

Salta, 02 MAY 2017

RESOLUCIÓN ENTE REGULADOR N°:

0448 / 17

VISTO

El expediente de la Secretaría de Energía de la Provincia de Salta N° 0090302-48840/2017 – caratulado: "Propuesta de Modificación de la Resolución Ente Regulador N° 1315/14 – Reglamentación de la Ley N° 7824 de Balance Neto, Generadores Residenciales, Industriales y/o Productivos"; el Acta de Directorio N° 13 /17 y;

CONSIDERANDO

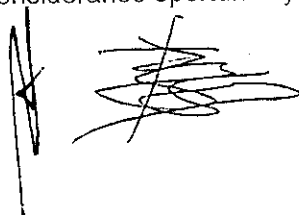
Que en fecha 26 de Junio de 2014, el Poder Legislativo Provincial sancionó la Ley N° 7824 de Balance Neto, Generadores Residenciales, Industriales y/o Productivos, la cual fue oportunamente publicada en el Boletín Oficial de Salta N° 19351, el día 28 de Julio de 2014.

Que el Art. 4° de la referida Ley establece: "*La Autoridad de Aplicación de la presente Ley será el Ente Regulador de los Servicios Públicos (ENRESP), quien ejercerá sus competencias en los términos de lo dispuesto en la Ley 6.835.*"

Que en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley 7824, y ejerciendo las facultades reglamentarias establecidas en los Artículos 1°, 3°, 10° y concordantes de la Ley de su creación (N° 6.835), este Organismo procedió oportunamente a la reglamentación de la misma, dictando para ello la Resolución Ente Regulador N° 1315/14, en fecha 27/11/2017.

Que con posterioridad, y en el marco del expediente referido en el Visto, la Secretaría de Energía de la Provincia eleva una propuesta de modificación de la Reglamentación en cuestión (obrante a fs. 03/17), la que fue puesta a consideración del Consejo Profesional de Agrimensores, Ingenieros y Profesiones Afines –COPAIPA– y de EDESA S.A., respectivamente.

Que el COPAIPA emitió informe a fs. 21, en el que realizó agregados a la propuesta de la Secretaría de Energía, los que fueron aceptados por la misma por considerarlos oportunos y acertados (fs. 23).



Que a su turno, EDESA S.A., luego de analizar los cambios propuestos a la Reglamentación en cuestión, emitió la nota DS 121/17 mediante la cual se manifestó a favor de los mismo, al no realizar objeciones al Proyecto (fs. 26).

Que puesto en conocimiento este Organismo de las modificaciones propuestas, el expediente pasó para conocimiento de las áreas técnicas competentes en la materia objeto de autos, a saber, Gerencia de Energía Eléctrica, Gerencia Económica y Gerencia Jurídica para su análisis.

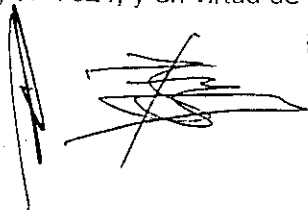
Que la Gerencia de Energía Eléctrica emitió informe -obrante a fs. 28- en el que manifiesta que visto los aspectos técnicos de la propuesta efectuada por la Secretaría de Energía de la Provincia, considerando que los mismos cuentan con la expresa aprobación previa por parte de EDESA S.A., responsable exclusivo en lo que hace a la gestión técnica, operación y mantenimiento de los bienes afectados a la prestación del servicio a su cargo, así como la del COPAIPA, ambas actuaciones enmarcadas en lo dispuesto por la Ley N° 7824 y demás normativa de aplicación en la materia, no tiene objeciones que formular a las modificaciones planteadas.

Que a su vez, la Gerencia Económica informa a fs. 29 que la Secretaría de Energía le solicita que se tengan en consideración las remuneraciones acordadas en el marco del Programa Nacional Renovar, y le sugiere la revisión y modificación del esquema tarifario establecido para el Régimen de Balance Neto, considerando que debería mantenerse el esquema tarifario de promoción vigente para la generación de energía de origen Solar e incrementar el valor estímulo para la generación de energía con origen en la Biomasa.

Que agrega la Gerencia interviniente que dentro de las modificaciones propuestas por la Secretaría no hay reformas a las fórmulas tarifarias (solo se deja sin efecto el término "No Subsidiado" por haber cambiado las condiciones de comercialización en el MEM). Adicionalmente, informa la Gerencia Económica que ajustó los Factores de Corrección al Cuadro Tarifario de EDESA S.A. vigente a marzo 2.017, siempre considerando como referencia de éstas tarifas el precio que se abona en el mercado eléctrico nacional para generaciones de igual tipo y origen.

Que por último destaca que usó el Grossing up vigente, según Resolución ENRESP N° 525/14 (0,9248).

Que llegados a este punto, corresponde tener presente que el Ente Regulador de los Servicios públicos, en su carácter de autoridad de Aplicación de la Ley N° 7824, y en virtud de las facultades conferidas por su Ley de Creación N° 6835,

A handwritten signature in black ink is located on the left side of the page. To its right is a circular stamp, partially obscured by the signature and other marks. The stamp contains some illegible text and a central emblem.

0448 / 17

se encuentra facultado para aprobar las modificaciones propuestas por la Secretaría de Energía de la Provincia a la Resolución Ente Regulador N° 1315/14.

Que teniendo en cuenta los informes emitidos por la Gerencia Económica y por la Gerencia de Energía Eléctrica, la Gerencia Jurídica no advierte objeciones legales que efectuar a las modificaciones propuestas por la Secretaría de Energía de la Provincia, por lo que entiende que el directorio del ENRESP puede proceder a aprobar las mismas.

Que resulta oportuno advertir que, dado el interés público puesto en juego, derivado de los beneficios otorgados por la Ley N° 7824, corresponde enmarcar la modificación de la reglamentación de marras –cuyo texto ordenado se acompaña a la presente como Anexo-, en el Artículo 12° in fine de la Ley N° 6.835, y en consecuencia, disponer que la misma adquirirá plena vigencia a partir del día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Que en virtud de lo expuesto y de conformidad a lo establecido por Ley 7824 y por Ley 6835, sus normas complementarias y concordantes, este Directorio se encuentra facultado para el dictado del presente acto.

Por ello:


**EL DIRECTORIO DEL ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS**

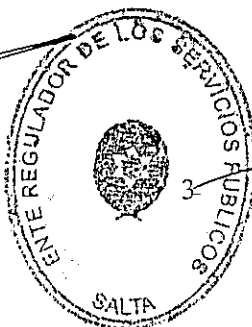
RESUELVE:

ARTÍCULO 1º: APROBAR la modificación a la Reglamentación de la Ley 7824 de Balance Neto. GGER Residenciales, Industriales y/o Productivos (**Resolución Ente Regulador N° 1315/14**), cuyo **texto ordenado** forma parte de la presente como **Anexo**; ello en los términos, las condiciones y los motivos expuestos en los considerandos de esta Resolución.

ARTÍCULO 2º: PUBLICAR en el Boletín Oficial de la Provincia de Salta la presente Resolución y su Anexo por el término de un (01) día; por los motivos y fundamentos expuestos en los considerandos de la presente.

