



VISTO, el expediente del Registro del Ente Provincial Regulador de la Electricidad de Río Negro N° 25.960/16 caratulado "REGLAMENTACIÓN DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA", y;

CONSIDERANDO:

Que el régimen de introducción de excedentes de energía a la red eléctrica de Distribución procura fijar las condiciones administrativas, técnicas y económicas para el suministro de energía eléctrica de quienes instalen en su red interna un equipamiento de generación eléctrica de origen renovable;

Que dicha reglamentación prevé un régimen de medición con especificaciones técnicas del sistema de medición de energía y potencia, transmisión de datos y comunicaciones para la recolección de información de los Usuarios Generadores con Equipamientos de Generación conectados a la red pública de distribución;

Que dicho procedimiento se podrá materializar a través de un procedimiento que se inicia a través de una Solicitud de Estudio Técnico que implicará por parte de la Empresa Distribuidora la elaboración de ese Estudio para finalizar con la celebración de un Contrato de Conexión;

Que previo al dictado de la presente reglamentación el EPRE consultó a las Distribuidoras Provinciales (CEARC, CEB y EDERSA) en virtud del cual se confeccionó un proyecto de reglamentación tomando en cuenta las consideraciones planteadas por las referidas distribuidoras (Conf. Nota AT05033 - fs.57/58);

Que mediante Nota Interna remitida por el Área Técnica (fs.60) se remite el proyecto de Reglamentación de la "Introducción de Excedentes de Energía a la Red Eléctrica de Distribución" tomando en consideración las conclusiones a las que se arribó en la reunión de ADERE del 15 de Marzo de 2017;

Que una cuestión relevante es la referida a la creación de una comisión de estudios permanentes cuyo fin será estudiar y analizar los diferentes aspectos que pudieran surgir a partir de la implementación del reglamento de generación Distribuida. (Sub Anexo VI). En virtud de ello los actores involucrados podrán ir perfeccionando la normativa de generación distribuida contemplando las propuestas que efectúen las partes interesadas;

Que la reglamentación de la generación distribuida constituye una clara actividad de fomento de energías renovables;

Que bajo esta premisa es decisión del Estado Provincial acompañar la iniciativa nacional de transformar y diversificar la matriz energética provincial. Ello en ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 80 de la Constitución de la





Provincia de Rio Negro;

Que por su parte el marco regulatorio eléctrico provincial en el Artículo 3° de la Ley 2902 declara como de interés general la actividad de generación de jurisdicción provincial;

Que el artículo 6° de la ley 2902 postula: "El Poder Ejecutivo tendrá a su cargo la determinación de las políticas electroenergeticas en el ámbito de la jurisdicción provincial, las que se orientarán a satisfacer el interés general....";

Que para cumplir con lo requerido por la Secretaria de Energía mediante Nota 19/16 (fs.) el Directorio del EPRE cuenta con facultades suficientes, conforme a lo previsto en los Arts. 1, 3, 6 inc. d y e) de la Ley 2902; Arts. 1, 3 inc. a, b, y t), art. 10 inc. g) de la Ley 2986, todo ello en conconcordancia con lo establecido por las leyes Provinciales 4215 y 5139;

Que en virtud de lo dicho corresponde entonces fijar las condiciones administrativas, contractuales, técnicas y económicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica en media y baja tensión, de las instalaciones de producción de energía eléctrica de origen renovable perteneciente a usuarios de dicha red;

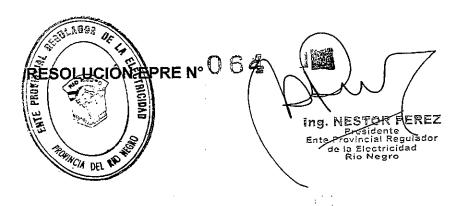
Que a fs. 80/84 se encuentra incorporado el dictamen legal del servicio jurídico permanente de este organismo.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD RESUELVE:

ARTÍCULO 1°: Aprobar el "Reglamento para la Introducción de Excedentes de Energía a la Red Eléctrica de Distribución" que como Anexo único forma parte integrante de la presente resolución.

ARTÍCULO 2°: Notifíquese a las Distribuidoras EDERSA, CEB y CEARC publíquese en la página web de este organismo y en el Boletín Oficial.







Reglamentación de la Introducción de Excedentes de Energía a la Red Eléctrica de Distribución

CAPÍTULO I

OBJETO Y ÁMBITO DE APLICACIÓN

Artículo 1°:Fijar las condiciones administrativas, contractuales, técnicas y económicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica en media y baja tensión, de las instalaciones de generación de energía eléctrica de origen renovable pertenecientes a usuarios de dicha red en cada una de las Áreas de Concesión del Servicio Público de Distribución de Electricidad y Sistemas Aislados.

DEFINICIONES

Artículo 2°: Energía eléctrica de origen renovable: energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovable como la solar, eólica, geotérmica, biomasa e hidráulica y toda aquella que en el futuro sea incorporada a las previsiones previstas por la ley 27.191

SPDE: Servicio Público de Distribución de Electricidad

Equipos de medida: instrumentos para la medición de energía eléctrica.

Distribuidora: Empresa encargada de la distribución de energía eléctrica en cada Área de Concesión de la Provincia de Río Negro.

Sistemas Aislados: Sistema de redes de media o baja tensión que no son atendidos por las concesionarias de distribución que integran el SPDE.

Usuario: titular de un suministro conectado al servicio público de distribución de energía eléctrica.

UGER: titular de un suministro conectado al servicio público de distribución de energía eléctrica que a la vez es titular de una instalación de producción de energía eléctrica de origen renovable.

EPRE: Ente Provincial Regulador de la Electricidad.

CAPÍTULO II

REQUISITOS TÉCNICOS DE LA INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS





Artículo 3º:Será de aplicación al punto de suministro o instalación del UGER lo previsto en la normativa y la reglamentación correspondiente que sea emitida por el EPRE.

Artículo 4º:El UGER dispondrá de los equipos de medida necesarios para la facturación que le resulte de aplicación conforme a la reglamentación que elabore el EPRE.

CAPÍTULO III

CONDICIONES DE CONTRATACIÓN

Artículo 5º:Los UGER que deseen establecer una conexión a la red de una instalación de producción de energía eléctrica de origen renovable, deberán solicitarlo a la DISTRIBUIDORA en el punto de conexión y deberán cumplir con las condiciones y reglamentaciones técnicas específicas aplicables a su exclusivo costo.

Artículo 6º:La DISTRIBUIDORA deberá suscribir un contrato de compraventa de energía con el UGER, que deberá prever: Régimen tarifario, condiciones de calidad de servicio y seguridad publica, previa aprobación del proyecto por parte de esta. Las condiciones de contratación responderán a lo dispuesto en la presente resolución, normas reglamentarias aplicables y los procedimientos específicos que fije el EPRE.

Artículo 7º:El EPRE establecerá el precio que se deberá abonar por la generación de energía eléctrica de origen renovable y la modalidad para las compensaciones y pagos a los UGER.

La cesión de energía generará acrecencias al UGER, sin que desaparezcan sus obligaciones como Usuario demandante de la DISTRIBUIDORA.

Artículo 8º:La reglamentación de la presente resolución determinará los requisitos técnicos y los límites de generación que deberán cumplirse para conectar el equipamiento a las redes de distribución e inyectar la energía a estas. Asimismo, el reglamento contemplará las medidas que deberán adoptarse a los efectos de proteger la seguridad de las personas y de los bienes y la seguridad y continuidad del suministro prestado por la DISTRIBUIDORA de energía eléctrica; las especificaciones técnicas y de seguridad que deberá cumplir el equipamiento requerido para efectuar las inyecciones.

La DISTRIBUIDORA deberá velar para que la habilitación de las instalaciones para inyectar energía a la respectiva red de distribución, así como cualquier modificación realizada a las mismas que implique un cambio relevante en las magnitudes esperadas de inyección o en otras condiciones técnicas, cumplan con las exigencias establecidas por el reglamento.





En ningún caso podrá la DISTRIBUIDORA condicionar la habilitación o modificación de las instalaciones a exigencias distintas a las dispuestas por el reglamento o por la normativa vigente y/o por las reglas del buen arte. Corresponderá al EPRE fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el presente artículo y resolver fundamentalmente los reclamos y las controversias suscitadas entre la DISTRIBUIDORA y los UGER que hagan o quieran hacer uso del derecho de inyección de energía.

CAPÍTULO IV

PROMOCIÓN Y FOMENTO

Artículo 9°: La Secretaria de Energía de la Provincia de Río Negro propiciará la creación de líneas de créditos especiales y a largo plazo a través del Estado Provincial. El EPRE, juntamente con las DISTRIBUIDORAS adoptarán las acciones de difusión para comunicar la posibilidad de la conexión a la red de distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica de origen renovable, como así también de las líneas de financiación para la adquisición de los equipos de generación.

CAPITULO V

SUB ANEXOS

Sub Anexo I: Reglamento de las Condiciones Técnicas para la Introducción de Excedentes de Energía a la Red Eléctrica de Distribución.

Sub Anexo II: Solicitud de Estudios Técnicos para los Equipos de Generación.

Sub Anexo III: Especificaciones Técnicas de la Medición y Comunicación.

Sub Anexo IV: Condiciones de Facturación.

Sub Anexo V: Especificaciones Técnicas para la Operación de los Equipos de Generación.

Sub Anexo VI: Comisión Permanente.



SUB ANEXO I

REGLAMENTO DE LAS CONDICIONES TÉCNICAS PARA LA INTRODUCCIÓN DE EXCEDENTES DE ENERGÍA A LA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCION

INTRODUCCIÓN

El presente reglamento establece:

- I. Disposiciones Generales.
- II. Definiciones.
- III. Procedimiento y Metodología para la Formalización de Solicitudes, Requerimiento de información y Conexión a la Red de Distribución.
- IV. Requisitos Técnicos de la Interconexión. Limites a la Instalación. Operación del Equipamiento de Generación.
- V. Condiciones de Medición y Facturación.

CAPITULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Articulo 1º.- Los UGER del servicio público de distribución de energía eléctrica podrán introducir los excedentes de energía eléctrica a la red de distribución pública, en un todo de acuerdo a las condiciones técnicas que establece el presente reglamento.

Artículo 2°.- Las disposiciones del presente reglamento se aplicarán a:

- a) Los UGER de las categorías establecidas en el régimen tarifario vigente, que dispongan de Equipamiento de Generación a partir del aprovechamiento de fuentes de energía renovables y/o cualquier otra forma de generación eficiente, que pretendan introducir excedentes de energía eléctrica a la red de distribución a través de sus respectivos puntos de conexión.
- b) Las Empresas Distribuidoras y Sistemas Aislados

Artículo 3°.- A los efectos de este reglamento, las fuentes de energías a utilizar por los Equipamientos de Generación son los siguientes:

- Instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes renovables tales como: eólica, solar, geotérmica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y el aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctrica de los ríos, canales y demás cursos de agua pública (según Leyes Nacionales N° 26.190/2016 y 27.191/2015 y/o las que en el futuro las modifiquen y/o complementen).
- Otras instalaciones de generación eficiente: Se entiende como tal al proceso de generación que posea un rendimiento eléctrico que pueda ser definido como eficiente según el EPRE.





