

INDICE

4.	SISTEMA DE EXCITACIÓN DIGITAL Y REGULADOR DE TENSION.....	2
1.1	GENERAL	2
1.1.1	Alcance del Trabajo.....	3
1.1.2	Sistema de Excitación Actual.....	3
1.1.3	Sistema de Excitación Modernizado.....	4
1.1.4	Referencias	7
1.1.5	Entregables.....	9
1.1.6	Requisitos de Integración	9
1.1.7	Coordinación con el Sistema de Control y Mando.....	9
1.1.8	Coordinación con Otros Sistemas	10
1.1.9	Control de Calidad.....	11
1.1.10	Requisitos de Desempeño (Performance).....	12
1.1.11	Requerimientos de Diseño	14
1.2	EQUIPAMIENTO	15
1.2.1	General.....	15
1.2.2	Transformador de Potencia de la Excitación	16
1.2.3	Cubículo de la Excitación.....	17
1.2.4	Rectificador	20
1.2.5	Regulación de Tensión.....	22
1.3	EJECUCIÓN.....	35
1.3.1	Plan de Instalación.....	36
1.3.2	Entrenamiento.	43
1.4	DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....	45

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A – REQUERIMIENTOS DESPACHO DE CARGAS DE URUGUAY (DCU)

ANEXO B – REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL GOBIERNO DE URUGUAY DECRETO NO. 278/002

ANEXO C – REGLAMENTO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC) DE URUGUAY

4. SISTEMA DE EXCITACIÓN DIGITAL Y REGULADOR DE TENSION

1.1 GENERAL

A. Esta Sección cubre los requerimientos técnicos para los nuevos Sistemas de Excitación Digital y Reguladores de Tensión para los Generadores Modernizados de la Central Baygorria.

B. Estas especificaciones están escritas utilizando las referencias de las normas ANSI/IEEE como base. Sin embargo sistemas diseñados en pleno cumplimiento de estándares IEC comparables, que presenten un rendimiento comparable, son aceptables. Los sistemas están obligados a demostrar cumplimiento con la norma IEEE o IEC usada como base de diseño. Sin embargo, el cumplimiento deberá ser completo a un estándar (ya sea IEEE o IEC), aunque el sistema pueda cumplir con ambos.

C. El sistema de excitación para cada Unidad incluye un transformador de excitación (a ser instalado como se muestra en los planos), los cubículos de la excitación (a ser instalados como se muestra en los planos) y todos los cables de alimentación de baja y media tensión, control e interconexión necesarios para la proveer un sistema completo y funcional, integrado al Sistema de Control y Mando de la Central.

D. El sistema de excitación deberá ser del tipo estático, controlado digitalmente, de alta velocidad de respuesta, conectado para excitar directamente el campo del generador, y deberá suministrarse completo, con puentes redundantes de tiristores, canales de control completamente redundante, regulador de tensión redundante, controles y limitadores y protección redundante para proteger tanto el generador como el equipo de excitación. Los sistemas deberán suministrarse completamente configurados y provistos con personal de soporte de puesta en servicio para el ajuste de la configuración en el Sitio.

E. Referirse a la Sección 3 - Generadores y Auxiliares Propios, para las características de los generadores modernizados.

F. Requerimientos de Instalación adicionales se incluyen en el Volumen III Especificaciones Técnicas Generales Parte A - 3.A.01 Generalidades.

G. Requerimientos particulares del Sistema

1. Requerimientos del Despacho de Cargas de Uruguay (DCU) se incluyen en el Anexo A.

2. Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica del Gobierno de Uruguay Decreto No. 278/002 se incluye en el Anexo B.

3. Reglamento del Sistema de Medición Comercial (SMEC) de Uruguay se incluye en el Anexo C.

1.1.1 Alcance del Trabajo

A. El Contratista suministrará todos los servicios de ingeniería, supervisión, mano de obra, materiales, equipos, instrumentos, herramientas, planos y documentación necesarios para el diseño, fabricación, entrega, montaje, instalación, pruebas y puesta en servicio de los Sistemas de Excitación Digital y Regulación de Tensión como se especifica en esta Sección. Los requisitos de instalación adicionales se especifican en el Volumen III Especificaciones Técnicas Generales Parte A - 3.A.01 Generalidades.

B. El Contratista será responsable del desmontaje y disposición final de los equipos del sistema de excitación existente, así como la demolición de la plataforma de hormigón donde se encuentran instalados los equipos existentes. Referirse a la Volumen III Especificaciones Técnicas Generales Parte A - 3.A.01 Generalidades, para la disposición final de equipos removidos.

C. Todos los equipos, dispositivos y prestaciones características no específicamente previstos en esta Especificación, pero necesarios para un sistema de excitación digital y regulador de tensión completo, deberán ser incluidos por el Contratista en el alcance de su trabajo.

D. Los párrafos de esta Sección escritos en singular para un sistema de excitación y regulación de tensión se aplicarán de igual manera a los restantes sistemas de excitación y regulación de tensión, excepto cuando se especifiquen requisitos específicos para una unidad que difiera del resto.

E. El Contratista es responsable de leer esta sección junto con las otras secciones de especificaciones del Contrato, y de coordinar e integrar los equipos y sistemas provistos bajo esta sección con los equipos y sistemas provistos por otras secciones y los equipos y sistemas existentes para garantizar la compatibilidad con los equipos y sistemas suministrados.

F. El Contratista deberá preparar el envío del equipo según sea necesario para evitar daños durante el transporte y almacenamiento, y entregar al sitio todo el equipo proporcionado en virtud de este Contrato.

G. El Contratista deberá cumplir con todos los requerimientos del Volumen II Parte A Condiciones Contractuales, para todos los entregables, tales como planos de taller ("shop drawings"), datos técnicos, documentación de control de calidad, instalación, configuración y puesta en servicio, y documentación de operación y mantenimiento

1.1.2 Sistema de Excitación Actual

A. El sistema de excitación actual de los alternadores 1 a 3 consiste en una excitación rotativa, con un arreglo tipo "Harz" de generadores de corriente directa con componentes electromecánicos instalados dentro y fuera del alternador como se muestra en el diagrama en bloques (Figura 1 – Diagrama en Bloques del Sistema de Excitación Actual). Este arreglo provee al alternador de una fuente de autoexcitación para el campo del generador, con regulación de tensión electromecánica.

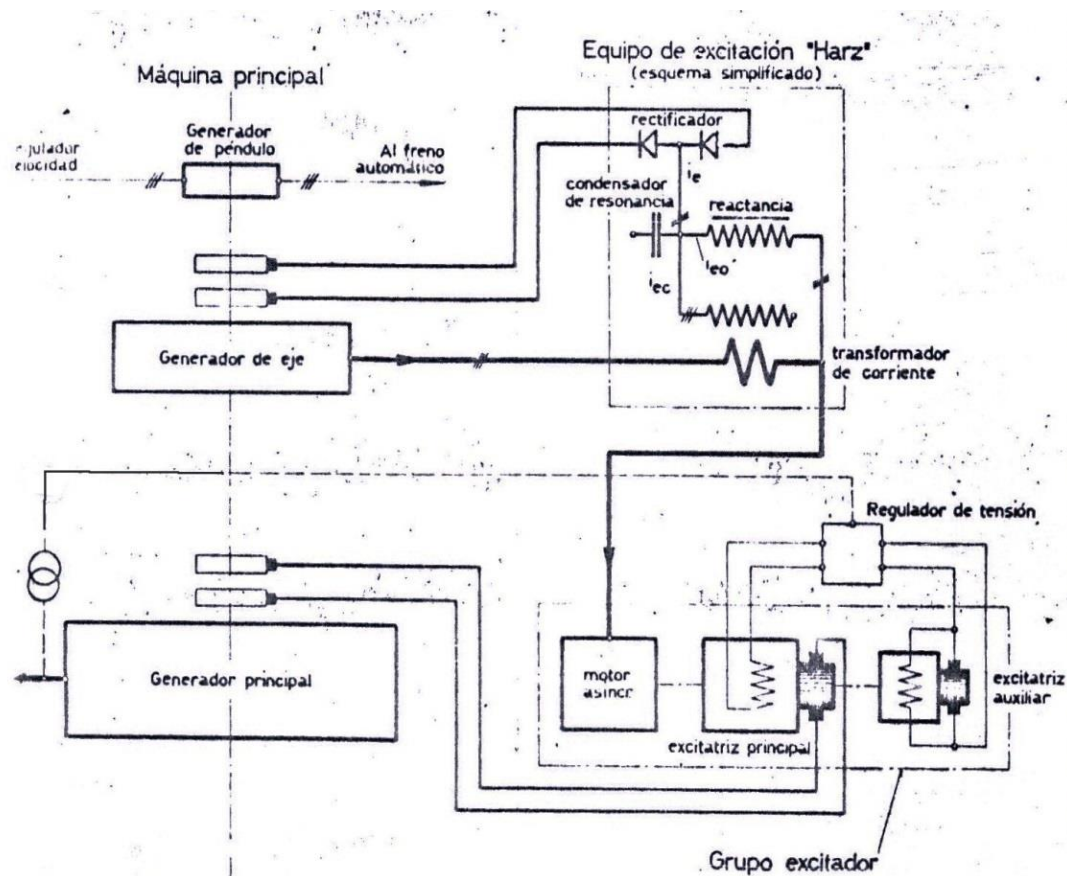


Figura 1 – Diagrama en Bloques del Sistema de Excitación Actual

1.1.3 Sistema de Excitación Modernizado

A. El Contratista deberá proveer 3 sistemas de excitación digital nuevos para suplir la excitación de cada generador modernizado. Cada sistema de excitación deberá incluir lo siguiente:

1. Un transformador de excitación de aislación seca ("dry type") auto enfriado, provisto de un gabinete de frente ciego ("dead front") con compartimentos separados para terminales de baja tensión y terminales de alta tensión. El transformador debe ser adecuado para funcionar conectado a un rectificador con alta corriente de armónicos, según lo requerido por los estándares de la industria (IEEE/IEC) para el diseño del sistema de excitación.

2. Un cubículo de excitación conteniendo lo siguiente:

- a. Un interruptor para interrumpir la alimentación de potencia desde el transformador de excitación.

- b. Rectificador/tiristor consistente de puentes rectificadores con una capacidad de 2 x 100%. Cada conjunto redundante deberá estar instalado en una sección separada.

- c. Componentes necesarios para proveer excitación inicial desde cualquiera de los dos sistemas modernizados de 110Vcc de la planta.

- d. Regulador de tensión
- e. Descarga de campo ("field discharge assembly")

f. Equipo de Control y Mando local con componentes tal como los especificados en la Sección 9 - Sistema de Control, Mando y Protecciones, incluyendo controladores redundantes con fuentes de alimentación redundantes, módulos de entrada/salida, interfaz humano maquina conectada a una estación de trabajo local ("Panel workstation HMI"), interfaces redundantes con el sistema de control y mando de la unidad para control y supervisión remota del sistema de excitación.

3. Nuevas conexiones desde el equipo de maniobras de media tensión de la unidad hacia el transformador de excitación en coordinación con el proveedor del equipo de maniobras de media tensión, y desde el cubículo de la excitación hasta los anillos del colector del generador, incluyendo las canalizaciones necesarias.

4. Fuentes de alimentación dual redundante con cada fuente de alimentación capaz de suministrar el 100% de la potencia requerida por todos los canales de control. La alimentación provendrá de 2 fuentes diferentes.

5. Cableado de alarmas, instrumentación y control hacia otros equipos y paneles.

B. Características de la Excitación

1. El sistema de excitación debe ser de fuente de tensión, del tipo de alta respuesta inicial como se define en IEEE Standard 421.1 o IEC 60034-16, y debe consistir en transformador de excitación, interruptor de CA, convertidor de potencia (rectificador) y sistema de control. El sistema de excitación debe estar provisto de un rectificador que tenga puentes tipo 2x100% funcionando en paralelo, con cada puente con controles independientes que consisten en un regulador automático de tensión/voltaje (en adelante "AVR" o "Auto canal" o "modo automático") y un regulador de corriente de campo (denominado en lo sucesivo "Canal Manual" o "Modo Manual"), con un circuito de disparo de tiristores independiente. Cada regulador deberá ser provisto con el equipo necesario para recibir una señal de señal de voltaje del generador independiente de un transformador de tensión (VT) que no sea el mismo que el utilizado por el otro regulador. El canal Manual se utilizará para propósitos de prueba y no para operación y su equipo de regulación deberá mantener la corriente de campo constante, a partir de un valor ajustable por el operador. Si un regulador está en canal automático y el otro está inadvertidamente o a propósito colocado en modo manual, el que está en modo automático deberá tener preferencia.

2. La capacidad de corriente continua del sistema de excitación, a las condiciones ambientales de temperatura y humedad máximas del Sitio, será adecuada para el funcionamiento del generador repotenciado a plena carga y factor de potencia nominal al 105% de la tensión del terminal, con el campo del

generador a temperatura máxima, sin que los parámetros del sistema de excitación excedan sus valores de placa para servicio continuo.

3. El sistema de excitación debe ser capaz de suministrar su voltaje de techo ("ceiling voltage") y el aumento de corriente de campo asociado con la aplicación súbita de voltaje de techo al campo del generador durante al menos 5 segundos.

4. El AVR debe ser capaz de mantener el voltaje de terminal de estado estable del generador dentro de $\pm 0,5\%$ del punto de ajuste ("set point") en todo el rango de operación de la máquina síncrona.

5. La salida de corriente de campo debe estar provista de filtros adecuados para minimizar el calentamiento por armónicos del campo del generador, el ruido audible y los posibles voltajes del eje. Los voltajes de eje producidos por el "ripple" del sistema de excitación no deberán exceder un pico de 5 V.

6. El rectificador deberá tener puentes con una configuración 2 x 100%, que funcionen en paralelo con los mismos puntos de ajuste, de modo tal que en caso de falla de un puente o de su regulador, la corriente es tomada por el otro puente sin necesidad de una operación de transferencia. En condiciones de operación normal, la diferencia entre las corrientes de ambos puentes deberá ser inferior al 10%. Si un rectificador falla, o falla un circuito de disparo de control, o en caso de pérdida de señal de referencia de tensión de un rectificador, el rectificador afectado deberá salir de servicio, y la corriente de campo será suministrada completamente por el otro puente rectificador.

7. Un puente rectificador deberá poder continuar funcionando con hasta dos tiristores fallidos en diferentes ramas del puente rectificador, pero si dos tiristores fallan en la misma rama o tres tiristores fallan en diferentes ramas, el rectificador deberá salir fuera de servicio, y la corriente de campo será suministrada completamente por el otro puente rectificador.

8. El sistema de excitación deberá poder regular continuamente la tensión del generador entre 80% y el 110% de su valor nominal.

9. Durante transitorios tales como cortocircuitos y rechazos de carga, el sistema de excitación deberá poder funcionar con una tensión de alimentación comprendida entre el 25% y el 130% de la tensión nominal del generador aplicada al transformador de excitación.

C. Diagrama en Bloques del Modelo de Control. El Contratista deberá proveer un diagrama en bloques estándar del modelo de control, consistente con el estándar IEEE 421.5 o en el IEC 60034-16. El Contratista deberá proveer las ecuaciones de conversión necesarias para convertir los parámetros del equipo provisto en uno de los modelos de los estándares referidos en este párrafo. Por cada variable o valor de ajuste, el Contratista deberá proveer el rango de ajuste correspondiente. Tablas de los valores de los parámetros y cualquier escala necesaria deberá ser provista con los modelos. El diagrama en bloques del modelo de control con sus tablas de parámetros y ecuaciones

deberá ser entregado a UTE para revisión y aprobación. Todas las funciones adicionales instaladas en el sistema, tales como compensación de corriente, V/Hz, limitadores de sobre y baja excitación, estabilizador del sistema de potencia ("power system stabilizer, PSS"), etc., deberán también incluir todos sus parámetros declarados.

D. Estabilizador de sistema de potencia (Power System Stabilizer PSS). El Contratista deberá proveer un estudio y cálculo de los parámetros del sistema de estabilización de potencia y un modelo estándar con las ecuaciones de conversión necesarias como lo descrito anteriormente para el regulador de tensión (AVR) y la excitación.

E. Informe de cálculo de punto de referencia de protección y limitador del sistema AVR. El Contratista deberá realizar y documentar todos los cálculos necesarios para determinar los puntos de ajuste de Protección y Limitadores requeridos del Sistema AVR para proporcionar y demostrar la coordinación de los limitadores del sistema con los relés de protección asociados y con el Sistema de Protección especificado en el Numeral 9.2, y evitar daños al Generador durante las condiciones transitorias. Los puntos de referencia del sistema AVR se deben coordinar con las clasificaciones y parámetros de los equipos del generador principal y la configuración de los relés de protección especificados en la Numeral 9.2. El Contratista es responsable de garantizar la coordinación entre los ajustes de la protección y sistema AVR y los relés de protección. UTE proporcionará al Contratista los datos de configuración del sistema que se requieran después de la adjudicación del contrato. El Contratista será responsable de coordinar la excitación con las curvas de capacidad del generador repotenciado.

1.1.4 Referencias

El trabajo especificado en esta Sección se realizará de acuerdo con las normas y regulaciones aplicables en el Volumen III Especificaciones Técnicas Generales Parte A - 3.A.01 Generalidades. Normas aplicables listadas en las Secciones Relacionadas.

A. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

1. IEEE 421.1, "Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines".
2. IEEE 421.2, "Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems".
3. IEEE 421.3, "Standard for High-Potential Test Requirements for Excitation Systems for Synchronous Machines".
4. IEEE 421.4, "Guide for the Preparation of Excitation System Specifications".

5. IEEE 421.5, "Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies".

6. IEEE C37.90.1, "Surge Capability Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus".

7. IEEE C57.12.01, "Recommended Practice for Establishing Liquid-Filled and Dry- Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents".

8. IEEE C57.12.01, "Standard General Requirements for Dry-Type Distribution and Power Transformers Including Those with Solid-Cast and/or Resin-Encapsulated Windings".

9. IEEE C62.41.1, "Guide on the Surge Environment in Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits".

10. IEEE C62.41.2, "Recommended Practice on Characterization of Surges in Low-Voltage (1000 V and Less) AC Power Circuits".

11. IEEE C62.42, "Guide for the Application of Component Surge-Protective Devices for Use in Low-Voltage [Equal To Or Less Than 1000 V (Ac) or 1200 V (Dc) Circuits]".

12. IEEE C62.43, "Guide for the Application of Surge Protectors Used in Low-Voltage (Equal to or Less Than 1000 V, Rms, Or 1200 V, DC) Data, Communication and Signaling Circuits".

B. International Electro-technical Commission (IEC)

1. IEC 60034-16, "Rotating Electrical Machines – Part 16 Excitation systems for synchronous machines".

2. IEC 61643-11, "Surge Protective Devices Connected to Low-Voltage Power Distribution Systems - Part 11: Performance Requirements and Testing Methods".

3. IEC 61784-1, "Digital Data Communications for Measurement and Control - Part 1: Profile Sets for Continuous and Discrete Manufacturing Relative to Fieldbus Use in Industrial Control Systems".

4. IEC 61850, "Communication Networks and Systems in Substations Series".

5. IEC 62305-4, "Protection Against Lightning - Part 4: Electrical and Electronic Systems Within Structures".

C. American Society of Mechanical Engineers (ASME)

1. ASME B1.1, "Unified Inch Screw Threads (UN and UNR Thread Form)".

1.1.5 Entregables

Los Entregables deberán estar de acuerdo con la Volumen II Parte A Condiciones Contractuales.

1.1.6 Requisitos de Integración

El Contratista es responsable de la coordinación entre los distintos proveedores, subcontratistas y otros bajo este Contrato, y por lo tanto responsable de expandir los requerimientos de integración mínimos explicitados a continuación.

1.1.7 Coordinación con el Sistema de Control y Mando

A. El sistema de control de la planta será suministrado en el Numeral 9.1, el mismo proporcionará entre otras las siguientes funciones:

1. Secuencia de arranque automático, parada y bloqueos a nivel de unidad y planta.

2. Interfaz en la sala de control e integración de todos los controles para proporcionar una interfaz de operador consistente.