ARTICULO 3º: NOTIFICAR, Registrar y oportunamente Archivar.


DR. GUSTAVO D. MONTENEGRO
A/C SECRETARÍA GENERAL
ENTE REGULADOR DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS




Dr. JORGE FIGUEROA GARZON
PRESIDENTE
ENTE REGULADOR
DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

TEXTO ORDENADO DE LA RESOLUCION ENTE REGULADOR N° 1315/14

REGLAMENTACIÓN DE LA LEY N° 7824 "Balance Neto. GGER Residenciales,
Industriales y/o Productivos"

CAPITULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Art. 1° - No requiere reglamentación.

Art. 2° - El Usuario que decida acogerse a los beneficios de la presente ley, deberá acreditar su carácter de Usuario de la empresa distribuidora de energía eléctrica -en adelante la Distribuidora- y una antigüedad en la titularidad del suministro de energía eléctrica de al menos 1 (un) año.

Asimismo deberá observar una permanencia mínima de 5 (cinco) años en el sistema de balance neto, a contar desde la conexión del Grupo de Generación de fuentes de Energías Renovables (GGER) en paralelo a la red de Baja Tensión (BT) o Media Tensión (MT) de la Distribuidora, salvo caso de fuerza mayor debidamente acreditado y declarado tal por el ENRESP.

Art. 3° - No requiere reglamentación.

Autoridad de Aplicación

Art. 4° - No requiere reglamentación.

CAPITULO II

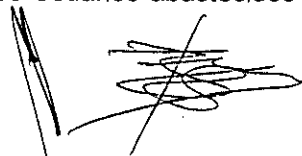
Requisitos técnicos de la instalación de los equipos

Art. 5° - 5.1. Objetivo

Establecer los requerimientos técnicos a cumplimentar por los Usuarios en BT o MT de la Distribuidora, para operar GGER en paralelo con la red de la misma, abasteciendo total o parcialmente el módulo correspondiente a su demanda.

5.2. Operación en paralelo

En las condiciones del presente Procedimiento, se permitirá la operación en paralelo a los Usuarios abastecidos desde la red de la Distribuidora en BT o MT solamente con



0448 / 17

Grupos de Generación de fuentes de Energías Renovables.

Para el acoplamiento en paralelo, el GGER deberá contar con un sistema de sincronismo automático y, para acoplarse o desacoplarse de la red, durante el proceso de sincronización la variación transitoria de tensión en la red de la Distribuidora no debe superar los límites establecidos en las Bases Metodológicas de Control de Calidad de Producto Técnico aplicables a la Distribuidora.

Durante la marcha en paralelo, el GGER 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 a la red de la Distribuidora debe ser lo más próximo posible a la unidad y, en todo caso, superior a 0,98 cuando el GGER trabaje a potencias superiores al 25 % de su potencia nominal.

El esquema de puesta a tierra de los GGER no deberá provocar sobretensiones que excedan el rango admisible del equipamiento conectado a la red de la Distribuidora, 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 Distribuidora.

Durante la marcha en paralelo, la capacidad de las instalaciones de la Distribuidora no deberá ser superada como consecuencia de la incorporación de los GGER, tanto en condiciones normales como transitorias y/o temporarias (de cortocircuito).

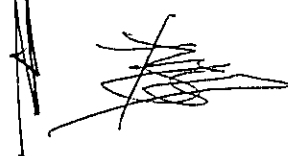
El funcionamiento de los GGER no deberá provocar averías en la red, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de los GGER no deberá originar condiciones peligrosas de trabajo para el personal propio ni de terceros.

En el circuito de generación, hasta el equipo de medición, no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto al de la instalación autorizada, ni tampoco elementos de acumulación.

El sistema de interconexión Distribuidora – Usuario deberá tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (EMI) del ambiente, de acuerdo a la Norma IEC 61000. La influencia de la EMI no deberá provocar cambios de estado u operación incorrecta del sistema de interconexión.

La Distribuidora establecerá al Usuario las protecciones necesarias, como así también



los valores de regulación y ajuste de las protecciones a partir de los cuales deberá producirse la desconexión del generador con la red.

La calidad de la potencia y energía inyectada por el generador deberá responder a la normativa vigente en cuanto a la limitación de la inyección de componente de corriente continua, flicker y/o armónicos.

Para el armónico de orden cero (componente de corriente continua) se establece un valor de corriente continua máxima de 0,5% de la corriente nominal de la salida del inversor.

Se deberá colocar una señal identificatoria y de advertencia -cuyo modelo normalizado será informado por la Distribuidora- en un lugar visible para toda persona que pueda acceder a las partes activas, indicando la existencia de una generación local que inyecta energía a la red.

En caso de que una instalación no supere una verificación, los costos de la verificación y de la subsanación de las deficiencias quedarán a cargo del titular del suministro.

En caso de que una instalación perturbe el funcionamiento de la red de distribución, incumpliendo los límites de compatibilidad electromagnética, o de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto establecido en la normativa aplicable, la Distribuidora podrá, de acuerdo a la gravedad de la perturbación, desconectar la instalación o exigir la eliminación de las causas en forma inmediata.

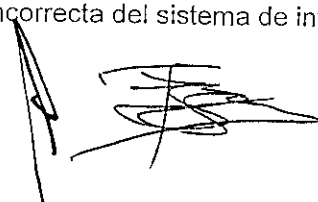
En caso de que se evidencie que la instalación pueda generar un riesgo inminente para las personas o causar daños o impedir el funcionamiento de equipos de terceros, la Distribuidora podrá desconectar inmediatamente dicha instalación.

El titular de la instalación deberá disponer de un medio de comunicación que permita a la Guardia Operativa de la Distribuidora comunicarse con los responsables del funcionamiento de las instalaciones en cualquier momento.

5.3. Operación bajo contingencia de la red

En caso de falta de una o más fases en el punto de conexión con la red de la Distribuidora, el interruptor del GGER deberá desconectar el aporte de potencia a la red de BT o MT, según corresponda, en un tiempo que fijará la Distribuidora.

El sistema de interconexión Distribuidora – GGER deberá tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (EMI) del ambiente, de acuerdo a la Norma IEC 61000. La influencia de la EMI no deberá provocar cambios de estado u operación incorrecta del sistema de interconexión.



0448 / 17

En caso de que el alimentador desde el que se abastece el GGER esté provisto de recierre automático, en cualquier nivel de tensión, y ante la ocurrencia de alguna falla en la red de la Distribuidora, el interruptor del GGER deberá desconectarse en un tiempo tal que no comprometa la maniobra del equipamiento asociado al mencionado alimentador. Dicho tiempo será suministrado por la Distribuidora.

La Distribuidora establecerá los valores de subtensión, sobretensión, subfrecuencia y sobrefrecuencia a partir de los cuales deberá ser producida la desconexión del generador.

