiente para la prueba de energización inversa.
- b) Las maniobras de cierre de cuchillas asociadas al interruptor principal se deben realizar en coordinación con el responsable de la subestación eléctrica y depende de la configuración de los arreglos de la subestación.
- c) Cerrar las cuchillas asociadas al interruptor principal.
- d) Verificar abierto el interruptor principal.
- e) Seleccionar el modo de sincronización en manual, posteriormente dar la orden de cierre del interruptor principal. Una vez cerrado éste, se debe observar la posición de la aguja del Sincronoscopio posicionada a las 12 h o en forma vertical apuntando hacia arriba. En caso de existir lámparas indicadoras deben apagarse.
- f) Se debe documentar las mediciones realizadas durante la prueba, verificando en el esquema de sincronismo la secuencia y correspondencia de fases, así como la nula diferencia de potencial, frecuencia y ángulo de fase.
- g) Realizar el faseo de potenciales de los esquemas de protección, medición y registro, así como transductores de potencia activa y reactiva de sistemas de control de carga y de tensión. Se deben documentar las mediciones realizadas de este faseo.
- h) Realizar la medición de secuencia de fases y tensión del secundario del transformador de excitación donde el nivel de tensión lo permita.
- i) Realizar prueba del cambio de fuente de alimentación del sistema de auxiliares en ambos sentidos.

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	-------------------------------

26 de 50

- j) En caso de que las mediciones no sean las correctas, se tiene que revisar y corregir el hallazgo encontrado. Posteriormente a esto repetir la prueba.
- k) Una vez documentadas las pruebas anteriores, dar orden de apertura manual al interruptor de potencia. En caso de existir un interruptor medio o un segundo interruptor de máquina, realizar las actividades del punto 6.3.2.14.
- l) Normalizar circuitos de cierre y disparo de interruptor que se hayan preparado para las pruebas (quitar permisivos de cierre, resetear ménsulas de sincronismo, normalizar retro aviso de interruptor para control de carga, etc.; que se hubiesen bloqueado).
- m) Devolver las licencias de la prueba.
- n) Normalizar conexiones del generador eléctrico en estator y rotor, si no existe un segundo interruptor.

6.5.2.3 Prueba con 2° interruptor de máquina (para las unidades que cuenten con arreglo de interruptor y medio o doble interruptor)

De acuerdo a lo siguiente:

- a) Solicitar licencia a la Gerencia de Control Regional correspondiente para la prueba de energización inversa por el segundo interruptor o interruptor medio.
- b) Las maniobras de cierre de cuchillas asociadas al interruptor de máquina o interruptores de máquina se deben realizar en coordinación con el responsable de la subestación eléctrica y dependen de la configuración de los arreglos de la subestación.
- c) Cerrar las cuchillas asociadas al interruptor medio o segundo interruptor principal (según aplique).
- d) Verificar abierto el interruptor medio o segundo interruptor.
- e) Seleccionar el modo de sincronización en manual, posteriormente dar la orden de cierre del interruptor de máquina. Una vez cerrado éste, se debe observar la posición de la aguja del Sincronoscopio posicionada a las 12 h o en forma vertical apuntando hacia arriba. En caso de existir lámparas indicadoras deben apagarse.
- f) Se debe documentar las mediciones realizadas durante la prueba, verificando en el esquema de sincronismo la secuencia y correspondencia de fases, así como la nula diferencia de potencial, frecuencia y ángulo de fase.
- g) Realizar el faseo de potenciales de los esquemas de protección, medición y registro, así como transductores de potencia activa y reactiva de sistemas de control de carga y de tensión. Se deben documentar las mediciones realizadas de este faseo.
- h) Realizar la medición de secuencia de fases y tensión del secundario del transformador de excitación donde el nivel de tensión lo permita.
- i) Realizar prueba del cambio de fuente de alimentación del sistema de auxiliares en ambos sentidos.
- j) En caso de que las mediciones no sean las correctas, se tienen que revisar y corregir el hallazgo encontrado. Posteriormente a esto repetir la prueba.