B. El Proveedor del sistema de excitación digital y regulador de tensión (AVR) proporcionará toda la información técnica necesaria, participará en el equipo de integración y proporcionará toda la coordinación necesaria para garantizar que el equipo y los componentes especificados en esta Sección estén completamente integrados al Sistema de Control y Mando especificados en el Numeral 9.1.

C. La integración de la excitación digital y regulador de tensión en el sistema de control de la planta responsabilidad del Proveedor del Numeral 9.1. El Proveedor del regulador proporcionará la interfaz requerida al Proveedor del Numeral 9.1, coordinará la interfaz y asistirá en la integración y la puesta en servicio.

D. El Proveedor deberá integrar el equipo suministrado bajo esta Sección a los equipos y sistemas que serán suministrados por el Contratista y UTE que se describen en estos Documentos. La integración de los equipos y sistemas se realizará de acuerdo con el cronograma de instalación que proporcionará el Contratista.

E. Todas las señales de control y monitoreo para el equipo y los sistemas provistos por el Proveedor de los equipos bajo esta Sección estarán conectadas a los módulos de entrada y salida y controladores de la misma familia del equipo suministrado por el Numeral 9.1. La interfaz con el Sistema de Control y Mando se realizará a través de enlaces redundantes de fibra óptica como interfaz primaria y, si es necesario, se proporcionará cableado de

control como sea necesario para mantener la seguridad de la operación en caso de falla de comunicaciones o controladores.

F. El Proveedor del sistema especificado en esta Sección será responsable de proveer una interfaz como sea definida por el Proveedor de los equipos del Numeral 9.1, incluyendo definiciones, especificaciones técnicas mínimas y requisitos de interfaz para el equipo suministrado, y para proveer información para la creación, integración y prueba de la base de datos, pantallas HMI, informes, alarmas, diagnósticos y otras características necesarias para garantizar la funcionalidad general del sistema suministrado. El Proveedor de los equipos del Numeral 9.1 revisará y aprobará el hardware proporcionado por el Proveedor de los equipos de esta Sección para garantizar la total compatibilidad con el equipo suministrado bajo el Numeral 9.1. Esto incluirá, entre otros, controladores, módulos de entrada/salida, interfaces humano máquina y equipos de interfaz de comunicaciones.

1.1.8 Coordinación con Otros Sistemas

A. El Contratista/Proveedor de esta Sección coordinará, integrará e interconectará los diseños, métodos y técnicas de construcción con los Sistemas de Comunicaciones, Control, Sistemas de Corriente Continua, Sistemas de Corriente Alterna (media y baja tensión), Sistemas de Corriente Ondulada y otros sistemas necesarios para proveer la completa funcionalidad del sistema especificado en esta Sección. El Contratista/Proveedor deberá proporcionar información, coordinar y participar, pero no se limita a lo siguiente:

1. Requisitos espaciales y de instalación para gabinetes y equipos.
2. Rutas de cable, canales/trincheras, requisitos de canalización en bandejas para todos los tipos de cables que se utilizarán, tasas de llenado, requisitos de filtrado, disipación de calor y radio de curvatura.
3. Fibra Óptica. Las características y capacidad de los sistemas de cable de fibra óptica troncales que brinda el Contratista especificados bajo el Numeral 9.3 es adecuada para cumplir con los requisitos para los equipos que se suministran bajo el alcance de esta Sección más la capacidad adicional requerida para expansiones futuras como se describe en estos documentos.
4. Confirmar que los sistemas de protección de tierra, iluminación, EMI (interferencia electromagnética) y RFI (interferencia de radiofrecuencia) sean compatibles con los equipos suministrados bajo esta Sección, y que la conexión de los sistemas especificados bajo esta Sección a los servicios e instalaciones proporcionados por otros Proveedores no degradará el rendimiento, la seguridad o la confiabilidad de los otros Sistemas provistos bajo este Contrato.
5. El Sistema provisto bajo esta Sección se proporcionará con inteligencia distribuida para sistemas de control distribuido. Una falla del sistema de control para un área no afectará las áreas restantes.

6. El software provisto para los equipos suministrados bajo esta Sección debe estar claramente separado en datos del sistema y de aplicación. El Proveedor identificará ambos en los documentos de diseño.

1.1.9 Control de Calidad

A. El Control de Calidad deberá seguir los requisitos del Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

B. En el evento de que exista un conflicto entre los estándares de referencia, y los requerimientos de esta Sección, el Contratista/Proveedor deberá notificar a UTE y obtener una clarificación escrita de que es aceptable antes de proceder con el trabajo.

C. Certificaciones.

1. El Contratista deberá presentar certificaciones de cumplimiento con los estándares requeridos para los números de modelo ofrecidos.

2. El Contratista, sus Subcontratistas y su personal deberán estar certificados por los respectivos fabricantes para diseño e instalación del equipo ofrecido.

D. Planes de Aseguramiento de Calidad y Control de Calidad deberán ser provistos por el Contratista/Proveedor/Subcontratista.

E. Disponibilidad Comercial de los Ítems: A menos que se especifique lo contrario, todos los materiales y equipos a ser provistos en esta Sección deberán ser comercialmente disponibles y probados en campo por no menos de 4 años, excluyendo tiempo de prueba "beta".

F. Proveedores de Sistemas.

1. Los Sistemas y Subsistemas especificados en esta Sección puede ser provistos por diferentes fabricantes, y configurados en un sistema integrado por el Contratista. Cada parte se le deberá requerir que conforme a lo siguiente, como sea aplicable.

a. Todos los fabricantes, proveedores, diseñadores e integradores de sistemas deberán estar certificados bajo la norma ISO 9001.

G. El Contratista deberá asegurar que el diseño, compra, fabricación, e instalación de los sistemas y equipos especificados bajo esta Sección deberán cumplir con lo siguiente:

1. El rango completo de condiciones ambientales definidas en el Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

2. El rango completo de requerimientos de UTE, y que el sistema final como entregado está completamente ajustado al propósito, seguro, disponible, confiable y mantenible.

H. Productos Estándar.

1. El Contratista deberá asegurar que los Materiales y Equipos serán productos estándar del catálogo de los fabricantes y proveedores.

1.1.10 Requisitos de Desempeño (Performance)

A. General.

1. Diseñar el Sistema de acuerdo a los requerimientos y pruebas como definidos en la norma IEEE 421 (series) o IEC 60034-16.

2. Proporcionar un diseño coordinado y adecuado que cumpla con los requisitos de las Especificaciones, los requerimientos del generador modernizado y se ajuste a las mejores prácticas de ingeniería.

3. Suministrar todos los controles, interfaces, dispositivos, y los relés auxiliares necesarios para satisfacer los requisitos del Contrato.

4. Suministrar cualquier elemento o dispositivo no detallado específicamente en las Especificaciones, pero que sea necesario para proporcionar un sistema de excitación completo; o que presente una característica o funcionalidad que mejore la calidad de funcionamiento del Sistema.

5. Proporcionar el sistema electrónico con protección de sobretensión y tensión transitoria (ver requerimientos de descargadores de sobretensión y transitorios en el Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades, apropiada y adecuadamente seleccionada para proteger de interferencia electromagnética externa e interna.

6. Todos los equipos electrónicos, tales como amplificadores y circuitos lógicos, deberán usar equipos de calidad industrial y deberán ser adecuados para la operación normal continua sin daños a temperaturas entre 0 y 65°C. Las temperaturas interiores del cubículo deben controlarse adecuadamente proporcionando una ventilación adecuada para que la vida útil de los componentes eléctricos y electrónicos no se vea afectada.

7. La memoria utilizada para configuración del programa y puntos de ajuste no deberá ser volátil, manteniendo la información sin necesidad de cambiar baterías u otro mantenimiento.

B. Condiciones Operacionales del Sitio:

1. Las condiciones del Sitio serán como las listadas en el Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

2. Adicionalmente, el Sistema deberá estar adecuado a las condiciones operacionales y de instalación. Para ello, el Contratista/Proveedor deberá examinar las condiciones de instalación y ventilación de la ubicación final de los equipos, las cuales no deberán ser inferiores a:

- a. Polución atmosférica: polvo.
- b. Temperatura ambiente del sitio de instalación: 40°C.
- c. Humedad Relativa: 90%.
- d. Shock: 0,6g pico (aceleración del suelo en cualquier dirección).

C. El Sistema de Excitación deberá:

1. Auto excitarse del bus principal del generador. El diseño debe ser tal que, con excepción de las fuentes externas de alimentación de control y equipo auxiliar, todos los requisitos de potencia, incluida la potencia para los ventiladores de refrigeración, se deriven del transformador de potencia de excitación.

2. Entregar la corriente de campo al generador repotenciado cuando el generador este entregando su nueva potencia nominal de 40,5 MVA con un factor de potencia de 0,95, frecuencia nominal de 50Hz, con un rango de voltaje del generador entre 70 y 105%, sin que el sistema de excitación exceda su clasificación de carga continua de la placa de identificación.

3. Entregar una tensión máxima ("ceiling voltage") de 200% de la tensión de campo nominal durante un mínimo de al menos 30 segundos sin sobrecalentamiento de los componentes del sistema de excitación. Esta capacidad de sobrecarga deberá también ser verificada mediante pruebas en fábrica.

4. Cumplir con los requerimientos para una excitación del tipo de alta respuesta inicial, de acuerdo a IEEE o IEC.

5. En el modo automático de regulación de voltaje, mantener el voltaje entre terminales del generador $<0,1\%$ del valor de ajuste ("set point") desde sin carga hasta carga completa del generador.

6. Cambio máximo de voltaje del generador de $\pm 0,5\%$ (con cambios lentos en la temperaturas ambiental de 0 a 50°C, después de que los elementos del regulador se hayan estabilizado).

7. En el modo de regulador manual, mantenga la corriente del campo del generador dentro de $\pm 0,5\%$ de la corriente del campo del generador en todo el rango de ajuste.

8. El voltaje máximo en terminales del generador es del 105% del ajuste de voltaje (con condiciones de estado estacionario, generador en circuito abierto, velocidad del generador de hasta 180% de la velocidad nominal de placa).

9. Máximo desequilibrio permitido de corrientes en diferentes caminos paralelos de los puentes de potencia es 10% por fase. Esta característica deberá verificarse en las pruebas en fábrica.

10. La salida de CC debe contener una distorsión armónica no mayor al 0,5% de distorsión armónica total (THD), controlada por filtros adecuados, para minimizar el calentamiento del campo del generador, el ruido audible y los posibles voltajes del eje.

11. Proveer regulación de tensión, control, protección y funciones de supervisión todas provistas digitalmente por un sistema de control de excitación basado en microprocesadores.

12. Capacidad de realizar registro de eventos, registro de datos y comunicaciones al Numeral 9.1.

13. Todas las funciones serán configurables mediante software por medio de herramientas de software compatibles con el Numeral 9.1.

14. Un Sistema de Estabilización del Sistema de Potencia deberá proveerse como una función de software en el controlador de excitación, para amortiguar las oscilaciones de potencia del sistema de potencia local, inter-unidad e inter-area de generación.

15. El Sistema de Excitación deberá estar adecuadamente protegido contra corrientes parasitas y sobretensiones.

16. El Sistema deberá diseñarse con capacidad de soportar sobrecargas ("surge withstand capability") de acuerdo a los requisitos de IEEE. Esta capacidad deberá ser adecuadamente probada.

17. El Sistema de Excitación deberá estar provisto con protección contra oscilaciones de potencia ("out of step") del generador.

18. El sistema de excitación se diseñará y probará para que sea insensible a la interferencia de alta frecuencia irradiada, como la acoplada de transmisores de radio portátiles (típicamente salida de 5 vatios en la banda de 800 MHz) que operen a 1 metro del equipo de cubículo de excitación.

1.1.11 Requerimientos de Diseño

A. Fuentes de Alimentación: El Contratista deberá seleccionar los componentes del Sistema de Excitación de tal manera que pueda funcionar con las siguientes fuentes de alimentación:

1. 110Vcc para alimentar el cebado del sistema de excitación ("field flashing"), desde el sistema de 110Vcc de la Central.

2. 220Vca monofásico para alimentar los servicios auxiliares de los cubículos de excitación, tales como iluminación, enchufes, control de temperatura y humedad, etc.

3. Alimentación redundante de 110Vcc, cada una proveniente de las barras A y B de 110Vcc de la Central, para alimentación de los equipos de control y protección.

B. Cables.

1. Los cables suministrados por el Contratista/Proveedor deberán cumplir con los requisitos de cables tales como especificados en el Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades. Si el Contratista/Proveedor debe proveer un cable especial diferente a los listados, este deberá presentarse para aprobación de UTE.

2. La instalación de los cables suministrados por el Contratista/Proveedor deberán cumplir con los requisitos como especificados en el Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades. Instalaciones que requieran métodos diferentes deberán ser presentadas para aprobación de UTE.

1.2 EQUIPAMIENTO

1.2.1 General

A. Se debe suministrar un sistema de excitación completo con los componentes básicos que se describen en este documento, incluidas las piezas de repuesto necesarias para 10 años de funcionamiento. Se debe suministrar todo el equipo de subconjunto necesario para el funcionamiento satisfactorio del sistema de excitación. El equipo debe instalarse en cubículos y asegurarse de que el sistema esté completo en todos los detalles y esté listo para funcionar una vez completada la instalación y el cableado. Los canales de base, pernos de anclaje, dispositivos de nivelación, y accesorios deberán proporcionarse según sea necesario para garantizar el conjunto como una unidad integral. El Contratista será responsable de identificar todos los elementos externos adicionales necesarios para la operación y el control adecuados, incluidos todos los cables necesarios, canalizaciones (ductos y/o bandeja para cables), soportes colgantes y accesorios, según los requerimientos del Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

B. Todos los equipos electrónicos, como los amplificadores y los circuitos lógicos, deben tener una clasificación apta para el funcionamiento en las condiciones ambientales de diseño según el Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades, no inferiores en ningún caso a 40°C continuos.

C. Se deben proveer pernos, pernos, tornillos para metales, tuercas y orificios roscados de acuerdo con ASME B1.1 o equivalente.

D. Conductores para Campo del Generador y alimentadores del Transformador.

1. Los conductores (cables o barras) para alimentar el campo del generador desde el cubículo de excitación a través del anillo del colector deberán ser apropiadamente dimensionados, y el cálculo y catálogos correspondientes presentados para aprobación de UTE. El conductor deberá ser suministrado e instalado por el Contratista.

2. Los conductores de media y baja tensión (cables o barras) para alimentar el transformador desde las barras del generador y conectar el lado de baja tensión del transformador con el módulo de potencia deberán ser apropiadamente dimensionados, y el cálculo y catálogos correspondientes presentados para aprobación de UTE. El conductor deberá ser suministrado e instalado por el Contratista.

E. Software.

1. El Contratista deberá suministrar al menos dos licencias para todo el software para configuración y mantenimiento del Sistema. Las licencias deberán instalarse en las estaciones de ingeniería portátiles, suministradas bajo el Numeral 9.1.

2. El software de configuración y mantenimiento deberá ser compatible con el software de configuración y mantenimiento del Sistema de Control y Mando suministrado en el Numeral 9.1.

3. El Contratista deberá suministrar al menos dos licencias para software que permita utilizar las estaciones de ingeniería portátiles como interfaz humano máquina del sistema de excitación.

1.2.2 Transformador de Potencia de la Excitación

A. General

1. Excepto lo listado debajo, todos los requerimientos de potencia, incluyendo ventilación, deberán ser derivados del transformador de potencia de la excitación. Los siguientes alimentadores serán provistos por los servicios auxiliares de la Central:

- a. 110Vcc para cebado inicial ("field flashing")
- b. 220Vca para iluminación, control temperatura y humedad en cubículo de control y enchufes de conveniencia.
- c. 110Vcc redundantes, cada uno proveniente de un sistema de 110Vcc diferente (un alimentador desde Sistema A y uno desde Sistema B).

B. El transformador de potencia de la excitación deberá ser trifásico, 50Hz, auto enfriado, de tipo seco ventilado de acuerdo a los requerimientos aplicables de la IEEE C57.12.01, con una aislación compatible con el nivel de aislación básica (BIL) del equipo de maniobras de media tensión (i.e.: 95kV) para el bobinado de alta tensión y el gabinete. Los bobinados deberán ser de cobre. Los transformadores deberán ser diseñados específicamente para suplir una carga de rectificadores controlados por tiristores de acuerdo a la norma IEEE C57.110.

C. Los transformadores serán montados en un área de la Central donde la temperatura ambiente puede ser de 40°C continuos. El Contratista deberá suministrar un transformador con suficiente margen térmico para entregar la potencia requerida al sistema de excitación bajo todas las

condiciones de carga, con un incremento de temperatura de bobinado que no deberá exceder los 80°C. En el punto más caliente el incremento de temperatura no deberá exceder 110°C.

D. Cubículo del Transformador. El transformador deberá suministrarse con un cubículo ventilado con frente ciego ("dead-front"), con una cámara primaria con provisiones para terminar la conexión desde el generador, una cámara secundaria para terminar la conexión para alimentar los gabinetes de la excitación. Una conexión de 220Vca deberá preverse para iluminación y tomas de alimentación. El cubículo deberá ser de la misma fabricación de los cubículos del sistema de Excitación.

E. El transformador deberá ser diseñado para ser montado en el piso, en el área dedicada para su ubicación. Cáncamos de izaje apropiados deberán ser provistos para facilitar el traslado del equipo. Accesorios/cajas/canalizaciones para acomodar la conexión del lado de alta y baja tensión, así como rieles para montaje o canales de base con capacidad de nivelación deberán ser suministrados como se requiera. El transformador deberá ser parte integral del sistema de excitación.

F. Indicador de temperatura. Un indicador de temperatura digital con display para poder desplegar las temperaturas, deberá ser montado en el cubículo del transformador de tal manera que se facilite la lectura del mismo desde el acceso al recinto del transformador, este indicador puede ser independiente o parte del monitor de temperatura del transformador de la excitación.

G. Monitor de Temperatura. Se deberá suministrar un monitor de temperatura del transformador, conectado a las resistencias de medición de temperatura del bobinado y cubículo del transformador. Este monitor, alimentado desde los gabinetes de la excitación, deberá incluir un enlace de comunicaciones con el cubículo de la excitación para monitoreo remoto del transformador, integrado al sistema de control de excitación, el cual deberá procesar y reenviar esta información (junto con el resto de la información de la excitación) al Sistema de Control y Mando especificado en el Numeral 9.1. El monitor de temperatura deberá proveer un mínimo de dos sets de contactos normalmente abiertos para proveer señales de alarma y disparo. Cada set deberá consistir al menos de 4 contactos independientes para ser cableados uno al cubículo de la excitación, uno al sistema de Protecciones especificado en el Numeral 9.2 y un contacto de reserva. Las especificaciones de los contactos deberán ser como las especificadas para contactos de alarmas y disparos en Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

1.2.3 Cubículo de la Excitación

A. Gabinetes metálicos.

1. Los gabinetes metálicos que alojen los componentes de potencia deberán ser tipo NEMA 12/IP52, con detalles de construcción tales como los especificados en el Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

2. Los gabinetes metálicos que alojen los componentes de control deberán ser como los gabinetes del Sistema de Control especificados en el Numeral 9.1.

3. Los gabinetes deberán ser totalmente cerrados, auto-soportados, de frente ciego ("dead front"), contruidos sobre un marco de acero estructural. Cada gabinete deberá consistir de paneles rígidos, auto-soportados, con puertas de altura completa diseñadas para proveer un fácil acceso al equipamiento. Los paneles deberán estar fabricados de lámina metálica, apropiadamente soportados. Las puertas y paneles utilizados para soportar instrumentos y otros dispositivos, y barreras entre compartimientos deberán ser de calibre 12 como mínimo. Las puertas deberán estar montadas con bisagras. Los paneles expuestos en el frente y extremos de los cubículos deberán estar doblados en ángulo o soldados y terminados sin cantos perceptibles, o con otro tipo de construcción equivalente aprobada por UTE. Ninguna superficie exterior deberá ser agujereada o soldada con el propósito de soportar dispositivos o conductores. Con excepción de las placas de identificación ("nameplates") el uso de tornillos autoroscantes no está permitido.