En caso de que por actuación de cualquiera de las protecciones el GGER se desacople de la red de BT o MT de la Distribuidora, éste podrá volver a conectarse solamente cuando el servicio eléctrico de la Distribuidora, en el punto de conexión, esté normalizado. Para las instalaciones en MT la reconexión solamente podrá ser realizada con la autorización explícita del CMD (Centro de Maniobras de Distribución) o CO (Centro de Operaciones) de la Distribuidora.

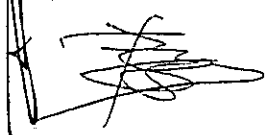
5.4. Requisitos aplicables a todos los GGER

Los Usuarios con suministro en Baja Tensión no podrán conectar GGER que inyecte del lado de corriente alterna una potencia mayor a ciento cincuenta kilovatios (150 kW) ni mayor al cincuenta por ciento (50%) de la potencia instalada en el Centro de Transformación de Media Tensión a Baja Tensión (CT MT/BT) que alimenta esa red de BT, tomándose como potencia permisible el menor de los dos valores mencionados. En el caso particular de Usuarios exclusivos de un CT MT/BT la restricción será la potencia nominal del transformador instalado en ese CT MT/BT o ciento cincuenta kilovatios (150 kW), el menor de los dos valores.

Los Usuarios con suministro en Media Tensión no podrán conectar GGER que pueda inyectar del lado de corriente alterna una potencia mayor a trescientos kilovatios (300 kW).

La conexión de la instalación a la red podrá ser una única conexión monofásica, siempre y cuando, la potencia inyectada del lado de corriente alterna no supere los cinco kilovatios (5 kW). Para potencias de generación GGER de valores iguales o superiores a cinco kilovatios (5 kW), la conexión de la instalación a la red deberá ser exclusivamente trifásica, con inversores trifásicos.

Por cada matrícula catastral no se podrá instalar más de un (1) GGER monofásico o trifásico. Esto implica que por cada matrícula catastral sólo se podrá solicitar un (1) único punto de medición GGER.



En caso que el titular de un GGER monofásico desee convertirlo a trifásico, deberá solicitar la correspondiente factibilidad a la Distribuidora como "Aumento de Potencia". De igual manera, para el caso que el GGER en BT desee convertirlo en GGER en MT, deberá solicitar la correspondiente factibilidad a la Distribuidora como "Aumento de Potencia".

Para el caso de Suministros bajo la titularidad de los Estados Nacional, Provincial, Municipal, Poder Judicial y Legislativo, las compensaciones o pagos por cesión de energía, serán desde un primer momento como se establece en el punto 9.2.b del presente reglamento, no siendo aplicable la medida de fomento establecida en el punto 9.1.b. para estos Organismos.

La contribución del o los GGER al incremento o la caída de tensión en la línea de distribución de BT o MT, según corresponda, entre el CT MT/BT y el punto de conexión, no debe superar los límites establecidos en las Bases Metodológicas de Control de Calidad de Producto Técnico aplicables a la Distribuidora.

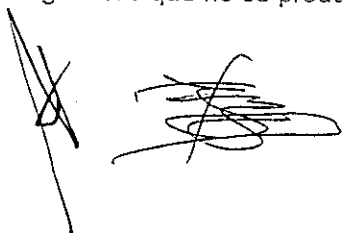
Para Usuarios residenciales el límite de potencia que podrán inyectar del lado de corriente alterna a la red mediante GGER en BT se fija en treinta kilovatios (30 kW), mientras que para todos los otros usuarios: generales, comerciales, industriales o productivos en BT el límite de inyección del lado de corriente alterna a la red será de ciento cincuenta kilovatios (150 kW), mientras que para las conexiones en MT el límite de inyección del lado de corriente alterna a la red será de hasta trescientos kilovatios (300 kW).

Excepcionalmente, cuando las características técnicas del proyecto así lo requieran, para las generaciones de origen hidráulico o de biomasa en BT se podrán aceptar proyectos de hasta doscientos kilovatios (200) kW inyectados del lado de corriente alterna de la red, debidamente autorizados por la Secretaría de Energía de Salta y por el ENRESP.

Se permitirán ampliaciones sucesivas de potencia inyectada a la red, hasta cubrir los límites fijados para cada tipo usuario, con las correspondientes autorizaciones conforme a lo establecido en el artículo 8 del presente reglamento.

5.5. Condiciones de puesta a tierra y separación galvánica de las instalaciones

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 Distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.



0448 / 17

Las masas de la instalación de generación deberán estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la Distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de instalación eléctrica vigentes que sean de aplicación.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución y los GGER por medio de un transformador de aislación o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, de acuerdo con las normas de los aparatos correspondientes y/o a las reglamentaciones de instalación eléctrica vigentes.

Los aparatos deberán estar acreditados mediante certificado emitido por un Organismo de Certificación autorizado a nivel nacional o internacional. Este Organismo debe ser independiente y en el certificado deberá constar la norma de ensayo que garantiza la condición de seguridad requerida.

5.6. Condiciones para el acceso de las instalaciones a la red de la Distribuidora.

Para conceder acceso a la red de distribución, entendido como derecho de uso de la red, se deberá disponer de un punto de conexión con la capacidad necesaria, teniendo en cuenta las instalaciones existentes y las ya comprometidas.

Si la potencia máxima disponible de la red de la Distribuidora en el punto de conexión, definida y calculada de acuerdo con los criterios establecidos en el punto 5.7, fuera menor que la potencia del GGER, la Distribuidora podrá denegar la solicitud de conexión y determinará los elementos concretos de la red que es necesario modificar, con costos a cargo del GGER y reintegrables de acuerdo al Reglamento de Contribución de Energía Reembolsable (CER) vigente a la fecha de solicitud de la conexión, o indicará la potencia máxima disponible sin modificación de la red.

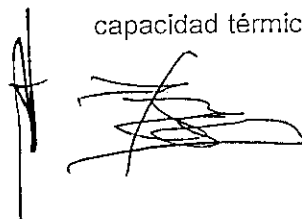
El acceso de la instalación de generación a la red de distribución también podrá ser denegado atendiendo a criterios de seguridad y/o continuidad del suministro.

5.7. 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:

Para conexiones en Baja Tensión (BT):

- a) 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 de las instalaciones de generación conectadas o con punto de conexión vigente en dicha línea.

- b) 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.

Para conexiones en Media Tensión (MT):

- a) Solamente se podrán conectar a través de la construcción y puesta en funcionamiento de un nuevo centro de transformación Baja Tensión / Media Tensión (CT BT/MT) a cargo del interesado de conectar un GGER. El transformador elevador a instalar en dicho CT BT/MT deberá tener una potencia nominal de al menos el doble de la potencia a inyectar del lado de corriente alterna en BT de dicho transformador, teniendo en cuenta la tensión de la red de MT (13,2 ó 33 kV según corresponda).
- b) La medición de la energía entregada a la red por el GGER se hará en MT, siendo responsabilidad del interesado la provisión e instalación del equipo de medición en media tensión, en el nivel de tensión acorde a la tensión de servicio del distribuidor en la que se conectará el GGER y con la relación de los transformadores de corriente (TI) necesaria para la máxima potencia a inyectar a la red.

