

República de Panamá

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 5399-Elec

Panamá, 27 de junio de 2012

“Por la cual se aprueba el Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica.”

EL ADMINISTRADOR GENERAL, ENCARGADO

en uso de sus facultades legales,

CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reorganizó la estructura del Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (en adelante ASEP), organismo autónomo del Estado, encargado de regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, electricidad, telecomunicaciones, radio y televisión, así como la transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen jurídico al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 3 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, antes referida, señala que es función de la ASEP establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos de electricidad para acceder y hacer uso de las redes de servicio público de transmisión y distribución;
4. Que el Título VIII “Normas Ambientales del Sector Eléctrico” Capítulo II Energías Renovables y no Convencionales, del Texto Único de la Ley 6 en referencia, establece los principios generales para la promoción del uso de fuentes nuevas y renovables para diversificar las fuentes energéticas, mitigar los efectos ambientales adversos y reducir la dependencia del país de los combustibles tradicionales;
5. Que la Ley 45 de 4 de agosto de 2004, “Por la cual se establece un régimen de incentivos para el fomento de sistemas de generación hidroeléctrica y de otras fuentes nuevas, renovables y limpias y dicta otras disposiciones”, define el concepto de Centrales Particulares de fuentes nuevas renovables y limpias como aquellas plantas de generación eléctrica hasta 500 kW de capacidad instalada que utilizan recursos provenientes de fuentes hidráulicas, geotérmicas, solares, eólicas, biomasa y otras fuentes renovables y limpias, que son aprovechadas para la generación de energía eléctrica;
6. Que en atención a lo anterior, la ASEP, mediante Resolución AN No. 5060-Elec de 11 de enero de 2012, aprobó la celebración de la Consulta Pública No. 001-12 para considerar la propuesta de un “Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica”, con la finalidad de recibir opiniones, comentarios o sugerencias de los ciudadanos, de las organizaciones sociales o de las empresas privadas;
7. Que del 16 al 30 de enero de 2012, periodo de recepción de comentarios, participaron en dicha consulta las personas naturales y jurídicas que a continuación se enlistan:

- 7.1 Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S.A. (en adelante EDEMET).
 - 7.2 Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S.A. (en adelante EDECHI).
 - 7.3 Luz Buena, S.A.
 - 7.4 Elektra Noreste, S.A. (en adelante ENSA).
8. Que sobre los comentarios y observaciones presentados por los participantes en la consulta ciudadana referente al Proyecto de Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts esta Autoridad hace el siguiente análisis:
- 8.1 Comentarios de **EDEMET y EDECHI** a la propuesta del proyecto de procedimiento:

8.1.1 **Comentario:** Consideran que al aumentar la potencia de las centrales de energía renovables hasta 500 KW, se multiplica por 50 la capacidad permitida de generación conectada de forma paralela a las redes del distribuidor, acrecentando la posibilidad de pérdidas técnicas, por ello proponen que se evalúe, para cada caso en particular, el efecto que el nuevo generador produce sobre las redes del distribuidor y que en caso que sea adverso, es decir, que se de un aumento en las pérdidas técnicas, dicho generador cubra los costos correspondientes.

Respuesta de la ASEP:

El procedimiento contentivo de la propuesta en consulta está fundamentado en la Ley 45 de 2004, el Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Distribución y Comercialización. Los casos en que se produzcan pérdidas eléctricas en el sistema de distribución las Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts serán tratados con un procedimiento distinto al que rige en la actualidad para los generadores eléctricos que sí participan del Mercado Mayorista de Electricidad.

Podemos afirmar, desde el punto de vista técnico, que los generadores, a los que se refiere la propuesta, deben reducir las pérdidas eléctricas en la red de distribución en beneficio de la distribuidora, y sólo en los casos en que se masifique la instalación de este tipo de generación, podrían surgir efectos adversos, los cuales serán revisados por esta Autoridad Reguladora en su momento, bajo los parámetros de la generación distribuida.

A los generadores que se acojan a este procedimiento, no se les aplicará el tratamiento sobre pérdidas técnicas establecido en la Resolución AN N° 4368-Elec de 31 de marzo de 2011, “Por la cual se aprueba la Metodología Uniforme de Detalle a el Cálculo de Pérdidas de Energía Eléctrica, aplicada a los generadores conectados en las redes de Distribución Eléctrica”.

Adicionalmente, la ASEP anualmente revisará el tema de las pérdidas técnicas en las redes del distribuidor, asociada a los generadores que se acojan a este procedimiento, para lo cual se utilizará el informe que sobre la materia deberá preparar la distribuidora.

Por lo anterior, en ocasión del comentario, se adicionará al procedimiento un numeral con el contenido de lo antes descrito.

8.1.2 **Comentario:** Consideran que deben homogeneizarse las normas actuales con respecto a las conexiones en paralelo de generadores de hasta 500 kW, como a continuación se describe:

- 8.1.2.1 Generadores entre 1 y 75 KVA: máximo límite para conectarse en redes monofásicas en BT o MT;
- 8.1.2.2 Generadores entre 76 y 150 KVA; sistemas trifásicos a cuatro hilos en 120/240, Delta Abierta; o sistemas trifásicos 120/208, Estrella aterrizada;
- 8.1.2.3 Generadores entre 151 y 500 kVA, solo podrán conectarse a redes de baja tensión cuando el sistema sea a 12/208 o 480/277. Trifásico, cuatro hilos.