Articulo 4°.- La instalación de Equipamiento de Generación por parte de un UGER no afecta su condición de Usuario del servicio público de distribución de energía eléctrica, y por tanto le son aplicables todos los derechos y obligaciones que conforman el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial.

Artículo 5°.- Los Equipamientos de Generación del presente reglamento deberán cumplir con el Sistema Nacional de Normas de Calidad y Certificación, las dictadas por el IRAM (Instituto Argentino de Normalización y Certificación), AEA (Asociación Electrotécnica Argentina), Normas IEC (International Electrotechnical Commission), IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) y/u otras normas vigentes y futuras. Los equipamientos de Generación deberán estar aprobados por la Comisión de estudios permanente definida en Sub Anexo VI del presente Reglamento.

Artículo 6°.- La capacidad instalada del Equipamiento de Generación que se pretenda conectar a una red de distribución, estará sujeta a las limitaciones respecto a la capacidad del punto de conexión y aquellas a las que se refiere el art. 30° de este reglamento.

Articulo 7°.- Las Empresas Distribuidoras deberán permitir y facilitar la conexión de Equipamientos de Generación a sus redes, sin perjuicio del cumplimiento de las exigencias de seguridad y calidad que imponen las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones del Contrato de Concesión, y las que surjan del presente reglamento y demás normativa complementaria.

Articulo 8°.- El UGER que posea un Equipamiento de Generación conectado a la red y en operación será responsable de mantener la instalación interna en perfectas condiciones de funcionamiento, en igual modo los dispositivos de protección y conexión.

Artículo 9°.- Las Empresas Distribuidoras no podrán imponer al UGER condiciones técnicas de conexión u operación que se aparten a las dispuestas en este Reglamento y en las normas técnicas a que éste se refiere.

CAPITULO II

DEFINICIONES

Artículo 10°.- A los efectos del presente reglamento se utilizarán las siguientes definiciones, sin perjuicio de las contenidas en la Ley 2902 Y 2986 y sus reglamentaciones, Decreto N° 1008/16 y demás normativas vigentes aplicables:

Autoridad de Aplicación: es el Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE) creado por la Ley Nº 2986.

Capacidad Instalada del Equipamiento de Generación: Corresponde a la suma de la potencia nominal de la/s Unidad/es de Generación que conforman el Equipamiento de Generación instalado por un UGER, expresada en KiloWatts.

Capacidad Instalada de la Empresa Distribuidora: Corresponde a la capacidad máxima que la Distribuidora puede permitir inyectar en el punto de conexión del UGER.

Generación Eficiente: Es el proceso de generación que posea un rendimiento eléctrico que pueda ser definido como eficiente según el EPRE.





Contrato de Conexión (CC): Es el acuerdo celebrado entre la Empresa Distribuidora y UGER a través del cual se establecen las condiciones técnicas y económicas para la introducción de excedentes de energía eléctrica a la red de distribución pública.

Costos de Conexión: Son los costos inherentes al punto de conexión, relacionados con las obras e infraestructura eléctrica, que debe pagar el UGER para realizar la conexión física a la red de distribución, a los efectos de introducir los excedentes de energía eléctrica.

Empresa Distribuidora: Es la empresa concesionaria del servicio público de distribución de energía eléctrica conforme lo define el marco regulatorio eléctrico provincial.

Equipamiento de Generación: Es la unidad o conjunto de unidades de generación y demás elementos necesarios para su instalación y además las protecciones y dispositivos para su operación, control y medición, vinculados a la red de distribución a través del punto de conexión.

Estudio de las Condiciones Técnicas para la introducción de excedentes (ECT): Es el estudio realizado por la Empresa Distribuidora. Contiene los resultados de la evaluación de la Solicitud de Estudio Técnico formulada por un UGER, para vincularse a la red de distribución, confeccionada en los términos y alcances que establece este reglamento.

Frecuencia Nominal: Es la frecuencia nominal admitida con un valor de cincuenta (50) Hz.

Flujo Preponderante: Es el flujo natural de la energía eléctrica que fluye desde las redes de Distribución hasta los UGER conectados a dichas redes.

Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones: Estas normas especifican la calidad del producto técnico, servicio técnico y comercial de la distribución de energía eléctrica, según lo dispone cada anexo sobre el tema específico en las respectivas Concesiones.

Punto de Conexión: Es el lugar físico de la red de distribución de energía eléctrica en el que se conecta un UGER.

Sistema Nacional de Normas de Calidad y Certificación: Es un sistema destinado a brindar instrumentos confiables a nivel nacional e internacional para las empresas que voluntariamente deseen certificar sus sistemas de calidad, productos, servicios y procesos a través de un mecanismo que cuente con los organismos de normalización, acreditación y certificación, integrados de conformidad con las normas internacionales vigentes.

Solicitud de Estudio Técnico (SET): Es la presentación formalizada por un potencial UGER ante la Empresa Distribuidora a fin de que esta última lleve adelante un estudio de las condiciones técnicas a fin de introducir excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, confeccionado en los términos y alcances que establece este reglamento.

Solicitud de Conexión (SC): Es la presentación realizada por el UGER ante la Empresa Distribuidora a fin de formalizar el contrato de conexión, confeccionado en los términos y alcances que establece este reglamento.

Unidad de Generación: Equipo generador eléctrico que posee dispositivos de accionamiento o conversión de energía propios,



UGER: es el usuario titular de un suministro conectado al servicio público de distribución de energía eléctrica que a la vez es titular de un Equipamiento de Generación eléctrica con fuente de energía renovable o que posee instalaciones de generación eficiente.



CAPITULO III

PROCESO DE LA SOLICITUD Y CONEXION A LA RED DE DISTRIBUCION

Articulo 11°.- El UGER que pretenda introducir sus excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, deberá presentar una Solicitud de Estudio Técnico (SET) ante la Empresa Distribuidora respectiva.

Dicha solicitud contendrá expresamente la intención de introducir excedentes de energía eléctrica a la red publica de distribución, aportando a tal efecto la información descripta en el presente reglamento, el cual deberá ser confeccionado y suscrito por un profesional que cumpla las condiciones del art. 20°.

Artículo 12°.- Las Empresas Distribuidoras deberán mantener actualizada y a disposición de los UGER la información técnica de sus instalaciones que les sea requerida por éstos últimos. Esta información técnica incluye la capacidad de inyección a la red de distribución que no implique obras adicionales, así también proporcionar al UGER la potencia de cortocircuito tripolar y unipolar a los efectos de los estudios eléctricos.

Artículo 13°.- La SET podrá ser objeto de observaciones por parte de la Empresa Distribuidora las que versarán exclusivamente sobre los siguientes aspectos:

- a) Basar la SET en información incompleta o errónea, en los términos de lo exigido por el reglamento, para proceder a la conexión del Equipamiento de Generación.
- b) No corresponderse el Equipamiento de Generación en lo indicado en el articulo 3°, 5° y 29° del reglamento.

En el caso que se requiera la presentación de documentación adicional por parte del UGER, la Empresa Distribuidora lo solicitará por escrito.

La recepción de la SET por parte de la Empresa Distribuidora, y vencido el plazo de diez (10) días hábiles sin nuevas observaciones y requerimientos, implicará automáticamente la formalización de la SET.

Artículo 14°.- Cumplidos los pasos anteriores la Empresa Distribuidora correrá vista de la SET al EPRE con traslado de la documentación acompañada a los efectos de lo establecido en la Ley Nº 2986.

Artículo 15°.- Efectivizada la vista del EPRE, y no habiendo objeciones por parte de este, lo comunicará formalmente a la Empresa Distribuidora dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes. A partir de ello La Distribuidora deberá proceder a la elaboración del Estudio de las Condiciones Técnicas para la Introducción de Excedentes (ECT).

Articulo 16°.- El ECT deberá desarrollar como mínimo los siguientes aspectos:

- La ubicación georeferenciada del punto de conexión a la red publica de distribución y sus características.
- La capacidad máxima del suministro en Kw.;
- La capacidad máxima de conexión establecida para la respectiva red de distribución o para el sector de ella dónde se ubicará el Equipamiento de Generación (EG), que no requiera de obras





adicionales.

4. Contemplar el estudio de penetración de las corrientes de falla en el sistema de la Empresa Distribuidora.

Artículo 17°.- La Empresa Distribuidora contará con un plazo de diez (10) días hábiles para la realización del ECT, prorrogable por otros diez (10) días más y debidamente justificado.

Concluido el ECT la Empresa Distribuidora notificará el resultado y lo pondrá a disposición del UGER, remitiendo copia al EPRE para su debida toma de conocimiento y control de formalidades.

Artículo 18°.- El UGER podrá solicitar a la Empresa Distribuidora que reconsidere el resultado que surja del ECT, ello en un plazo no superior a diez (10) días hábiles desde la fecha de notificación del mismo, debiendo adjuntar nuevos antecedentes para habilitar la instancia revisora.

La Empresa Distribuidora tendrá un plazo de cinco (5) días hábiles para responder al pedido de reconsideración solicitado por el UGER.

Si en función de lo anterior resulta la modificación de la ECT, la Empresa Distribuidora deberá remitir al EPRE copia del mismo para su conocimiento.

En el caso que la Empresa Distribuidora no de respuesta al planteo del UGER de reconsiderar el resultado de la ECT, o que dicha respuesta sea negativa, este último podrá recurrir al EPRE a fin de resolver las divergencias en el marco de lo establecido en la Ley 2986, Ley 7.549 y la Ley de Procedimiento Administrativo (3.909).

Artículo 19°.- El ECT tendrá una vigencia de seis (6) meses desde la fecha en que sea notificado al UGER o desde la notificación de la resolución favorable del EPRE a la conexión del Equipamiento de Generación.

Artículo 20°.- El UGER deberá acreditar que el Equipamiento de Generación, que se vinculará a la red de distribución, haya sido instalado por un profesional matriculado en el Consejo Profesional de Ingeniería de RIO NEGRO o, para el caso de una persona jurídica, una empresa debidamente autorizada y habilitada para esto tipo de actividades por las autoridades competentes, a fin de que se cumplan las normas técnicas vigentes y las condiciones para evitar peligro en las personas o daño en las cosas. La comisión de estudio Permanente definida en Sub Anexo VI del presente Reglamento tendrá un registro de las personas habilitadas para realizar la instalación y las gestiones ante la empresa distribuidora.

Para casos de modificación, mantenimiento y reparación del Equipamiento de Generación, sus ejecutores deberán cumplir con los requisitos del párrafo anterior.

En todos los casos el Equipamiento de Generación a vincularse a la red pública de distribución no podrá tener una antigüedad mayor de tres (3) años, salvo autorización de la Empresa Distribuidora.