5.8. Elementos de maniobra y protección – accesibilidad

El sistema deberá contar con los siguientes componentes en lado de conexión a la red:

- a) Para GGER Residencial (hasta 30 kW), un interruptor automático diferencial con sensibilidad de 30 mA (Tipo AC), con el fin de proteger a las personas en el caso de falla a tierra, el cual debe estar instalado en el Tablero Principal, y en caso que el fabricante del inversor así lo requiera, este diferencial puede ser Tipo A o B.

Para GGER (mayor a 30 kW), protección diferencial con sensibilidad de 300 mA (Tipo AC), y en caso que el fabricante del inversor así lo requiera, este diferencial puede ser Tipo A o B;

NOTA 1: En caso de ser necesario, se puede instalar un dispositivo diferencial externo o adicional al interruptor automático con la sensibilidad requerida.

NOTA 2: En caso que el GGER (mayor a 50 kW) disponga de un cerramiento perimetral con

0448 / 17

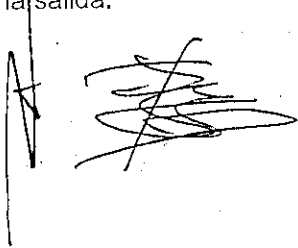
acceso autorizado solo a personas Ba4-BA5, garantizado fehacientemente por el Usuario, se puede considerar otras medidas de protección contra contactos indirectos en la instalación de BT, según la reglamentación indicada en el punto 5.10).

NOTA 3: En caso que el GGER tenga instalaciones de MT, las medidas de protección deben cumplir con las reglamentaciones indicadas en el punto 5.10).

- b) Un interruptor automático para la protección contra sobreintensidad de la instalación con la capacidad de ruptura de cortocircuito mayor a la indicada por la Distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor debe estar instalado en el Tablero Principal;

NOTA: En caso que el GGER disponga de transformador elevador BT/MT, el tablero conectado a los bornes B.T. del mismo, se considerará como Tablero Principal. Las medidas de protección en las instalaciones de MT deben cumplir con las reglamentaciones indicadas en el punto 5.10).

- c) Una protección termomagnética para sobrecargas y cortocircuitos de fase y tierra (ANSI 50/51), ajustada a la potencia de la instalación de generación;
- d) Un relé de máxima y mínima frecuencia (ANSI 81m-M);
- e) Un relé de máxima y mínima tensión (ANSI 59 y 27);
- f) Una protección por diferencia de fase (ANSI 78), de manera que, ante una diferencia de fase causal de una diferencia de tensión superior al 5% de la tensión nominal en una o más fases de la red de BT de la Distribuidora, el GGER deje de aportar energía a la red de la Distribuidora;
- g) Un relé de potencia activa/reactiva inversa (ANSI 32), con regulación mayor que la establecida por contrato (para GGER de más de 10 kW);
- h) Un sistema de sincronización (ANSI 25) para puesta en paralelo automático;
- i) Un módulo de seccionamiento automático o contactor, para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o de frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento que debe permitir el cierre solamente cuando se hayan detectado condiciones de normalidad de la tensión y la frecuencia durante 3 minutos consecutivos (para GGER de más de 10 kW).
- j) Un módulo que limite el valor de la componente de corriente continua inyectada a la red, cuyo valor no supere el 0,5% de la corriente nominal de la salida.



Estas protecciones deberán monitorear cada fase del sistema y deberán estar ajustadas según la Tabla 1 siguiente, con un equivalente a la tensión nominal de la red de BT o MT.

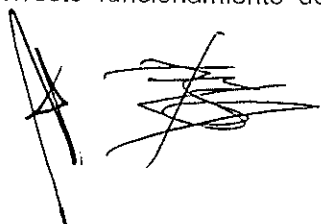
La tensión para la medición de estas magnitudes se deberá tomar en el lado de red de los interruptores principales de los GGER.

Parámetro	Umbral de protección	Tiempo máximo de actuación
Sobretensión - nivel 1	Un +10%	1,5 s
Sobretensión - nivel 2	Un +15%	0,2 s
Tensión mínima	Un -15%	1,5s
Frecuencia máxima	50,5 Hz	0,5 s
Frecuencia mínima	48 Hz	3 s
Protección anti-isla	-	5 s

Los GGER conectados a la red mediante inversores electrónicos deberán cumplir con la siguiente norma de ensayos VDE 0126-1-1 ("Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid") y la norma de ensayos IEC 62116 (Test procedure of islanding prevention measures).

Los elementos de protección requeridos en los ítems c) al j) de 5.8 (sobreintensidades, fluctuaciones de tensión y/o frecuencia, funcionamiento en isla e inyección de CC en la red, falla a tierra), pueden ser externos al inversor o estar integrados dentro del mismo inversor. En este último caso, se debe cumplir con lo requerido en el ítem a) y b) de 5.8, y para el seccionamiento, cuando el inversor este provisto con este dispositivo manual, se debe indicar con leyenda la ubicación del dispositivo y su forma de accionamiento, caso contrario, se debe instalar un dispositivo de seccionamiento manual a la salida corriente alterna del inversor.

Las protecciones deberán ser precintadas por la Distribuidora luego de verificar el correcto funcionamiento del sistema de conmutación y protección sobre el equipo



0448 / 17

generador.

Todos los equipos de medición, protección y control asociados al punto de conexión, se deberán ubicar aguas abajo de la medición, en un tablero o gabinete independiente (Tablero Principal) instalado en un lugar con acceso para la Distribuidora permanente e irrestricto desde la vía pública.

5.9. Sanciones

Para los GGER serán aplicables las tolerancias y sanciones especificadas en las Bases Metodológicas de Control de Calidad de Producto y Servicio Técnico vigentes al momento de la medición en el punto de conexión.

En caso de que el GGER supere en dos (2) Semestres consecutivos las tolerancias aplicables de acuerdo a las Bases Metodológicas de Control de Calidad, sea en los niveles de tensión y/o interrupciones que afecten el normal servicio de la Distribuidora, la misma podrá desconectar al GGER sin mediar aviso previo, siendo aplicables las multas y sanciones previstas en las Bases Metodológicas de Control de Calidad de Producto y Servicio Técnico.

5.10. Consideraciones generales

Los requisitos de seguridad de las instalaciones de corrientes alternas y de corrientes continuas de estos sistemas deben estar conforme a las normativas vigentes de la Asociación Electrotécnica Argentina (AEA), según lo establecido en el Art. 1° de la Ley provincial N° 7469 y verificadas por el Consejo Profesional de Agrimensores, Ingenieros y Profesiones Afines (COPAIPA), a las normativas de la Empresa Distribuidora y a las reglas del buen arte en el diseño de las instalaciones de BT y MT.

Dada la evolución tecnológica permanente en estos sistemas de generación, este Procedimiento Técnico sólo busca fijar los estándares mínimos de los dispositivos a utilizar.