Agregan que debe limitarse el tamaño del generador a la capacidad actual de la red de media o baja tensión a la que se va a conectar. Indican que es inadecuado que las distribuidoras tengan que invertir en ampliaciones de capacidad en la red para satisfacer la conexión de un generador, y no para hacerle frente a la demanda de los clientes.

Respuesta de la ASEP:

El último párrafo del artículo 10 de la propuesta de Procedimiento, establece una restricción de 25% al pago por el excedente de energía que se inyecte a la red, lo cual implica que de la capacidad que se instale en generación eléctrica, sólo saldrán a la red eléctrica los excedentes, en razón de que esta restricción se incluyó para que no se conecten generadores eléctricos puros, con poca o ausencia total de demanda o carga eléctrica.

Lo anterior implica que la capacidad de transformación en la acometida del cliente, deberá estar en función de la carga del mismo y no en función de la capacidad de la planta de generación eléctrica, en razón de que la misma sólo inyectará excedentes a la red eléctrica del distribuidor.

Con referencia a las ampliaciones de capacidad de la red eléctrica, le indicamos que se aplica lo establecido en la Ley 45 de 2004. La empresa distribuidora no está facultada para solicitar requisitos adicionales no contemplados por la regulación vigente, en razón de que los mismos podrían convertirse en obstáculo para el libre acceso a las redes eléctricas del distribuidor.

8.1.3 **Comentario:** Consideran que un generador conectado en paralelo con la red del distribuidor no debe permanecer generando ante la pérdida de tensión o incidencia en la red, y dicha circunstancia debe ser automática. Los Generadores con potencias de 500 kW pueden quedar como sistemas aislados sin el consentimiento de la distribuidora, y de no contar con sistemas automáticos que garanticen la desconexión de la red, podrían poner tensión sobre la red en casos incluso de descargos programados y ocasionar un accidente. La garantía de la desconexión tiene que ser responsabilidad del propietario o cliente, ya que la distribuidora no puede, ante una avería o descargo programado, verificar cada generador para ver si está desconectado de la red.

Respuesta de la ASEP:

La Cláusula 5 del modelo de Acuerdo para la conexión de Centrales Particulares de hasta 500 kilowatts a las Redes Eléctricas

de media y Baja Tensión de la Empresa de distribución eléctrica, que forma parte del procedimiento sometido a consulta, estipula las responsabilidades del Cliente respecto de la operación segura de los equipos de la Central Particular, y el numeral 5.3 indica que: “*El Cliente deberá tener un dispositivo que desconecte el suministro de la distribuidora en caso de falta de energía eléctrica del distribuidor*”. Es decir, que el cliente debe decidir si diseña su sistema eléctrico para que opere aisladamente, en caso de falta de energía eléctrica de parte del distribuidor.

Es válida la observación, por lo que en el numeral 5.3 se indicará que el dispositivo de desconexión deberá ser automático.

8.1.4 **Comentario:** Proponen la siguiente redacción a la propuesta del artículo 3 del procedimiento:

“Artículo 3: La instalación de la Central Particular, después del punto de conexión, como se define en el Anexo A de la Resolución AN No. 411-Elec. De 16 de noviembre de 2006 o en el contrato de suministro, entre las instalaciones de la distribuidora y el cliente, deberá cumplir con el Reglamento de Instalaciones Eléctricas de la República de Panamá (RIE) vigente.” (sic)

Respuesta de la ASEP:

El artículo 3 de la propuesta en consulta, se refiere a la instalación de la Central Particular y no a la distribuidora; además, aclaramos que no existe relación con el Contrato de Suministro. Este Procedimiento trata de facilitar que los clientes con suministro eléctrico existente o nuevos, puedan generar parte de su consumo eléctrico y a la vez puedan vender sus excedentes, debido a los costos que implica almacenar la energía eléctrica.

8.1.5 **Comentario:** En cuanto a la propuesta del artículo 4 de procedimiento comentan que no es correcto, exigir a la Central Particular una precisión de +-2% en sus medidores, cuando al distribuidor se le exige un medidor bidireccional electrónico, cuya precisión obligatoria es de +/-5%. Consideran que tal exigencia provocará diferencias con las energías que presente el cliente y las que reporte el distribuidor, por lo que, debido a su importancia, se le debe exigir al cliente, medidores con precisión similar al de la distribuidora.

Respuesta de la ASEP:

El medidor que se exige para la Central Particular, es sólo para efectos estadísticos de la energía que produce y no guarda ninguna relación con la distribuidora o con la facturación de los excedentes que se inyecten a la red eléctrica.

El medidor bidireccional que se le exige a la distribuidora, es el único medio que se utilizará para facturar al cliente y para registrar los excedentes que se inyecten a la red eléctrica, mensualmente, razón por la cual se rechaza el comentario.

8.1.6 **Comentario:** Solicitan que se adicione a la propuesta del artículo 5 lo siguiente:

“...Será requisito necesario que acepten por escrito las condiciones establecidas en el documento de acceso. Además, en el caso de

que sea necesaria la ejecución de nuevas infraestructuras o refuerzos en la red, deberán formalizarse los acuerdos que definan el alcance y responsabilidad de las partes en la ejecución de las infraestructuras o refuerzos de la red anteriormente mencionados...”.