Artículo 21°.- La instalación de un Equipamiento de Generación y sus elementos asociados deberá contar con la habilitación y/o permiso expedido por la autoridad municipal y la inspección realizada por la Empresa Distribuidora, cada uno en el marco de sus respectivas incumbencias.

Artículo 22°.- Emitido el ECT, con dictamen favorable de la Empresa Distribuidora o en su caso por el EPRE, el UGER estará en condiciones de presentar la Solicitud de Conexión (SC), especificando lo siguiente: Página 9 de 42



Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULÁDOR DE LA ELECTRICIDAD

- a) El nombre del titular, CUIT-CUIL, domicilio, identificación del suministro, escritura del inmueble y/o cualquier otro documento que lo vincule jurídicamente al inmueble.
- b) La potencia máxima del Equipamiento de Generación.
- c) Tipo de Equipamiento de generación.
- d) La individualización del Instalador.
- e) Memoria técnica de la instalación.
- Número de identificación del ECT dado por la Empresa Distribuidora.

Artículo 23°.- Dentro del plazo de cinco (5) días hábiles contados desde el ingreso de la SC en la oficina de la Empresa Distribuidora, esta última y el UGER deberán firmar un Contrato de Conexión.

Artículo 24°.- La Empresa Distribuidora y el UGER suscribirán un Contrato de Conexión, que establezca los derechos y obligaciones de las partes, el que deberá presentarse para su homologación y registro ante el EPRE durante los primeros quince (15) días de su vigencia. Dicho contrato deberá contener como mínimo las siguientes especificaciones:

- 1. Identificación de las partes.
- 2. Objeto.
- 3. Alcance.
- 4. Fuente de energía primaria aprovechada.
- 5. Potencia Instalada del Equipamiento de Generación.
- 6. Certificación del equipo.
- 7. Punto de conexión.
- 8. Duración del acuerdo.
- 9. Condiciones de operación y mantenimiento del Equipamiento de Generación.
- 10. Fecha de conexión.
- 11. Causas de rescisión del contrato de conexión.
- 12. Medición.
- 13. Facturación.
- 14. Acceso a la información.
- 15. Solución de conflictos.

Artículo 25°.- La Empresa Distribuidora procederá a efectuar la conexión del Equipamiento de Generación dentro de los plazos indicados en el contrato de conexión.

Artículo 26°.- En caso que al momento de realizar la conexión se detectara apartamientos de lo indicado en el ECT u otra condición que surgiera de lo establecido en el Art. 21°, la Empresa Distribuidora podrá oponerse a la realización de la conexión con debido fundamento técnico.

En su caso, la Empresa Distribuidora otorgará al UGER un plazo de diez 10) días hábiles para que éste efectúe las correcciones que le fueran indicadas. De persistir o aparecer nuevas condiciones de rechazo, se dejará sin efecto el contrato de conexión, en cumplimiento de la cláusula de rescisión por defectos al momento de la conexión.

La Empresa Distribuidora deberá comunicar al EPRE la rescisión del contrato de conexión acompañando los fundamentos técnicos que dieron lugar.

El UGER podrá denunciar la oposición a la conexión ante el EPRE, el que resolverá sobre la misma.



CAPITULO IV

REQUISITOS TECNICOS DE LA INTERCONEXION. LIMITES A LA INSTALACION. OPERACION DEL EQUIPAMIENTO DE GENERACIÓN.

Artículo 27°.- El cumplimiento de los requisitos que se establecen en esta reglamentación tiene como objetivo garantizar que el Equipamiento de Generación, que se conecte a la red, no afecte la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica o sistema aislado.

Las maniobras de puesta en servicio y de conexión del Equipamiento de Generación a la red sólo podrán ser efectuadas por la Empresa Distribuidora.

Artículo 28°.- Conforme se estableció en el Capitulo I Art. 5° del presente reglamento, el Equipamiento de Generación, que se vinculará a la red pública de distribución o aislado, deberá cumplir con el Sistema Nacional de Normas de Calidad y Certificación, las dictadas por el IRAM, AEA (Asociación Electrotecnica Argentina), Normas IEC, IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) y/u otras normas vigentes y futuras. El mismo deberá estar aprobados por la Comisión de estudios permanente definida en Sub Anexo VI del presente Reglamento. En particular los inversores empleados en generación fotovoltaica deberá cumplir la Norma IRAM 210013-21.

El EPRE fiscalizará y controlará el estricto cumplimiento de lo establecido anteriormente, debiendo el titular del Equipamiento de Generación facilitar la auditoria del mismo y sus elementos asociados.

Artículo 29°.- El Equipamiento de Generación debe reunir básicamente lo siguiente: dispositivos de protección y maniobra, niveles de tensión y perturbaciones admitidas y factor de potencia, por nivel de tensión y tipo de energía primaria aprovechada, especificados en el Sub Anexo II del presente reglamento.

Artículo 30°.- La capacidad instalada para un Equipamiento de Generación, debe ser siempre menor o igual a la capacidad máxima del suministro. Ello resultara de cálculos realizados por la Empresa Distribuidora en ocasión de ECT, a partir de un conjunto de parámetros de la red eléctrica de donde se solicita la conexión y del Equipamiento de Generación en cuestión.

Artículo 31°.- Para efectos de lo establecido en el Art. 30°, la contribución del Equipamiento de Generación al flujo preponderante deberá ser tal que este último siempre circule desde el transformador asociado en dirección al consumo.

Articulo 32°.- La operación del Equipamiento de Generación en condiciones normales de funcionamiento debe ser coordinada entre la Empresa Distribuidora y el UGER, y previamente establecida en el contrato de conexión.

Artículo 33°.- Toda maniobra que involucre la desconexión de un Equipamiento de Generación así como su mantenimiento o reparación, deberá ser coordinada entre la Empresa Distribuidora y el UGER, siempre que no altere las condiciones técnicas fijadas en el Contrato de Conexión.

Articulo 34°.- Previo a toda modificación del Equipamiento de Generación, que implique una alteración en las condiciones establecidas en el Contrato de Conexión, el UGER deberá informar a la Empresa Distribuidora a través del procedimiento contemplado para la tramitación de una SET.

Artículo 35°.- El UGER es responsable de la operación y mantenimiento de las instalaciones internas Página 11 de 42

4



vinculadas al Equipamiento de Generación.

Artículo 36°.- La Empresa Distribuidora es responsable de operar y mantener la red pública de distribución de energía eléctrica.



CAPITULO V

CONDICIONES DE MEDICION Y FACTURACIÓN

Artículo 37°.- La medición de energía eléctrica de las instalaciones de un UGER debe contemplar un sistema de medición de energía y potencia, un sistema de registro y transmisión de datos y un sistema de comunicaciones para recolección de información, cuyas especificaciones técnicas se definen en el Sub Anexo III que forma parte del presente reglamento. (Tener en cuenta que cuando un usuario común se transforma en UGER deberá pagar la variación de costos producto de los sistemas de medición que se exigen.)

La Empresa Distribuidora es la responsable del funcionamiento de la medición.

Artículo 38°.- La facturación se hará de acuerdo a la categoría tarifaria que corresponda al suministro y de acuerdo a los valores del cuadro tarifario vigente al momento del período facturado según las especificaciones del Sub Anexo IV.

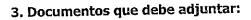
Articulo 39°.- Cuando en el período a facturar, el UGER hubiere volcado excedentes de energía eléctrica a la red de distribución, estos serán valorizados al precio que resulte de la asignación del costo de abastecimiento en el cuadro tarifario de la categoría correspondiente de la Empresa Distribuidora, conforme a las especificaciones que se definen en el Sub Anexo IV que forma parte del presente reglamento, sin perjuicio de los incentivos y/o beneficios que como política electro energética fije la Autoridad de Aplicación o la Secretaria de Energía de Río Negro.



SUB ANEXO !!

SOLICITUD DE ESTUDIO TÉCNICO EQUIPOS DE GENERACIÓN (SET)

1.Datos del Usuario/Generador (UGER):
Nombre: En caso de representación acompañar poder/instrumento legal habilitante
Domicilio:
Localidad:Departamento:
Teléfono:Correo electrónico:
Identificación del Suministro:
2.Información del Equipamiento de Generación:
2.1 Lugar de Emplazamiento:
2.2 Fuentes de Energía: (Marcar la que corresponda)
Hidráulica Eólica Biomasa Solar Geométrica Otra
2.3 Memoria Descriptiva y Especificaciones Técnicas:
Número de Unidad/es Generador/es: Punto de conexión sugerido
Potencia Total del Equipamiento de Generación:kW Tensión de Generación:k
Longitud de la línea de conexión:Km. Km. Tensión de la línea de conexión:k
2.4 Datos del instalador habilitado para la conexión interna del Equipamiento de Generación y Protección:



3.1. Acreditación de representación legal, en caso de corresponder.

3.2 Mapa cartográfico a escala 1:50.000 que defina con precisión la ubicación del Equipamiento de Generación, trayectoria de la línea de conexión, punto de conexión sugerido, con toda la información que sea necesaria, incluyendo coordenadas geográficas.

Nombre:......Documento:.....





Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULÁDOR DE LA ELECTRICIDAD

- 3.3 Esquema unifilar del Equipamiento de Generación , incluyendo dispositivos de protección previstos.
- 3.4 Información de parámetros eléctricos de los elementos.
 - Equipo de Generación (Voltaje (kV), Potencia Nominal (kVA), Potencia Activa (kW), Potencia reactiva, etc.):
 - Transformador (Potencia Nominal (kVA). Voltaje Nominal Primario (kV), Voltaje Secundario (kV), impedancias, grupo de conexión);
 - Línea de Conexión (Capacidad de Conducción (A), sección, material, resistencia y reactancia);
 - Otros que sean necesarios para realizar estudios eléctricos.
- 3.5 Copia del estudio de impacto ambiental, en caso de corresponder.

LUGAR Y FECHA:			
Firma del UGER	Firma del Instalador		



SUB ANEXO III ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA MEDICIÓN Y COMUNICACIÓN

A. OBJETIVO

El objetivo del presente Sub Anexo es establecer las especificaciones técnicas del sistema de medición de energía y potencia registro, transmisión de datos y comunicaciones para la recolección de información de los UGER.

B. DEFINICIONES GENERALES

Punto de Venta: es el conjunto de elementos conformado por gabinete, medidor y acometida.

Línea Municipal: es el limite físico establecido catastralmente por el Municipio correspondiente para la instalación del punto de venta.

Medidor: es el instrumento homologado por organismos competentes instalado en el punto de venta de cada UGER.

C. SISTEMA DE MEDICION

C.1.ESPECIFICACIONES GENERALES DEL SISTEMA DE MEDICION

El equipo de medición previsto para la interconexión de la instalación de un UGER será a través de medidor trifásico instalado en el punto de venta .