B. Persianas de ventilación.

1. Persianas de ventilación deberán ser provistas como sea necesario. Las persianas de ventilación deberán ser provistas con protección para evitar el ingreso de insectos y roedores. Persianas de protección deberán ser colocadas para evitar que en caso de fallas internas los gases calientes del arco interno sean ventilados hacia el personal que pueda estar parado o circulando en el frente del de los cubículos. Los gases deberán ser conducidos y desalojados por la parte superior del cubículo. Se deberán proveer obturadores automáticos en las persianas de ventilación inferiores si es necesario evitar desalojo de gases calientes por estas persianas. Estos obturadores pueden no ser necesarios si un estudio de arco interno ("arc flash study") determina que la distancia desde las barras de CC o CA a las persianas es suficiente para evitar cualquier tipo de daño al personal.

2. Cerraduras. Todas las puertas deberán estar provistas de una cerradura con asa y cerrojo empotrado. Para un mismo cubículo, los cerrojos deberán utilizar la misma llave.

C. Anclaje

1. La estructura completa (cubículo y equipamiento) deberá estar diseñada para anclarse al suelo usando tornillos de anclaje del tipo de expansión para concreto, dimensionados apropiadamente para las condiciones de vibraciones/sísmicas del sitio, así como para adecuados para la carga. El método de anclaje deberá incluir los canales de base y pernos de nivelación para asegurar que el cubículo de excitación completo se vea como una sola unidad integral. Referirse al Volumen III Parte B Especificaciones Técnicas Particulares 3.B.13 - Obras Civiles y al Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

D. Puesta a Tierra

1. Se deberá proveer de un bus interno de tierra al cual el gabinete, marcos, soportes de cables y barras y toda otra parte metálica de todos los equipos, que no conduzcan corriente, estén conectadas y aterrizadas en la medida que sea practicable. El bus interno de tierra no deberá ser de menos de 25 mm por 6 mm de sección (1" x ¼"). Las conexiones de tierra deberán estar atornilladas, conexiones de tipo soldadas no son aceptables. Las uniones de las barra de tierra deberán estas plateadas ("silver-plated"). Suministrar uniones para las barras de cobre para interconectar las barras de tierra en todas las secciones en que se parta el cubículo para envío a Sitio ("shipping splits"). Proveer terminales de compresión para conexión roscada, para un cable de cobre de puesta a tierra de 35mm² (2/0 AWG) mínimo, para conexión al sistema de tierra de la Central para cada barra de puesta a tierra. Cada cubículo debe estar conectado al sistema de puesta a tierra de la Central en al menos dos puntos, uno a cada extremo opuesto del cubículo. Las mallas de los cables de instrumentación y control deberán estar unidos a una única barra de referencia, la cual podrá estar aislada o conectada a tierra (en un único punto) dependiendo del diseño del Sistema de Control y Mando del Contratista.

E. Receptáculos, Iluminación e interruptores.

1. Los interruptores de iluminación, y receptáculos de potencia deberán del tipo industrial (interruptores o receptáculos de uso doméstico no serán aceptables), montados en cajas metálicas con cobertura metálica o de plástico de alto impacto aprobado por UTE.

2. El tipo de receptáculo será IEC tipo F ("Schuko plug").

3. Se deberán proveer artefactos de iluminación con interruptores, basados en lámparas LED reemplazables tipo bulbo A19. Los artefactos deberán tener guardas de protección. La ubicación de los receptáculos e interruptores deberá ser tal que se podrá acceder a ellos sin pasar por encima o debajo de conductores energizados.

F. Pinturas

1. Las superficies interiores y exteriores de los gabinetes del sistema de excitación, incluyendo el cubículo del transformador de excitación

deberán limpiarse a fondo después de la fabricación mediante arenado, decapado y enjuague, o por otros medios equivalentes. Luego recibirán un tratamiento de fosfatación inhibidor de oxidación o equivalente antes de pintar. Las superficies deben imprimarse, y se les deben dar no menos de dos capas de pintura en polvo de resina de polyester texturada con color final RAL 7032.

1.2.4 Rectificador

A. General.

1. Los arreglos de tiristores (SCR) deberán tener un voltaje pico inverso mayor que 350% de la tensión máxima RMS del secundario del transformador de la excitación.

B. Conjunto del Rectificador ("Rectifier Assembly").

1. El rectificador deberá consistir de 2 puentes de 100% de capacidad cada uno, operando en paralelo. Cada puente rectificador trifásico deberá incluir un mínimo de 6 SCR, doble cuadrante.

2. El conjunto deberá incluir fusibles individuales para los tiristores y otros elementos críticos, con sus correspondientes equipos de diagnósticos de fallas para indicar los fusibles fundidos o tiristores con problemas, esta detección deberá ser integrada al sistema de control de la excitación para alarma y disparo.

3. El conjunto del rectificador deberá continuar operando en caso de pérdida total de un puente, por medio de transferencia automática de la carga al puente restante. La pérdida de los dos puentes deberá causar el disparo de la unidad por falla completa del conjunto rectificador.

C. Enfriamiento del conjunto rectificador.

1. Los conjuntos rectificadores deberán ser enfriados por convección natural o enfriados por aire forzado.

2. Si el diseño del Contratista requiere ventilación forzada, esta deberá realizarse con un mínimo de dos conjuntos dobles de ventiladores, con cada ventilador capaz de suministrar suficiente aire de enfriamiento para mantener el conjunto rectificador dentro de los límites normales de temperatura de funcionamiento de los componentes del conjunto entregando la salida nominal del rectificador en forma continua. El sistema de enfriamiento deberá tener un esquema de protección que transfiera automáticamente la ventilación al conjunto alterno de ventiladores ante la pérdida de ventiladores primarios. Se incluirán interruptores de selección manual y automática del modo de operación (avance/ retraso "lead-lag") para la operación del ventilador.

3. Sensores de temperatura en los conjuntos del rectificador deberán proporcionar alarma y disparo de alta temperatura. La pérdida de ambos grupos de ventiladores por más de un retraso de tiempo fijo causará alarma y el inicio de parada automática del generador. UTE solicita un sensor de temperatura por cada tiristor.

4. El sistema de aire de enfriamiento deberá ser provisto con filtros de aire con suficiente área transversal para asegurar una baja caída de presión. Los componentes del sistema de enfriamiento deberán ser del tipo de fácil reemplazo, sin el uso de herramientas especiales. El aire de entrada no deberá tomado desde una zona cercada al piso para evitar la rápida obstrucción de los filtros. Los filtros deberán ser limpiables y reutilizables. Si se suministran filtros de aluminio, deberán contener capas de aluminio expandido colocadas en ángulo recto entre sí y capas interiores de lana de aluminio tejido para lograr un filtrado máximo.

D. Circuito de Protección del Rectificador y Descarga de Campo.

1. Se deberá proporcionar un circuito de protección para el campo del generador y los componentes conectados al mismo pertenecientes al sistema de excitación para protegerlos de sobretensión debido a condiciones de operación inusuales tales como la inversión de corriente durante las condiciones fuera de fase.

2. El conjunto del rectificador debe estar provisto de protección de sobretensión transitoria y fusibles de protección de tipo no expulsión en cada tiristor.

3. Se deben proporcionar circuitos de protección para proporcionar una ruta de descarga para la corriente de campo para disipar la energía almacenada en el campo.

4. Se deberá suministrar un conjunto de dos tiristores dispuestos para proveer un flujo bidireccional de corriente en serie con un varistor de descarga de campo ("crowbar circuit") o circuitos similares.

5. Se deberán suministrar enlaces de desconexión ("disconnect links") en el cubículo de excitación para aislar el campo del generador del cubículo de excitación.

6. La desexcitación normal del generador deberá ser por inversión de voltaje de campo, sin necesitar la operación del interruptor de campo de CA o el funcionamiento del circuito de descarga ("crowbar circuit"). La desexcitación utilizando el circuito de descarga ("crowbar circuit") durante una falla es aceptable.

7. El interruptor de campo de CA debe permanecer cerrado en todo momento, excepto en el caso de fallas en los rectificadores o cables de CA o cuando se abra manualmente para mantenimiento.

E. Cebado de Campo ("Field Flashing").

1. Se deberá proveer una función de cebado de campo ("field flashing") para el sistema de excitación. Esta función deberá proveer el voltaje necesario con una resistencia limitadora de corriente al campo del generador para inducir un aumento de voltaje en los terminales del generador a un nivel suficiente para que los circuitos de la excitación puedan comenzar a incrementar el voltaje del generador.

2. La batería de la estación de 110Vcc suministrará la potencia necesaria para el cebado de campo. El contactor para cebado de campo tendrá una acción momentánea y se suministrará como equipo estándar.

3. La activación y desactivación de esta función deberá ser normalmente en forma automática por los controladores del Sistema de Control de Excitación en el arranque del sistema de excitación según se requiera.

4. En modo manual, si el operador libera el interruptor de cebado de campo hará que el campo se desconecte de la fuente de CC.

5. El circuito de cebado de campo debe incluir un temporizador para evitar un sobre-cebado del campo y un circuito de puesta en marcha que minimice la carga en la batería de la Central. El cebado del campo se apagará en cualquiera de las siguientes condiciones: cuando se incremente la tensión de los terminales del generador o cuando la corriente de campo exceda un valor mínimo configurable. El rango de ajuste deberá ser del 1 al 100 % de la corriente de campo para el generador sin carga.

1.2.5 Regulación de Tensión

A. General

1. El sistema de excitación debe estar equipado con un sistema de control con procesador redundante (de la misma familia del controlador de unidad del Sistema de Control especificado en el Numeral 9.1), enlaces de comunicación redundantes y circuitos de disparo de tiristores redundantes, uno para cada puente. Cada controlador debe contener un regulador de voltaje automático y funciones de regulación de corriente de campo manual como parte del software de control.

2. Cada regulador de voltaje debe estar equipado con todos los dispositivos de control, ajustes e indicadores de manera que se proporcione control local completo en el cubículo de excitación para fines de prueba y mantenimiento.

3. El regulador debe estar diseñado para obtener su potencia de operación del transformador de excitación, independientemente de la potencia de CA de la estación y la batería de la Central.

4. El regulador deberá obtener retroalimentación de voltaje de los transformadores de voltaje del generador.

B. Regulador Automático de Tensión.

1. La función de regulación automática de tensión deberá tener los siguientes modos de operación.

a. Regulación automática de tensión del generador (función "AVR").

- Bajo modo AVR, el voltaje del generador deberá ser controlado por la comparación continua del promedio de la tensión trifásica del generador con un valor de referencia ajustable. El AVR deberá amplificar el error de voltaje y controlar el sistema de excitación de tal manera que ajuste el voltaje del generador para reducir el error. El valor de referencia deberá ser reajustado a valores de arranque suave cada vez que el interruptor del generador abra, ya sea por una secuencia de parada normal o por un disparo.
- El ajustador de voltaje deberá proveer un rango de control de tensión entre el 70% al 105% del voltaje nominal. El ajuste local del punto de operación deberá estar disponible en el interfaz humano máquina del frente del cubículo de excitación solo cuando el sistema de excitación esté en modo de control local. El ajuste remoto del voltaje deberá estar disponible solo cuando el control está en modo de control remoto. El ajuste remoto del valor de voltaje deberá ser compatible con el Sistema de Control y con el sincronizador automático especificados en el Numeral 9.1.
- El regulador automático de tensión deberá tener las siguientes características:

Regulación de voltaje desde la condición sin carga a carga plena con el factor de potencia nominal.	0,25%
Estabilidad de la regulación de voltaje (con condiciones de carga estables, dentro del rango operativo del regulador).	+/- 0,1%
Máximo cambio de tensión del generador (con mínimos cambios de temperatura ambiente entre 0 a 50°C, después que los elementos del regulador se hayan estabilizado).	+/- 0,5%

b. Regulación manual.

- Una función de regulación manual de corriente (regulación de corriente de CC) deberá ser suministrada en cada controlador. La regulación manual deberá disparar los tiristores a un ángulo apropiado para proveer el valor deseado de corriente continua en el campo del generador.
- La función de regulación manual será utilizada durante pruebas o mantenimiento del generador o del sistema de excitación, y en caso de pérdida de medición de voltaje en los transformadores de tensión trifásicos del generador.

- El regulador manual deberá permitir ajustar la corriente de excitación entre un 25 - 100 % de la carga nominal a factor de potencia nominal, con hasta un 105% de voltaje nominal del generador.
- La función de ajuste manual deberá estar disponible en el interfaz humano máquina del frente del cubículo de excitación solo cuando el sistema de excitación esté en modo de control local.

c. Regulación especial.

- El Contratista deberá incluir en su diseño de regulación automática y/o manual las funciones necesarias en su sistema para realizar las operaciones especiales de UTE (arranque en negro) descrita en este documento.

d. Transferencia entre modo automático/manual. Una función de seguimiento deberá ser provista para que la transferencia de control entre el modo automático (AVR) y el regulador manual se produzca sin saltos cuando se estén realizando pruebas. La perturbación de excitación de campo no debe exceder el 1% de la excitación deseada durante la transferencia.

e. Conmutación automática de Control ante fallas ("Automatic Failover Control"). El regulador de voltaje debe estar provisto con la capacidad de monitorear continuamente su propia función. Siempre que se detecte la falla de la función AVR o del controlador, el control disparará automáticamente, tomando el conjunto redundante la corriente completa sin causar parada o disparo del generador. Estas fallas, que se registrarán localmente en el sistema de control de la excitación, deberán tener contactos auxiliares (mínimo 4 contactos por cada falla) para la indicación y anuncio de estas fallas en el Sistema de Control y auxiliares.

f. Limitación de Voltios/Hertz. Se debe proporcionar una función limitadora de voltios/hercios que responda tanto a la variación de tensión como a la variación de frecuencia. El limitador deberá proporcionar una acción correctiva a través del circuito del regulador para evitar daños al transformador de la unidad o al generador por excitación excesiva durante las operaciones de baja frecuencia. Se debe proporcionar dos juegos de contactos, cada uno con cuatro contactos independientes, un juego para alarma y uno para disparo, que se cierran con diferentes retardos de tiempo cuando el limitador está en el modo de limitación.

g. Compensación de corriente reactiva. Se debe proporcionar una función ajustable para la compensación de corriente reactiva ("RCC") para limitar el intercambio de volt-amper-reactivos (VAR) entre generadores en paralelo, o para compensar la caída de voltaje en el transformador de unidad.

h. Limitador de excitación máxima. Se debe proporcionar una función de limitación de excitación máxima ajustable para limitar automáticamente la excitación del generador a un valor seguro con la excitación bajo control del regulador. El limitador debe incluir una función de

retardo de tiempo ajustable para permitir el funcionamiento a corto plazo, sujeto a limitaciones térmicas, con excitación de techo ("ceiling excitation"). El limitador deberá prevenir el sobrecalentamiento del devanado de campo bajo condiciones repetidas de forzamiento de campo. Se debe proporcionar dos juegos de contactos, cada uno con cuatro contactos independientes, un juego para alarma y uno para disparo, que se cierran con diferentes retardos de tiempo cuando el limitador está en el modo de limitación.

i. Limitador de excitación mínima. Se debe proporcionar una función de limitación de excitación mínima ajustable para limitar automáticamente la disminución de la excitación del generador por debajo del mínimo que pueda provocar la pérdida de sincronismo del generador. Las características de diseño del limitador de excitación mínima deberán proporcionar un margen superior al límite de estabilidad del generador. Esta curva límite de excitación mínima debe poder ser configurada durante la puesta en marcha. Se debe proporcionar dos juegos de contactos, cada uno con cuatro contactos independientes, un juego para alarma y uno para disparo, que se cierran con diferentes retardos de tiempo cuando el limitador está en el modo de limitación.

j. Estabilizador del sistema de potencia. Se debe proporcionar una función de estabilización del sistema de potencia como parte del nuevo sistema de control de excitación. Un conjunto completo de parámetros para el estabilizador deberá computarse y suministrarse a UTE para su revisión. El Contratista ajustará y pondrá en funcionamiento el estabilizador de Potencia y proveerá una recomendación para su uso. Después de la puesta en marcha, UTE evaluará la recomendación del Contratista y decidirá si el Estabilizador de Potencia se deja operativo o no.

k. Dispositivos de protección del sistema de excitación. Cada canal de procesamiento del sistema de excitación deberá realizar las siguientes funciones de protección. Las conexiones se realizarán desde los controles de excitación hasta el relé de bloqueo 86A y 86B ubicados en el panel de protección de la unidad para disparar el generador en caso de un evento. Las funciones de protección dispararán el sistema de excitación según corresponda. Se debe proporcionar un juego de contactos de disparo por cada función con cuatro contactos independientes, un contacto para el sistema de protecciones A, uno para el sistema B, uno para el Sistema de Control y uno de reserva.

l. Cada función de protección debe ser ajustable y tener la capacidad de habilitarse/deshabilitarse de forma individual. Como mínimo se deberán proporcionar las siguientes funciones de protección:

- Sobretensión de campo (59E). Se debe proporcionar protección de sobretensión de campo. El punto de consigna de sobretensión debe ser ajustable con un retardo de tiempo inverso ajustable.
- Sobre-corriente de campo (76E). Se debe proporcionar protección de sobre-corriente de campo. El punto de

ajuste de sobre-corriente debe ser ajustable con un retardo de tiempo inverso ajustable.

- Pérdida de entrada de PT (90E). El sistema de excitación aceptará dos juegos de PT trifásicos, uno para cada regulador. Se debe proporcionar una pérdida de protección de detección de voltaje. La pérdida de detección se establecerá en el 50% de cualquier fase de un conjunto de PT, y causará el disparo del puente afectado con toda la corriente tomada por el puente redundante. La pérdida de ambos PT causará pérdida total de la excitación y el apagado de la unidad.
- Detector de falla a tierra del campo (64E). Se debe proporcionar un relé detector de tierra de campo. El detector de tierra de campo debe ser adecuado para detectar una resistencia de tierra de 5.000 ohmios y menos. El cable del detector al campo del generador se desconectará automáticamente durante el parpadeo del campo para evitar indicaciones falsas sobre el suelo de la batería.
- Apagado de emergencia (5E). En caso de problemas graves que requieran el apagado del generador y su eliminación del servicio, se debe producir un sistema de excitación que se pueda desconectar automáticamente. El funcionamiento del sistema de excitación se diseñará para que incluya la interrupción de todas las fuentes de corriente de campo del generador y la disipación de la energía almacenada en el campo.

2. Registro de eventos, disparos y alarmas.

a. Independientemente de los contactos solicitados para alarma y disparo de las funciones listadas para el Sistema de Excitación, el controlador redundante de la excitación deberá registrar con un estampado de tiempo con una resolución de 1ms, las alarmas, eventos, disparos y comandos locales y remotos. Este registro deberá estar disponible para el operador localmente a través del interfaz humano máquina de la excitación y remotamente a través del Sistema de Control.

3. Interfaz Humano Máquina

a. Se debe proporcionar un Interfaz Humano Máquina (IHM) basado en una computadora de panel como especificada en el Numeral 9.1.

b. La computadora del IHM deberá estar conectada al controlador de excitación y a la red del Sistema de Control. Los dispositivos de red (e.g.: "switches") del panel y los paneles de interconexión de fibra óptica será del mismo tipo y familia que los utilizados en el Sistema de Control en los Gabinetes de Control de Unidad.

c. Como mínimo, se deben proporcionar las siguientes alarmas, señales de estado/medición y control para el IHM local y para el Sistema de Control (especificado en el Numeral 9.1):

- Alarmas
 - Disparo de suministro de CA del sistema de excitación.
 - Sobre temperatura de cada puente rectificador.
 - Sobrecalentamiento del transformador de excitación.
 - Sobrecorriente del transformador de excitación.
 - Falla en la fuente de alimentación del regulador.
 - Sobretensión de campo del generador.
 - Sobrecorriente de campo del generador.
 - Falla a tierra del campo del generador.
 - Pérdida de un set de medición de voltaje (señal VT).
 - Pérdida de medición de voltaje (señal VT).
 - Fallo en la excitación inicial (durante el arranque de la unidad).
 - Límite máximo de excitación.
 - Límite mínimo de excitación.
 - Fallo del Regulador Automático de Voltaje (AVR)
 - Falla de ventilación (si se adopta la opción de refrigeración por ventiladores).
 - Falla del seguimiento del voltaje entre modo Automático/Manual
 - Apagado (“shutdown”) del sistema de excitación (incluye contacto para el relé de bloqueo remoto).
 - Falla de puente rectificador A.
 - Falla de puente rectificador B.
- Estado/Medición.
 - Control de excitación en remoto.
 - Modo de arranque en negro (operación especial de UTE) activado.
 - Interruptor de Excitación CA Cerrado.
 - Excitación Lista.
 - Excitación encendida.
 - Regulador en Manual.