Respuesta de la ASEP:

Para refuerzos o nuevas estructuras, aplica lo indicado por la Ley 45 de 2004.

La distribuidora no está facultada a solicitar requisitos adicionales no contemplados por la regulación vigente, particularmente modificar lo indicado por el Acuerdo de Conexión que acompaña al procedimiento, en razón de que los mismos podrían convertirse en obstáculo para el libre acceso a las redes eléctricas del distribuidor. Por lo anterior no es viable la redacción propuesta.

- 8.1.7 **Comentario:** Consideran que la información que se le exige al que instale una Central Particular en el artículo 6 (a) de la propuesta de procedimiento no es de interés para el distribuidor y lo compromete a ejercitar una asesoría gratuita. El cliente solo deberá suministrar el tipo de planta y las características más relevantes de su planta, como los son: (a) Tamaño (b) Factor de Planta (c) Tecnología (d) Unifilar eléctrico donde se pueda verificar con claridad el medio de desconexión automático, etc. La responsabilidad sobre el diseño a detalle de la Central Particular, recae única y exclusivamente en el profesional que la diseña. Los planos aprobados por las instituciones competentes, podrán ser entregados al momento de solicitar la conexión y las pruebas.

Respuesta de la ASEP:

Se rechaza el comentario, en razón de que el numeral 6(a) del Procedimiento, establece la información que el Cliente debe entregar a la distribuidora con la solicitud de conexión, y no deja a discreción de la distribuidora la información que debe suministrar dicho Cliente.

- 8.1.8 **Comentario:** En cuanto a los requisitos establecidos en el artículo 7(d) de la propuesta de procedimiento, consideran que dicha información no es necesaria ni de interés de la Distribuidora, ya que lo único que busca es compartir la responsabilidad de omisiones que puedan haber en el diseño. Agregan que la responsabilidad por el diseño y construcción es responsabilidad exclusiva del profesional idóneo que sella los planos.

Respuesta de la ASEP:

La distribuidora debe tener conocimiento de las características técnicas de la Generación Distribuida que se conecte a sus redes eléctricas, razón por la cual no se acepta el comentario.

- 8.1.9 **Comentario:** a la propuesta del artículo 7(g) piden aclarar a qué se refiere la ASEP con conexiones temporales; si es la puesta en paralelo o un servicio temporal de suministro.

Respuesta de la ASEP:

No consideramos necesario hacer aclaración alguna toda vez que el numeral es específico cuando indica que el cliente tiene derecho de solicitar a la distribuidora las conexiones temporales para efectuar las pruebas pertinentes que requiera alguna Autoridad Competente.

- 8.1.10 **Comentario:** A la propuesta del artículo 7(m) aducen que se debe exigir que exista un dispositivo que garantice la desconexión automática de la Central Particular en caso de avería o descargo programado en la red del distribuidor. Consideran que hacerlo de forma manual, puede producir accidentes en los casos en que el daño se presente en lugares alejados del punto de suministro del cliente, pero en el mismo subsistema eléctrico. Además, la distribuidora tendrá el control absoluto de la llave del candado por razones de seguridad de las personas.

Respuesta de la ASEP:

En el Acuerdo que acompaña al Procedimiento en cuestión, la Cláusula 5 estipula las responsabilidades del Cliente respecto de la operación segura de los equipos de la Central Particular, y el numeral 5.3 indica que: *“El Cliente deberá tener un dispositivo que desconecte el suministro de la distribuidora en caso de falta de energía eléctrica del distribuidor”*. La ASEP agregará al Procedimiento final la obligación de colocar un dispositivo automático.

El propósito del numeral 7(m) es que por razones de seguridad, la distribuidora pueda solicitar un medio de desconexión manual que esta pueda operar y que le garantice que no va a haber un retorno de energía de parte de la Central Particular, razón por la cual se rechaza el comentario.

- 8.1.11 **Comentario:** A la propuesta del artículo 7(o), solicitan que se defina acción negligente, ya que así como está se presta para una interpretación discrecional. Consideran que este punto debe ampliarse y delimitarse pues establece obligaciones que deben ser de naturaleza reglada.

Respuesta de la ASEP:

Existen innumerables acciones y condiciones, que de darse pudiesen calificarse de negligencia, y no es la intención del Procedimiento en consulta delimitar ni reglar en qué consiste una negligencia que pueda ser imputable a una distribuidora.

- 8.1.12 **Comentario:** a la propuesta del artículo 8 alegan que debe agregarse un literal nuevo que diga:

“d) Disparo automático de la red del distribuidor por cualquiera que sea su causa”.

Adicionalmente, consideran que la notificación que deje la distribuidora al cliente pueda ser vía correo electrónico o cualquier otro medio que se establezca en el contrato.

Respuesta de la ASEP:

El artículo 8 establece las causales de desconexión de la Central Particular, por acción de personal de la distribuidora y no por

acción de los dispositivos de desconexión automáticos de las redes de distribución, que son propios de las mismas.

Se rechaza el comentario, en razón de que una acción de desconexión de una Central Particular por alguno de los motivos contemplados en el Artículo 8, merece una explicación de la causal y posterior confección del informe técnico que debe ser enviado a la ASEP.

- 8.1.13 **Comentario:** a la propuesta del artículo 9 **EDEMET y EDECHI** solicitan que se elimine la frase “a su costo”, pues podría entenderse que quien debe asumir estos costos es la distribuidora. Dichos costos forman parte de los activos de distribución y comercialización.