Dicho medidor deberá ser electrónico de corriente alterna de estado sólido, para energía activa (kWh) clase 1 o inferior y energía reactiva (kVArh) clase 2 o inferior. Además registrara el consumo y potencias, suministrado, recibido, suministrado+recibido y suministrado—recibido (4cuadrantes); con capacidad de configuración multitarifa o múltiples tramos horarios y registro de demanda en bloques programables en 5, 15, 30 o 60 minutos.

Para medición directa deben ser de tensión nominal 3x380/400 V.C.A., sistema de conexión 3 fases/4 hilos, 50Hz de frecuencia, Corriente Nominal = 5 A., Corriente Máxima=120 A. Corriente de Arranque=20 mA.

Para la medición semidirecta e indirecta el rango de corrientes deberá ser 5 - 10A.

Deberá poseer aislación, grado de protección/estanqueidad (IP53).

Debe contar con led emisor de puisos para contraste, de gama roja. (salida con fototransistor).

C.2 ELEMENTOS SECCIONADORES

El medidor instalado en el punto de venta deberá contar con relé del corte por demanda integrados a los mismos con capacidad de ser telecomandados.

Página 16 de 42



C.3 COMUNICACIÓN

El medidor instalado en el punto de venta deberá contar con modulo de comunicación integrado a definir por la Distribuidora en cada caso, a saber: PLC (Power Line Comunication), GPRS,RF (900hz),LAN/WLAN.

Los protocolos de comunicación deberán garantizar la veracidad y homogeneidad entre los datos almacenados internamente en el medidor y el que llega a la base de datos comercial de la Distribuidora.

C.4 NORMATIVA

Los medidores instalados deberán cumplir con ensayo de recepción y tipo homologado por el INTI, así como también la Res 92/98 (de la Ex Secretaria de Industria, Comercio y Minería) y la que en el futuro la modifique o reemplace.

Todos los medidores comercializados en el área de concesión de cada Empresa Distribuidora deberán tener su certificado de primitiva acorde a lo establecido en la Ley de Metrología Legal según Res 90/12 de la Secretaria de Comercio del interior y la que en futuro la modifique o reemplace.





SUB ANEXO IV

Condiciones de Facturación.

A. Objetivo

El objetivo del presente subanexo es fijar las condiciones y metodologías para la facturación de los consumos y excedentes de energía eléctrica que podrían volcar los UGER.

B. Definiciones Generales

Categorías Tarifarias: son las definidas en el régimen tarifario vigente para cada una de las prestadoras del Servicio Publico de Distribución Energía Eléctrica Provincial.

Régimen Tarifario: es el régimen previsto en los correspondientes Contratos de Concesión de las empresas prestadoras del servicio eléctrico.

Energía Demanda (Ed): es la energía (en kWh) en el periodo de lectura, que se registra en el medidor, que consume el UGER de la red de distribución del prestador.

Energía Ofrecida (Eo): es la energía (kWh) en el periodo de lectura, que se registra en el medidor, que es entregada por el UGER a la red de distribución del prestador.

Crédito por Energía ofrecida a la red (CEo): es la energía entregada a la red , valorizada en pesos (\$) del UGER, en el periodo de lectura correspondiente.

Cuadro Tarifario (CT): es el cuadro aprobado por el EPRE para el periodo que se factura. A los efectos de la facturación de los UGER de consideraran los cargos tarifarios definidos en el mismo.

Cuenta de Energía (CE): es la cuenta a través de la cual se contabilizan las transacciones físicas y económicas correspondientes al mecanismo de crédito y debito de un UGER.

Factura UGER (Fuger): es la emitida por la prestadora a un UGER en el periodo de lectura correspondiente incluyendo tasas e impuestos.

Mecanismo de Compensación (MDC): es el mecanismo a través del cual se realizan las compensaciones entre la Ed, Eo y los CEo.

Periodo de Facturación (PF): es el periodo para el cual se le factura a un UGER (mensual/bimestral) según su categoría tarifaria.

Cargo Fijo por UGER (CFuger): es un cargo fijo que se cobra al UGER y que remunera los costos de operación y mantenimiento extras en que incurre la Distribuidora para atender a este tipo de usuario en relación con un usuario que no inyecta energía a la red, en tareas tales como la evaluación de proyecto, inspección de instalaciones, puesta en servicio, maniobras acicionales ante intervención en línea de BT o MT según corresponda y según defina la comisión de estudios permanentes definida en el Sub Anexo VI del presente Reglamento.





Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

C. Metodología de Facturación

La metodología de facturación se basará en un mecanismo de medición que contabiliza la energía demanda (Ed) y la energía ofrecida (Eo) por un UGER, en el periodo de lectura correspondiente y a los fines de la emisión de una única factura por parte de la prestadora.

D. Proceso de Facturación.

- a. La empresa Distribuidora habilitara para cada UGER una cuenta de Energía (CE) asociada al suministro, en la cual se contabilizará la energía demandada (Ed), energía ofrecida (Eo) y los créditos de energía volcada a la red (CEo) a través del mecanismo de compensación (MDC).
- b. El MDC se activará cuando el saldo de la Fguger sea negativo, dicho saldo tendrá una validez para compensar consumos demandados por un año.
- c. La medición será a través del sistema de medición que reúna las condiciones de Sub Anexo III.
- d. La empresa Distribuidora calculara la factura para el UGER (Fuger), en cada periodo de facturación que corresponda, considerando para la Ed los cargos tarifarios definidos en el **punto** E y para la Eo los cargos del **punto** F.
- e. La categoría tarifaria en la que se encuadrará al UGER debe estar en función de la modalidad que adopte ya sea demandante u oferente:
 - ✓ Cuando la diferencia de la Ed vs Eo es mayor o igual a cero, el encuadre de la categoría será el que resulte de considerar la Ed.
 - Cuando la diferencia de la Ed vs Eo sea menor que cero, el encuadre de la categoría será el que resulte de considerar la Eo.
 - En el caso de los T2, la categoría a aplicar estará en función del nivel de tensión y de la máxima potencia que resulte entre la demandada y la ofertada por el UGER.
 - ✓ El régimen de Declaración trimestral no es aplicable.

Si el valor monetario de la Fuger es negativo, la Empresa Distribuidora reconocerá este valor como credito por un periodo de doce (12) meses o seis (6) bimestrales siguientes

E. Cargos Tarifarios Considerados para la Energía Demandada.

Los cargos a considerar para la energía demandada por el UGER serán los aprobados por la autoridad de aplicación en el cuadro tarifario para el periodo correspondiente.

E.1 Caso de categorías T1:

Los consumos de Ed serán facturados a sus correspondientes Cargos Fijos y Variables del CT.

E.2 Caso de categorías T2:

Los consumos de Ed por banda horaria, Potencia Máxima y Potencia Declarada, serán facturados por sus respectivos cargos del CT.

F. Cargos Tarifarios Considerados para la Energía Ofrecida

Los cargos a considerar para la energía ofrecida por el UGER serán los aprobados por la autoridad de aplicación en el cuadro tarifario para el periodo correspondiente, con la salvedad que la Distribuidora deberá calcular internamente para cada cargo variable tarifario de los T1 la componente que proviene del costo de

Página 19 de 42



Provincia de Río Megro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

abastecimiento (CA) y del valor agregado de distribución (VAD) por separado. Siendo la parte del Cargo Variable por CA la diferencia en entre el Cargo Variable Total y el Cargo variable por el VAD. Este ultimo es fijado por la autoridad de aplicación en oportunidad de cada revisión tarifaria. (CV_{cat} = CV_{VAD-cat}+ CV_{CA-cat}) El Cargo Fijo por UGER (CFuger) será estudiado por la comisión de estudio permanente definida en el subanexo IV y fijado mediante resolución por la autoridad de aplicación.

F.1 Caso de Categoría T1:

Los consumos de Eo serán facturados por la componente del VAD de Cargo Variable (CV_{VAD-cat}), siendo la componente de abastecimiento de dicho Cargo Variable el Crédito por Eo (CEo) mas el CFuger.

F.2 Caso de categorías T2:

Los consumos de Eo por banda horaria serán facturados al precio de Energía en la banda que corresponda, siendo este el Crédito por Eo (CEo) mas el CFuger.

G. Ejemplos de facturación

G1. UGER Residencial con Ed= 200 kWh/bim y Eo=100 kWh/bim.

Por ejemplo si consideramos el CT de Mayo 2016 de la Distribu dora EdERSA resulta para la categoría T1R1r.m: CF_{T1R1}= 33,97; CV_{T1R1}= 0,828; CV_{VAD-T1R1}= 0,164; CV_{CA-T1R1}= 0,664

Fuger (\$) = 33,97+ 0,828 * 200 + 0,164 * 100 - 0,664 * 100 + CFuger = \$149,57+ CFuger

G2. UGER General con Ed= 0 kWh/bim v Eo=1500 kWh/bim

Por ejemplo si consideramos el CT de Mayo 2016 de la Distribuidora EdERSA resulta para la categoría 1 T1G2.1r.t: CF_{T1G2.1} = 87,85; CV_{T1G2.1} = 0,888; CV_{VAD-T1G2.1} = 0.2163; CV_{CA-T1G2.1} = 0,6714

Fuger (\$) = 87,85+ 0,2163 * 1500 - 0,6714 * 1500 + CFuger = \$ -594,8 + CFuger

G3. UGER T2 BT con

Ed= 4000 kWh/mes (Edpico = 833,3; Edvalie = 2166,6; Edresto = 1000);

Eo= 8000 kWh/mes (Edpico = 0; Edvalle= 0; Edresto= 8000);

Pmax = 15KW y

Pdec = 28KW

Por ejemplo si consideramos el CT de Mayo 2016 de la Distribuidora EdERSA resulta para la categoría T2N_1BTr:

CGC

CGC T2

\$/mes

271,97

Página 20 de 42



Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

CUR	CARGO USO DE RED	\$/kW-mes	78,89
CPOT	CARGO POTENCIA EN PUNTA	\$/kW-mes	1,60
CUST	CARGO TRANSP. OTROS AGENTES	\$/kW-mes	5,07
CEP	CARGO ENERGIA (P)	\$/kWh	0,634
CER	CARGO ENERGIA (R)	\$/kWh	0,679
CEV	CARGO ENERGIA (V)	\$/kWh	0,643

Fuger (\$) = 271,97 + 78,89*28 + 1,60*15 + 5,07*15 + 833,3*0,634 + 1000*0,679 + 2166,6*0,643 - 0,679*8000 + CFuger = = \$ -250 + CFuger



SUB ANEXO V

ESPECIFICACIÓNES TÉCNICAS PARA LA OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE GENERACION.

CONDICIONES GENERALES

A. Objetivo

and the second of the second o El objetivo del presente Sub Anexo es fijar las condiciones técnicas a cumplimentar por los UGER para operar un Equipamiento de Generación (EG) en paralelo con la red publica de distribución, abasteciendo total o parcialmente su demanda.

B. Operación

La operación del Equipamiento de Generación (EG) solamente se realizara en paralelo.