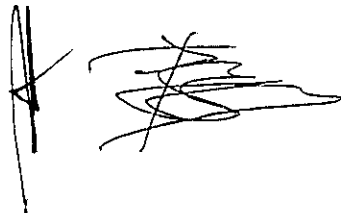
Configuración de conexión y medida

Art. 6° - No requiere reglamentación.

CAPITULO III

Condiciones de Contratación

Art. 7° - No requiere reglamentación.



Art. 8º. Descripción del Procedimiento

8.1. Factibilidad Técnica de conexión

8.1.1. Solicitud de Factibilidad Técnica

Ante la solicitud presentada a la Distribuidora por un Usuario interesado en la generación de energía eléctrica en paralelo con la red de la misma, ésta asesorará preliminarmente al mismo y hará entrega de una copia del presente Reglamento para la conexión de los GGER, que fija las condiciones técnicas y comerciales de dicho requerimiento. El Usuario deberá presentar por escrito a la Distribuidora una Solicitud de Factibilidad Técnica adjuntando, en carácter de declaración jurada, la información debidamente cumplimentada, requerida en el "FORMULARIO 1: SOLICITUD DE FACTIBILIDAD TECNICA":

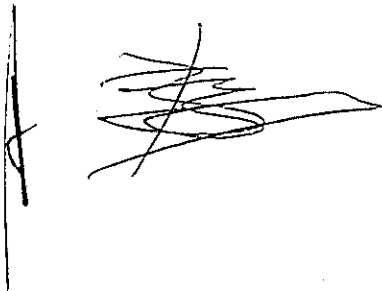
FORMULARIO 1: SOLICITUD DE FACTIBILIDAD TECNICA

Datos del Usuario o Razón Social del Solicitante		
Persona humana o representante legal	Nombre completo	
	D.N.I.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	C.U.I.T.	
Datos de Contacto	Nombre completo	
	Teléfono / celular	
	Mail	
Datos del Titular Cliente de la Distribuidora		
Persona humana	Nombre completo	
	D.N.I.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	C.U.I.T.	
	Número de NIS ¹	
Datos del Titular del Inmueble		
	Catastro N°	
Persona humana o representante legal	Nombre completo	
	D.N.I.	
Persona jurídica (si corresponde)	Razón Social	
	C.U.I.T.	
Datos del Lugar de Instalación		
Dirección de la instalación	Catastro N°	
	Calle, número	
	Ciudad/Municipio	
	Departamento	
	Coordenadas geográficas	Latitud: ° ' " S Longitud: ° ' " O
	Lugar de instalación ²	
Características del Equipamiento de Generación Eléctrica conectada en Paralelo con la Red		
Tecnología del GGER:	<input type="checkbox"/> A. Sistemas fotovoltaicos <input type="checkbox"/> B. Sistemas eólicos <input type="checkbox"/> C. Sistemas de biomasa <input type="checkbox"/> D. Sistemas hidráulicos	

0448 / 17

Tipo Conexión	<input type="checkbox"/> A. Monofásica Baja Tensión (220 V) <input type="checkbox"/> B. Trifásica Baja Tensión (380 V) <input type="checkbox"/> C. Trifásica Media Tensión (<input type="checkbox"/> 13.200 V / <input type="checkbox"/> 33.000 V)
Potencia efectiva a plena carga	kW inyectados en el lado de Corriente Alterna
Fecha prevista de entrada en servicio	
Lugar y fecha	Firma del Solicitante

- 1: El número de cliente corresponde al número de identificación del servicio asociado al inmueble donde se instalará el GGER, especificado en las facturas emitidas por la empresa distribuidora.
2: Lugar de instalación se refiere, al lugar físico donde se instalará el GGER (ejemplo: el techo del inmueble).



La declaración jurada deberá instrumentarse por nota formal, con membrete de la Sociedad (en caso de empresas) y estará firmada por su representante legal o titular del suministro.

El Usuario que desee acceder al beneficio de la generación de energía eléctrica en paralelo con la red de la Distribuidora mediante la conexión de GGER, en la modalidad de balance neto, deberá acreditar fehacientemente capacidad financiera y el estricto cumplimiento de todas sus obligaciones fiscales, extremos estos que serán solicitados y verificados por la Secretaría de Energía de la Provincia en ocasión de emitir el dictamen previsto en el punto 8.2.4.

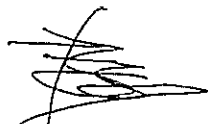

Sólo se aceptará la instalación de un GGER por Usuario, independientemente de la cantidad de suministros de los que pueda ser titular el mismo.

A su vez, se permitirá excepcionalmente que un mismo titular de suministro eléctrico, posea más de una conexión en el régimen de Balance Neto, previa autorización fundada por parte de la Secretaría de Energía de Salta y del ENRESP, siempre y cuando la suma de la potencia total instalada de todas sus conexiones no superen el límite de 150 kW (ciento cincuenta kilovatios) en BT, o 300 kW (trescientos kilovatios) en MT de potencia inyectada del lado de corriente alterna, debiendo establecerse para cada caso en particular las compensaciones o pagos por cesión de energía, con un régimen distinto al establecido en el punto 9.2 del presente reglamento.

8.1.2. Emisión de la Factibilidad Técnica y Comercial

Una vez ingresada la Solicitud de Factibilidad Técnica y Comercial a la Distribuidora, la misma generará un expediente y deberá formalizar la contestación por escrito en un plazo máximo de 15 (quince) días hábiles contados desde el momento en que el Usuario presentó la solicitud formal, acerca de las condiciones bajo las cuales podrá acceder al requerimiento de generación en paralelo. El plazo de 15 (quince) días estipulado podrá ampliarse bajo circunstancias que lo justifiquen. La Factibilidad Técnica y Comercial que se brinde tendrá una vigencia máxima de 6 (seis) meses, contados a partir de la notificación al Usuario. Junto al informe de factibilidad, la Distribuidora comunicará al Usuario, y ampliará en caso de ser necesario, los requerimientos técnicos contenidos en el Procedimiento Técnico para la conexión de GGER, que le permitirá operar el generador.

8.1.3. Aceptación de las condiciones de la Factibilidad Técnica y Comercial



0448 / 17

Si el Usuario acepta las condiciones explicitadas por la Distribuidora para satisfacer la solicitud, deberá dar cumplimiento a lo indicado en 8.2 para la instalación de GGER en paralelo con la red de la Distribuidora.

En caso contrario, deberá comunicarlo a la misma por medio fehaciente.

8.2. Conexión del GGER en paralelo con la red de la Distribuidora.

8.2.1. Presentación del Proyecto Ejecutivo para el previsado.

El Usuario deberá presentar a la Distribuidora dos copias con la carátula "Proyecto Ejecutivo" (una de ellas en formato digital), ambas copias deben poseer la misma documentación técnica, para el previsado de la documentación.

El "profesional interviniente", responsable de la elaboración del Proyecto Ejecutivo, debe realizar las consultas previas tanto en la Distribuidora como en el COPAIPA.

La documentación del "Proyecto Ejecutivo" debe contener, como mínimo, la siguiente información:

Cédula Parcelaria Certificada, de antigüedad no mayor a 30 días de la fecha de presentación del proyecto.

a) Memoria descriptiva.

b) Esquema unifilar eléctrico.