Respuesta de la ASEP:

El segundo párrafo del artículo 9 estipula que la empresa distribuidora deberá instalar a su costo un medidor bidireccional. El costo de esta medición bidireccional se reflejará en la contabilidad regulatoria, al igual que se hace para todos los otros medidores para los clientes regulados. Por lo anterior se rechaza lo propuesto.

- 8.1.14 **Comentario:** Sugieren la siguiente redacción para la parte introductoria del artículo 10 de la propuesta:

*“Artículo 10º Facturación: La empresa distribuidora facturará mensualmente al Cliente todos los cargos por el uso de las redes de distribución, relacionados con la distribución, comercialización y alumbrado público de la energía y/o potencia, que el cliente ha tomada de la red, de acuerdo a la medición correspondiente y a la tarifa contratada. En el caso de los costos de abastecimientos (transmisión, pérdidas de transmisión y generación), se seguirá con uno de los métodos siguientes:
.....”*

Respuesta de la ASEP:

La redacción propuesta por las distribuidoras supone que los registros de la medición hacia la carga del cliente se tratarán de forma separada de los registros de la medición hacia la red de distribución, lo cual no es la intención del presente Procedimiento. Tal como lo indica el artículo 10, el componente de la energía (kWh) a facturar al cliente, será el resultado de la diferencia entre la energía (kWh) que suministra la distribuidora al Cliente y la energía excedente (kWh) que inyecta el Cliente a la red eléctrica de la distribuidora. Si la diferencia es a favor de la distribuidora, ésta facturará sólo el resultado de la diferencia, y si la diferencia es a favor del Cliente, entonces le concederá un crédito por el resultado de la diferencia.

Por lo tanto, la ASEP mejorará la redacción de este artículo, de acuerdo al comentario.

- 8.1.15 **Comentario:** Solicitan aclaración ya que se entiende que con el procedimiento propuesto, con independencia del tipo de cliente, comercial, industrial o residencial, se le facturará la demanda siempre que supere los 15 kW.

Respuesta de la ASEP:

Es válido el comentario, se agregará a los dos ordinales “la demanda (de acuerdo a la tarifa contratada)” .

- 8.1.16 **Comentario:** Aseguran que es necesario distinguir que bajo esta circunstancia existe una doble figura de la Central Particular: (i) una como cliente de la empresa de distribución y bajo la cual debe ser facturado por toda la energía y/o potencia utilizada de acuerdo a los cargos de distribución, comercialización y alumbrado público de la tarifa contratada; y (ii) otra como productor, donde la energía neta inyectada se le reconocerá al precio medio de abastecimiento

Respuesta de la ASEP:

El comentario hace suponer que los registros de la medición hacia la carga del cliente se tratarán de forma separada de los registros de la medición hacia la red de distribución, lo cual no es la intención del presente Procedimiento.

Como lo indica el artículo 10, el componente de la energía (kWh) a facturar al cliente, será el resultado de la diferencia entre la energía (kWh) que suministra la distribuidora al Cliente y la energía excedente (kWh) que inyecta el Cliente a la red eléctrica de la distribuidora. Si la diferencia es a favor de la distribuidora, ésta facturará sólo el resultado de la diferencia, y si la diferencia es a favor del Cliente, entonces le concederá un crédito por el resultado de la diferencia. Para que no se preste a interpretaciones, se hará una nueva redacción al artículo, de acuerdo al comentario.

- 8.1.17 **Comentario:** En cuanto a la cláusula 1.7 del modelo de Acuerdo de Conexión, las empresas comentan que la definición de punto de conexión debe quedar de la siguiente manera:

“Punto de conexión: Es el punto en el cual se produce la unión entre los sistemas de LA EMPRESA y las instalaciones eléctricas de EL CLIENTE en el cual se instala la Central Particular. Típicamente es el lado fuente del medidor de propiedad de la distribuidora cuando se trate de medidas directas; y en el lado fuente del Interruptor Principal o Equivalente, cuando se trate de suministros con medida indirecta.”

Respuesta de la ASEP:

El tema propuesto ya se encuentra en el artículo 7 del Título V, Régimen de Suministro, del Reglamento de Distribución y Comercialización, aprobado mediante Resolución AN No. 411-Elec de 16 de noviembre de 2006 y sus modificaciones, razón por la cual no consideramos viable lo propuesto en el comentario.

- 8.1.18 **Comentario:** En cuanto a la cláusula 4.3 del Acuerdo de Conexión, **EDEMET Y EDECHI** solicitan que se agregue que las inspecciones o mediciones relativas a las normas de calidad técnica vigentes para la empresa deberán ser efectuadas en el punto de interconexión, conexión o entrega del cliente “o en un punto más próximo dentro de la red del distribuidor”. Agregan que podrá requerirse, en algunos casos, la desconexión de la carga del cliente para determinar, sin lugar a dudas, si el origen de una posible perturbación proviene de la red del distribuidor o la red del cliente, el cliente no podrá negarse a esta solicitud.

Respuesta de la ASEP:

El punto de conexión o interconexión es el punto frontera entre las instalaciones del cliente y la distribuidora, y para determinar si el cliente está afectando la Calidad del distribuidor, las mediciones deben realizarse en este punto, ya que en otro punto se pudiesen medir señales de otros clientes, por lo que no se acepta la sugerencia.