- Regulador de Voltaje en Automático.
- Estabilizador del Sistema de Potencia encendido.
- Cebado de campo encendido.
- Tiempo de cebado de campo excedido.
- Transferencia Automático-Manual lista.
- Corriente de campo.
- Voltaje de campo.
- Factor de potencia.
- Temperatura de los polos del rotor.
- Transformador de excitación corriente Fase A.
- Transformador de excitación corriente Fase B.
- Transformador de excitación corriente Fase C.
- Control.
 - Abrir interruptor de Excitación CA.
 - Cerrar interruptor de Excitación CA.
 - Encender Excitación.
 - Apagar Excitación.
 - Colocar Regulación en Modo Manual (Regulación Corriente Campo).
 - Colocar Regulación en Modo Automático (AVR).
 - Colocar Excitación en modo de arranque en negro (operación especial de UTE).
 - Encender el Estabilizador del Sistema de Potencia (esta función de control no se habilitará hasta que lo indique UTE).
 - Apagar el Estabilizador del Sistema de Potencia (esta función de control no se habilitará hasta que lo indique UTE).
 - Encender el cebado de campo (esta función es para operación local solamente, durante operación manual. En modo automático el control de activación del cebado debe ser realizada automáticamente por los controladores de excitación).
 - Apagar el cebado de campo (operación similar al encendido del cebado de campo).
 - Incrementar valor de referencia AVR.
 - Disminuir valor de referencia AVR.
 - Incrementar ajuste del regulador manual.

- Disminuir ajuste del regulador manual.

4. Relés de protección

a. Si se requieren relés de protección externos al sistema de excitación, estos deberán ser del mismo tipo que los relés basados en microprocesador especificados en el Numeral 9.2. Los relés que se requieran se deberán montar en el armario de control de excitación.

b. Los relés deben estar provistos de terminales de prueba (“test switches”) como los especificados en el Numeral 9.2.

c. Los relés deberán incluir los puertos de comunicaciones como los especificados en el Numeral 9.2.

d. Todos los dispositivos adicionales requeridos, tales como dispositivos de red (“switches”), paneles de distribución de fibra óptica, cables de red o fibra, deberán ser suministrados como requerido. Los equipos y cables serán como los especificados para el Sistema de Control en el Numeral 9.1.

5. Encendido y apagado de la excitación.

a. En funcionamiento normal (modo remoto), la excitación debe arrancar y apagarse (“shutdown”) en función de las señales externas recibidas del panel de control de unidad.

6. Sistema de control de excitación.

a. General.

- El sistema de excitación deberá estar diseñado para funcionamiento automático completo: arranque, funcionamiento normal y el apagado de la unidad generadora.

b. Sistema de Canal Redundante.

- Se deberá suministrar un sistema de dos canales; ambos canales supervisarán las funciones de limitación y protección. El canal de control consistirá en controladores y módulos para detección digital, regulación, disparo de los tiristores, control y algoritmos de control de secuencia.
- El arreglo de controladores redundantes seguirá el funcionamiento del controlador activo, y ante la pérdida de detección o control, el funcionamiento se conmutará al controlador redundante.
- Los controladores redundantes de cada canal de control con sus módulos y las comunicaciones deben ser de la misma familia que los controladores del Sistema de Control especificados en el Numeral 9.1.

- Se incluirá la provisión en el controlador para tener circuitos de medición de tensión (VT) redundantes. Si se detecta un fusible fundido en un circuito de VT con VT redundantes, también se producirá la transferencia del controlador digital.
 - Cada uno de los dos controladores digitales debe tener la capacidad de realizar la regulación de voltaje, protección, control de secuencia, funciones de disparo, control manual, control de factor de potencia/VAR, limitación de excitación y estabilización del sistema de potencia. Ambos controladores digitales deben estar conectados para controlar el disparo de los módulos de control del puente rectificador asociado con su propio puente de convertidor de potencia. Las señales de ambos canales de control se enviarán a cada módulo de control de puente.
 - Cada canal redundante se debe suministrar con un cable de fibra óptica para conectarlo al control de disparo de uno o más puentes de tiristores. Cada puente de tiristores debe estar equipado con su propio módulo de control de puente que proporcione impulsos de disparo digitales.
- c. Modos de control.
- Se debe proporcionar la capacidad de operar el sistema de excitación localmente desde el cubículo de excitación y remotamente desde el Sistema de Control (especificado en el Numeral 9.1).
 - El modo de control se seleccionará desde un interruptor selector con llave ("key operated and lockable") de "Local-Remoto", de tal manera que durante mantenimiento o pruebas pueda bloquearse la operación remota de manera segura.
- d. Modos de funcionamiento.
- Se debe proporcionar la capacidad de operar el sistema de excitación en el modo de operación manual o automático. Durante el funcionamiento normal de la planta, el sistema de excitación debe estar en modo automático de operación.
 - El modo manual se utilizará para las sesiones de prueba y mantenimiento, y en caso de una pérdida de voltaje o voltaje desequilibrado de ambos conjuntos de transformadores de tensión del generador. El control del voltaje del terminal del generador se realizará en cualquier modo variando la cantidad de corriente en los devanados del campo del generador.

- El Contratista deberá evaluar las Secuencias Especiales requeridas por UTE, e implementarlas como operaciones manuales y automáticas (o semiautomática: con asistencia de un operador).

e. Secuencia de Operación. La secuencia para el funcionamiento normal en modo automático será la siguiente

- Arranque de la unidad. El controlador del sistema de excitación pre configurará los parámetros de referencia para el regulador de voltaje, los limitadores de excitación, etc. para las condiciones de arranque de la unidad e iniciará las siguientes operaciones cuando reciba una señal de "Arranque" del Sistema de Control.
 - Se iniciará el cebado de campo cuando la máquina alcance el 95% de velocidad nominal. Cuando el voltaje del terminal del generador alcance el un porcentaje ajustable del valor nominal (e.g.:30%), el regulador de voltaje automático (AVR) se activará para elevar la tensión del generador a la tensión preestablecida normal y se apagará el cebado del campo. En caso de que el voltaje del terminal no alcance el valor preestablecido dentro de un tiempo prefijado ajustable (e.g.: 10 segundos) posteriores al inicio del cebado de campo, se activará una alarma "Falla en excitación inicial", se abortará la secuencia de inicio y se apagará la unidad.
 - Una vez que el AVR ha llevado el voltaje del generador al voltaje nominal sin carga, se debe habilitar el ajuste de voltaje local o remoto. Los ajustes de voltaje se inician manualmente o mediante la acción del sincronizador automático, para lograr el punto de ajuste de voltaje deseado necesario para sincronizar la unidad con la línea.
 - La capacidad operativa del AVR se proporcionará como se describe en este documento. La excitación se reducirá automáticamente a un nivel seguro para un funcionamiento continuo después de un tiempo predeterminado en los valores de techo ("ceiling") o en niveles anormalmente altos. En el caso de que el regulador automático activo falle a reducir la excitación a estos niveles inferiores dentro del tiempo asignado, ese regulador debe apagarse y la corriente de la excitación deber ser tomada completa por el otro puente como se describe en esta Sección. En caso que el regulador redundante falle en regular la corriente en el tiempo adicional después de la falla del primer controlador, se debe iniciar un apagado completo ("complete shutdown") de la excitación.

- Parada de la Unidad. El controlador del sistema de excitación pre-configurará los parámetros de referencia para el regulador de voltaje, los limitadores de excitación, etc. para las condiciones de parada de la unidad e iniciará las siguientes operaciones cuando reciba una señal de "Parada" del Sistema de Control.
 - Apagar el AVR y llevar la corriente del campo a los ajustes de parada suave mediante la inversión del voltaje de campo al abrir el interruptor del generador.
 - Los puntos de ajuste manual y AVR se pre-establecerán automáticamente para los ajustes de parada suave durante el apagado del generador.
 - Disparo de la unidad. El controlador del sistema de excitación deberá disparar el circuito de descarga ("crowbar circuit"), abrir el interruptor de CA y apagar los controles de excitación inmediatamente siempre que reciba una señal de disparo cableada desde el panel de protección.
- f. Secuencias Especiales requeridas por UTE:
- Como parte de sus procedimientos de emergencia de arranque en negro, UTE utiliza la Central Baygorria para la energización de las líneas Baygorria-Palmar, y Baygorria-Terra.
 - En resumen, el proceso de energización de una línea consiste en los siguientes pasos (el ejemplo toma la línea Baygorria-Palmar):
 - Condiciones iniciales:
 - Tensión nominal en la barra de 150kV de la subestación Palmar. Tensión cero (barra muerta) en la subestación Baygorria.
 - Línea Baygorria-Palmar abierta, desenergizada.
 - Una unidad de la central Baygorria disponible.
 - Se procede a cerrar el interruptor de línea Baygorria-Palmar en la subestación de la Central Baygorria sobre la barra muerta.
 - Se cierra el interruptor de la unidad en la central Baygorria, conectando la unidad a una barra muerta de la subestación Baygorria, energizando con mínima tensión la línea Baygorria-Palmar (e.g. $\sim 1,5\text{kV}$ en barras de alta tensión, nominal $150\text{kV}/\sqrt{3}$).

- Se procede a subir gradualmente tensión en la unidad de la central Baygorria hasta llegar a tensión de sincronismo en la subestación de Palmar.
- Se procede a realizar ajustes de tensión y frecuencia manualmente en la unidad de la central Baygorria para sincronizar en la subestación de Palmar, cerrando el interruptor en la subestación Palmar.
- Interruptores de línea Baygorria-Palmar cerrados en ambos extremos de la línea. En este punto se puede proceder a colocar la unidad de Baygorria con la mínima carga, o en el caso de una prueba, se procede a retirar la unidad de Baygorria, quedando la línea Baygorria-Palmar energizada.
- El Contratista podrá solicitar detalles del procedimiento a UTE.
- El proceso descrito arriba considera la tensión nominal en Palmar. Una variación de esta secuencia (que también deber ser considerada) es con tensión cero (barra muerta) en Palmar, con un proceso de energización similar, excluyendo la sincronización en Palmar.

g. Diagnóstico

- Los diagnósticos y auto-pruebas (“self-tests”) se realizarán automáticamente al encender el regulador de voltaje para verificar que el hardware y el software estén en totalmente operacionales. Después del encendido, el sistema debe monitorear y verificar continuamente que los controladores redundantes esté realizando todas sus tareas sin error. Los diagnósticos en línea y fuera de línea se deberán suministrar de la siguiente manera:
 - Diagnósticos en línea. Se incluirá el software para supervisar continuamente el rendimiento del hardware y el software en tiempo real con mínima interferencia con las funciones normales del sistema. Las mediciones de rendimiento se realizarán en milisegundos. Se deberá incluir la capacidad de probar y ajustar todos los ajustes y configuraciones (“settings and configuration”) utilizando herramientas de diagnóstico en línea. El Contratista deberá coordinar con el Sistema de Control el medio de acceso remoto (e.g: utilizando conexiones de red virtual VPN).

- Diagnósticos fuera de línea. Se debe suministrar un conjunto completo de instrucciones de diagnóstico fuera de línea. El mantenimiento completo de todos los elementos de hardware debe ser posible usando estos diagnósticos. Se debe proporcionar la capacidad de diagnosticar y aislar en la mayor medida posible cualquier falla de hardware sin requerir equipo de prueba adicional. Se deben proporcionar puntos de prueba que permitan la inserción de una señal sinusoidal y para medir la salida resultante. Se incluirán provisiones para pruebas operativas completas del regulador de voltaje, sin energizar el generador. Se deben proporcionar unidades funcionales reparables en sitio de tal manera que la sustitución de un subconjunto o módulo defectuoso restablezca la unidad a su condición de funcionamiento normal.

7. Transductores

a. Se deberán proporcionar transductores para la corriente de campo del generador y el voltaje de campo según sea necesario para implementar el sistema de excitación, su sistema de protección y para la indicación remota de energía, así como un transductor de potencia para usar en el PSS.

b. Los transductores deberán ser digitales, de alta velocidad y basados en microprocesador.

8. Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)

a. El sistema de estabilización del sistema de potencia deberá poderse habilitar y deshabilitar local y remotamente según sea requerido por el operador.

9. Protección contra la corriente parásita ("Stray current") e interferencia de RF.

a. El sistema de excitación deberá estar adecuadamente protegido contra corrientes parásitas y sobretensiones y deberá estar provisto de protección contra el funcionamiento fuera del paso del generador.

b. El sistema de excitación se diseñará y probará para que sea insensible a la interferencia de alta frecuencia radiada, como la acoplada de los transmisores de radio portátiles que funcionan a 1 metro del equipo del cubículo de excitación.

10. Herramientas especiales y equipo de mantenimiento.

a. Se deben proporcionar todas las llaves, herramientas, eslingas y otros equipos especiales que puedan ser necesarios o únicos para ensamblar o desmontar cualquier parte del sistema de excitación y equipo

auxiliar, incluido un dispositivo de elevación para el interruptor de suministro de excitación. Las llaves y herramientas se proporcionarán en cajas de acero equipadas con bandejas y tapas para separar e identificar los diversos artículos.

b. Se deberán suministrar todas las interfaces, calibradores, equipos especiales y aplicaciones de software necesarias para mantenimiento y pruebas del sistema de excitación completo, en sitio, tal como descrito en el diagnóstico fuera de línea.

1.3 EJECUCIÓN

A. General.

1. Para Condiciones y Requerimientos de Instalación referirse al Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

2. Para identificación de cables, conductores, canalizaciones (bandejas, ductos, etc.), equipos, señales, etc. referirse al Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

3. El Contratista es responsable de suministrar todos los materiales, mano de obra y equipo necesarios para la instalación de la modernización completa del sistema de excitación Central.

4. El trabajo de instalación incluirá, pero no se limitará a, la desmontaje/remoción del equipo existente y la instalación de nuevo equipo para los sistemas de excitación, incluyendo todos los trabajos requeridos no específicamente explícitos en estos Documentos pero necesarios para proveer un sistema de excitación completo, listo para usar, tales como trabajos civiles, mecánicos, eléctricos e instrumentación.

5. Herramientas, escaleras, andamios, equipos, arañas, aparejos, calentadores, instrumentos de medición de precisión, cuñas y materiales incidentales tales como pernos, cuñas, cinchas, inserciones de concreto, inserciones para puesta a tierra, electrodos, etc. necesarios para instalar, ajustar, probar en sitio y dejar los sistemas listos para funcionamiento completo, será proporcionada por el Contratista.

6. Cuando las especificaciones del producto incluyen un fabricante designado, con o sin número de modelo, y también incluyen requisitos de rendimiento, los productos del fabricante deben cumplir con las especificaciones de rendimiento.

7. El Contratista inspeccionará los materiales y el equipo en busca de signos de humedad, picaduras, corrosión, óxido, u otros efectos nocivos de almacenamiento. El Contratista no deberá instalar material o equipo que muestre dichos efectos. El Contratista deberá retirar material o equipos dañados del Sitio y agilizar la entrega de material o equipo nuevo idéntico. Las

demoras en el Trabajo que resulten del daño del material o del equipo que requiera la adquisición de nuevos productos se considerarán demoras dentro del control (atribuibles) del Contratista.

8. Desmontaje/remoción de equipo existente, cableado y tubería. Desconecte y remueva los dispositivos y equipos siguiendo los requerimientos del Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

1.3.1 Plan de Instalación

A. General.

1. Para mantener un funcionamiento confiable de la planta durante el proceso de renovación, la instalación del nuevo sistema de excitación se realizará de forma gradual por unidades hasta que todas las unidades hayan sido renovadas. Se debe desarrollar un plan de instalación para el sistema de excitación y el cableado de interconexión de manera tal que no perturbe el funcionamiento de los sistemas existentes.

2. El Contratista deberá preparar un plan de instalación tomando en cuenta secuencia de las actividades de construcción e interface con UTE y someterlo para la aprobación correspondiente de UTE.

B. Construcción por fases.

1. La instalación de los equipos relacionados con la unidad, como los tableros de control de unidad, la integración con los equipos de control turbina (tales como la planta hidráulica, los actuadores, etc.), los sistemas de distribución de potencia (alterna y continua), los equipos de maniobra de media tensión, el sistema de excitación, los sistemas de protecciones, etc., se deberá llevar a cabo durante la parada de unidad.

2. Una vez completada la renovación final de la Central (unidades y servicios comunes), vertedero y subestación, el Contratista desconectará los equipos de la sala de control y mando existente cuyas funciones hayan sido transferidas al nuevo sistema. En este punto, todos los sistemas de excitación de las unidades deben haberse transferido al nuevo sistema.

3. Las conexiones relacionadas al viejo sistema de excitación que no se transfieran al nuevo sistema de excitación deberán ser removidas.

1.3.1.1 Requerimientos de Prueba

A. General

1. Para requerimientos generales de pruebas referirse al Volumen III Parte A Especificaciones Técnicas Generales - 3.A.01 Generalidades.

2. El Contratista deberá preparar un procedimiento de pruebas y presentarlo para revisión y aprobación, siguiendo los requisitos del Volumen II Parte A Condiciones Contractuales.

3. Procedimientos. Los procedimientos deberán describir:

a. Las condiciones previas y las asunciones de la prueba, los pasos detallados que se deben tomar para cada prueba y la verificación de los resultados de cada paso.

b. La configuración de la prueba, las herramientas de simulación e inyección, las herramientas de medición, el calendario completo de la prueba, los formularios para registrar los resultados de la prueba, la clasificación de las discrepancias, el proceso para corregirlas, y el procesamiento de los informes de la prueba.

B. Procedimientos de Prueba.

1. General.

- a. Los procedimientos de prueba deben incluir como mínimo:
- Pruebas de equipo y software del sistema de excitación,
 - Pruebas de integración con el controlador del DCS.
 - Pruebas de los diferentes sistemas de excitación de la unidad,
 - Verificación de los sistemas de nivel superior, tales como los programas suministrados para las Estaciones Portátiles y Estación de Ingeniería, incluyendo transferencia de datos, sistemas de diagnóstico, reportes, etc.
 - Como mínimo, los procedimientos paso a paso incluirán la verificación de:
 - Los componentes y el ensamblaje del hardware cumplen con las especificaciones y los planos del fabricante aprobados más recientes por UTE.
 - Pruebas de redundancia.
 - Los protocolos de software para todos los puertos de comunicación entre dispositivos inteligentes y con el controlador DCS y las Estaciones de Ingeniería y Portátiles son funcionales.
 - La lógica de disparo y la coordinación de funciones es precisa y contienen todos los permisos, bloqueos y enclavamientos identificados por los últimos documentos aprobados por UTE.
 - Las visualizaciones gráficas son completas y funcionales.
 - Todas las entradas y salidas son funcionales y están calibradas correctamente.

- L sistemas cumple con los requisitos de las especificaciones y los últimos documentos del Contratista aprobados por UTE.
- Las redes funcionan correctamente.

2. Pruebas previas a las pruebas en fábrica (Pre-FAT).

a. Las pruebas previas a las pruebas en fábrica deberán ser realizadas por el Contratista para verificar que el sistema, totalmente integrado, cumpla con todos los detalles funcionales requeridos, y que el sistema cumpla con los requisitos de respuesta y utilización de recursos.

b. Las pruebas previas a las pruebas en fábrica deberán seguir completamente los procedimientos de pruebas en fábrica aprobados por UTE.

c. El Contratista deberá corregir todas las discrepancias encontradas en las pruebas previas a las pruebas en fábrica, antes de que puedan iniciarse las Pruebas de Aceptación de Fábrica (FAT).

3. Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT)

a. El Contratista deberá notificar a UTE de las Pruebas de Aceptación en Fábrica 60 días antes de la fecha de comienzo de las mismas.

b. La FAT se iniciará con una confirmación de que las pruebas de integración completa del sistema realizada por el Contratista fueron exitosas. Una vez completada la integración del sistema, el Contratista llevará a cabo los procedimientos de prueba FAT.

c. La FAT será una prueba completa de todas las características y funciones del sistema suministradas. Esto incluirá, entre otros:

- Los equipos (hardware).
- La configuración de los relés, medidores, registradores de fallas, etc.,
- Las bases de datos aplicables,
- El funcionamiento de los equipos con el software requerido,
- Las comunicaciones,
- La integración con los controladores DCS,
- La integración entre dispositivos inteligentes,
- La seguridad del sistema y,
- El cumplimiento del estampado de tiempo.

El FAT es una prueba formal presenciada por UTE o sus representantes.

d. Los representantes de UTE presenciarán las FAT y examinarán el sistema y las partes para verificar la integridad de los materiales, la mano de obra y el cumplimiento de las especificaciones. Durante el período de prueba FAT, el Subcontratista hará lo siguiente:

- Poner a disposición todo el cableado temporal necesario; equipos de prueba y dispositivos requeridos para las simulaciones FAT y de puntos de entrada/salida.
- Probar las piezas de repuesto, si las hubiera, en forma rotativa.
- Simular todas las condiciones necesarias para probar todos los escenarios posibles y los mensajes de error del software.

e. Pruebas de las funciones del sistema de excitación: Las pruebas deben ser completas y representativas de todas las funciones proporcionadas ya sea que estén especificadas o no.

f. Pruebas de redundancia: deberán realizarse pruebas de cambio de equipo activo manuales y automáticas adecuadas para todos los sistemas que tengan equipo/procesadores redundantes/duales, circuitos redundantes o fuentes de energía redundantes. Se deben verificar rigurosamente con todos los elementos del sistema activo, comprobando que las funciones no se interrumpan o degraden durante las transiciones.

g. Base de datos y pruebas de visualización:

- Se deben verificar las señales que se envían a los sistemas externos con un muestreo del 100% para cada tipo de punto en la base de datos.
- Si se encuentran errores en la base de datos durante la FAT, UTE se reserva el derecho de verificar toda la base de datos (punto por punto) según se considere necesario.
- Se deberán verificar las visualizaciones de los registros de falla de los relés multifunción y los registradores de falla.

h. Presencia de UTE en las FAT:

- UTE se reserva el derecho de enviar representantes a lo siguiente:
 - Inspeccionar cualquiera o todos los equipos antes y durante la FAT y,
 - Presenciar cualquier control de calidad de fábrica y pruebas previas de aceptación del Contratista y de cualquiera de sus subcontratistas.

i. Si UTE decide enviar representantes a la FAT, las partes también cumplirán con lo siguiente:

- Los representantes autorizados de cada parte deben revisar cada paso en las pruebas y firmarlas después de completar con éxito. Deberán identificar y firmar cualquier fallo específico por escrito. Después de la corrección de estas discrepancias, si las hubiera, se volverán a realizar las pruebas y a firmar las aceptaciones de los resultados, según corresponda.
- UTE será responsable de los gastos de viaje y estadía de sus representantes mientras estén en las visitas programadas a la fábrica.
- El Contratista proporcionará una copia de la revisión más actualizada de los procedimientos FAT revisados a cada uno de los representantes de UTE, y deberá tener al menos 1 copia de todos los documentos de referencia para consulta en el lugar de pruebas para ser consultado por UTE en cualquier momento.

j. Pruebas de hardware:

- Las pruebas de diagnóstico de hardware deben ejecutarse primero para garantizar que cada equipo esté en condiciones de realizar las pruebas y funcione correctamente.
- Todos los dispositivos a ser utilizados en las pruebas también deberán comprobarse lo más completamente posible de forma independiente, utilizando un equipo o dispositivo de prueba adecuado.

k. Pruebas de inicialización/reinicio: deberá probarse la capacidad de los dispositivos del sistema para inicializarse y reiniciarse automáticamente después de una falla de alimentación u otra anomalía.

l. Pruebas de software:

- Después de que se hayan completado con éxito las pruebas de hardware, se deben verificar todos los requisitos funcionales especificados del sistema, así como los módulos de software, utilizando simulaciones predefinidas según sea necesario.
- La operación correcta para cada tipo de característica y función debe ser verificada. Sin embargo, si se encuentran muchos errores durante la FAT, UTE se reserva el derecho de verificar todas las funciones y funciones según se considere necesario.
- Todos los errores posibles y mensajes de ayuda serán probados.

m. Pruebas de Capacidad de Resistencia a Sobretensiones (SWC): Deben realizarse según sea necesario para garantizar que las entradas y salidas del sistema cumplan con los requisitos de IEEE C37.90.1.

n. Pruebas de estampado de tiempo y sincronización de tiempo: se realizarán según sea necesario para demostrar el cumplimiento de los requisitos de estampado de fecha/hora contenidos en esta especificación.

o. Otras pruebas: Todas las características del sistema no especificadas pero proporcionadas aplicables deberán probarse o simularse, según sea posible.

p. Informes de prueba:

- Los informes de prueba se proporcionarán después de completar las pruebas.
- Los informes de prueba contendrán toda la información necesaria para crear una base (“baseline”) del sistema, reproducible, que sirva para referencia de las pruebas en el Sitio. Esta información deberá estar en el formato más conveniente para ser accedida y recuperada en el sistema. Estos formatos podrán ser documentos electrónicos (bases de datos, programas de aplicación, archivos de configuración, datos de prueba/simulación, etc.) o en papel.

q. Todas las discrepancias encontradas en el FAT deberán corregirse antes del envío del sistema.

4. Pruebas de Aceptación en Sitio (SAT)

a. Después de la instalación del sistema de excitación en Sitio, el Contratista llevará a cabo pruebas de aceptación en Sitio (SAT).

b. El Contratista deberá desarrollar un documento detallado del procedimiento SAT para su revisión y aceptación por parte de UTE antes de comenzar con las pruebas SAT. El procedimiento de prueba incluirá, pero no se limitará a, lo siguiente:

- Controles de dimensión y acabado.
- Controles de montaje e instalación contra las instrucciones del fabricante.
- Pruebas funcionales de equipos y software que confirmen el funcionamiento correcto de los equipos y los sistemas de comunicación. Las pruebas estarán basadas en las pruebas realizadas en la fábrica.
- Calibración y prueba de dispositivos de excitación.
 - El SAT incluirá la configuración y calibración de todos los relés de protección, medidores, y registradores de falla suministrados. El Contratista

calibrará todos los relés de excitación según las configuraciones proporcionadas por UTE.

- Prueba de operación y funcionalidad.

c. El Contratista deberá preparar formularios de prueba apropiados para cada sistema probado. Se notarán las variaciones cuando el sistema no cumpla con la especificación o los documentos más recientes aceptados por UTE. Todas las variaciones se corregirán a expensas del Contratista, y se volverá a probar el sistema, antes de que el equipo se considere totalmente comisionado y listo para el servicio.

5. Pruebas del sistema/Ensayos Conjuntos

a. Cuando se haya certificado la instalación del Sistema de Excitación, el Contratista deberá realizar las pruebas conjuntas del sistema de acuerdo con los procedimientos de prueba aceptados. Las pruebas del sistema deberán operar los diversos subsistemas del sistema de excitación para verificar el cumplimiento con todos los requisitos funcionales especificados, incluidos la integración con otros sistemas suministrados por el Contratista (por ejemplo el DCS) o existentes, y los permisivos, bloqueos y enclavamientos.

b. El Contratista deberá ejercitar los sistemas a través de pruebas operativas en presencia de UTE para demostrar el desempeño especificado. El Contratista deberá coordinar las pruebas del sistema/ensayos conjuntos del sistema de excitación con las pruebas del DCS, regulador de velocidad de la turbina, el sistema de protecciones y el conjunto turbina/generador (con todos sus auxiliares), y programar las pruebas entre todas las partes involucradas de tal manera que los ensayos conjuntos pruebas puedan realizarse sin retrasos, ni interrupciones por trabajos incompletos.

c. El Contratista deberá verificar el funcionamiento correcto de cada función del sistema de excitación, incluidos disparos, permisivos, enclavamientos, sistemas de registro de eventos (internos y externos) y comprobar el funcionamiento integrado de todo el software suministrado y registros durante la fase de prueba del sistema/ensayo conjunto de este Proyecto. Durante las pruebas del sistema/ensayo conjunto, los representantes del Contratista para este Sistema (diseñadores, fabricantes del sistema DCS, etc.) estarán disponible en el Sitio de manera continua. Estos representantes deberán ser capaces de solucionar problemas, modificar la programación y configuración del sistema incluyendo los sistemas de comunicaciones.

d. El Contratista deberá preparar un informe de finalización de las pruebas del sistema/ensayo conjunto cuando cada parte del sistema y cada aspecto del software hayan sido probados con éxito. El informe notará cualquier problema encontrado y qué acción se requirió para corregirlos. Asimismo, incluirá una certificación de que los sistemas se han probado integralmente, están completos y funcionales de acuerdo con todos los requisitos de especificación.

1.3.2 Entrenamiento.

A. Al finalizar la instalación, el Contratista deberá proporcionar entrenamiento al personal de UTE en la operación y el mantenimiento de los equipos suministrados en esta Sección.

B. La capacitación a UTE será para no menos de 30 personas del personal de operación y mantenimiento de UTE. La capacitación en Sitio se realizará en tres sesiones de no menos de 20 horas por sesión.

C. Detalles del curso:

1. El Contratista deberá proporcionar la agenda y el contenido del curso de capacitación para revisión por parte de UTE al menos 8 semanas antes de la capacitación.

2. Durante el proceso de diseño, el Contratista revisará el cronograma e incluirá detalles completos sobre el contenido y la duración de cada curso aplicable.

3. Los cursos realizados por el fabricante deberán incluir como mínimo, entre otros:

a. Entrenamiento Básico:

- Teoría de operación,
- Prácticas de mantenimiento recomendadas,
- El uso de todas las herramientas de mantenimiento y diagnóstico y equipos de prueba,
- Diagramas de bloques de instalación/configuración de equipos y software, y resolución de problemas ("troubleshooting").

b. Entrenamiento de Mantenimiento.

- Proveer capacitación en mantenimiento del sistema para permitir que el personal de UTE realice un mantenimiento de rutina y preventivo, solucione problemas y repare todo el hardware suministrado con el sistema. El curso deberá enfatizar las medidas de seguridad y las áreas que pueden requerir mantenimiento periódico, reajuste, reinicio, verificación o recalibración. Las instrucciones de mantenimiento y reparación deben asumir que el personal de UTE reparará el equipo reemplazando componentes discretos ("assemblies") tales como plaquetas y módulos, y no incluirá instrucciones sobre la reparación a nivel de la plaqueta del circuito (reemplazo de componentes electrónicos).
- La capacitación deberá cubrir al menos los siguientes temas:

- Mantenimiento preventivo, programado para todos los equipos;
 - o Función y funcionamiento normal de las plaquetas de circuitos y módulos;
 - o Diagnóstico de fallas de hardware a la plaqueta o módulo con falla;
 - o Extracción y sustitución de plaquetas de circuito y módulos extraíble;
 - o Mantenimiento de emergencia y procedimientos de restauración.
- c. Entrenamiento de Programación/Configuración.
 - Proporcionar entrenamiento para formar un técnico avanzado capaz de programar y configurar el equipo y software suministrado.
 - Como mínimo, proveer capacitación en los siguientes temas:
 - Procedimientos de copia de seguridad y recarga desde la copia de seguridad;
 - Configuración/Modificación de ajustes en los relés, medidores y registradores de falla.
 - Configuración de puntos de E/S en las comunicaciones entre los equipos y el controlador DCS;
 - Configuración de los diferentes modos de registro de los registradores de falla.
 - Utilización del software de los registradores de falla.
 - Utilización de los equipos de inyección para pruebas, calibración y mantenimiento de los relés, medidores y registradores de fallas.
 - Programación de funciones lógicas en los relés, medidores y registradores de falla;
 - Recuperación de errores e interpretación de errores;
 - Configuración y diagnóstico de protocolos de comunicaciones para los equipos suministrados.

4. Certificación de los Asistentes. Dentro de los diez días posteriores a la finalización de cada clase, el Contratista del sistema deberá presentar a UTE lo siguiente:

- a. Una lista de todo el personal de UTE que asistió a la clase.

b. Una evaluación del personal de UTE que asistió a la clase a través de una prueba escrita u otra evaluación equivalente.

c. Una copia del texto impreso utilizado durante la clase con todas las notas, diagramas y comentarios. Esta documentación deberá estar contenida en el manual de capacitación.

5. Documentación:

a. El Contratista proporcionará manuales adecuados y no retornables a cada una de las personas que atiendan el entrenamiento.

b. El Contratista deberá incluir todos los materiales de capacitación que se entregarán a cada estudiante para cada curso de capacitación.

c. El Contratista también proporcionará dos juegos de copias de cada curso de capacitación (en formato electrónico y físico) a UTE para que el departamento de capacitación de UTE lleve a cabo futuros cursos de capacitación.

d. A menos que se especifique lo contrario, el Contratista asumirá que aproximadamente 10 miembros del personal de UTE, compuesto por futuros instructores de capacitación y personal de evaluación de ingeniería, asistirán a cada curso de capacitación, adicionales al personal de operación y mantenimiento de UTE mencionado anteriormente.

e. Calificaciones del instructor: Los instructores deben ser ingenieros o técnicos competentes certificados, experimentados, expertos y capacitados específicamente en el área a cubrir por el curso. Los instructores deberán tener fluidez en el idioma castellano hablado y escrito.

f. Idioma: Los manuales del curso deberán estar escritos en castellano. Todas las sesiones del curso se realizarán en castellano.

g. Ubicación:

Los cursos de capacitación se realizarán en Sitio en los lugares que determine UTE.

1.4 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

Los siguientes planos y documentos de referencia están disponibles y se proporcionarán como datos adjuntos. Será responsabilidad del Contratista verificar los datos de los Documentos de Referencia y hacer todas las mediciones de campo y verificaciones dimensionales necesarias para sus cálculos de diseño.

DOCUMENTO	NOMBRE
-	BONETE Sistema Excitación

-	BONETE Unifilar Tiristores
-	Excitación
2TS14EA 06368IV	Grupo excitador

ANEXO A
REQUERIMIENTOS DESPACHO DE CARGAS DE URUGUAY (DCU)

**LICITACIÓN Y49704 – Elaboración de la Ingeniería Básica para la Renovación de la
C.H. Rincon de Baygorria**

Requerimientos Despacho de Cargas de Uruguay (DCU)

UTE solicita que los siguientes requisitos deberán ser incluidos en el pliego de condiciones. Éstos son los valores que exige DCU (Despacho de Cargas del Uruguay) para con los Generadores.

1.1 Requisitos Reglamentarios la conexión de la Planta a la red de transmisión

El generador deberá cumplir con la reglamentación vigente:

[1]- Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica (Decreto 278/002)

<http://www.presidencia.gub.uy/decretos/2002072503.htm>

[2]- Reglamento del Sistema de Medición Comercial SMEC

<http://www.adme.com.uy/normativa/resoluciones.php>

Documento: Resolución – Reglamento del Sistema de Medición Comercial (SMEC)

Todas las referencias dentro de este capítulo son a los documentos arriba vinculados.

1.1.1 Requisitos Técnicos

Como complemento de la información dada en la reglamentación anteriormente citada, se describen los requisitos técnicos mínimos necesarios:

1.1.1.1 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.

1.1.1.2 Rangos de frecuencia admisibles de operación.

Dirección de Obras - Central Eólica Palomas

Desarrollo y Mantenimiento de Activos

PARAGUAY 2431 P. 6° Of. 619 - C.P.11 800 MONTEVIDEO – URUGUAY
TEL.: (598) 22 09 04 92 – 22 09 06 48 -- FAX: (598) 22 08 29 35



ISO 9001:2008 REG-1165/01
ISO 14001:2004 REG-SCA 79
OHSAS 18001:2007 REG-SSS 030/01



ISO 9001:2008 N°08079/0
ISO 14001:2004 N°01055/0
BS OHSAS 18001:2007 N°00315/0



Página 1 de 5

La frecuencia nominal del sistema interconectado nacional (SIN) es 50 Hz. Los equipamientos del SIN deben estar diseñados para una frecuencia nominal del sistema eléctrico de 50 Hz, controlada dentro de los límites de $\pm 0,2$ Hz en condiciones normales y tolerar transitorios de frecuencia de por lo menos $\pm 3/-2,5$ Hz durante 3 (tres) segundos.”

Sin perjuicio de lo anterior para evitar la salida de generadores, por déficit de generación, antes que actúe completamente el esquema de desconexión de cargas por subfrecuencia (de Uruguay y coordinado con el sistema Argentino), o en condiciones de sobrefrecuencia aceptables, se exige:

- Operación del generador sin límite de tiempo entre 49 y 51 Hz
- Rango de frecuencia admisible de operación del grupo sin la actuación de relés instantáneos de desconexión entre 47.0 Hz y 53 Hz
- Requisitos mínimos de permanencia para la operación entre 47.0 Hz y 53.0 Hz, de acuerdo con la Figura 1

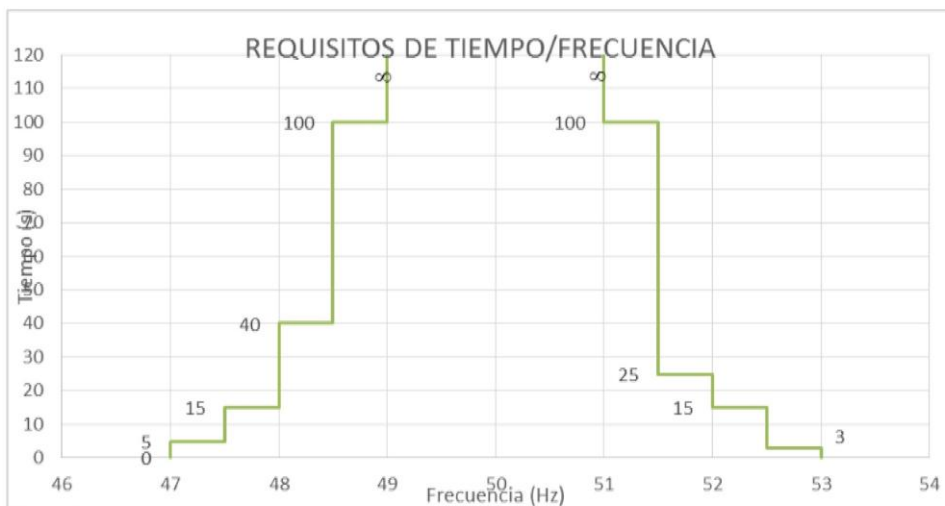


Figura 1

1.1.1.3 Desconexión automática de generación

La Central deberá tener la posibilidad de recibir una señal externa, para desconexión controlada de generación desde el Despacho Nacional de Cargas.

1.1.1.4 Control 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.

Dirección de Obras - Central Eólica Palomas

Desarrollo y Mantenimiento de Activos

PARAGUAY 2431 P. 6° Of. 619 - C.P.11 800 MONTEVIDEO - URUGUAY
TEL.: (598) 22 09 04 92 - 22 09 06 48 --- FAX: (598) 22 08 29 35



ISO 9001:2008 REG-1165/01
ISO 14001:2004 REG- SGA 79
OHSAS 18001:2007 REG- SSS 030/01



ISO 9001:2008 N°08079/0
ISO 14001:2004 N°01055/0
BS OHSAS 18001:2007 N°00315/0



Además deberá permitir energizar líneas de transmisión de 150 kV del entorno de 100 Km de longitud (línea BAY-TRI), con tensión reducida (con subida en rampa desde cero kV para limitar sobretensiones en barras remotas)

1.1.1.5 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.