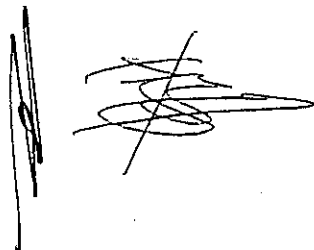
c) Planos de planta.

d) Detalle de la totalidad del equipamiento a instalar, el cual debe responder estrictamente a lo definido en el Procedimiento Técnico para la conexión de los GGER.

e) Planillas de datos técnicos garantizados previstos utilizar en la instalación de GGER en la red de la Distribuidora, con los valores garantizados, debidamente certificados.

f) Provisión de los modelos de control y automatismos del generador, como así también todas las especificaciones técnicas relevantes del propio generador y del equipo de sincronización (se exceptúa a los generadores fotovoltaicos y eólicos).

g) Certificado emitido por un Organismo de Certificación autorizado a nivel nacional o internacional. Este Organismo debe ser independiente y en el certificado deberá constar la norma de ensayo que garantiza la condición de seguridad y funcionamiento requerida para el equipamiento que se instalará.



h) El Usuario deberá presentar también por escrito a la Distribuidora, en carácter de declaración jurada el Certificado de Aptitud Ambiental en conformidad con lo establecido en la Ley N° 7.070 de Protección del Medio Ambiente.

Las características técnicas que deberá cumplir todo el equipamiento de maniobra, protección, señalización y comunicación responderá a las Especificaciones Técnicas y Normas (ETN) vigentes en la Distribuidora.

Toda esta documentación será adjuntada al expediente generado en 8.2.1.

La Distribuidora realizará el estudio del Proyecto Ejecutivo presentado por el Usuario para su previsado.

8.2.2. Proceso de previsado del Proyecto Ejecutivo

La Distribuidora otorgará el resultado del previsado al Usuario dentro de los 15 (quince) días corridos, a contar desde la recepción del Proyecto Ejecutivo del punto anterior.

Si el resultado del previsado del proyecto ejecutivo fuera con observaciones, el Usuario deberá presentarlo nuevamente con los replanteos solicitados hasta obtener la aprobación del previsado del Proyecto Ejecutivo por parte de la Distribuidora.

8.2.3. Presentación ante el COPAIPA

El Proyecto Ejecutivo con el previsado aprobado por la Distribuidora, deberá ser presentada al COPAIPA, conforme al Art. 5° del Decreto N° 3473/07, para la verificación de la normativa técnica establecida en el Art. 1° de la Ley Provincial N° 7469.

8.2.4. Aprobación del Proyecto Ejecutivo

Luego de la verificación realizada en el COPAIPA, el Proyecto Ejecutivo deberá ser presentado nuevamente en la Distribuidora para su aprobación definitiva, adjuntando la cantidad de copias necesarias indicadas en el Certificado de Factibilidad Técnica emitido oportunamente.

Aprobado el Proyecto Ejecutivo por parte de la Distribuidora, éste será enviado a la Secretaría de Energía de la Provincia y luego la Secretaría lo enviará al Ente Regulador de los Servicios Públicos (ENRESP), previa verificación técnico – administrativa, para obtener dictamen. Con el dictamen favorable de ambos Organismos Públicos, el ENRESP emitirá una Resolución y el Usuario deberá proceder, junto con la Distribuidora, a la firma de un Acta de Inicio de la obra necesaria para la ejecución del Proyecto GGGER en cuestión.

0448 / 17

En esta Acta se dejará expresamente establecido:

- El compromiso del Usuario de cumplimentar las obligaciones dispuestas en el presente Reglamento, y en particular, en la documentación técnica mencionada en el punto 8.2.1., aprobada por la Distribuidora.
- El compromiso del Usuario de afrontar los costos de las obras necesarias en la red de la Distribuidora, si correspondieran, y la efectiva conexión del GGER a la red de la Distribuidora en un plazo máximo de 6 (seis) meses, contados desde la firma del Acta. Dicho plazo sólo podrá ser prorrogado por la autoridad de aplicación, mediante acto debidamente fundado.
- El compromiso del Usuario de abonar los cargos de habilitación y de inspección técnica establecidos en el punto 8.3.
- El compromiso del Usuario de permitir el libre acceso al personal de la Distribuidora a las instalaciones correspondientes al GGER, en ocasión de las inspecciones técnicas establecidas en el presente Reglamento y las que resultaren necesarias a criterio de esta última.

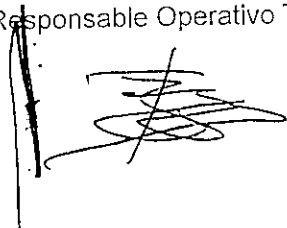
Firmada el Acta, el Usuario estará en condiciones de adquirir el equipamiento y la mano de obra asociada. Si la Distribuidora dispone de un listado de proveedores y/o contratistas para facilitar la contratación de mano de obra y adquisición de materiales, lo entregará a requerimiento del Usuario.

8.2.5. Una vez adquirido el equipamiento y previo a su instalación, el Usuario deberá informar la disponibilidad del mismo de manera fehaciente a la Distribuidora, para su posterior ensayo, quedando su montaje supeditado a la aprobación satisfactoria previa, la que no podrá exceder de 15 (quince) días hábiles.

8.2.6. Finalizado el montaje del equipamiento y previa comunicación fehaciente por parte del Usuario a la Distribuidora, ésta realizará, en un plazo máximo de 30 (treinta) días hábiles, la inspección y ensayos de puesta en servicio, que consistirá en la verificación de los requisitos de funcionamiento exigibles en el Procedimiento Técnico para la conexión de grupos GGER.

8.2.7. Aprobada la inspección definitiva y ensayos de puesta en servicio, el Usuario deberá:

- a) Enviar la "Documentación Conforme a Obra" a la Distribuidora, en formato impreso y digital;
- b) Informar a la Distribuidora en forma fehaciente los siguientes datos de un Responsable Operativo Titular:



- Nombre y apellido del Responsable Operativo.
- Domicilio.
- Número de teléfono fijo.
- Número de teléfono celular.
- Dirección de correo electrónico.

c) Pagar el cargo de la Habilitación e Inspección Técnica, según el punto 8.3.

8.2.8. Cumplido lo indicado en 8.2.7. a), b) y c), la Distribuidora otorgará al Usuario el "Permiso de Conexión" del GGER en paralelo con la red de la Distribuidora. La Distribuidora generará las Órdenes de Servicio necesarias para la conexión del medidor o equipo de medición según corresponda, dando de alta el punto de medición en el sistema informático de la Distribuidora para los fines de medición y facturación. A partir de ese momento la operación y despacho del generador responderá a las premisas dispuestas en el Procedimiento Técnico para la conexión de GGER.

8.2.9. El Usuario será responsable de las tareas y los costos de mantenimiento de las instalaciones previstas en el Procedimiento Técnico para la conexión de grupos GGER. No obstante, la Distribuidora podrá verificar periódicamente, en jurisdicción del Usuario, los requisitos de funcionamiento previstos en el Procedimiento Técnico para la conexión de grupos GGER.