- 8.1.19 **Comentario:** Proponen que en la cláusula 4.4. se indique que no es obligación de la distribuidora participar en las inspecciones, es decir, que se reserva el derecho de participar o no.

Respuesta de la ASEP:

Es improcedente el comentario toda vez que la cláusula 4.4 no establece obligatoriedad para la empresa de asistir a las inspecciones.

- 8.1.20 **Comentario:** Solicitan que en la cláusula 4.6 se aclare a que se refieren con conexiones temporales.

Respuesta de la ASEP:

El numeral es específico al indicar que las conexiones temporales tienen como objetivo llevar a cabo las inspecciones requeridas por la Autoridad Competente.

- 8.1.21 **Comentario:** Sugieren una nueva redacción de la cláusula 5.2.

“EL CLIENTE está obligado a proteger sus equipos eléctricos, dispositivos de protección, y otros componentes del sistema eléctrico, de daños provenientes de condiciones normales y anormales, y de operaciones que ocurran en las redes de la distribuidora en suministrar y restaurar el sistema de distribución eléctrica; y aceptará la posibilidad de interrupciones de cualquier naturaleza.”

Respuesta de la ASEP:

No consideramos viable la sugerencia debido a que el tema de las interrupciones ya está incluido en la cláusula cuando estipula: *“daños provenientes de condiciones normales y anormales, y de operaciones que ocurran en las redes de la distribuidora en suministrar y restaurar el sistema de distribución eléctrica”*.

- 8.1.22 **Comentario:** Sugieren una nueva redacción de la cláusula 5.3:

“EL CLIENTE deberá tener un dispositivo que desconecte de forma automática el suministro de la distribuidora en caso de falta de energía eléctrica del distribuidor.”

Respuesta de la ASEP:

Es procedente la sugerencia por lo que será tomada en cuenta en la redacción final del artículo.

- 8.1.23 **Comentario:** Sugieren que en el cláusula 5.6. se indique que la empresa distribuidora tendrá el derecho de desconectar la planta y

prohibir su acceso a la red cuando el funcionamiento de la planta perturbe la red o cree condiciones inseguras.

Respuesta de la ASEP:

Se rechaza el comentario, en razón de que el tema expuesto ya se encuentra incluido en el artículo 8 del Procedimiento.

- 8.1.24 **Comentario:** En cuanto a la cláusula 6.4, sugieren eliminar la frase “a su costo”, pues tal como está redactada podría entenderse que dichos costos, los cuales forman parte de los activos de distribución y comercialización, deben ser asumidos por la distribuidora.

Respuesta de la ASEP:

No compartimos la opinión de las comentaristas debido a que el segundo párrafo del artículo 9 del Procedimiento estipula que la empresa distribuidora deberá instalar a su costo un medidor bidireccional. El costo de esta medición bidireccional se reflejará en la contabilidad regulatoria, al igual que se hace para todos los otros medidores para los clientes regulados.

- 8.1.25 **Comentario:** Solicitan eliminar la palabra vigente en la cláusula 6.7 e indican que el contrato con el cliente debe especificar la tarifa correspondiente.

Respuesta de la ASEP:

Se rechaza el comentario por no corresponder con la cláusula 6.7; pero aclaramos que el cliente con una Central Particular deberá tener un Contrato de Suministro y un Acuerdo de Conexión, firmado con la distribuidora, esto último se añadirá al procedimiento.

- 8.1.26 **Comentario:** Solicitan agregar a la opción No. 1 de la cláusula 8(a) la frase “Controlado por la Empresa”

Respuesta de la ASEP:

El dispositivo de desconexión manual puede ser usado tanto por la distribuidora, como por personal del Cliente que haga trabajos en el lado del cliente, por razones de seguridad.

- 8.1.27 **Comentario:** Proponen una nueva redacción a la cláusula 9.2:

“9.2 LA EMPRESA el mismo día de la desconexión, deberá dejar a EL CLIENTE una notificación escrita indicando el motivo de la misma, si ello es posible o notificará por fax o e-mail o cualquier otro medio mutuamente convenido.”

Respuesta de la ASEP:

No compartimos la opinión de las comentaristas puesto que una acción de desconexión de una Central Particular por alguno de los motivos contemplados en el Artículo 8, merece una explicación de la causal y posterior confección del informe técnico que debe ser enviado a la ASEP.

- 8.2 Comentarios de **LUZ BUENA, S.A.** a la propuesta del proyecto de procedimiento:

- 8.2.1 **Comentario:** en cuanto al texto del artículo 6 preguntan ¿con cuáles autoridades competentes debe el cliente coordinar una vez instalada la Central Particular? Solicitan que se especifiquen las autoridades competentes que correspondan. Adicionalmente solicitan se aclare a que pruebas se refiere el artículo.

Respuesta de la ASEP:

Las autoridades competentes a las que se refiere el Procedimiento son mencionadas en el literal a del artículo 6 del mismo, es decir, el Cuerpo de Bomberos y la Dirección de Ingeniería Municipal del Distrito que corresponda. En cuanto a las inspecciones y pruebas, las mismas dependen del tipo y capacidad de la Central Particular que se instale, y de los requerimientos específicos de las autoridades competentes.

- 8.2.2 **Comentario:** Solicitan aclaración sobre la existencia de algún límite de tiempo máximo para obtener la constancia que debe ser emitida por la autoridad competente (Seguridad del Cuerpo de Bomberos e Ingeniería Municipal), toda vez que este requisito puede generar retrasos.