[illegible]

PROCEDIMIENTO DE VERIFICACIÓN DE ESQUEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE UNIDAD GENERADORA (INTERLOCK, CORTO CIRCUITO Y SINCRONIZACIÓN)	PROCEDIMIENTO CFE G0100-33
--	--

27 de 50

- k)** Una vez documentadas las pruebas anteriores, dar orden de apertura manual al interruptor de potencia.
- l)** Normalizar circuitos de cierre y disparo de interruptor que se hayan preparado para las pruebas (quitar permisivos de cierre, resetear ménsulas de sincronismo, normalizar retro aviso de interruptor para control de carga, etc.; que se hubiesen bloqueado).
- m)** Devolver las licencias de la prueba.
- n)** Normalizar conexiones del generador eléctrico en estator y rotor.

7 CONDICIONES DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

Realizar las actividades del procedimiento tomando las medidas de seguridad necesarias que apliquen en cada proceso, realizar las pruebas de acuerdo a los capítulos correspondientes al tipo de proceso del Reglamento de Seguridad e Higiene.

8 BIBLIOGRAFÍA

- | | | |
|-----|-------------------|---|
| [1] | ANSI C37.10-2005 | Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers |
| [2] | ANSI C37.13- 2008 | Standard for low voltage AC power circuit breakers, used in enclosures |
| [3] | ANSI C37.96-2012 | Guide for AC Motor Protection |
| [4] | IEEE STD 242-2001 | Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems |
| [5] | NEMA MG 1-2011 | Motors and Generators |

[illegible]

[illegible]

[illegible]

[illegible]