Se recomienda que el usuario también realice la verificación frecuente de que su instalación está inyectando energía a la red.

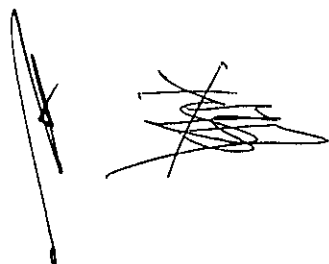
8.3. Cargos de Habilitación y de Inspección Técnica

Antes de otorgar el Permiso de Conexión del GGER en paralelo con la red de la Distribuidora, descrito en el punto 8.2.8, el Usuario deberá abonar a la Distribuidora los cargos de habilitación y de inspección técnica vigentes, para seguir acogido a la modalidad de Balance Neto de Energía. La inspección técnica será renovada semestralmente por la Distribuidora, correspondiendo al usuario abonar en cada oportunidad el cargo correspondiente.

Los mencionados cargos se calcularán de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Cargo por habilitación:

$(CVADBT * Potencia instalada + GCBT)/0,9248$



0448 / 17

Cargo por Inspección técnica:

$(CVADBT * Potencia instalada/12*6)/0,9248$

Donde:

CVADBT es el VAD de la Distribuidora en Baja Tensión

Potencia Instalada: es la potencia instalada y conectada a la red mediante GGER

GGBT: gasto comercial mensual de la Distribuidora en BT

Siempre que el GGER cumpla con toda la normativa vigente, la Distribuidora deberá comprar la generación entregada por el GGER, en los términos fijados en el punto 9.2.

8.4. Aporte de materiales y mano de obra por parte del Usuario

La totalidad de los materiales, equipamiento y mano de obra necesarios para cumplir con los requisitos fijados en el Procedimiento Técnico para la conexión de GGER, como así también el costo de la totalidad de los ensayos y puesta en servicio realizados por la Distribuidora, serán a exclusivo cargo, costo y riesgo del Usuario y sin derecho a reintegro alguno.

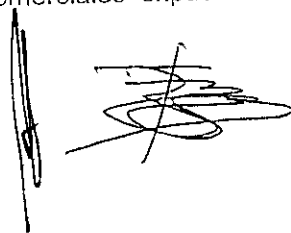
8.5. Relación comercial con el Usuario

La relación comercial entre el Usuario y la Distribuidora será, como es habitual, la dispuesta por el Contrato de Concesión, el Régimen de Suministro, el Régimen Tarifario, sus modificatorias si las hubiere, el presente Reglamento y demás reglamentos vigentes para la actividad de la Distribuidora.

La tarifa que se reconocerá a los Usuarios que hubieran conectado GGER en paralelo con la red de la Distribuidora, será la definida en el Cuadro Tarifario vigente para GGER. Para los Grandes Usuarios (potencia contratada mayor a 10 kW) se aplicará a partir del primer día del mes siguiente al de la efectiva puesta en funcionamiento del generador. Para Pequeños Usuarios (potencia contratada menor a 10 kW) se aplicará a partir del primer día del mes siguiente según su plan de facturación, luego de la efectiva puesta en funcionamiento del GGER.

8.6. Responsabilidades

Cualquier inconveniente y/o daños y/o perjuicios y/o accidentes y/o cualquier otro siniestro que se puedan ocasionar, sea a la Distribuidora, a terceros o al mismo Usuario, por inobservancia de los requisitos reglamentarios, informativos, técnicos y/o comerciales expuestos en el presente Reglamento, deberán ser afrontados por el



Usuario, deslindando de toda responsabilidad a la Distribuidora a la cual se le deberá garantizar absoluta indemnidad en tal sentido.

También el Usuario se obliga a resarcir a la Distribuidora por los inconvenientes que pudieran surgir como consecuencia de la mala calidad de la potencia inyectada, fijada en el Procedimiento Técnico para la conexión de grupos GGGER, o por la energía no suministrada por la Distribuidora que pudiera ser consecuencia directa de una falla ocasionada por el GGGER en paralelo con la red de la Distribuidora.

En caso de detectarse fraudes, tanto en la provisión de energía hacia la red como en los elementos de medición y registro, el Usuario se hará pasible de la aplicación de las multas y sanciones previstas en el Contrato de Concesión, Régimen de Suministro, Régimen Tarifario y sus modificatorias y demás reglamentos vigente para la operatoria de la Distribuidora, sin perjuicio de las acciones legales correspondientes.

El titular del suministro y/o los encargados de la operación deberán asistir, de manera obligatoria y previa a la conexión del GGGER en paralelo con la red, a una charla de seguridad dictada por la Distribuidora.

CAPITULO IV

Generación de la energía

Art. 9° - 9.1. Precio a abonar por la generación de energía

9.1.1 La Distribuidora deberá abonar al Usuario acogido a esta modalidad la generación de energía o excedente de generación – según corresponda –, de acuerdo a las tarifas publicadas en el cuadro tarifario vigente, calculadas como:

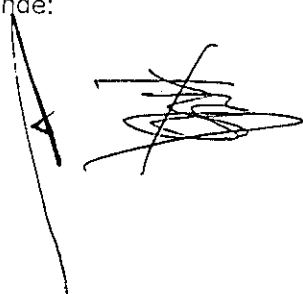
$$T_BN_SOL = (((Hp/24)*CE_pMEM_MD) + ((Hv/24)*CE_vMEM_MD) + ((Hr/24)*CE_rMEM_MD)) * FCCR_SOL/0,9248$$

$$T_BN_BIO = (((Hp/24)*CE_pMEM_MD) + ((Hv/24)*CE_vMEM_MD) + ((Hr/24)*CE_rMEM_MD)) * FCCR_BIO/0,9248$$

$$T_BN_EOL = (((Hp/24)*CE_pMEM_MD) + ((Hv/24)*CE_vMEM_MD) + ((Hr/24)*CE_rMEM_MD)) * FCCR_EOL/0,9248$$

$$T_BN_HID = (((Hp/24)*CE_pMEM_MD) + ((Hv/24)*CE_vMEM_MD) + ((Hr/24)*CE_rMEM_MD)) * FCCR_HID/0,9248$$

Donde:



0448/17

T_BN_SOL: es la tarifa correspondiente a la generación con equipamiento del tipo Solar o Fotovoltaico. La misma está expresada en \$/kWh.

T_BN_BIO: es la tarifa correspondiente a la generación con equipamiento del tipo Biomasa. La misma está expresada en \$/kWh.

T_BN_EOL: es la tarifa correspondiente a la generación con equipamiento del tipo Eólico. La misma está expresada en \$/kWh.

T_BN_HID: es la tarifa correspondiente a la generación con equipamiento del tipo Hidráulico. La misma está expresada en \$/kwh.

Hp: 5 (cantidad de horas correspondiente a la banda pico)

Hv: 6 (cantidad de horas correspondiente a la banda valle)

Hr: 13 (cantidad de horas correspondiente a la banda resto)

CE_pMEM_MD_NS: Precio Estacional de la Energía en Punta (MEM).