Respuesta de la ASEP:

La Ley no otorga a la ASEP competencia para señalarle a las autoridades nacionales ningún tipo de plazos para la ejecución de su trabajo.

- 8.2.3 **Comentario:** Pregunta la comentarista cuál organismo o institución será la encargada de vigilar la calidad de los equipos instalados y los diseños de las instalaciones, de manera tal que no se corra el riesgo de provocar distorsiones a las redes eléctricas de las empresas distribuidoras.

Respuesta de la ASEP:

El Cliente es el único responsable de vigilar la calidad de los equipos que instalará en su predio y de los diseños de sus instalaciones eléctricas, de tal manera de no causar distorsionar en las redes eléctricas de las empresas distribuidoras, y que los mismos soporten las condiciones normales y anormales de un sistema eléctrico.

- 8.2.4 **Comentario:** Preguntan: ¿Quién paga por las pruebas de los equipos y aparatos de protección del cliente? y ¿Cuánto cuestan?

Respuesta de la ASEP:

Las inspecciones y pruebas de la Central Particular, dependen del tipo y capacidad de la Central Particular que se instale, y de los requerimientos específicos de las autoridades competentes. Todos estos costos son por cuenta del Cliente. Es a discreción de la distribuidora el presenciar o no estas pruebas.

- 8.2.5 **Comentario:** Desean saber si las distribuidoras cuentan ya con los medidores bidireccionales que deben suministrar, ya que cuando se llaman a las empresas, les responden que no tienen información al respecto. Agregan que si no las obligan a tener un inventario de

medidores, esto puede ocasionar retrasos enormes en el proceso y siempre tendrán la excusa de que no tienen los medidores todavía.

Respuesta de la ASEP:

El Procedimiento estipula en el Artículo 9 que el medidor Bidireccional será suministrado por la distribuidora. Si una distribuidora le dice a un Cliente que no hay medidor, este debe reportarlo por escrito de inmediato a la ASEP, ya que pudiese tratarse de un incumplimiento al procedimiento. El Cliente siempre puede acudir a la ASEP cuando no reciba una respuesta concreta de la distribuidora o detecte que la distribuidora no está cumpliendo el Procedimiento en cuestión.

- 8.2.6 **Comentario:** Con respecto al artículo 7 (n) considera el comentarista que en estos casos se deberían listar las razones por las cuales la distribuidora puede desconectar las centrales. Además se debería definir un límite de tiempo entre la desconexión y la reconexión.

Respuesta de la ASEP:

No estamos de acuerdo con el comentario toda vez que en el artículo 8 del Procedimiento se señalan las causales de desconexión y demás plazos para su reconexión.

- 8.2.7 **Comentario:** Con respecto al artículo 7 (p) pregunta si existe un límite máximo de tiempo entre que se solicita la conexión permanente hasta que la realizan. Este hecho puede ser fuente de retrasos.

Respuesta de la ASEP:

Las inspecciones y pruebas de la Central Particular, dependen del tipo y la capacidad de la Central Particular que se instale, y de los requerimientos específicos de las autoridades competentes. La ASEP no está facultada para regular a la autoridad competente.

- 8.2.8 **Comentario:** Con respecto al artículo 8, considera el comentarista que las condiciones enumeradas como causales de desconexión deberían ser establecidas por un tercero y no por la distribuidora.

Respuesta de la ASEP:

La Norma de Calidad del Servicio Técnico, aprobada mediante Resolución JD-764 de 8 de junio de 1998, establece que existen Parámetros Técnicos a cumplir por los clientes, y que las distribuidoras deberán efectuar las mediciones respectivas.

8.3 Comentarios de **ENSA** a la propuesta del proyecto de procedimiento:

- 8.3.1 **Comentario:** Señala que los artículos 4, 6, y 9 se contradicen, respecto del tema de las mediciones eléctricas de la Central Particular y las del Punto de Conexión. Solicitan que sea la distribuidora quien suministre e instala la medición por calidad y control de los equipos y energía, pasando dicho costo al cliente.

Respuesta de la ASEP:

El medidor que se exige para la Central Particular en el artículo 4, es sólo para efectos estadísticos de la energía que produce y no guarda ninguna relación con la distribuidora o con la facturación de los excedentes que se inyecten a la red eléctrica, por tanto el Cliente lo instala a su costo.

El medidor bidireccional que se le exige a la distribuidora en el Artículo 9, en el punto de conexión, es el único medio que se utilizará para facturar al cliente y para registrar los excedentes que se inyecten a la red eléctrica, mensualmente, por tanto el mismo deberá ser suministrado e instalado por la distribuidora, a su costo. Por lo anterior, no se accede a la solicitud.

8.3.2 **Comentario:** Sugiere modificar el literal m) del artículo 7 como sigue:

“m) el generador deberá instalar a su costo un dispositivo de desconexión automática en caso de falta de suministro de la distribuidora. El dispositivo deberá tener capacidad de ser bloqueado en la posición de abierto, por medio de un candado y deberá estar accesible a la distribuirá”

Considera la comentarista que al momento de restablecer la conexión entre la distribuidora y el generador, este último debe proveer a su costo un dispositivo de sincronización automática. La reconexión al sistema deberá ocurrir cumpliendo un protocolo de Operación (y comunicación) entre la distribuidora y el generador. Dicha reconexión no deberá ser automática ni deberá ocurrir sin conocimiento de la distribuidora.