A potencia activa nominal el generador debe ser capaz de operar con:

(a) factor de potencia de 0,90 sobreexcitado;

(b) factor de potencia de 0,95 subexcitado.

Una unidad generadora está obligada a aportar: en condición de operación normal, hasta el 90% (noventa por ciento) de su capacidad de producir o consumir potencia reactiva, y en la operación de emergencia, hasta el 100% (cien por ciento) [1].

1.1.1.6 Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)

Con el objeto de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas (locales, inter áreas, etc.) de la red, el Regulador Automático de Tensión debe estar provisto de un estabilizador (PSS), el cual operará modulando la referencia de tensión.

1.1.1.7 Operación de la máquina en el punto de conexión con la red de transmisión

En el punto de conexión a la red de transmisión, la central generadora deberá operar en régimen de tensión nominal, en un nivel de tensión entre 0,93 y 1,07 por unidad para 150 kV sin actuación de los relés de subtensión y sobretensión temporizados de la máquina [1].

El generador deberá tener en cuenta que:

La operación en condiciones posteriores a contingencias simples deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,9 y 1,1 por unidad para 150 kV [1].

La operación en condiciones posteriores a cualquier contingencia deberá realizarse en un nivel de tensión entre 0,85 y 1,20 por unidad de la tensión nominal. Estos niveles de tensión no podrán tener una duración mayor que 60 (sesenta) segundos contados a partir de la contingencia [1].

1.1.1.8 Desempeño durante corto-circuito trifásico

La central generadora se deberá mantener conectada a la red de UTE sin sufrir desconexión por causa de los huecos de tensión en el NODO DE CONEXIÓN, producidos por cortocircuitos trifásicos, de dos fases a tierra o una fase a tierra, con perfiles de magnitud y duración por encima de la siguiente curva, Figura 2:

Dirección de Obras - Central Eólica Palomas

Desarrollo y Mantenimiento de Activos

PARAGUAY 2431 P. 6° Of. 619 - C.P.11 800 MONTEVIDEO - URUGUAY
TEL.: (598) 22 09 04 92 - 22 09 06 48 --- FAX: (598) 22 08 29 35



ISO 9001:2008 REG-1165/01
ISO 14001:2004 REG- SGA 79
CHSAS 18001:2007 REG- SSS 03001



ISO 9001:2008 N°08079/0
ISO 14001:2004 N°01055/0
BS CHSAS 18001:2007 N°00315/0



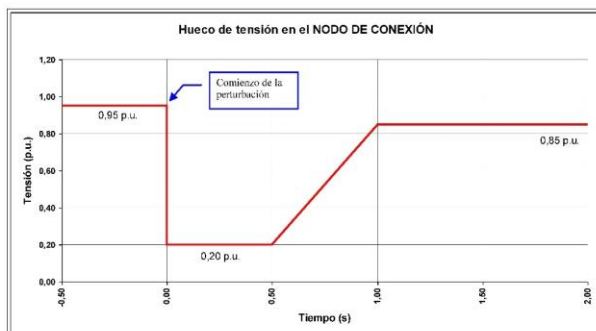


Figura 2

Donde las tensiones indicadas son las tensiones entre fase y tierra, en las fases con falta.

La mínima tensión de operación luego de despejada la falla será la establecida en el Reglamento de Trasmisión. Por claridad, se ilustra el límite vigente, de 0.85 p.u. (para cualquier tensión nominal), que rige hasta 60 segundos.

En el caso de cortocircuitos entre dos fases, aislados de tierra, cambia el valor límite inferior de tensión, pasando a ser 0.6 p.u. en lugar de 0.2 p.u, Figura 2.

1.1.1.9 Sistema de regulación automática de velocidad

Los reguladores de las unidades generadoras deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Estatismo permanente con valores entre 0% y 10% (0 y 10 por ciento), cambiable bajo carga [1]. El ajuste inicial estará entre 4 y 7%
- Estatismo transitorio: Ajustable entre 10 e 500%.
- Banda muerta inferior al 0,1% (+/-0,025 Hz).
- Tiempo máximo de establecimiento igual a 30 (treinta) segundos para máquinas térmicas y 60 (sesenta) segundos para máquinas hidráulicas. Se define el tiempo de establecimiento como aquel del lazo de regulación de velocidad necesario para ingresar en la banda +/- 10% (diez por ciento) del valor final deseado ante una perturbación de tipo escalón [1].
- Las oscilaciones deberán ser amortiguadas en todos los regímenes de operación. La amortiguación deberá ser total a los 20s de ocurrida la perturbación.

1.1.1.10 Regulación secundaria de frecuencia- AGC (Control Automático de Generación)

Control de carga activa centralizado para conectar al AGC del DCU

Dirección de Obras - Central Eólica Palomas

Desarrollo y Mantenimiento de Activos

PARAGUAY 2431 P. 6° Of. 619 - C.P.11 800 MONTEVIDEO – URUGUAY
TEL.: (598) 22 09 04 92 – 22 09 06 48 --- FAX: (598) 22 08 29 35



ISO 9001:2008 REG-1165/01
ISO 14001:2004 REG- SGA 79
OHSAS 18001:2007 REG- SSS 030/01



ISO 9001:2008 N°08079/0
ISO 14001:2004 N°01055/0
BS OHSAS 18001:2007 N°00315/0



La rampa de respuesta a consigna: ajustable pudiendo llegar al 50% de PNominal/min.
Se requiere que la Central tome la consigna en tiempos del orden de 30 segundos.

1.1.1.11 Arranque en negro remoto

Se requiere disponer de la capacidad de arranque en negro de la Central.
Mantener la capacidad de sincronizar líneas de la SE Baygorria ante ocurrencias de eventos con formación de posibles islas

1.2 Requisitos de Información Técnica a Suministrar

1.2.1 Información para las bases de datos del SIN

Los principales datos que la Planta deberá suministrar previo a la conexión del generador con la red de UTE se detallan a continuación. Se proporcionarán además los modelos matemáticos completos del generador, regulador de tensión, estabilizador de potencia, y regulador de velocidad, adecuados para estudios de transitorios electromecánicos o electromagnéticos.

Dirección de Obras - Central Eólica Palomas
Desarrollo y Mantenimiento de Activos

PARAGUAY 2431 P. 6° Of. 619 - C.P.11 800 MONTEVIDEO – URUGUAY
TEL.: (598) 22 09 04 92 – 22 09 06 48 --- FAX: (598) 22 08 29 35



ISO 9001:2008 REG.1165/01
ISO 14001:2004 REG. SGA 79
OHSAS 18001:2007 REG. SSS 03001



ISO 9001:2008 N°08079/0
ISO 14001:2004 N°01055/0
BS OHSAS 18001:2007 N°003150



Página 5 de 5

ANEXO B
REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL
GOBIERNO DE URUGUAY DECRETO NO. 278/002

Decreto N° 278/002

**APROBACION DEL REGLAMENTO DE TRASMISION DE ENERGIA
ELECTRICA**

Documento Actualizado

Promulgación: 28/06/2002

Publicación: 30/07/2002

Registro Nacional de Leyes y Decretos:

Tomo: 1

Semestre: 1

Año: 2002

Página: 1395

[Referencias a toda la norma](#)

VISTO: la necesidad de reglamentar el marco legal regulatorio del sector eléctrico nacional, coordinando y desarrollando sus disposiciones a los efectos de su ejecución;

RESULTANDO: I) que el marco legal mencionado se encuentra principalmente conformado por el Decreto-ley N° 14.694 de 1° de setiembre de 1977 (Ley Nacional de Electricidad) y el Decreto-ley N° 15.031 de 4 de julio de 1980 (Ley Orgánica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - UTE), con las modificaciones introducidas por la Ley N° 16.211 de 1° de octubre de 1991 (Ley de Empresas Públicas), y la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997 (Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico);

II) que la última de las leyes citadas plantea una nueva institucionalidad para la actividad, en virtud de la creación de la persona pública no estatal administradora del Mercado Eléctrico (ADME) y de la Unidad Ejecutora que tiene el cometido de regulación, e introduce nuevos principios rectores;

III) que dicha ley, en su carácter de "ley marco", consagra los aspectos institucionales y de principios en el funcionamiento del sector que pertenecen al ámbito de la reserva de ley, dejando su desarrollo a la reglamentación;

IV) que de acuerdo con lo dispuesto en el proyecto de reformulación de la estructura organizativa de la Dirección Nacional de Energía del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), aprobado por el Decreto N° 190/997 de 4 de junio de 1997, compete a esta Dirección Nacional, participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas;

V) que, por otra parte y de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 3° de la Ley N° 16.832 antes citada y en el proyecto de formulación de la estructura organizativa de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), aprobado por el Decreto N° 224/001 de 15 de junio de 2001, compete a dicha Unidad Reguladora, asesorar al Poder Ejecutivo y cumplir con todas aquellas funciones que éste le encomiende;

CONSIDERANDO: I) que, en ejercicio de las atribuciones mencionadas, la UREE y la Dirección Nacional de Energía procedieron, en forma conjunta, a la elaboración de los proyectos de Reglamento General, Reglamento del Mercado Mayorista, Reglamento de Transmisión y Reglamento de Distribución, necesarios para la puesta en ejecución del marco legal regulatorio del sector eléctrico;

II) que el Reglamento de Transmisión tiene por objeto establecer las disposiciones, criterios y procedimientos comunes referidos al servicio de transmisión, y el servicio de red del distribuidor en lo pertinente, regulando los derechos y obligaciones de la ADME, de los transmisores y los usuarios de la red, el acceso y conexión de instalaciones, la planificación y expansión del sistema de transmisión, y estableciendo su régimen tarifario, de calidad y de uso de espacios públicos y privados, todo ello con la finalidad de lograr un sistema de transporte de

energía
eléctrica que se caracterice por su desempeño eficiente, con calidad y
seguridad técnica y ambiental, con tarifas justas y razonables, y
sustentabilidad económica, que garantice a su vez el acceso abierto a
sus
instalaciones;

III) que es necesario resolver en consecuencia, procediendo a la
aprobación del citado Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica y
sus
correspondientes Anexos;

ATENCIÓN: a lo expuesto, y a lo dispuesto en el artículo 168, numeral 4°
de
la Constitución de la República;

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA
DECRETA:

Artículo 1

Apruébase el Reglamento de Trasmisión de Energía Eléctrica con sus
Anexos, que se considera parte de este Decreto. (*)

(*) **Notas:**

Ver: *Texto*.

[Referencias al artículo](#)

Artículo 2

Aquellas disposiciones del Reglamento de Trasmisión para cuya
aplicación
se requiera la previa aprobación de las tarifas de los servicios de
trasmisión conforme a la metodología establecida en el mismo, entrarán
en
vigencia una vez cumplida dicha aprobación por el Poder Ejecutivo.
Hasta
tanto se dicte dicho acto de aprobación, regirá el Anexo XI adjunto.

Artículo 3

Hasta la constitución de la ADME la facturación de los peajes estará
a
cargo de los Trasmisores y Distribuidores, en base a facturas que
deriven

ANEXO C
REGLAMENTO DEL SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SMEC) DE
URUGUAY

DOCUMENTOS

PODER EJECUTIVO

PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA

1

UNIDAD REGULADORA DE LA ENERGIA ELECTRICA

Resolución 14/002

Apruébase el Reglamento del Sistema de Medición Comercial.
(3.493*R)

Montevideo, 27 de noviembre de 2002

RESOLUCION 14/002

REGLAMENTO DEL SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC)

VISTO: lo dispuesto por los artículos 3°, numeral 3 de la Ley N° 16.832 de 17 de junio de 1997, y 355 del Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica aprobado por Decreto N° 360/002 de 11 de setiembre de 2002;

RESULTANDO: I) que el artículo 3° citado comete a la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica dictar normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, y de control y uso de medidores e interruptores;

II) que por su parte, el artículo 355 mencionado asigna a dicha Unidad, el dictado de la normativa sobre el Sistema de Medición Comercial (SMEC);

III) que dicho Sistema de Medición Comercial se utilizará para las transacciones de energía en cada nodo en que se inyecta o retira energía de la red, siendo responsabilidad de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), la verificación de que el mismo funcione correctamente;

CONSIDERANDO: que corresponde cumplir con lo dispuesto en el artículo 355 citado, procediendo al dictado del Reglamento del SMEC, que define los requisitos de los medidores comerciales junto con el sistema de comunicaciones y enlace de datos asociados, así como el detalle de los procedimientos a través de los cuales la ADME certificará la habilitación de los puntos de medición y supervisará el cumplimiento de los requisitos definidos, previa realización de auditorías técnicas;

ATENTO: a lo expuesto y a las contribuciones recibidas durante la Consulta Pública realizada entre el 18 de setiembre y el 4 de octubre de 2002;

LA COMISION DIRECTORA

RESUELVE

Artículo 1°.- Apruébase el Reglamento del Sistema de Medición Comercial adjunto, que se considera parte integrante de la presente disposición.

Art. 2°.- El mencionado reglamento entrará en vigencia conjuntamente con el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Art. 3°.- Comuníquese, publíquese, etc.

CARLOS COSTA; OSCAR PESSANO; CRISTINA VAZQUEZ.

REGLAMENTO DEL SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC)

uriele

unidad reguladora
de la energía eléctrica

MONTEVIDEO, 27 DE NOVIEMBRE DE 2002

INDICE

TITULO I. MATERIA QUE TRATA EL REGLAMENTO

TITULO II. COMPONENTES DEL SMEC

TITULO III. REQUISITOS GENERALES Y RESPONSABILIDADES

TITULO IV. CARACTERISTICAS GENERALES

CAPITULO I. UBICACION DE MEDIDORES DEL SMEC

CAPITULO II. SOFTWARE DE RECOLECCION

TITULO V. MAGNITUDES A MEDIR

TITULO VI. CALIDAD DE LA MEDICION

CAPITULO I. MEDIDORES

CAPITULO II. TRANSFORMADORES Y CIRCUITOS DE MEDICION

TITULO VII. FASES DE IMPLEMENTACION PARA LOS PUNTOS DE MEDICION PREEXISTENTES

CAPITULO I. REQUISITOS DE ADECUACION

CAPITULO II. FASE I

CAPITULO III. FASE II

TITULO VIII. HABILITACION Y AUDITORIAS TECNICAS

CAPITULO I. AUDITORIAS TECNICAS

CAPITULO II. HABILITACION DEL SISTEMA DE MEDICION

CAPITULO III. VERIFICACION DE LOS SISTEMAS DE MEDICION HABILITADOS

TITULO IX. ACCESO A LOS MEDIDORES

TITULO X. REGISTRO DE PUNTOS DEL SMEC

TITULO XI. FALLAS DE MEDICION Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACION

TITULO XII. SANCIONES

TITULO XIII. DISPOSICIONES FINALES

REGLAMENTO DEL SISTEMA DE MEDICION COMERCIAL (SMEC)

TITULO I. MATERIA QUE TRATA EL REGLAMENTO

Artículo 1. El presente Reglamento tiene por objeto regular el Sistema de Medición Comercial (SMEC), requerido para medir las magnitudes físicas entregadas y recibidas por cada Participante en los puntos en que compra o vende en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. En el caso de un Comercializador, lo especificado se aplica en los puntos de inyección o retiro de la generación o consumo de todos los Agentes para los que comercializa.

Los términos técnicos propios del sector eléctrico que se utilizan en este Reglamento deben entenderse conforme al sentido que se indica en el artículo 7° del Reglamento General del Marco Regulatorio del Sistema Eléctrico Nacional aprobado por el Decreto N° 276/002 de 28 de junio de 2002.

Artículo 2. El cumplimiento de los requisitos establecidos en el presente Reglamento es obligación de todos los Agentes, incluidos los Trasmisores, excepto en el caso de aquellos Agentes que, teniendo un acuerdo de comercialización, no actúen por sí en el MME, para los que se considerará que el cumplimiento de las obligaciones del SMEC es responsabilidad del respectivo Comercializador. En cualquier caso, los Agentes deberán permitir el acceso a su sistema de medición comercial, a todos los efectos establecidos en este Reglamento.

Toda vez que se haga mención a Usuarios del SMEC, la expresión se entenderá referida a los responsables del cumplimiento de las obligaciones que estatuye este cuerpo normativo, salvo expresa mención en contrario.

TITULO II. COMPONENTES DEL SMEC

Artículo 3. El SMEC tendrá los siguientes componentes:

- a) El sistema de medición de energía activa y reactiva en los nodos.
- b) El centro de recolección de mediciones (en adelante CR), a cargo de la ADME, el cual accederá a los medidores principales, efectuando su lectura a distancia, mediante vínculos de comunicación.

Artículo 4. Cada sistema de medición contará por lo menos con:

- a) Un medidor principal y un medidor de respaldo.
- b) Los transformadores de intensidad y de tensión, que podrán ser compartidos o independientes para cada medidor.
- c) El medio de comunicación con la ADME.

TITULO III. REQUISITOS GENERALES Y RESPONSABILIDADES

Artículo 5. Los equipos de medición del SMEC deberán cumplir los requisitos de habilitación que se prevén, estando sujetos a la supervisión y a la realización de auditorías conforme a lo indicado en este Reglamento.

Artículo 6. Cada Usuario del SMEC será responsable de los equipos de medición de sus puntos de conexión, mediante los cuales se medirán sus transacciones en el Mercado Mayorista para cada punto en el que inyecta o retira energía. Por lo tanto, será responsable de la implementación y mantenimiento del sistema de medición en el punto de conexión.

Sin perjuicio de la responsabilidad precedentemente aludida, el Agente que tenga Acuerdo de Comercialización deberá abstenerse de realizar cualquier acto que pueda afectar el equipo de medición del SMEC, comunicando inmediatamente a su Comercializador cualquier problema que pueda constatar en el mismo.

Artículo 7. El Trasmisor de una Interconexión Internacional se considerará Usuario del SMEC, debiendo instalar el sistema de medición comercial en el extremo nacional de la línea de Interconexión Internacional. La remuneración del correspondiente costo de inversión y mantenimiento se considerará incluida en el canon.

Artículo 8. La ADME, a través del DNC, es responsable de la supervisión del correcto funcionamiento del SMEC y de la organización del registro de mediciones. En los casos en que detecte que un equipamiento afectado al SMEC no cumple con las especificaciones y requisitos reglamentarios, deberá informarlo al Regulador. El Usuario del SMEC cuyo incumplimiento fuera detectado será pasible de sanciones según lo establecido en el Título XII del presente Reglamento.

TITULO IV. CARACTERISTICAS GENERALES

CAPITULO I. UBICACION DE MEDIDORES DEL SMEC

Artículo 9. Los medidores deberán ser instalados en las fronteras del Usuario del SMEC, o de aquel para quien el mismo comercializa, en su caso, con la Red de Interconexión, pudiendo constituir frontera:

- a) el nodo de vinculación entre un Generador y un Trasmisor;
- b) el nodo de vinculación entre un Distribuidor y un Trasmisor;
- c) el nodo de vinculación entre un Gran Consumidor y un Trasmisor;
- d) el nodo de vinculación entre un Generador y un Distribuidor, cuando el Generador se encuentre vinculado a la red de dicho Distribuidor;
- e) el nodo de vinculación entre un Gran Consumidor y un Distribuidor, cuando el Gran Consumidor se encuentre vinculado a la red de dicho Distribuidor;
- f) el nodo de vinculación entre un Distribuidor y otro Distribuidor, cuando entre ambos existan vinculaciones físicas;
- g) el nodo de vinculación entre un Trasmisor e instalaciones pertenecientes a Interconexiones Internacionales;
- h) el nodo de vinculación entre un Distribuidor e instalaciones pertenecientes a interconexiones internacionales.

Los puntos definidos deberán contar con medición del SMEC aún cuando representen fronteras entre unidades de una misma empresa verticalmente integrada que desempeña distintas actividades de la industria eléctrica.

El número de medidores que se disponga en cada localización será el mínimo necesario para medir adecuadamente la energía y potencia entregadas o consumidas por cada participante con la precisión y respaldo requeridos en este Reglamento.