C. Consideraciones Generales

Para el acoplamiento en paralelo, el EG deberá contar con un sistema de sincronismo automático, para acoplarse o desacoplarse de la red. Durante el proceso de sincrónización la variación transitoria de tensión en la red deberá ser inferior al 5% del valor preexistente.

Durante la marcha en paralelo, el EG no debe regular tensión ni frecuencia en el punto de conexión, ni debe causar un apartamiento del rango de valores admisibles de dichas variables.

El factor de potencia, de la energía suministrada por el EG a la red, debe ser lo mas próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,95 cuando el EG trabaje a potencias superiores al 25% de su potencia nominal.

El esquema de puesta a tierra del EG no deberá provocar sobre tensiones que excedan el rango admisible del equipamiento conectado a la red, a fin de evitar algún grado de afectación en el proceso de coordinación de la aislación. Asimismo, no deberá afectar la coordinación de la protección de sobrecorriente de tierra dentro del sistema de la red eléctrica.

Durante la marcha en paralelo, la capacidad de las instalaciones de la red de la Empresa Distribuidora no deberá ser superada como consecuencia de la incorporación del EG, tanto en condiciones normales como transitorias y/o temporarias (de cortocircuito), según surge del Art. 16° del Capítulo III del Sub Anexo I.

El funcionamiento del EG no deberá provocar daños en la red, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la formativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento del EG no deberá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal propio ni de terceros de la Empresa Distribuidora y en general preservar la seguridad de las personas y los bienes.

El sistema de interconexión de la red de distribución al UGER deberá tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (EMI) del ambiente, de acuerdo a la Norma IEEE C37.90.2-1995 o la que en el futuro la modifique o reemplace. La influencia de la EMI no deberá provocar cambios de estado u

Página 22 de 42



Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

operación incorrecta del sistema de interconexión.

La Empresa Distribuidora comunicará al UGER las protecciones necesarias como así también los valores de regulación y ajuste de las protecciones del EG. Cualquier irregularidad en estos aspectos provocara la desconexión del EG con la red eléctrica.

La calidad de la potencia invectada por el EG deberá responder a la normativa vigente establecida por el EPRE en cuanto a la limitación de la invección de componente de corriente continua, flicker y armónicos.

En caso que existan perturbaciones a la red de distribución, incumpliendo el EG los limites de compatibilidad electromagnética, o de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto establecido en la normativa aplicable, la Empresa Distribuidora, previa presentación de las pruebas, podrá solicitar al EPRE la autorización para exigir la eliminación de las causas y en ultima instancia desvincular el EG de la red.

En caso que se evidencie que el EG pueda generar un riesgo inminente para las personas o causar daños o impedir el funcionamiento de equipos de terceros, la Distribuidora podrá desconectar inmediatamente dicha instalación con comunicación el EPRE.

El UGER deberá disponer de un medio de comunicación que permita a la Guardia Operativa de la Empresa Distribuidora comunicarse con los responsables del funcionamiento de las instalaciones.

El UGER debe colocar una señal identificadora y de advertencia, en un lugar visible para toda persona que pueda acceder a las partes activas con tensión, indicando la existencia de una generación local que inyecta energía a la red.

D. Operación Bajo Contingencias de la Red

En caso de falta de una o mas fases en el punto de conexión con la red de distribución, el interruptor del EG deberá desvincularse de dicha red conforme a los tiempos fijados por la Empresa Distribuidora.

El sistema de interconexión de la red de distribución UGER deberá tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (EMI) del ambiente, de acuerdo a la Norma IEEE 037.90.2-1995 o la que en el futuro la modifique o reemplace. La influencia de la EMI no deberá provocar cambios de estado u operación incorrecta de dicho sistema de interconexión.

En caso que el alimentador desde el que se abastece el punto de conexión de la red de distribución del UGER, esté provisto de recierre automático, y ante la ocurrencia de fallas en la red de distribución. el interruptor del EG deberá desconectarse en un tiempo tal que no comprometa la maniobra del equipamiento asociado al mencionado alimentador. Dicho tiempo será fijado por la Distribuidora para cada caso.

El EPRE establecerá los valores de subtensión y sobretensión y de subfrecuencia y sobrefrecuencia a partir de los cuales deberá producirse la desconexión del EG.

Ante la actuación de cualquiera de las protecciones, el EG se desacoplara de la red, éste podrá volver a conectarse solamente cuando el servicio eléctrico de la Empresa Distribuidora, en el punto de conexión, esté normalizado. El acoplamiento solamente podrá realizarse con la autorización explicita de la Empresa Distribuidora.



Provincia de Río Q Negro ENTE PROVINCIÁL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

E. Suministros en Baja Tensión

E.1.Condiciones de Conexión

Los usuarios cuyos suministros sean en baja tensión y su EG tenga una potencia nominal hasta 3,7 kW su sistema deberá ser monofasico, para el caso que la generación sea mayor o igual a 3,7 kW y menor de 300 kW el sistema deberá ser trifásico.

Si la potencia nominal del generador es mayor que 5 KW, la conexión del EG a la red no debe producir un desequilibrio entre fases mayores al estipulado en la Norma IRAM 2496 o la que en el futuro la modifique o reemplace. En dicha norma las características de la tensión suministrada por las redes eléctricas públicas de distribución, en sus puntos 3.23 y 4.10, que se transcriben a continuación:

- 3.23 desequilibrio de tensión. En un sistema trifásico, estado en el cual el valor eficaz de las tensiones de fases o los desfasajes entre fases no son iguales.
- 4.10 Desequilibrio de la tensión de alimentación. En condiciones normales de servicio, para cada periodo de una semana, el 95 % de los valores eficaces de la componente Inversa de la tensión de alimentación, calculados y promediados durante 10 min. se debe situar entre el 0 % y el 2 % de la componente directa. En ciertas regiones equipadas con líneas parcialmente monofásicas o bifásicas, los desequilibrios pueden alcanzar el 3 % en los puntos de alimentación trifásica.

La contribución del o los generadores al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de BT, entre el centro de transformación (o la subestación de origen donde se efectúe la regulación de la tensión) y el punto de conexión, en el escenario mas desfavorable para la red, no debe ser superior al 25 % de la tensión nominal de la red de BT. Complementariamente, en ningún caso y en el punto de la red a la que esté conectado el EG, la banda de tensión permitida podrá superar los limites establecidos en las Normas de Calidad del Servicio Público y Sanciones vigente.

E.2 Calidad de Potencia

La mayoría de los problemas de Calidad de Potencia se refieren a los equipos electrónicos. El Consejo de Tecnología e Industria de la Información (ITI), de los EEUU, anteriormente conocida como la Asociación de Fabricantes de Equipos de informática y Negocios (CBEMA) publicó una Curva (conocida como Curva CBEMA) que establece las Sobre Tensiones que deben resistir los Equipos Sensibles (Norma IEEE Std 1547.2,2008).

El UGER, que es ahora parte del sistema eléctrico de la Empresa Distribuidora, deberá contemplar que sus equipos sensibles cumplan con la norma, y la Empresa Distribuidora no podrá generar sobretensiones, que se aparten del rango estipulado por la Curva CBEMA.





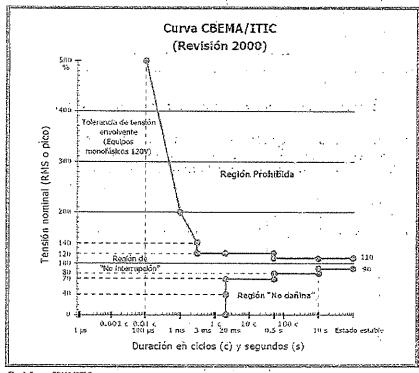


Fig. 1 Curva CBMA/ITIC

E.3 Condiciones de Puesta a Tierra y Separación Galvánica

La puesta a tierra de las instalaciones interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la Empresa Distribuidora (Red de Distribución tipo TT), asegurando que no se produzcan transferencias de defectos del EG a la red de la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica.

Las masas del EG deberán estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la Empresa Distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad vigentes que sean de aplicación.

Se deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y el EG por medio de un transformador de aislación o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, de acuerdo con las normas y reglamentación de seguridad y calidad aplicable, debidamente acreditado mediante certificado emitido por Laboratorio Acreditado. En el certificado deberá constar, de forma inequívoca, que el medio utilizado cumple con el requisito indicado.

El transformador para aislación galvánica entre el EG y la red de la Empresa Distribuidora, se hará siempre a través de un devanado en triangulo o estrella (sin puesta tierra y aislamiento pleno). Esta protección podrá estar incluida en el modulo conversor.

Se admiten entonces, dos posibles configuraciones para el devanado de alta del transformador de acoplamiento del EG a la red, triangulo o estrella con aisiamiento pieno del neutro y accesible, según el esquema de conexión del EG a la red y de acuerdo con lo indicado en cada caso al momento de autorizar la

Página 25 de 42



conexión. Como criterio general, el EG eo aportará corriente residual ante fallas a tierra en la red de la Empresa Distribuidora y para ello el neutro no se conectara a tierra.

E.4 Determinación de la Potencia Máxima Disponible en el Punto de Conexión

La potencia máxima disponible se determinará en la forma que sigue, según que el punto de conexión se encuentre en una línea de distribución o en un centro de transformación:

- 1) Punto de conexión en una línea de distribución: la potencia máxima disponible en el punto de conexión de una línea es la mitad de la capacidad de transporte de la línea en dicho punto, definida como capacidad térmica de diseño de la línea en el punto, menos la suma de las potencias del EG conectado o con punto de conexión vigente en dicha línea.
- 2) Punto de conexión en un centro de transformación: la potencia máxima disponible en dicho punto es la mitad de la capacidad de transformación instalada, menos la suma de las potencias de las instalaciones de generación conectadas o con punto de conexión vigente en ese centro.

E.5 Elementos de Maniobra - Accesibilidad

El sistema deberá contemplar como mínimo los siguientes componentes:

En la red de la Distribuidora

- a) Un equipo de Medición cuyas especificaciones técnicas se definen en el Sub Anexo III.
- b) Un contactor o seccionador bajo carga, que será accesible a personal de la Distribuidora y bloqueable y precintable en posición abierto, con el objeto de poder realizar la desconexión manual del EG y evitar peligro al personal de Mantenimiento y Operación del sistema de la Distribuidora.

En las instalaciones del Usuario/Generador

- a) Equipos de Medición cuyas especificaciones técnicas se definen en el Titulo I.
- b) Un interruptor automático para sobrecargas y cortocircuitos de fase y tierra (50/51) o contactor (con la Capacidad de Ruptura acorde al sistema al cual se conecta y a la Potencia del EG), para la desconexión—conexión automática con la red de la Empresa Distribuidora en caso de variaciones fuera de lo admisible de tensión o de frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento que puede ser reemplazado por bloques de contactos auxiliares de los aparatos nombrados anteriormente.
- c) Un interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de producirse algún Contacto Directo o Indirecto a tierra, de alguno de los elementos constitutivos del sistema de generación.
- d) Una protección termomagnética, para la interconexión del EG que puede estar integrada al propio sistema y ajustada a la potencia del EG;

E.6 Elementos de Protección — Accesibilidad

Las protecciones del sistema completo se dividirán en las siguientes dos tablas; la Tabla 1 que contempla el Sistema de Protecciones para la Interconexión Distribuidora y el UGER y la Tabla 2, que contempla



solamente el Sistema de Protección Mínimo según la Potencia y Tipo del Generador.