Respuesta de la ASEP:

En el Acuerdo que acompaña al Procedimiento en cuestión, la cláusula 5 estipula las responsabilidades del Cliente respecto de la operación segura de los equipos de la Central Particular, y la cláusula 5.3 indica que: *“El Cliente deberá tener un dispositivo que desconecte el suministro de la distribuidora en caso de falta de energía eléctrica del distribuidor”*.

En atención al comentario, se agregará al Procedimiento en el numeral 7(j) para que este dispositivo sea automático.

8.3.3 **Comentario:** Respecto del artículo 8, **ENSA** solicita que se tome en cuenta lo siguiente:

a) Tener generadores dispersos a lo largo de un circuito de distribución supone peligros a la seguridad adicionales para las cuadrillas que realizan los trabajos de reparación, que deben desconectar cada una de las posibles fuentes de suministro cada vez que se debe reparar un daño, no solo programados sino también los no programados que a diario se producen en la red.

b) Tener que desconectar varios interruptores (o seccionadores) en lugar de dos, implicará tiempos adicionales en la reposición del suministro, por lo que preguntan cómo se atenderá este impacto en los índices de calidad del suministro.

c) Indican que la obligación de remitir un informe técnico detallado al cliente en un plazo no mayor de 10 días resulta innecesario puesto que no se indica la realización de pruebas que deben realizarse por parte del distribuidor con la finalidad de constatar

que fue subsanado el inconveniente antes de poner nuevamente en línea el generador con la red de distribución.

d) Indican que no se aclaran las pruebas que deben realizarse y solicitan definir que el cliente deberá asumir los costos fijos del medio de comunicación remoto utilizado.

Respuesta de la ASEP:

a) Respecto de la seguridad, el procedimiento contempla la instalación de un dispositivo de desconexión automático de la Central cuando falte el suministro eléctrico de la distribuidora, además de un dispositivo de desconexión manual, el cual pueda asegurarse con candado. Con las medidas antes mencionadas se mitigan los riesgos en seguridad para las distribuidoras, por lo que no compartimos la opinión del comentarista.

b) No son claras las razones de los tiempos adicionales para la reposición del suministro, todo es cuestión de organización y eficiencia en la atención de los daños eléctricos. Las normas de calidad no se modificarán con motivo de este nuevo procedimiento, razón por la cual no se acepta la observación.

c) Consideramos importante el informe técnico exigido toda vez que la distribuidora tiene el deber de explicar tanto al cliente como al regulador, las razones por las cuales desconectó de la red eléctrica a la Central Particular.

d) Las pruebas a la Central Particular son función del tipo y capacidad de la misma, y también dependen de los requisitos de los fabricantes. Las pruebas serán a costo del dueño de la Central. Si la distribuidora quiere poner una comunicación remota con la Central Particular, podrá hacerlo pero a su costo, no a expensas del Cliente. Se rechaza el comentario.

8.3.4 En cuanto a la cláusula 3.4 del modelo de Acuerdo, ENSA solicita que el factor de potencia sea de 0.90 en lugar de 0.85, y solicitan se añada un recargo por bajo factor de potencia. También indican que debe aclararse lo de las pérdidas que pueda ocasionar al distribuidor la instalación del generador.

Respuesta de la ASEP:

Consideramos atinada la observación del comentarista de cambiar el factor de potencia de 0.85 a 0.90, en la redacción final del procedimiento se hará la modificación.

No es viable la solicitud de imponer un recargo por factor de potencia a la Central Particular, debido a que en la tarifa regulada del cliente, ya este recargo está contemplado, como carga.

Reiteramos que para este procedimiento en cuestión se aplica la Ley 45 de 2004, y los temas pertinentes del Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Distribución y Comercialización. Al tema de las pérdidas eléctricas se le dará un trato distinto al procedimiento aplicado en la actualidad a los generadores eléctricos que sí participan del Mercado Mayorista de Electricidad.

En cuanto a las pérdidas eléctricas en la red de distribución, es de esperarse que la entrada de estos generadores tenga un efecto de reducción a las mismas en beneficio de la distribuidora, y sólo en caso de que se masifique la instalación de este tipo de generación, se podrían tener efectos adversos, los cuales se revisarán en su momento bajo los conceptos de la generación distribuida.

A los generadores que se acojan a este procedimiento, no se les aplicará el procedimiento sobre pérdidas técnicas establecido en la Resolución AN No. 4368-Elec de 31 de marzo de 2011, “Por la cual se aprueba la Metodología Uniforme de Detalle a el Cálculo de Pérdidas de Energía Eléctrica, aplicada a los generadores conectados en las redes de Distribución Eléctrica”.

La ASEP anualmente revisará el tema de las pérdidas técnicas en las redes del distribuidor, asociadas a los generadores que se acojan a este procedimiento, para lo cual utilizará el informe que para estos efectos deberá preparar la distribuidora, y el mismo deberá ser entregado antes del 1 de marzo del año siguiente al del informe. Con base en los resultados, la ASEP establecerá, de ser necesario, un procedimiento al respecto.

Se acepta el comentario, por lo que se añadirá al procedimiento un numeral con el contenido de lo arriba descrito.