CE_vMEM_MD_NS: Precio Estacional de la Energía en Valle (MEM).

CE_rMEM_MD_NS: Precio Estacional de la Energía en Resto (MEM).

FCCR_SOL = 8,2892

FCCR_BIO = 3,0337

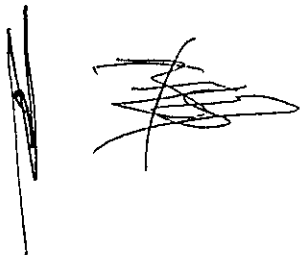
FCCR_EOL = 1,8149

FCCR_HID = 1,7080

Las tarifas se calcularán trimestralmente teniendo en cuenta para ello, los Precios Estacionales de la Energía No Subsidiado del MEM que fije el Ministerio de Energía y Minería de la Nación. Asimismo, el FCCR (Factor de Corrección de cada una de las tarifas) se revisará trimestralmente, de manera tal, que las tarifas que se fijen sean acordes a los precios que se abone en el mercado eléctrico nacional para generaciones de igual tipo y origen.

Ello sin perjuicio de los cargos fijos y cargos por potencia (cargo por máxima capacidad de suministro contratada y cargo por capacidad de suministro contratada en horas de punta) que deba abonar el Usuario a la Distribuidora según su categoría tarifaria y el nivel de tensión de la conexión (BT o MT).

9.1.2 Los montos y volúmenes abonados por la Distribuidora, a cada Usuario acogido a la modalidad de balance neto, serán trasladados trimestralmente al Cuadro Tarifario,



en concepto de costo de abastecimiento, y serán parte del precio de compra de la energía a trasladar a los cargos variables de cada categoría tarifaria.

9.1.3 Dichos gasto se trasladará trimestralmente al Cuadro Tarifario en función del costo real abonado por la Distribuidora a los Usuarios acogidos a la modalidad de Balance Neto en el trimestre n-1, para lo cual la Distribuidora deberá presentar al ENRESP toda la documentación respaldatoria. Asimismo, trimestralmente se deberán determinar los porcentajes de participación de cada una de las fuentes de abastecimiento de la Distribuidora sobre el total de la generación (en función de los volúmenes de compra y los de generación propia).

9.2. Compensaciones o pagos por cesión de energía

Las compensaciones o pagos que correspondieren en ambos sentidos, serán pactados por las partes de acuerdo al siguiente procedimiento:

- a) Durante los primeros dos años, y como medida de fomento, el Usuario abonará a la Distribuidora por la totalidad de la energía requerida por su suministro, el monto que corresponda de acuerdo a su categoría tarifaria. A su vez, la Distribuidora abonará al Usuario generador el total de la energía producida por el GGER, valorizada a la tarifa establecida en el punto 9.1.1. Es decir que, durante estos dos primeros años, no se efectuará compensación de energía, sino que todo lo que consuma el Usuario será abastecido por la Distribuidora y todo lo generado por el Usuario será vendido a la Distribuidora.
- b) A partir del tercer año, mensualmente se efectuarán las compensaciones de energía y el saldo (balance neto) será facturado a la tarifa que corresponda. Si el saldo es a favor del Usuario, el mismo será calculado a la tarifa establecida en el punto 9.1.1. El monto así resultante será considerado un crédito a favor del Usuario y podrá ser abonado por la Distribuidora o dejarlo como saldo a favor en la cuenta corriente para compensarlo con futuras deudas del Usuario.

Si el saldo es a favor de la Distribuidora, el mismo será facturado por la Distribuidora al Usuario a la tarifa que corresponda según su modalidad de consumo y nivel de tensión, conforme lo estipule el Contrato de Concesión y demás normativa vigente. El monto así resultante será considerado un crédito a favor de la Distribuidora y podrá ser abonado por el Usuario o dejarlo como saldo a favor de la Distribuidora en la cuenta corriente para compensarlo con futuras deudas de esta última.



0448 / 17

Al final del año calendario se deberán realizar las conciliaciones y compensaciones y abonar los saldos según correspondan de manera de iniciar el año inmediato siguiente con saldo cero, salvo que las partes acuerden expresamente lo contrario.

En caso de ampliaciones en la potencia inyectada a la red, se considerará la fecha de entrada en servicio de la primera conexión para fijar las compensaciones o pagos que correspondieren en ambos sentidos. Esto significa que la compensación promocional de fomento de dos (2) años indicada en el punto 9.2.a que abonará la Distribuidora, cuenta a partir de la habilitación del punto de medición para GGER indicado en el punto 8.2.8. Los sucesivos aumentos de inyección de potencia no implican una extensión de los dos (2) años de aplicación de la promoción para la ampliación de la potencia del GGER.


Art. 10° - Datos de la cuenta del Usuario acogido a la modalidad de balance neto

La Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica llevará para cada Usuario acogido a la modalidad de balance neto, una cuenta individual donde consten las transacciones económicas realizadas, la energía generada y consumida y los saldos en pesos y energías de cada período debiendo reflejar los siguientes datos:

- N° de NIS.
- Potencia Contratada a la Distribuidora.
- Tarifa.
- Fecha de alta del Usuario acogido a la modalidad de Balance Neto.
- Fecha de entrada en servicio del GGER.
- Potencia disponible bajo la modalidad de Balance Neto (kW).
- Tipo de fuente renovable utilizada para la generación.

Asimismo por cada mes, deberán consignar los siguientes datos:

- kWh consumidos de la red de la distribuidora – Monto en \$ (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- kWh generados – Monto en \$ (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- Saldo en kWh – Saldo en \$ (Neto de Impuestos y con Impuestos).
- Saldo mensual abonado o pagado.
- Saldo acreditado o debitado en la cuenta Corriente (a compensar en próximos períodos).
- Saldo acumulado.



Art. 11° - No requiere reglamentación.

Art. 12° - 12.1. Límite total de generación

Se establece que el cupo máximo de generación bajo la modalidad establecida en la Ley 7824 y el presente Reglamento será de 4 MW en toda la Provincia.

Este cupo podrá ser modificado anualmente en forma conjunta entre la Secretaría de Energía de la Provincia y el ENRESP, considerando para ello, los fondos disponibles para fomentar este tipo de inversiones y, al tratarse de un costo de abastecimiento, su impacto en la tarifa de los Usuarios de la Distribuidora de Energía Eléctrica.

12.2. Tasa de Fiscalización y Control

Se establece que el Usuario acogido a la modalidad de Balance Neto deberá abonar al ENRESP, en concepto de Tasa de Fiscalización y Control, el 2% de la generación de energía eléctrica valorizada a la tarifa establecida en el punto 9.1 y sus modificatorias, ya que conforme lo establece la Ley 7824 corresponde al Ente Regulador de los Servicios Públicos las tareas de fiscalización y control.

En igual sentido, la Distribuidora deberá abonar al ENRESP la Tasa de Fiscalización y Control correspondiente a los cargos de habilitación y de inspección técnica establecidos en el punto 8.3.