Tabla 1. Sistema de Protecciones para la interconexión Distribuidora UGER

Potencia de la Generación	Tensión en el PCA, Punto Común de Acoplamiento	Esquema de Protección Mínimo Código ANSI/IEEE	Observaciones
0 a 3,7 KW	0,231 ± 8% KV/0,220 ± 8% KV	25-32-78 50-51-50N-51N	
3,7 a 10 KW		25-32-78 50-51-50N-51N	La tensión y la frecuencia la fija
10 a 50 KW		25-32-78 50-51-50N-51N	la Distribuidora.
50 a 300 KW	0,400 KV/0,231 KV	25-32-78 50-51-50N-51N 46-49-50/51V	Para Generadores de potencias >=50 KW, el generador deberá contar con un equipo auxiliar programable, para poder activar
		25-32-78	los reguladores de velocidad y de tensión a fin de controlar la potencia activa y reactiva en el caso de funcionamiento paralelo.
300 KW hacia arriba	13,2 KV	50-51-50N-51N 46-49-50/51V 27-59-67-87-81-27/50	El regulador de tensión fijará la tensión y la Q y el regulador de velocidad la frecuencia y la P.

Tabla 2. sistema de Protecciones Minima según Potencia y Tipo de Generador

Potencia de la Generación	Tipo			
	Solar	Hidráulica	Eólica	Otros (Biomasa, Geotérmica, etc.)
0 a 3,7 KW	50 - 51 - 78			
3,7 a 10 KW	49 - 50 - 51 (Tiggues y Fases) - 78			
10 a 50 KW	49 - 50 - 51 (Tierras y Fases) - 46 - 78			
50 a 300 KW	49 - 50 - 51 (Tierras y Fases) - 46 - 32P - 32Q - 59N - 78			
300 KW hacia arriba	49 - 50 - 51	(Tierras y Fases) - 46 -	32P - 32Q - 59N -	64 - 87 - 50/27 - 78



Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

Descripción Códigos ANSI/iEEE

- 2. Relé de cierre o arranque temporizado, con enclavamiento que debe permitir el cierre del interruptor o contactor de desconexión-conexión automática solamente cuando se hayan detectado condiciones de normalidad de la tensión y la frecuencia durante 3 minutos consecutivos.
- 25. Dispositivo de sincronización o puesta en parelelo, es el que funciona cuando dos circuitos de alterna están dentro de los limites deseados de tensión, frecuencia o ángulo de fase, lo cual permite o causa la puesta en paralelo de estos circuitos.
- 27. Relé de mínima tensión, es el que funciona al descender la tensión de un valor predeterminado.
- 32. Relé direccional de potencia, es el que funciona sobre un valor deseado de potencia en una dirección dada o sobre la inversión de potencia como por ejemplo, la resultante del retroceso del arco en los circuitos de ánodo o cátodo de un rectificador de potencia. Este relé de potencia activa/reactiva inversa (32), debe tener una regulación mayor que la establecida por contrato.
- 46. Relé de intensidad para equilibrio o inversión de fases, es un relé que funciona cuando las intensidades polifásicas están en secuencia inversa o desequilibrada o contienen componentes de secuencia negativa.
- 49. Relé térmico para máquina, aparato o transformador, es el que funciona cuando la temperatura de la maquina, aparato o transformador excede de un valor fijado.
- 50. Relé instantáneo de sobre intensidad o de velocidad de aumento de intensidad, es el que funciona instantáneamente con un valor excesivo de velocidad de aumento de intensidad.
- 51. Relé de sobreintensidad temporizado, es un reié con una característica de tiempo inverso o de tiempo fijo que funciona cuando la intensidad de un circuito de comente alterna sobrepasa un valor dado.
- 59. Relé de sobretensión, es que funciona con un valor dado de sobretensión.
- 64. Relé de protección de tierra, es el que funciona con el fallo a tierra del aislamiento de una maquina, transformador u otros aparatos, o por contorneamiento de arco a tierra de un EG:de corriente continua.
- Nota: Esta función se aplica solo a un relé que detecta el paso de corriente desde el armazón de un EG, caja protectora o estructura de una pieza de aparatos, a tierra, o detecta una tierra en un bobinado o circuito normalmente no puesto a tierra. No se aplica a un dispositivo conectado en el circuito secundario o en el neutro secundario de un transformador o transformadores de intensidad, conectados en el circuito de potencia de un sistema puesto normalmente a tierra.
- 67. Relé direccional de sobreintensidad de corriente alterna es el que funciona con un valor deseado de circulación de sobreintensidad en una dirección dada.
- 78. Relé de medio de ángulo de desfase o de protección de salida de paralelo, es el que funciona con un valor determinado de ángulo de desfase entre dos tensiones o dos intensidades, o entre tensión e intensidad. Esta protección anti-isla (ANSI 78), ante la falta de tensión, transitoria o no, en una o mas fases de la red de BT de la Distribuidora, debe desenergizar el EG y dejar de aportar a la red hasta su normalización.
- 81. Relé de frecuencia, es el que funciona con un valor dado de la frecuencia o por la velocidad de variación de la frecuencia.
- 87. Relé de protección diferencial, es el que funciona sobre un porcentaje o ángulo de fase u otra diferencia cuantitativa de dos intensidades o algunos otros parámetros eléctricos.
- 50/27. Relé de energización inadvertida, es el que detecta la puesta en marcha del EG cuando es involuntaria.

Estas protecciones deberán censar cada fase del sistema y deberán estar ajustadas según la Tabla 1 o lo que especifique la distribuidora, previa autorización del EPRE.

La tensión para la medición de estas magnitudes se ceberá tomar en el lado de red de los interruptores principales de los EG.

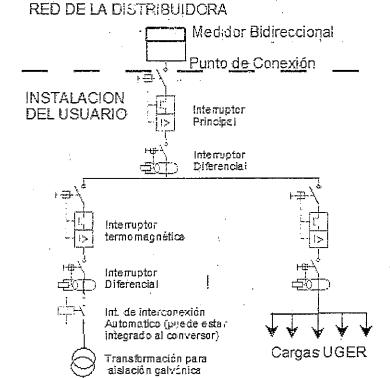




Tabla 3. Valores de tensiones y frecuencias

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación		
Sobretensión - nivel 1	1 Un + 8%	1,5 s		
Sobretensión - nivel 2	2 Un + 15%	0,2 s		
Tensión mínima	. Un - 15%	1,5 s		
Frecuencia máxima	50,5 Hz	0,5 s		
Frecuencia mínima	48 Hz	3 s		
Protección anti-isla		200 s		

E.8 Esquema general básico



Conversor

Generación eólica, foto voltaica, etc.

4



F. SUMINISTROS EN MEDIA TENSION

DE LA ELECTRICIDAD

F.1 Condiciones Generales

El UGER deberá presentar ante la Empresa Distribuidora la SET (Solicitud de Estudio Técnico) según Sub Anexo I de esta Reglamentación.

F.2 Requisitos Técnicos

Los EG tendrán siempre una referencia rígida a tierra independiente de la del sistema de la Empresa Distribuidora, debiendo disponer, según el caso, de un Transformador Elevador (Plano B), de un Reactor Creador de Neutro (Plano B) o del Generador de Media Tensión con conexión estrella rígida a tierra (Plano C).

Se exigirán dos (2) interruptores en Media Tensión: uno del lado de la Empresa Distribuidora y otro del lado del UGER, cada uno de los cuales contará con las siguientes protecciones:

- a) Una protección para sobrecargas y cortocircuitos de tase y tierra (ANSI 50/51);
- b) Un relé de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81m-M);
- c) Un relé de máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27);
- d) Una protección anti-isla (ANSI 78), de manera que, ante la falta de tensión, transitoria o no, en una o mas fases de la red de MT o AT, el EG deje de energizar y aportar a la red;
- e) Un relé de sobrecorriente direccional de tase (ANSI 87) y tierra (ANSI 67N);
- f) Un relé de potencia activa/reactiva inversa (ANSI 32), con regulación mayor que la establecida por contrato;
- g) Un sistema de sincronización (ANSI 25) para puesta en paralelo automático (sólo en el interruptor del lado UGER);
- h) Un relé de desbalance de carga (ANSI 46);
- i) Un relé de Imagen Térmica con Algoritmo Propio (ANSI 49);
- j) Un relé de Protección Diferencial Principal o Total y de Tierra Restringida (ANSI 87 y ANSI 64 REF).
- k) Un relé de Energización Inadvertida (ANSI 27/50).

Todo el equipamiento indicado precedentemente deberá responder a las características del Subanexo III.

De acuerdo a la ubicación geográfica, eléctrica y tipo de equipamiento, la Empresa Distribuidora podrá exigir al UGER el monitoreo y transmisión de variables mediante telemedición y telecomando, de acuerdo a las Especificaciones del presente reglamento.

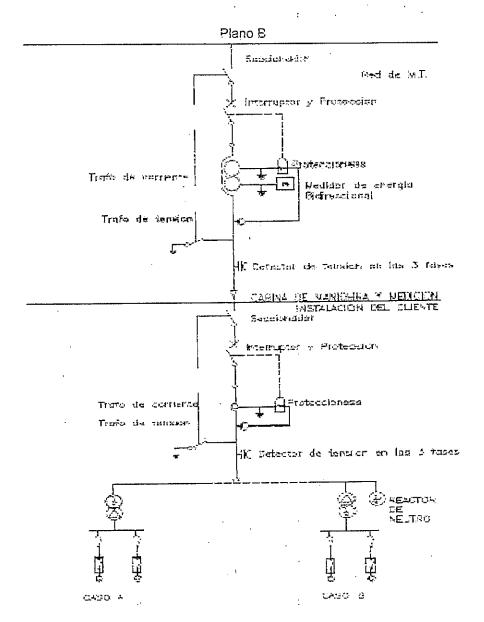


Provincia de Phío @Neyno ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

F.3 Condiciones de Funcionamiento

La Empresa Distribuidora establecerá el protocolo que determinara:

- La comunicación con el Usuario/Generador, indicando todos los datos necesarios de su personal y del Cliente (N° telefónicos, personal responsable, etc.)
- Los horarios de puesta en paralelo.
- Horario de descenexión.