- 8.3.5 Solicita que se aclare el propósito del Procedimiento, si es para que los clientes satisfagan su propia demanda, o es para promover generación sin tener conectada una carga.

Respuesta de la ASEP:

El propósito del Procedimiento es que el Cliente autogenera parte de su demanda con energía renovable y limpia, y si acumula excedentes en un año, éstos deben pagárseles de acuerdo con lo estipulado en el procedimiento.

El último párrafo del artículo 10 del Procedimiento, establece una restricción de 25% al pago por el excedente de energía que se inyecte a la red, lo cual implica que de la capacidad que se instale en generación eléctrica, sólo saldrán a la red eléctrica los excedentes, en razón de que esta restricción se incluyó para que no se conecten generadores eléctricos puros sin demanda o carga eléctrica, o con poca demanda o carga eléctrica.

- 8.3.6 Preguntan quién debe cubrir los costos de adecuar la red para alguien que genera 500 kW.

Respuesta de la ASEP:

En este tema se aplica lo establecido en la Ley 45 de 2004.

- 8.3.7 Indican que existen aspectos que no se establecen en el documento en consulta y que provocan los siguientes cuestionamientos:

- a) Debe establecerse los tipos de protección que actuarán.
- b) Preguntan si se permitirá al generador seguir rodando con la carga del cliente si hay una falla del suministro de distribución.
- c) Preguntan cómo se procedería una vez se repone el suministro del distribuidor en los casos en que el cliente pierde el servicio y alimenta su carga por separado.
- d) Pregunta ¿Por qué el tope de energía es en base a la capacidad del equipo de generación y no en base al consumo promedio que tendría el cliente consumidor? Esto, agregan, ocasionaría

que cualquier generador eólico o solar ponga su equipo a generar sin tener carga asociada.

Respuesta de la ASEP:

- a) Las protecciones que actuarán dependen del tipo y capacidad de la Central Particular, el nivel de tensión a la que se conecte, etc. Hay sistemas tan simples, donde el único requisito es que el inversor se desconecte automáticamente cuando el mismo detecte pérdida de voltaje en su lado fuente.
- b) La Central Particular conjuntamente con el sistema eléctrico del cual forma parte, puede diseñarse para que trabaje como sistema aislado, ante la pérdida del suministro eléctrico de la distribuidora.
- c) Es idéntico a cómo funciona actualmente un edificio grande que tenga un generador de emergencia de 500 kW o mayor, si no hay energía, este se conecta, y cuando regresa la energía se desconecta, sin intervención alguna de personal de la distribuidora.
- d) El tope en la venta de energía, es para que sólo se acojan a este procedimiento clientes con carga que autoabastezcan parte de su demanda y puedan vender excedentes a la red eléctrica. Este procedimiento no es para generadores puros. No vemos que un generador solar o eólico se acoja a este procedimiento, por la limitación del 25% de la capacidad instalada, y por que los mismos son de alto costo de instalación.

8.3.8 Indican que dentro del procedimiento se debe indicar que cualquier reconocimiento, pago o crédito que se haga al dueño de estas centrales será reconocido como un costo de compra de energía en el procedimiento de ajuste tarifario.

Respuesta de la ASEP:

Se rechaza el comentario, en razón de que este es un tema que deberá incluirse oportunamente en el Régimen Tarifario, Título IV del Reglamento de Distribución y Comercialización.

9. Que en virtud de todo lo expuesto, el Administrador General, Encargado,

RESUELVE:

PRIMERO: APROBAR el Procedimiento para la Conexión de Centrales Particulares de fuentes nuevas, renovables y limpias de hasta quinientos (500) kilowatts a las redes eléctricas de media y baja tensión de las empresas de distribución eléctrica, el cual se encuentra contenido en el **ANEXO A** de la presente Resolución de la cual forma parte integral.

SEGUNDO: DISPONER que el presente procedimiento aplica automáticamente para aquellos clientes que a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución, hayan formalizado un “Acuerdo para la Interconexión de Pequeños Sistemas Fotovoltaicos (PSF), no mayores de diez (10) kilowatts, a las Redes Eléctricas de Media y Baja Tensión” con las empresas distribuidoras, fundamentado en las Resoluciones AN No. 2060-Elec de 10 de septiembre de 2008, AN No. 2486-Elec de 13 de marzo de 2009, y AN No. 3028-Elec de 22 de octubre de 2009.

TERCERO: ORDENAR que aquellos clientes que estén en el proceso para firmar un “Acuerdo para la Interconexión de Pequeños Sistemas Fotovoltaicos (PSF), no mayores de diez (10) kilowatts, a las Redes Eléctricas de Media y Baja Tensión” con alguna empresa distribuidora, y que a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, aún no lo hayan formalizado, tendrán que cumplir con el Procedimiento que se aprueba a través de la presente resolución.

CUARTO: DEROGAR en todas sus partes las Resoluciones AN No. 2060-Elec de 10 de septiembre de 2008, AN No. 2486-Elec de 13 de marzo de 2009, y AN No. 3028-Elec de 22 de octubre de 2009.

QUINTO: Esta Resolución regirá a partir de su publicación.

FUNDAMENTO DE DERECHO: Ley 26 de 29 de enero de 1996, tal cual fue modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997; y, Ley 45 de 4 de agosto de 2004.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE,

RODRIGO RODRÍGUEZ J.
Administrador General, Encargado