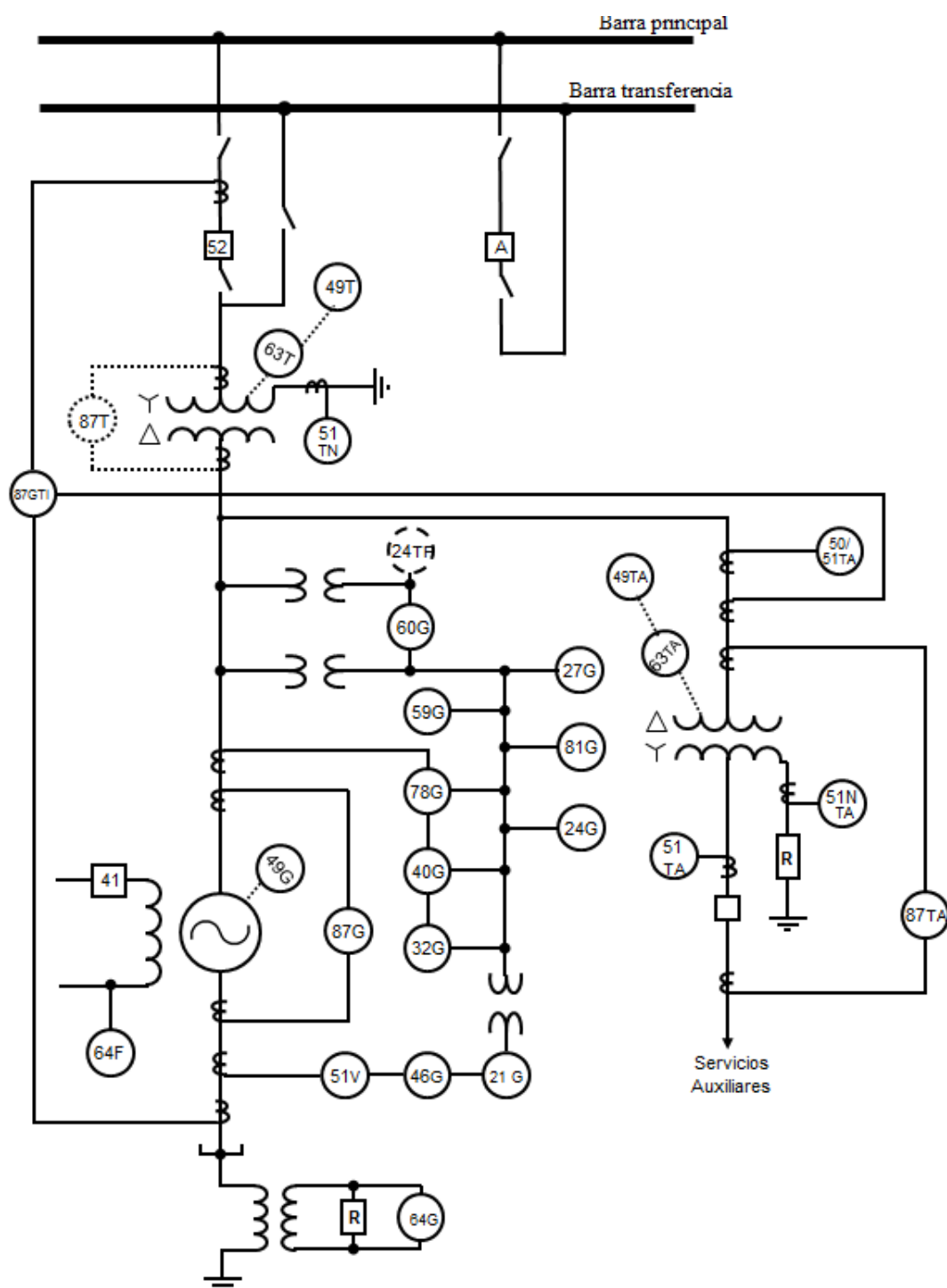


Figura 4 Arreglo con bus de transferencia

Figura 5 Esquema de protección del generador con relevadores digitales

La determinación de en qué lado aplicar el cortocircuito, así como en qué lado aplicar la fuente y de qué valor debe ser esta, depende entre otros factores de la tensión de salida de la unidad generadora y del nivel de tensión del lado de alta del transformador principal, los materiales (cable, protección, conectores) con los que se cuente en la Central, la fuente requerida para la prueba (niveles de tensión y potencia) así como las RTC's de los transformadores de corriente, entre otros.