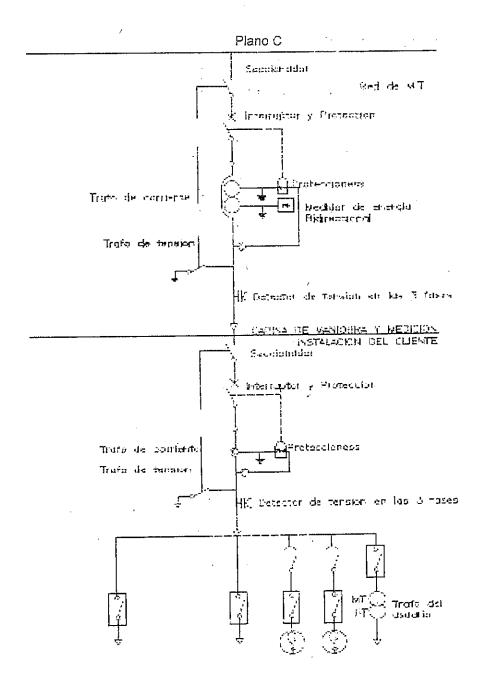




Página 31 de 42



Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD





TITULO I

ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA EQUIPOS DE MANIOBRA Y PROTECCION

Los recintos de la Empresa Distribuidora y del UGER deberán contar con sendos interruptores tripolares, cuyas especificaciones serán provistas por la Empresa Distribuidora en el momento de definir las condiciones del suministro, respondiendo a los esquemas unifilares adjuntos.

Dichos interruptores deberán contar con protecciones que cumplan con las siguientes especificaciones:

A. Protección de interconexión

A continuación se indícan las características técnicas mínimas que deben cumplir los relés trifásicos de protección de interconexión. Además, deben cumplir con las características que se especifican en las Planillas de Datos Técnicos Garantizados (PDTG) adjuntas, las que deberán ser llenadas en todos sus ítems y firmadas por el oferente.

Si para cumplir las condiciones establecidas en estas especificaciones fueran necesarios mas de un relé, se deberá llenar una planilla de datos técnicos garantizados para cada uno, estableciendo las funciones que cumplen y dejando libres ios demás ítems.

B. Características Generales

Los equipos serán de tipo secundario y contaran con tres módulos de medición de fase mas uno de tierra, todos con corriente nominal (In) según lo especificado en el ítem 4 de la PDTG. Además contaran con tres módulos de medición de tensión de fase, con tensión nominal de línea (Vn) según lo especificado en el ítem 4.1 de la PDTG.

Estarán preparados para temperaturas de servicio de acuerdo a la normativa vigente.

La tensión auxiliar de alimentación se especifica en el ítem 6 de las PDTG.

El UGER deberá obtener del proveedor y entregar a la Distribuidora un ejemplar del software de configuración y descarga de datos junto al manual del equipo.

C. Protección de Sobrecorriente

Contará con tres niveles de accionamiento de fase y dos de tierra como mínimo. Los rangos de regulación mínimos serán las siguientes:

C.1 Protección de Sobrecorriente de Fase

Los niveles medio y alto de ajuste de corriente deberán poder bloquearse sin afectar el normal funcionamiento de los otros niveles, quedando debidamente señalizada esta situación.

Para nivel bajo se podrá elegir entre tiempo de actuación independiente de la corriente (DT) o entre cuatro curvas de tiempo dependiente (IDMT) según norma IEC 60255-3 (extremadamente inversa, muy inversa, inversa normal e inversa de larga duración) o sus equivalentes aproximados según IEEE. Los niveles medio y alto serán de tiempo independiente de la corriente.



Corrientes de arranque y tiempos de operación según ítem 7 de PDTG.

C.2 Protección de Sobrecorriente de Tierra

El nivel alto de ajuste de corriente deberá poder bloquearse sin afectar el normal funcionamiento del otro nivel, quedando debidamente señalizada esta situación.

Los ajustes de accionamiento por sobrecorriente de tierra serán de tiempo definido (DT).

Corrientes de arranque y tiempos de operación según ítem 8 de PDTG.

C.3 Direccionalidad

Cada una de las etapas de sobrecorriente de fase y tierra se podrán configurar en forma independiente como protecciones direccionales con características según ítem 9 de PDTG.

C.4 Protección de Mínima y Máxima Tensión

Esta protección será configurable para operar según tensiones fase-fase o fase-tierra.

Se dispondrá de dos etapas de tiempo definido según ítems 10 y 11 de PDTG.

C.5. Protección de Mínima y Máxima Frecuencia

Se dispondrá, como mínimo, de dos étapas de mínima frecuencia y dos de máxima frecuencia. Ambas con característica de tiempo definido según ítem 12 de PDTG.

C.6. Protección de Flujo de Potencia Inversa y Potencia Inversa Sensitiva

Ambas protecciones actuaran cuando se revierta el flujo de potencia normal desde las instalaciones de la Empresa Distribuidora at EG.

Las características de disparo para ambas se establecen en el ítem 13 y 14 de la PDTG.

C.7. Protección Contra Fallo de Interruptor (CBFP)

Esta protección proporcionara una sefial de disparo hacia una de las salidas luego de transcurrido un tiempo seleccionable sin que se despeje la falla.

Tiempo de operación según ítem 15 de PDTG.

C.8 Protección Anti Isla 0 de Vector SHIFT

Esta protección actuará cuando se pierda el paralelo con la rec de la Empresa Distribuidora; quedando una red eléctrica en isla no intencional.

Las características de disparo se establecen en el ítem 17 de la PDTG.

C.9 Desequilibrio de Fases

Página 34 de 42



Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

El equipo poseerá una protección que prevea el disparo por desequilibrio de corrientes de fase en base a la componente inversa de las corrientes de fase con las regulaciones detalladas en el ítem 13 de PDTG.

El valor del desequilibrio se calculará como la relación entre la componente inversa de las corrientes de fase y una de estas corrientes.

C.10 Registro de Eventos

La protección contará con un registrador de los últimos 30 eventos como mínimo. Estos registros podrán ser descargados a una PC mediante el software de configuración y descarga de datos.

Los eventos se almacenarán en forma cíclica, reemplazando los mas recientes a los mas antiguos.

Los eventos que se registrarán incluirán todos los cambios de estados de las señales de control internas y los relés de Salida, ya sea que correspondan a señales de alarma o de disparo, indicándose los valores de las corrientes de fase y de tierra y el tiempo de ocurrencia con una incertidumbre de 1 ms.

C.11 Registro de Perturbaciones

Se contará con un registrador de perturbaciones interno que debe tener como mínimo un canal para cada una de las cantidades analógicas medidas y las entradas y salidas lógicas.

Se podrán almacenar como mínimo 5 (cinco) registros de 3 segundos cada uno a una velocidad de 32 muestras por ciclo, almacenándose los registros en forma cíclica, de manera que los mas recientes reemplacen a los mas antiguos.

El ajuste de tiempo de registro anterior y posterior al evento de disparo se podrá ajustar entre 100 ms y el total del tiempo de registro en escalones máximos de 100 ms.

Debe almacenar las señales analógicas, el estado de las entradas binarias y las salidas de disparo y señalización, de modo tal que faciliten el análisis de la falla.

Se podrá configurar el arranque para cualquier alarma o umbral de arranque o disparo de protección o alarma, o para cualquier entrada o comando remote recibido por las entradas binarias.

El método de registro debe permitir al software de análisis trabajar con registros que fueron muestreados a distinta velocidad.

C.12 Exactitud

Las exactitudes de los parámetros medidos y de actuación serán las especificadas en el ítem 20 de la PDTG

C.13 Contactos de Salida

Los relés deberán tener los siguientes contactos libres normalmente abiertos, aptos para desenganche de interruptores y otros de señalización de operaciones, cuyas cantidades se detallan en el ítem 21 de las PDTG:

La capacidad de conducción de estos contactos será:

Página 35 de 42





Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR. DE LA ELECTRICIDAD

- 5 A permanente como mínimo.
- 30 A durante 0,5 segundos para disparo.
- 10 A durante 0,5 segundos para señalización.

Todas las señales de alarma y disparo deberán poder configurarse para ser direccionadas a cualquiera de estos contactos de salida.

C.14 Otras Entradas y Salidas Binarias

Los equipos contarán con:

- Como mínimo tres entradas binarias programables, que podrán utilizarse para activar cualquier señal de disparo, bloqueo, o para inicio del registro de oscilogramas.
- Un relé de autosupervisión con capacidad de carga continua de 5 A, que actuara en caso de detectarse una falla interna en la electrónica o el microprocesador.

C.15 Panel Frontal

El equipo contara en su panel frontal con una pantalla y un teclado que permitan la visualización y ajuste del total de los parámetros de regulación y configuración. Los mensajes y abreviaturas serán en español.

Además contara con señalización por LED u otro dispositivo similar para la indicación del estado del relé, según lo especificado mas abajo.

C.16 Pantalla

Mostrara todos los valores de regulación, los registros de las perturbaciones y las siguientes mediciones HMS en valores primarios o secundarios:

- Corrientes de las tres fases y tierra.
- Componente inversa de las contentes de fase.
- Tensiones de las tres fases (solamente para relés direccionales).
- Valores de actuación de las 5 ultimas operaciones (mediante consulta en display).

C.17 Señalización

En el panel frontal se contará como mínimo con la señalización de arranque y disparo por fase y por nivel de sobrecorriente alcanzado.

C.18 Comunicación

Los equipos deberán permitir la configuración y descarga de datos de regulaciones, eventos y oscilogramas mediante un teclado en el panel frontal y por PC mediante un puerto USB frontal o posterior.

Para comunicación permanente a un sistema SCADA, se contara con una salida bajo protocolo DNP 3.0 Nivel 3 (IEC 60870-5) 61 IEC 61850. El oferente deberá entregar la documentación completa para

Página 36 de 42



implementar el servicio, es decir documentación sobre la configuración, el "Device Profile Document" y la "Implementation Tabie".

Debe permitir la habilitación / inhibición de puntos a ser reportados por el protocolo y soportar la asignación de clases y la habilitasen / inhibición de puntos para respuestas no solicitadas.

Se incluirá como ensayo de rutina para verificar el funcionamiento a través de dicho protocolo, una prueba de funcionamiento utilizando una notebook como master DNP y probando las funcionalidades solicitadas por parte de la Distribuidora,

D. Normas

Los relés responderán a las siguientes normas:

Aislación IEC 60255-5 2 KV, 50 Hz,1 min

Alta tensión de Impulso IEC 60255-5 5 KV, 1,2 /50 ms

Resistencia de Aislación iEC 602556 > 100MQ, 500 VCA

Perturbaciones de alta frecuencia 1 MHz: IEC 60255-22-1.

Modo Común 2,5 W -

Modo diferencial 1,0 KV.

Descarga Electrostática IEC 60255—22—2 e IEC 801-2, clase III

Descarga en aire: 8 KVDescarga de contacto: 6 KV

Vibraciones IEC 60255-21-1 Clase 2
Choques IEC 60255-21-2 Clase 2
Grado de protección IEC 60529: IP50 (mínimo)

E. Ensayos

En todos los relés componentes de la provisión se realizaran los ensayos que se detallan a continuación.

En caso de falla de un ensayo cualquiera, se rechazara la unidad bajo ensayo. Si al ensayar una partida se encontrara un 10% de unidades defectuosas, se rechazará la partida.