Artículo 10. La medición deberá estar ubicada en el punto más próximo posible al límite de propiedad (o asimilable a éste en el caso de frontera entre unidades de una misma empresa) de las instalaciones mediante las cuales se vincula el Usuario del SMEC en dicho nodo, o aquel para quien el mismo comercializa, en su caso. No obstante ello, como no siempre es posible materializar la medición en tal punto, se admitirá la ubicación de los transformadores de medición en otros puntos de las instalaciones, respetando los siguientes principios:

- a) Siempre que sea posible, la medición estará localizada en el mismo nivel de tensión en el cual se encuentre el límite de propiedad de las instalaciones de conexión.
- b) Cuando lo anterior no sea posible, se podrá ubicar en un punto de diferente tensión, siempre y cuando se tomen los recaudos necesarios para asegurar que las pérdidas relativas al tramo de instalaciones que va desde el punto límite de propiedad y el punto de medición sean imputadas al Usuario del SMEC al que correspondan. Esta corrección podrá ser realizada en el mismo medidor, cuando éste cuente con la función de corrección necesaria, lo cual deberá ser certificado en el proceso de habilitación del punto de medición. De no poder ser realizada en el mismo medidor, podrá efectuarse mediante cálculos en la ADME durante el proceso de registro de datos para la liquidación de las transacciones económicas. El Usuario del SMEC deberá informar a la ADME la necesidad de dicho ajuste y suministrar la metodología y datos necesarios. En ambos casos la ADME deberá informar en el Documento de Transacciones Económicas cada medición en que se realiza este tipo de ajuste y describir la metodología de ajuste implementada.

CAPITULO II. SOFTWARE DE RECOLECCION

Artículo 11. El software que se utilizará para la recolección remota de

los datos almacenados en la memoria de cada medidor desde el CR, deberá ser suministrado por el Usuario del SMEC, toda vez que instale un nuevo medidor, conforme a lo indicado en el Título VIII de este Reglamento. Este software deberá ser apto para ser ejecutado en las instalaciones dedicadas a estos fines en la ADME, por lo cual el Usuario del SMEC, previo a su adquisición, deberá consultar en la ADME su compatibilidad con los sistemas de ésta.

TITULO V. MAGNITUDES A MEDIR

Artículo 12. Cada Participante Productor (Generador o Autoproducer) debe contar con medición de inyección y retiro de energía activa por unidad de generación. Se podrá realizar una medición por agrupamiento de unidades generadoras cuando este agrupamiento corresponda a un Grupo a Despachar (GD). Se podrá medir la energía activa neta, o separadamente la inyección bruta y los consumos propios. En este último caso, el Participante informará a la ADME, quien será la responsable de realizar el cálculo para determinar la inyección neta a utilizar en la liquidación de las transacciones económicas.

Artículo 13. Cada Distribuidor y Gran Consumidor debe contar con medición de las extracciones de energía activa en los nodos de retiro de la red.

Artículo 14. De ser necesario para calcular adecuadamente los cargos por pérdidas, la ADME podrá requerir a los Trasmisores, mediciones de energía activa en la entrada y salida de líneas de transmisión.

TITULO VI. CALIDAD DE LA MEDICIÓN

CAPITULO I. MEDIDORES

Artículo 15. Los medidores principales deberán cumplir como mínimo las siguientes características técnicas:

- a) medir energía activa y reactiva;
- b) ser trifásicos, trifilares o tetrafilares, según corresponda;
- c) ser unidireccionales o bidireccionales, según sea el tipo de intercambio que se realice en el correspondiente nodo;
- d) ser de clase 0.2S para la medida de energía activa;
- e) ser estáticos;
- f) cumplir con las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) números 687 o 60687 para la medición de energía activa y 61268 para la medición de energía reactiva;
- g) disponer de períodos de integración programables utilizando ventanas fijas de medición, con opción, al menos, a los siguientes rangos: 1, 5, 10, 15, 30 y 60 (uno, cinco, diez, quince, treinta y sesenta) minutos;
- h) contar con memoria no volátil, con una capacidad de almacenamiento de la información de 45 (cuarenta y cinco) días corridos como mínimo, para un período de integración fijado por la ADME que inicialmente será de 15 (quince) minutos;
- i) contar con un módulo de comunicación asíncrono (módem), con una velocidad de transmisión de 300 bps o mayor, y sistema de lectura a distancia, mediante el cual la información almacenada en el registro integrado será periódicamente extraída en forma remota, por el DNC de la ADME y eventualmente por el Usuario del SMEC;
- j) permitir extracción local por medio de un puerto óptico, de la información almacenada en el registrador integrado;
- k) contar con referencia de tiempo (frecuencia de red y la base de tiempo propia);
- l) disponer de la funcionalidad de puesta en hora remota;
- m) disponer de funciones de compensación para el traslado virtual de mediciones a puntos inaccesibles, cuando sea necesario;

- n) disponer de protección de datos en el almacenamiento, la extracción y la transmisión, pudiéndose en particular, definir como mínimo, perfiles de usuarios (protección por contraseña) con dos niveles de seguridad: lectura de datos y programación;
- o) contar con alimentación independiente asegurada, con baterías para 20 (veinte) días corridos de duración, como mínimo;
- p) operar con protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques defectuosos;
- q) permitir la conexión de múltiples medidores a un único canal o línea de comunicaciones.

Artículo 16. Los medidores de respaldo registrarán energía activa, y deberán cumplir con las siguientes especificaciones como mínimo:

- a) ser trifásicos, trifilares o tetrafilares, según corresponda;
- b) ser de Clase 0.5;
- c) cumplir con las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) números 687 o 60687, 521 o 60521 y 61036;
- d) disponer de integrador convencional o estático;
- e) en caso de ser estático, contar con protección contra falta de alimentación eléctrica.

Artículo 17. El Usuario del SMEC deberá proveer al DNC de toda la información necesaria para hacer la lectura remota de los equipos de medición y efectuar la conversión de los datos de las lecturas al formato requerido para su almacenamiento y procesamiento en el DNC. El costo de comunicación de las lecturas será de cargo de cada Usuario.

Artículo 18. Semestralmente el Usuario del SMEC deberá realizar una verificación del funcionamiento del medidor de respaldo, por medio de una lectura local y su contraste con el medidor principal, e informar el resultado al DNC.

Artículo 19. La ADME, a través del DNC, en su función de supervisión del SMEC, podrá requerir:

- a) lectura local de una medición para verificar la precisión de las lecturas remotas;
- b) lectura local del medidor de respaldo y contraste con el medidor principal.

CAPITULO II. TRANSFORMADORES Y CIRCUITOS DE MEDICION

Artículo 20. Las características generales de los transformadores y circuitos de medición, serán las siguientes:

- a) Clase del Transformador de Intensidad (TI): 0,2; debe responder a la norma IEC 185 o 60044-1;
- b) Clase del Transformador de Tensión (TT): 0,2; debe responder a la norma IEC 186 o 60044-2;
- c) La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad y de tensión deberá estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia de exactitud correspondiente. La caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión, no deberá superar el 0,1%;
- d) Los circuitos de medición contarán con borneras que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual, sin afectar el funcionamiento del sistema eléctrico ni a otros usuarios de tales circuitos.

Podrán aceptarse transformadores de otras clases de precisión u otras configuraciones de los circuitos de medición, siempre que, a través del ensayo, en la instancia de habilitación se demuestre que el comportamiento del sistema es equivalente o superior al especificado en este Reglamento.

TITULO VII. FASES DE IMPLEMENTACION PARA LOS PUNTOS DE MEDICION PREEXISTENTES

CAPITULO I. REQUISITOS DE ADECUACION

Artículo 21. Todos los sistemas de medición comerciales deberán adecuarse a los requisitos definidos en este Reglamento.

Artículo 22. A los efectos de posibilitar la adecuación del sistema de medición preexistente al SMEC para la puesta en marcha del Mercado Mayorista, se establece un programa de implementación gradual en dos fases, las que se desarrollan a continuación.

Artículo 23. Estas fases se aplican solamente a los sistemas de mediciones preexistentes a la puesta en marcha del Mercado Mayorista. Todo nuevo sistema de medición que se incorpore con posterioridad a la entrada en vigencia del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, deberá cumplir todos los requisitos del presente Reglamento, como se indica para la Fase II.

CAPITULO II. FASE I

Artículo 24. En la Fase I se utilizarán medidores comerciales con las características establecidas y con ubicación en los puntos previstos en el presente Reglamento. Durante esta fase se admitirá para los medidores de respaldo, Clase de precisión 1.

Artículo 25. En la Fase I se admitirán los transformadores de medición existentes.

Artículo 26. En esta fase la ADME será responsable de contar con el CR necesario para realizar el acceso remoto a todos los puntos de medición

Artículo 27. Previo a la finalización de esta fase, todas las mediciones existentes deberán contar con un informe favorable de auditoría según se indica en el Título VIII del presente Reglamento.

Artículo 28. La duración de esta fase será de 36 (treinta y seis) meses a partir de la entrada en vigencia del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

CAPITULO III. FASE II

Artículo 29. Esta Fase corresponde al pleno cumplimiento de lo establecido en el presente Reglamento, y entrará en vigencia a partir de la finalización de la Fase I. No obstante ello, se admitirán los transformadores de medición Clase 0.5 durante los primeros 24 meses de la Fase II.

Artículo 30. A partir de la puesta en marcha de la Fase II, todo Agente cuyo punto de conexión no cuente con un sistema de medición que cumpla con los requisitos indicados en el presente Reglamento no podrá participar por sí o a través de su Comercializador en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

TITULO VIII. HABILITACION Y AUDITORIAS TECNICAS

CAPITULO I. AUDITORIAS TECNICAS

Artículo 31. Los Usuarios del SMEC deberán tomar a su cargo la realización de auditorías técnicas para lograr la habilitación inicial de su sistema de medición en sus nodos de inyección y retiro mediante ensayos de calibración in situ. Asimismo, deberán realizarlas cada vez que posteriormente sea requerido de acuerdo a las condiciones que establece el presente Reglamento. El informe de auditoría resultante deberá establecer la conformidad del sistema de medición correspondiente con los requerimientos del presente Reglamento.

Todo Agente o Comercializador deberá acreditar la habilitación del sistema de medición correspondiente como condición necesaria para ser habilitado como Participante en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

Artículo 32. Estas auditorías sólo podrán ser realizadas por Auditores habilitados para ello por la ADME, previa demostración fehaciente de idoneidad e independencia técnica en la realización de tal labor. La acreditación bajo norma ISO 17025 se considera como demostración fehaciente de idoneidad.

Artículo 33. El informe de la auditoría deberá adjuntar todos los datos de los equipos involucrados, demostrando que cumplen los requisitos establecidos en el presente Reglamento. Deberá incluir:

- a) esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medición;
- b) esquema de cableado de los transformadores, medidores, resistencias de carga, y otros equipos;
- c) copia de la documentación técnica original del fabricante de los equipos;
- d) software de adquisición de datos correspondiente a los equipos de medición instalados y copia de los manuales de uso del mismo;
- e) copia de los manuales de uso del equipamiento;
- f) protocolo de programación específica de los equipos;
- g) certificados de ensayo de tipo y los correspondientes protocolos realizados en un laboratorio independiente de prestigio, reconocido a esos efectos por la ADME;
- h) protocolos de los ensayos de calibración in situ realizados;
- i) toda otra información adicional que el Usuario del SMEC considere necesaria para la verificación de los requisitos establecidos.

Los requisitos contenidos en el literal g) no serán exigibles para los equipos de medición preexistentes a la entrada en vigencia de este Reglamento, siempre que los ensayos permitan verificar las condiciones solicitadas.

Artículo 34. Como parte del procedimiento de supervisión, cuando la ADME detecte fallas o errores de medición, podrá requerir al Usuario del SMEC una nueva auditoría e informe del cumplimiento de los requisitos técnicos definidos en este Reglamento. En tal caso, la ADME conferirá a dicho Usuario un plazo no menor de 15 (quince) días hábiles para cumplir la auditoría solicitada, y éste deberá presentar dentro de ese plazo un nuevo informe de auditoría. Transcurrido dicho plazo sin la presentación del informe requerido, la ADME podrá dejar sin efecto la habilitación del sistema de medición.

Asimismo, un Usuario del SMEC podrá solicitar a la ADME que requiera la realización de una auditoría a otro Usuario, cuando se tengan dudas acerca de la precisión de la medición. Si el resultado de dicha auditoría no arroja ninguna irregularidad, ésta quedará a costo del solicitante.

CAPITULO II. HABILITACION DEL SISTEMA DE MEDICION

Artículo 35. La ADME es la responsable de otorgar la habilitación de un sistema de medición.

Artículo 36. Al comenzar la Fase I definida en el presente Reglamento, quedarán automáticamente habilitados todos los sistemas de los puntos de medición existentes indicados en el Registro SMEC inicial. Dichas mediciones deberán contar con un informe de auditoría antes del comienzo de la Fase II.

Artículo 37. Todo nuevo punto de medición que se instale deberá cumplir con todos los requisitos definidos y presentar el informe de auditoría para su habilitación en el SMEC.

Artículo 38. Previo a la entrada en servicio de un nuevo punto de medición, se deberá contar con el correspondiente sistema de medición comercial habilitado. Para ello, deberá presentarse a la ADME una solicitud de habilitación en el SMEC, con por lo menos 30 (treinta) días hábiles de anticipación a la fecha requerida de entrada en servicio del punto de medición. La solicitud deberá adjuntar los resultados de la auditoría y el informe del auditor habilitado por la ADME, así como la expresa declaración del Agente para el que se comercializa por la que admite el acceso físico al sistema de medición para la realización de las auditorías o lecturas locales previstas en este Reglamento.

Artículo 39. Dentro de los 10 (diez) días hábiles de recibida la solicitud de habilitación, la ADME deberá verificar el cumplimiento de todos los requisitos del presente Reglamento. De no verificar incumplimientos, la ADME notificará su aprobación al participante y autorizará el cronograma de ejecución de las tareas para proceder a la habilitación. Dichos trabajos deberán realizarse en un plazo que no supere los 20 (veinte) días hábiles subsiguientes, salvo que se autorice un plazo mayor a requerimiento del solicitante.

CAPITULO III. VERIFICACION DE LOS SISTEMAS DE MEDICION HABILITADOS

Artículo 40. Los medidores deberán ser verificados por lo menos una vez cada 2 (dos) años. Cada 4 (cuatro) años se deberá realizar una verificación total del sistema de medición, que incluya una específica de los transformadores. Las verificaciones serán a costo del Usuario del SMEC.

Artículo 41. La ADME en su función de supervisión del SMEC podrá solicitar la revisión de un sistema de medición, con la correspondiente justificación. Si en dicha revisión se verifica un incumplimiento a los requisitos del SMEC, el costo de la revisión será a cargo del Usuario del SMEC. De no verificarse incumplimientos, será a costo de la ADME.

TITULO IX. ACCESO A LOS MEDIDORES

Artículo 42. Cada Usuario del SMEC podrá leer las mediciones en los medidores bajo su responsabilidad, no estando autorizado a introducir modificaciones a los valores medidos.

Igual derecho tendrán los Agentes que actúan a través de Comercializador.

Artículo 43. Para los medidores principales, el Usuario del SMEC tendrá la contraseña que permite el acceso para lectura al medidor. El Usuario del SMEC deberá proveer a la ADME, la contraseña para el acceso a lectura y programación.

Artículo 44. De detectarse algún tipo de fraude en los equipos o sistemas de medición, la ADME lo informará al Regulador, a los efectos de la aplicación de las sanciones que correspondan.

Artículo 45. Toda intervención a realizar por un Usuario del SMEC sobre su sistema de medición comercial, que implique cambios en las condiciones informadas en su habilitación vigente, requerirá la autorización previa de la ADME.

Artículo 46. Luego de realizar una intervención autorizada, el Usuario del SMEC deberá presentar a la ADME un informe de las tareas realizadas con todos los datos que correspondan. Junto con el informe deberá presentar una certificación de un auditor habilitado por la ADME avalando lo indicado en dicho informe y certificando que el sistema de medición continúa cumpliendo todos los requisitos definidos en este Reglamento. La ADME verificará el cumplimiento de esta certificación y con ella dará una nueva habilitación al sistema de medición. En tanto el Usuario del SMEC no presente este Informe con la certificación indicada, el sistema de medición podrá quedar deshabilitado por la ADME.

TITULO X. REGISTRO DE PUNTOS DEL SMEC

Artículo 47. La ADME mantendrá un registro con los puntos de medición habilitados en el SMEC con los datos del sistema de medición, modificaciones, resultados de auditorías, etc. Dicho registro será de acceso abierto para consulta de todos los participantes y el Regulador.

Artículo 48. Para cada punto de medición del SMEC el registro identificará:

- a) ubicación;
- b) tipo de medición;
- c) usuario del SMEC;
- d) características del sistema de medición;
- e) certificado de habilitación vigente, con la documentación que corresponda;
- f) historia de fallas e incumplimientos registrados.

Artículo 49. A partir de la entrada en vigencia del Reglamento de Mercado Mayorista de Energía Eléctrica el registro incluirá los puntos de medición existentes a utilizar inicialmente para las transacciones económicas, de acuerdo a lo establecido para la Fase I en el presente Reglamento.

TITULO XI. FALLAS DE MEDICION Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACION

Artículo 50. En caso de falla en el acceso remoto a alguna medición, la medición oficial será realizada localmente por el Usuario del SMEC, y enviada a la ADME en formato electrónico dentro de los siguientes 2 (dos) días hábiles.

Artículo 51. Cuando por cualquier causa la ADME no pueda acceder a los medidores principales del SMEC por vía de lectura remota, la información oficial del SMEC a utilizar será la obtenida de las siguientes mediciones alternativas, con el orden de prioridad indicado a continuación:

- a) Información del medidor principal, tomada en forma local;
- b) Información del medidor de respaldo;
- c) Información del sistema SCADA, de existir;
- d) Información suministrada por el Usuario del SMEC al centro de control del DNC, transmitida telefónicamente por los operadores de estaciones transformadoras o plantas de generación según corresponda.

Artículo 52. Cuando la ADME no disponga de los medios alternativos de medición señalados en el artículo precedente, adoptará como información oficial del SMEC valores programados o históricos de la ADME, según resulte más representativo.

Artículo 53. Cuando se utilice como fuente de información el medidor de respaldo, la medida se convertirá en mediciones para cada intervalo de tiempo del Mercado utilizando una curva de carga estimada que construirá la ADME con la mejor información que disponga a tales efectos.

Artículo 54. Cuando se utilice como fuente de información potencia horaria, la ADME la convertirá a mediciones de energía a partir de la mejor representación que se obtenga del valor medio de la potencia en cada hora.

Artículo 55. Cuando se utilice como fuente, información histórica, la ADME elegirá un conjunto de datos correspondiente a situaciones operativas análogas a las existentes en el lapso de ausencia total de otra fuente de información.

Artículo 56. Cuando se utilice como fuente información programada, la ADME utilizará los valores programados para los correspondientes intervalos de Mercado.

Artículo 57. La ADME informará a los participantes, mediante el post despacho y el Documento de Transacciones Económicas, cuando se esté utilizando como fuente de información para las transacciones económicas una medición diferente al medidor principal, indicando las razones que lo motivaron y la metodología para obtener los correspondientes valores oficiales del SMEC.

Artículo 58. Cuando la ADME detecte que el medidor supera el error teórico de clase de la medición, deberá aplicar un ajuste a los valores medidos, igual al desvío de medición detectado conforme a las previsiones contenidas en el Artículo 63. Dicho ajuste se aplicará con retroactividad hasta la última verificación sin error fuera de clase, salvo que ello supere los 60 (sesenta) días corridos, en cuyo caso se aplicará en los 60 (sesenta) días corridos anteriores.

Artículo 59. Cuando la ADME detecte que el medidor principal falla, tomará como oficial la lectura del medidor de respaldo. Si éste tampoco cumple el error de clase, la ADME utilizará el medidor principal y aplicará a la energía medida, un ajuste igual al desvío de medición detectado. Este ajuste se mantendrá en tanto sea corregido el medidor y se realice una nueva verificación demostrando que el medidor se encuentra dentro del error admisible.