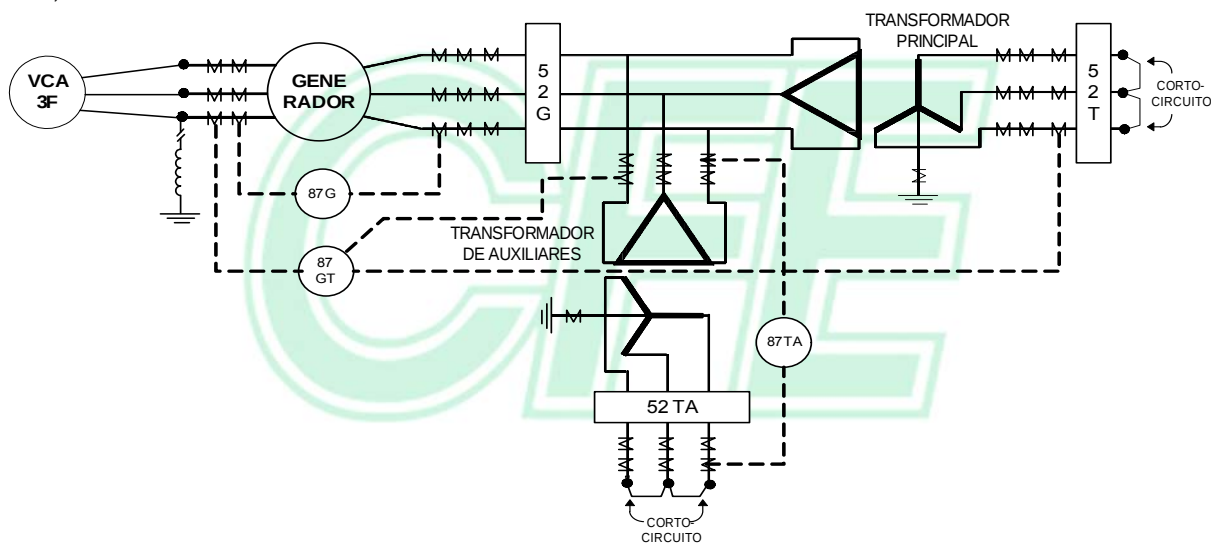


Diagrama de conexión de un sistema de potencia de radio. El sistema incluye un generador (GENE RADOR) conectado a un transformador de 52 G. Este transformador alimenta un transformador de auxiliares (TRANSFORMADOR DE AUXILIARES) y un transformador principal (TRANSFORMADOR PRINCIPAL). El transformador principal está conectado a un transformador de 52 T, que a su vez alimenta un VCA 3F. Se muestran también bobinados de 87G, 87GT y 87TA, y se indican los puntos de cortocircuito (CORTO CIRCUITO) en el sistema.

Figura 2 Prueba de cortocircuito aplicando potencial desde el lado de alta del transformador principal y poniendo en cortocircuito el lado neutro del generador. Se incluye el transformador de auxiliares en el que se pone el lado de baja en cortocircuito cubriendo los TC's



Primero se calcula la impedancia en ohms del circuito, considerando la impedancia del transformador, así como la impedancia subtransitoria del generador (normalmente en unidades generadoras el transformador es de potencia similar a la potencia del generador, por lo que en principio no se requiere realizar cálculos por cambio de potencia base), así como el potencial nominal y la potencia del transformador del grupo generador – transformador.

$$Z_{circuito} = \frac{kV^2 * (\%Z_{gen} + \%Z_{transf})}{MVA * 100}$$

MVA Potencia del transformador incluido en el grupo generador – transformador en MVA's.

$$I_{prueba} = \frac{V_{prueba}}{\sqrt{3} * (Z_{circuito} + R_{eq\ prueba})}$$

$$R_{eq\ prueba} = \frac{R_{prueba}}{N}$$

APÉNDICE 4

INTERPRETACIÓN DEL DIAGRAMA VECTORIAL.

En la prueba de cortocircuito es relevante e importante la interpretación de resultados del diagrama vectorial, ya sea que se obtenga de un relevador digital o como resultado de las anotaciones al realizar un faseo con un fasómetro o medidor de ángulos de fase.

En la prueba de cortocircuito se alimenta un circuito inductivo no perfecto al que se le aplica un cortocircuito trifásico moderado ya que se realiza con baja tensión y se puede decir que al ser trifásico es balanceado.

Una regla de los faseos es verificar que la secuencia de fases sea la aplicada, es decir, que cuando al rotar los vectores en el tiempo, las fases “pasen” por cero en secuencia ABC o en secuencia CBA según corresponda, aunque el normalizado es ABC. Esto debe cumplirse tanto para potenciales como para corrientes. Así mismo, debe considerarse lo que se está midiendo en señales de potenciales, señales de fase o señales de línea, ya que habrá que considerar que los potenciales de línea (en este caso potencial AB), están adelantados 30° con respecto al potencial de la fase A.