E.1. Ensayo de contactos de disparo

Se realizaran tres (3) operaciones de cierre de contactos con la corriente de cierre garantizada y 110 VCC y luego treinta (30) operaciones de apertura de contactos, con la corriente de apertura garantizada a 110 VCC y para una relación L/R = 40 ms, El circuito será de acuerdo con la norma IEC 255-0-20.

E.2. Medición de consumo



Se medirá el consumo propio con In, según la norma IEC 255.3.

E.3. Ensayos Mecánicos

Se realizará el ensayo de vibración y hermeticidad según lo establece la norma IRAM 4217 O IEC 68-2-6

E.3.1. Ensayo de Aislación

Se realizaran ensayos con 2 kV de corriente alterna y 50 Hz de frecuencia y con una tensión de impulso de 12 / 50 ps, de acuerdo a la norma IEC 255-4.

E.4. Control de la Corriente Mínima de Operación

E.4.1. De la Unidad de bajo nivel de ajuste de corriente:

Para tres (3) posiciones distintas de ajuste de corriente (dos extremas y 1,5 ln), se medirá la corriente mínima de arranque del relé.

E.4.2. De la Unidad de nivel medio y alto de ajuste de corriente:

Para tres (3) posiciones distintas de ajuste de corriente (dos extremas y una posición intermedia), se medirá la corriente mínima de arranque del relé. En ambos cases este ensayo se realizará tres veces por cada fase.

La primera vez antes del ensayo con máxima corriente y las dos restantes luego del ensayo con máxima corriente. Con los tres (3) valores así obtenidos para cada ajuste se verificará para cada fase:

Error de Medición: La diferencia obtenida entre el promedio de los valores obtenidos en los ensayos y el valor que indica el ajuste de corriente, no podrá exceder el 5 %,

Error de Repetibilidad: Los valores individuales obtenidos en los ensayos no se apartaran en mas del 4 % del promedio mencionado.

E.5. Control del Tiempo de Operación

E.5.1. Tiempo Definido

Con una corriente igual a 1,3 veces la corriente de ajuste, se controlará el tiempo de accionamiento de ambas unidades. La verificación de la unidad de bajo nivel de ajuste se realizará para tres posiciones de ajuste de tiempo (dos extremas y una intermedia).

En todos los casos se ajustara la corriente en valores intermedios.

E.5.2. Tiempo Dependiente

Se verificara la exactitud de la curva para 3 niveles (2 extremes y 1 intermedio) del ajuste de corriente (clavija) y 3 niveles (2 extremos y 1 intermedio) del ajuste de tiempo (dial), para 10 valores de corriente entre 15 y 20 veces la corriente de ajuste. Los ensayos se repetirán tres (3) veces para cada fase con tension auxiliar de 93,5 VCC y tres (3) veces para cada fase con tensión auxiliar de 126,5 VCC. Mediante dicho ensayo deberá verificarse para cada fase.

4



Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

Error de Medición: Para la unidad de alto nivel de ajuste la diferencia entre el promedio de los valores obtenidos y el valor requerido no excederá del 10 %. Para la unidad de bajo nivel de ajuste en el rango de 0 a 1,7 s, la diferencia entre el promedio de los valores obtenidos en los ensayos y el valor de ajuste indicado en el dial de tiempos, no excederá de 005 s. Para el rango de 1.7 s, esta diferencia no Serra mayor del 3%.

F. Antecedentes

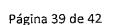
Será condición indispensable para el suministro de estos equipos que el oferente posea antecedentes da provisión de unidades iguales dentro del país El oferente deberá entregar con su oferta un listado de las empresas argentinas que utilizan el equipo ofertado, con domicilio y teléfono de cada una de ellas y las cantidades vendidas.

El oferente deberá contar con un laboratorio de ensayo propio o contratado en el país, en el que se realizaran los ensayos de recepción y que se encargará de brindar asesoramiento técnico, solucionar problemas corrientes y responder por las obligaciones de garantía, cuando fuera necesario.

Si el oferente no es fabricante de los equipos ofrecidos, deberá presentar autorización escrita del fabricante para ofrecerlos y suministrarlos a la Distribuidora.

G. Garantía

El proveedor garantizara el funcionamiento de los equipos durante el término de un año a partir de la fecha de recepción.





PLANILLA DE DATOS TECNICOS GARANTIZADOS -PROTECCION DE INTERCONEXION

	DESCRIPCION		Val Banuarida	Val.
ITEM		UN	vai Requerido	Garantiz.
1	Marca			
2	Modelo	<u> </u>		
3	País de origen		E	
4 .	corriente nominal (In)	A	5	
<u>4.1</u>	Tensión nominal de Línea (Vn)	Vcc	110	
5	Rango de temperaturas de trabajo	°C	-10 a 55	
6	Tensión auxiliar	l. Vcc	24 a 110	···-···
7	Protección de sobrecorriente de fase		3 niveles	
7.1	corriente de arranque nivel bajo		0,1 a 4 ln	
7.2	Corriente de arranque niveles medio y alto		0,5 a 30 In	
7.3	Tiempo de operación a DT de nivel bajo, media y alto	s	0,01 a 100	
7.4	Multiplicador de tiempo para IDMT		0,05 a <u>1</u>	
8	Protección de sobrecorriente de tierra		2 niveles	
8.1	Corriente de arranque nivel bajo		0,1 a 0,8 ln	
8.2	Corriente de arranque nive! alto		0,1 a 8,0 ln	
8.3	Tiempo de operación a DT de nivel bajo y alto	s	0,05 a 100	
9	Direccional		Si	
9.1	Angulo característico	o	0 a 90	
9.2	Angulo de disparo referido al angulo característico	0	± 90	
9.3	Dirección de operación Directa o Inversa		Si	
10	Mínima Tensión		Si ·	
10.1	Rango de ajuste	V	10 a 120	
10.2	Escalones de	V	1	
10.2	Tiempo de operación IDMT	s	0,1 a 100	
11	Máxima Tensión	V	60 a 180	
11.1	Rango de ajuste	V	1	····
11.2	Escalones de	s	0,1 a 100	
11.3	Tiempo de operación IDMT	min	1 a 120	
12	Protección de dos etapas de mínima y máxima frecuencia	11111	Si	
12.1	Rango de ajuste para ambos en forma independiente	Hz	45 - 65	
12.2	Escalones de	Hz	0,01	
12.3	Tiempo de operación IDMT	s	0,1 a 100	
	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	-	Si	
13	Protección de potencia inversa	W	20,-200	
13.1	Rango de ajuste del disparo	W	3	
13.2	Escalones de	s	0,1 a 100	
13.3	Tiempo de operación IDMT	- 3	0,1 a 100	
14	Protección de potencia Inversa sensitiva Rango de ajuste del disparo	W	2 - 75	
14.1 14.2	Escalones de	W	0,5	



Provincia de Río Negro ENTE PROVINCIAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD

14.3	Tiempo de operación IDMT	s	0,1 a 100	
15	Protección contra fallo de Interruptor(CBFP)		Şi	
15.1	Tiempo de operación	s	0,05 a 1	
16	Protección por desequilibrio de fases		Si	
16.1	Regulación de desequilibrio	%	0 a 100	
16.2	Tiempo de retardo	s	1 a 100	
17	Protección Anti-isla 0 Vector Shift		Si	
17.1	Regulación de ángulo	0	2 - 30	
17.2	Escalones de	0	1	
18	Registro de eventos		Si	
18,1	Cantidad de eventos registrables		30	•
19	Registro de Perturbaciones según especificación		Si	
20	Exactitud			
20.1	Corrientes	%	± 2	
20.2	Tiempos	%	± 5	
20.3	Ángulos	%	± 3	
21	Contactos de salida			
21.1	Disparo		2	
21.1.1	Capacidad de conducción permanente	A	5	
21.1.2	Capacidad de conducción durante 0,5 s	A	30	
21.2	Señalización	1	2	i
21.2.1	Capacidad de conducción permanente	A	5	
21.2.2	Capacidad de conducción durante 0,5s	A	10	
22	Entradas binarias programables		3	
23	Salida de autosupervisión		1	
	Mediciones RMS por pantalla según especificación			
24	técnica		Sî	
25	Señalización de arranque y disparo		Sī	
26	Comunicación		Si	
26.1	Puerto RS232/485 frontal		Si	
26.2	Protocolo DNP 3.0 nive! 3		Si	
26.2.1	Se adjunta Device Profile Document		Si	
26.2.2	Se adjunta Implementation Table		Si	
26.2.3	Se adjunta lista de puntos		Si	
27	Caja Embutida		Si	
28	Relé extraible		Si	
29	Tamaño		190	
29.1	Alto máximo mm		260	
29.2	Ancho máximo mm		· 260	
30	Garantía		1 año	
31	Se adjunta un ejemplar de software		Si	
32	Se adjunta manual del equipo		Si	
33	Se adjunta manual del software	į	Si	





SUB ANEXO VI COMISION DE ESTUDIOS PERMANENTES

A. OBJETIVO

Se constituye una Comisión de Estudio Permanente del Reglamento de las Condiciones Técnicas de Operación, Mantenimiento, Medición y Facturación para el vuelco de excedentes de energía a la red eléctrica de distribución la que estará conformada por:

- Secretaria de Energía de la provincia de Río Negro.
- Ente Provincial Regulador de la Electricidad de la Provincia de Río Negro.
- Empresas Concesionarias del Servicio Publico de Distribución de Energía Eléctrica.
- Cămaras que representen a instaladores, proveedores de equipamiento, etc

El objetivo de dicha Comisión será estudiar y analizar los diferentes aspectos que pudieran surgir a partir de la implementación del presente Reglamento.

En principio deberá determinar y actualizar periódicamenta los:

- Equipamientos de generación habilitados para la instalación, esto es con identificación de marcas, modelo y combinación de equipos.
- Sistemas de protección habilitados para la instalación, esto es con identificación de marcas, modelo y combinación de equipos.
- Instaladores habilitados para la conexión interna del equipamiento de generación y protección.
- Cargo fijo a cobrar al UGER según lo descripto en el Sub anexo IV, condiciones de facturación.

B. PROCEDIMIENTO

Los integrantes que conforman la Comisión pedrán realizar presentaciones, adjuntando la información necesaria, a los efectos de estudiar y analizar posibles modificaciones al Reglamento.

Dichas presentaciones deberán canalizarse a través de la mesa de entradas del EPRE para ser giradas al Area Técnica quien evaluara la pertinencia de la misma.

Dictaminada la pertinencia del planteo se ordenará su tratamiento en el Seno de la Comisión convocando al efecto en el plazo de cinco (5) días notificándose fehacientemente.

El debate de la Comisión no podrá superar los diez (10) días debiéndose haberse reunido al efecto del tratamiento al menos dos (2) veces antes de la emisión de las conclusiones arribadas.

Las conclusiones serán elevadas por escrito al Area Técnica, quien emitirá la modificación correspondiente, dando curso al tramite administrativo con el fin de que se de cumplimiento de las observaciones realizadas.