Artículo 60. En caso de que un medidor falle, el Usuario del SMEC deberá corregir la falla dentro de los siguientes 5 (cinco) días hábiles de su detección.

Artículo 61. Cuando la ADME detecte que otros componentes del sistema de medición diferentes a los medidores no se ajustan a lo establecido en este Reglamento, deberá aplicar un ajuste a los valores medidos igual al desvío de medición detectado. Dicho ajuste se aplicará con retroactividad hasta la última verificación en condiciones aceptables, salvo que ello supere los 60 (sesenta) días corridos, en cuyo caso se aplicará en los 60 (sesenta) días corridos anteriores.

TITULO XII. SANCIONES

Artículo 62. Los Usuarios del SMEC serán pasibles de las sanciones que se especifican, cuando se verifiquen los supuestos de infracción previstos en este capítulo. La imposición de las mismas requerirá la previa tramitación administrativa por el Regulador con ajuste al principio del debido procedimiento y con aplicación, en lo no previsto, de las disposiciones del Decreto N° 500/991 de 27 de setiembre de 1991. Las sanciones pecuniarias no podrán superar el monto de 50.000 (cincuenta mil) Unidades Reajustables.

Artículo 63. La existencia de desvíos en la medición en las condiciones establecidas en este artículo constituye una infracción pasible de sanción.

A efectos de su determinación se definen las siguientes expresiones:

Desvío de la Medición Principal o de Respaldo de un nodo SMEC:

$$\sum DXX = DTI + DTT + DMed$$

$$DTI = \max(DTI_a, DTI_b, DTI_c)$$

$$DTT = \max(DTT_a, DTT_b, DTT_c)$$

y

$$1. DTI_a = ERTI_a - 1.2 \times CLTI$$

$$2. DTI_b = ERTI_b - 1.2 \times CLTI$$

$$3. DTI_c = ERTI_c - 1.2 \times CLTI$$

$$4. DTT_a = ERTT_a - 1.2 \times CLTT$$

$$5. DTT_b = ERTT_b - 1.2 \times CLTT$$

$$6. DTT_c = ERTT_c - 1.2 \times CLTT$$

$$7. DMed = EMed - 1.2 \times CLMed$$

donde:

$\sum DXX$, es la sumatoria de los desvíos en el sistema de medición de un Usuario del SMEC.

DTI , es el desvío por unidad de la medición de los transformadores de intensidad en consideración.

DTT , es el desvío por unidad de la medición de los transformadores de tensión en consideración.

$DMed$, es el desvío por unidad de la medición del medidor en consideración

y

DTI_a, DTI_b, DTI_c son los desvíos por unidad de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de intensidad (TI).

DTT_a, DTT_b, DTT_c son los desvíos por unidad de la medición de las fases a, b y c de los transformadores de tensión (TT).

$ERTI_a, ERTI_b, ERTI_c$ son los errores relativos (en valor absoluto) por unidad (medidos) de la relación de las fases a, b y c del transformador de intensidad (TI).

$ERTT_a, ERTT_b, ERTT_c$ son los errores relativos (en valor absoluto) por unidad (medidos) de la relación de las fases a, b y c del transformador de tensión (TT).

$EMed$, es el error (en valor absoluto) por unidad (medido) del medidor de energía.

$CLTI$, es el valor absoluto por unidad del error máximo admitido por clase del transformador de intensidad según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en a).

$CLTT$, es el valor absoluto por unidad del error máximo admitido por clase del transformador de tensión según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en b).

$CLMed$, es el valor absoluto por unidad del error máximo admitido por clase del medidor según normas IEC para los puntos de ensayo definidos en c).

Se considerará que existe desvío en la medición si en cualquiera de los desvíos definidos en las expresiones 1 a 7 el primer término es mayor que el segundo.

Los errores se determinarán como sigue:

a) Transformador de intensidad:

Los errores de las expresiones 1, 2 y 3 deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores en 2 (dos) estados de carga: al 5% (cinco por ciento) y al 100% (cien por ciento) de la corriente nominal del TI.

En ambas pruebas con una carga secundaria del TI de coseno ϕ igual a 0,85 inductivo y 100% (cien por ciento) de su potencia de precisión.

El equipo de ensayo tendrá una incertidumbre adecuada.

Para definir DTI_a, DTI_b, DTI_c , se tomará el mayor valor resultante de los dos ensayos realizados a cada uno de los transformadores.

b) Transformador de tensión:

Los errores de las expresiones 4, 5 y 6 deben ser evaluados ensayando en su lugar de montaje a los transformadores a su tensión nominal, con una carga secundaria del TT de coseno ϕ igual a 0,85 (cero coma ochenta y cinco) inductivo y 100% (cien por ciento) de su potencia de precisión.

El equipo de ensayo tendrá una incertidumbre adecuada.

c) Medidor de energía:

El error de la expresión 7 debe ser evaluado ensayando en su lugar de montaje a los medidores en 2 (dos) estados de carga: al 5% (cinco por ciento) y al 100% (cien por ciento) de la corriente nominal del medidor con tensión nominal y coseno ϕ igual a 1 (uno). La ADME podrá definir para el ensayo otros estados de carga cuando lo considere necesario.

El equipo de ensayo tendrá una incertidumbre adecuada.

Para definir $DMed$ se tomará el mayor valor resultante de los 2 (dos) ensayos realizados al medidor.

Artículo 64. La sanción a aplicarse en caso de acaecimiento del supuesto de desvío en la medición se determinará atendiendo a los siguientes criterios de cuantificación:

a) El monto de la sanción por cualquiera de los desvíos de la medición será:

$$\$SDM = \sum DXX \times \$ECP \quad (1)$$

donde:

$\$SDM$, es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC por desvío de la medición.

$\$ECP$, es el valor monetario del monto de la energía circulante por el nodo al Precio Equivalente de compra del Distribuidor en el nodo correspondiente, durante el Período en que se produce la Medición con Desvíos. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por el desvío, cuando corresponda.

Esta expresión se usará tanto en el caso de que se realice sólo alguno, como si se realizaron la totalidad de los ensayos indicados.

El valor máximo a aplicar de $\sum DXX$ es 0.06.

b) Los desvíos de la medición con causa en defectos en los circuitos estarán regidos por las siguientes disposiciones:

La ADME calculará el error por unidad producido debido a los circuitos de medición (ECM), en los siguientes casos:

1. falta total o parcial de una o más fases de tensión,
2. caída de tensión en los circuitos de tensión superiores al 0,1% (cero coma uno por ciento), medido desde la caja formadora (o conjunción) del TT hasta los bornes del Instrumento,
3. no correspondencia entre fases de corriente y tensión,
4. derivación total o parcial en una o más fases de corriente.

El monto de la sanción por cualquiera de los casos indicados será:

$$\$SDC = \sum ECM \times \$ \quad (2)$$

donde:

$\$SDC$, es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC por Defectos en los Circuitos.

$\sum ECM$, es la sumatoria de los errores debidos a los circuitos de medición de cualquiera de las formas señaladas.

El valor máximo a usar de $\sum ECM$ es 0.06.

c) Los desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente y cualquiera sea su origen, serán sancionados utilizando la ecuación:

$$\$SDM = \sum DYY \times \$ECP \quad (3)$$

donde:

$\sum DYY$, es la sumatoria de los desvíos de la medición diferentes a los señalados anteriormente.

Los restantes términos son iguales a los definidos para la ecuación (1).

El valor máximo a aplicar de $\sum DYY$ es 0.06.

Artículo 65. No se reconocerán beneficios económicos a las empresas que tengan mediciones con elementos de mejor clase de precisión que la requerida; en ese nodo el límite de error permitido es el de la clase especificada en este Reglamento.

Artículo 66. La indisponibilidad del medidor principal o de respaldo del SMEC, o de cualquiera de los transformadores de medición a los cuales están conectados dichos instrumentos, constituye un supuesto de infracción sancionable en las condiciones que se establecen en los artículos siguientes. Se entiende por indisponibilidad tanto la inexistencia como la falla del equipo de medición correspondiente.

Artículo 67. Tal infracción será sancionada atendiendo a la siguiente expresión:

$$\$SI = 0.06 \times \$EUT \quad (4)$$

donde:

$\$SI$, es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC por indisponibilidad de los equipos de medida

$\$EUT$, es el valor monetario del monto de la energía utilizada para realizar la transacción comercial del período durante el cual el equipo estuvo indisponible, valorizada al Precio Equivalente de compra del Distribuidor en el nodo correspondiente.

Artículo 68. Independientemente de la sanción que se aplique, la ADME corregirá la facturación de los agentes afectados utilizándose la información disponible.

Artículo 69. El Usuario del SMEC que instale equipos de medida en contravención del Reglamento será sancionado conforme a los criterios que se desarrollan en los literales siguientes:

a) La instalación de equipos de peor clase de precisión que las definidas en este Reglamento, será sancionada aplicándose la expresión (4) del Artículo 67, asimilándolo al supuesto de infracción allí regulado. Quedan excluidos de este supuesto, aquellos casos comprendidos en el último párrafo del Artículo 20.

b) La falla de habilitación comercial de un nodo, aunque el mismo tenga instalado y funcionando el equipamiento de medición será sancionada de igual forma a la prevista en el literal anterior.

Artículo 70. La ausencia, indisponibilidad o falencia del vínculo telefónico entre un nodo y el CR ameritará también la imposición de sanciones, siempre que sea imputable al Usuario del SMEC.

Se dará como habilitado el sistema de medición de un nodo cuando habiéndose instalado todo el equipamiento y concluidas con éxito las verificaciones señaladas en los procedimientos definidos por la ADME, se realicen como mínimo y en forma correcta 3 (tres) lecturas automáticas de los medidores desde el CR en un período de 5 (cinco) días corridos y la correspondiente puesta a disposición de la ADME y a su satisfacción de los archivos generados por los mismos.

En el caso de que lo dicho no se cumpla y estén vencidos los plazos de instrumentación del nodo, se aplicará al agente una sanción con la siguiente expresión:

$$\$ST = 0.03 \times \$EUT \quad (5)$$

donde:

$\$ST$, es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC por falencia o indisponibilidad del vínculo telefónico.

$\$EUT$, es el valor monetario del monto de la energía utilizada para realizar la transacción comercial del período durante el cual los equipos de comunicación tuvieron falencias o indisponibilidad, valorizada al Precio Equivalente de compra del Distribuidor en el nodo correspondiente.

En el caso de tratarse de un nodo habilitado, las sanciones serán aplicadas cuando el vínculo no corresponda a los parámetros mencionados de conexiones exitosas, realizando 3 (tres) lecturas automáticas de los medidores desde el CR.

Cuando los Usuarios del SMEC no implementen la vinculación telefónica requerida, la implementen en forma incompleta, u obstaculicen el tránsito por sus instalaciones, la ADME podrá arbitrar los medios para obtener el acceso a los datos por cuenta y cargo de aquellos.

Artículo 71. Constituye un supuesto de infracción no enviar en tiempo la información a la ADME en caso de que ésta se vea imposibilitada de acceder en forma remota al medidor principal del Usuario. Los Generadores y Autoprodutores, o su Comercializador cuando corresponda, deberán enviar la información en forma diaria, en tanto que, el resto de los Participantes, deberán hacerlo al menos cada 5 (cinco) días hábiles. La sanción aplicable por la comisión de la infracción se calculará aplicándose la expresión aritmética (4) del Artículo 67 del presente capítulo. En el caso particular del cierre mensual, el envío deberá efectuarse en el primer día del mes próximo al cierre.

Independientemente de ello la ADME utilizará la mejor información disponible para el cierre de la transacción.

Artículo 72. En el caso de comprobarse alteraciones provocadas intencionalmente en las instalaciones de medición del Usuario del SMEC, a los efectos de su sanción, se aplicará la siguiente expresión:

$$SSA = 0.12 \times \$ ECP \quad (6)$$

donde:

SSA , es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC responsable del instrumental.

ECP , es el valor monetario del monto, de la energía circulante por el nodo al Precio Equivalente de compra del Distribuidor en el nodo correspondiente, durante el período con la medición con alteraciones en las instalaciones. Esta energía deberá incluir la corrección correspondiente motivada por la alteración.

Artículo 73. La violación de un precinto, o modificación de una instalación de medición, sin la correspondiente notificación fehaciente a la ADME, será causal de sanción, independientemente de las que correspondan, de detectarse anomalías previstas en los restantes puntos del presente capítulo.

La sanción será:

$$SSP = 0.02 \times \$ EUT \quad (7)$$

donde:

SSP , es el valor monetario de la sanción que deberá abonar el Usuario del SMEC responsable por rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma a la ADME.

EUT , es el valor monetario del monto de la energía utilizada, que surge de la transacción comercial del mes en el cual se produjo la rotura de precinto sin notificación fehaciente en tiempo y forma a la ADME.

Artículo 74. Las sanciones detalladas anteriormente en este capítulo, se aplicarán atendiendo al período en que hayan ocurrido los hechos que las motivaron.

Este comprenderá el tiempo transcurrido desde la constatación del hecho hasta su solución con la correspondiente auditoría posterior a cargo del Usuario del SMEC respectivo.

Artículo 75. Durante la vigencia de la Fase I, y para los sistemas de medición preexistentes a la puesta en marcha del MMEE, los supuestos de infracciones precedentemente establecidos deberán ser adaptados, para considerarse configurados, a las condiciones admitidas en esa etapa. Transcurrida la misma, les regirán en su integridad las disposiciones del presente capítulo.

Artículo 76. Será, asimismo, pasible de sanción, toda otra infracción a lo dispuesto en el presente Reglamento.

La aplicación de sanciones por infracciones no tipificadas en este Reglamento deberá hacerse con respeto de los principios de proporcionalidad y razonabilidad en la dosificación de la sanción en relación con la infracción, además de aquellos otros explicitados en el Artículo 62.

TITULO XIII. DISPOSICIONES FINALES

Artículo 77. El Regulador considerará las propuestas formuladas por la ADME a través de su DNC, para los procedimientos de detalle complementarios del presente Reglamento y sus eventuales modificaciones.

Artículo 78. El presente Reglamento entrará en vigencia conjuntamente con el Reglamento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica.

MINISTERIO DE GANADERIA, AGRICULTURA Y PESCA

2

Resolución S/n

Adóptanse los "Requisitos y Nómina de Laboratorios de Referencia y Laboratorios de Alternativa del MERCOSUR para Diagnóstico de Enfermedades Animales", aprobadas por Resolución 73/999 del Grupo Mercado Común del Mercosur. (3.492)

MINISTERIO DE GANADERIA, AGRICULTURA Y PESCA

Montevideo, 2 de mayo de 2000

VISTO: la Resolución N° 73/99 del Grupo Mercado Común del MERCOSUR por la que se aprueban los "Requisitos y Nómina de Laboratorios de Referencia y Laboratorios de Alternativa del MERCOSUR para Diagnóstico de Enfermedades Animales",

RESULTANDO: I) por la citada resolución se designan los Laboratorios de Referencia y de Alternativa, disponiendo sus cometidos;

II) dichos laboratorios podrán ser utilizados cuando se considere necesario de acuerdo a los cometidos asignados en el art. 1° del Anexo y en el caso de divergencias entre los resultados analíticos de los Estados Partes;

CONSIDERANDO: I) conforme a lo dispuesto en el artículo 38 del Protocolo Adicional al Tratado de Asunción sobre la Estructura Institucional del MERCOSUR - Protocolo de Ouro Preto, aprobado por la Ley N° 16.712 de 1° de setiembre de 1995, los Estados Partes se comprometen a adoptar todas las medidas necesarias para asegurar, en sus respectivos territorios el cumplimiento de las normas emanadas de los órganos del MERCOSUR previstos en el artículo 2° del referido protocolo.

II) necesario proceder de acuerdo al compromiso asumido por la República en el Protocolo ut-supra mencionado, poniendo en vigencia en el Derecho Positivo Nacional la norma emanada del Grupo Mercado Común referida precedentemente.

ATENTO: a lo precedentemente expuesto y lo establecido por el decreto 24/998 de 28 de enero de 1998.

EL MINISTRO DE GANADERIA, AGRICULTURA Y PESCA

RESUELVE:

1°.- Adóptanse los "Requisitos y Nómina de Laboratorios de Referencia y Laboratorios de Alternativa del MERCOSUR para Diagnóstico de Enfermedades Animales", aprobadas por Resolución N° 73/99 del Grupo Mercado Común del MERCOSUR que se anexa al presente y forma parte de la misma.

DOCUMENTOS

PODER EJECUTIVO

FE DE ERRATAS

En el Diario Oficial N° 26.147 de fecha 29 de noviembre de 2002 se publicó la Resolución 14/002 de la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica de fecha 27 de noviembre de 2002 por la cual se aprueba el Reglamento del Sistema de Medición Comercial, deslizando un error imputable al Diario Oficial.

En el Artículo 64, en la fórmula señalada con (2)

Donde dice: $\$ SDC = \sum ECM \times \$$ (2)

Debe decir: $\$ SDC = \sum ECM \times \$ ECP$ (2)

Queda hecha la salvedad.

OFICINA DE PLANEAMIENTO Y PRESUPUESTO

1

Instituto Nacional de Estadística

Indice de los Precios del Consumo correspondiente al mes de **NOVIEMBRE** de 2002.
(3.566*R)

CUADRO No. 1
INDICE, VARIACIONES MENSUALES Y ANUALES, E INCIDENCIAS DEL INDICE DE LOS PRECIOS DEL CONSUMO, SEGUN
RUBROS, AGRUPACIONES Y SUB-RUBROS
Base marzo de 1997 = 100

Rubros, Agrupaciones y Subrubros	N° Indice Noviembre 2002	VARIACIONES (%)			INCID. rubros (%)
		mes	acum. en año 2002	últimos 12 m.	
INDICE DE LOS PRECIOS DEL CONSUMO	168,04	0,43	24,38	24,74	
ALIMENTOS Y BEBIDAS	168,50	-0,20	29,01	29,09	-0,06
ALIMENTOS	179,21	-0,68			
Panes y cereales	169,39	0,70			
Carnes y derivados	180,84	-0,17			
Lácteos y huevos	178,18	2,27			
Aceites y grasas	233,47	1,78			
Verduras, legumbres y tubérculos	186,32	-11,55			
Frutas	174,51	-1,37			
Azúcar, café, té, yerba, cacao	181,31	3,68			
Otros alimentos	182,90	3,97			
BEBIDAS	140,25	1,56			
Bebidas no alcohólicas	124,09	1,84			
Bebidas alcohólicas	185,15	1,04			
COMIDAS SEMIELABORADAS, ELABORADAS	152,79	0,57			
Comidas semielaboradas	144,15	2,10			
Comidas elaboradas	158,22	-1,15			
Comidas fuera del hogar	152,34	0,81			
VESTIMENTA Y CALZADO	128,16	3,63	18,26	18,51	0,18
VESTIMENTA	123,27	3,29			
Vestimenta exterior	118,57	3,91			
Vestimenta interior	140,51	-0,04			
Vestimenta de bebé	121,13	2,24			
Tela, hilados y servicios de confecc.	155,48	2,66			
CALZADO Y REPARACION	140,73	4,41			
Calzado	139,98	4,73			
Reparación de calzado	156,66	-1,32			
VIVIENDA	166,30	1,85	20,45	20,66	0,24
ALQUILERES, MANTEN., GTOS. COMUNES	156,83	0,56			
Alquileres brutos	136,01	-0,46			

CARILLA N° 4

de la aplicación de las tarifas vigentes, según parámetros establecidos por el Despacho Nacional de Cargas. Las facturas tendrán frecuencia mensual, con un plazo de pago de 15 (quince) días corridos. La mora e intereses máximos a aplicar serán los mismos que rigen para las tarifas de suministro de energía eléctrica.

Artículo 4

Hasta la constitución de la ADME, las atribuciones y deberes asignados por el Reglamento de Trasmisión a su DNC, serán asumidos por el DNC operado por UTE.

Artículo 5

Comuníquese, publíquese, etc.

BATLLE - SERGIO ABREU - DIDIER OPERTTI - ALBERTO BENSION - CARLOS CAT

Ayuda