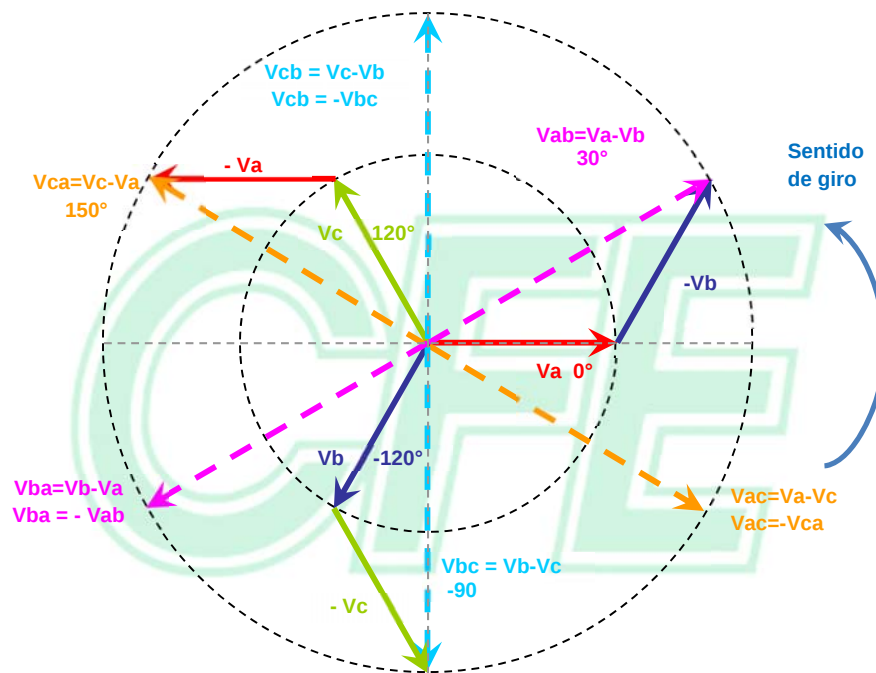
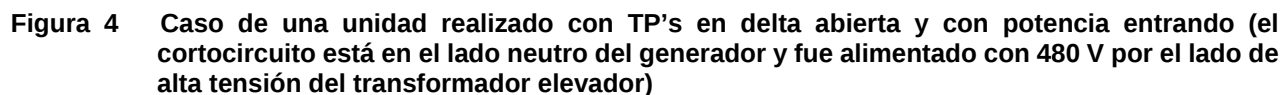


Figura 1 Diagrama vectorial de potenciales

Diagrama vectorial de potenciales: relación entre potenciales de fase y potenciales de línea, esta es la base del porque los potenciales de línea adelantan 30° a los potenciales de fase, así mismo puede identificarse que con el sentido de giro, primero pasa por cero la fase A, luego la fase B y por último la fase C para una secuencia de fases ABC.

Otra regla de los faseos es que el ángulo de la corriente de la fase A sea el conjugado del ángulo del vector carga, siempre que la potencia eléctrica este “saliendo” con respecto al nodo que se está midiendo, como se indica a continuación:



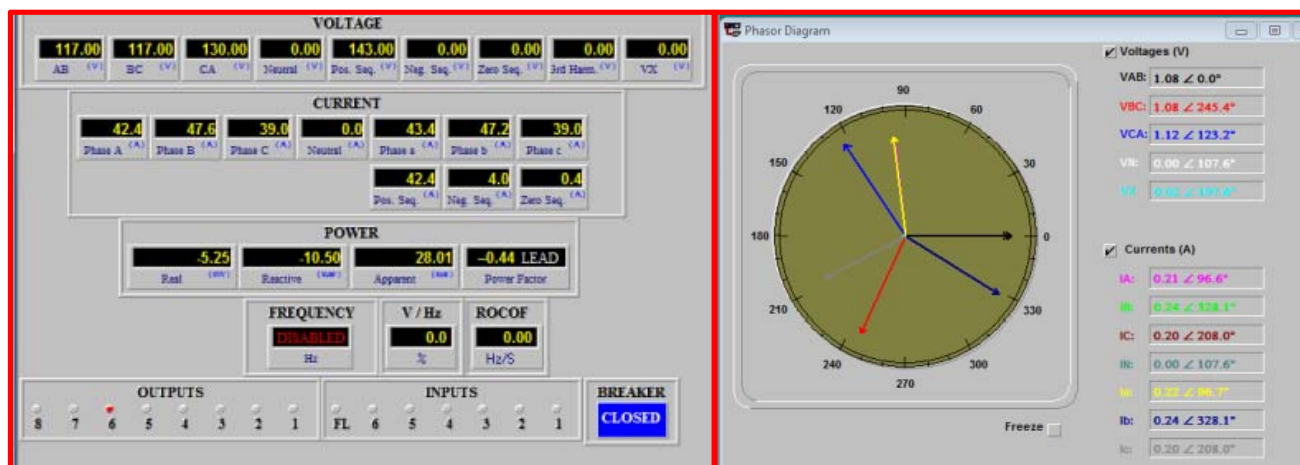


Figura 6 Caso de una unidad conectada directamente a la red en la que se hizo la prueba con resistencias en lugar de cortocircuito y se alimentó desde el lado terminales (la potencia está entrando hacia el generador)

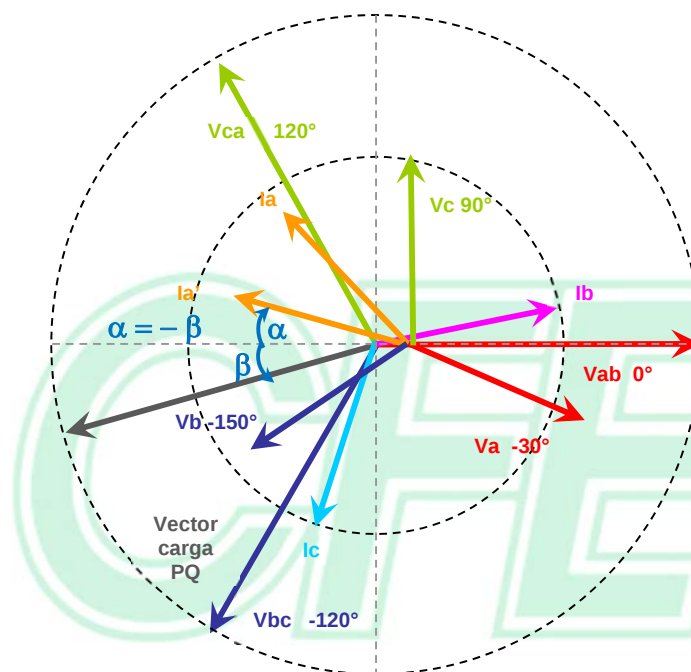


Figura 7 Diagrama vectorial de potenciales y corrientes en un circuito resistivo - inductivo

Para este caso en particular la corriente debe estar en fase con su potencial de fase y atrasada 30° con respecto al potencial de línea. Dado que la potencia está entrando, el ángulo de la corriente está en realidad a 180° del potencial de fase. El faseo en algunos relevadores se complica al estar en rotación ACB y no ABC como sería la mayoría de los casos. Sin embargo, al analizar los vectores se puede observar que cumplen con las reglas el faseo por lo que las conexiones se encuentran correctas (con rotación ACB los vectores giran en sentido contrario).

PROCEDIMIENTO
CFE G0100-33

The screenshot displays the Phasor Diagram software interface with the following data:

- VOLTAGE (V):**
 - AB: 468.00
 - BC: 468.00
 - CA: 468.00
 - Neutral: 0.00
 - Pos. Seq: 494.00
 - Neg. Seq: 0.00
 - Zero Seq: 0.00
 - 3rd Harm: 0.00
 - VX: 0.00
- CURRENT (A):**
 - Phase A: 50.2
 - Phase B: 54.8
 - Phase C: 51.8
 - Neutral: 0.0
 - Phase a: 44.8
 - Phase b: 46.4
 - Phase c: 43.8
 - Pos. Seq: 44.6
 - Neg. Seq: 2.6
 - Zero Seq: 0.4
- POWER (kW):**
 - Real: -36.76
 - Reactive: -14.00
 - Apparent: 56.04
 - Power Factor: 0.94 LEAD
- FREQUENCY (Hz):** 60.00
- V / Hz (%):** 0.0
- ROCOF (Hz/S):** 0.00
- OUTPUTS:** 8, 7, 6, 5, 4, 3, 2, 1 (all indicators are green)
- INPUTS:** FL, 6, 5, 4, 3, 2, 1 (all indicators are green)
- BREAKER:** CLOSED
- Phasor Diagram:** A circular plot showing voltage phasors (VAB, VBC, VCA) and current phasors (IA, IB, IC). The angles are: VAB: 3.79 ∠ 0.0°, VBC: 3.71 ∠ 240.6°, VCA: 3.74 ∠ 120.4°, IA: 0.23 ∠ 128.5°, IB: 0.26 ∠ 14.1°, IC: 0.27 ∠ 250.7°.

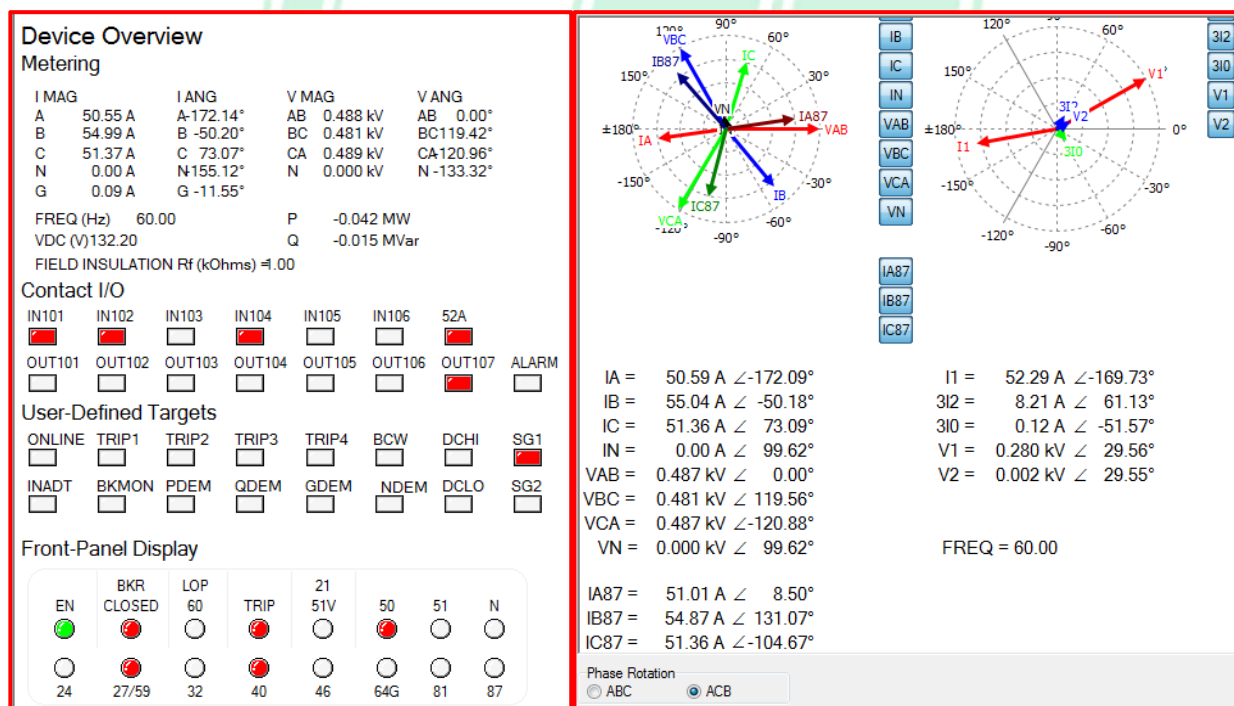


Figura 8 Secuencia vectorial de potenciales y corrientes en un circuito

[illegible]