



ANEXO A
Resolución AN No. 10520-Elec de 7 de octubre de 2016,
modificada por
Resolución AN No. 10607-Elec de 27 de octubre de 2016

Comentarios recibidos en la Consulta Pública No. 010-16 para la propuesta de modificación al Código de Redes Fotovoltaico que contiene las Normas Técnicas, Operativas y de Calidad, para la Conexión de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica al Sistema Interconectado Nacional (SIN).

PROPUESTA DE LA NORMA	COMENTARIOS	ANÁLISIS DE ASEP
<p>1.2.1 El alcance de este documento, es el de establecer una serie de condiciones de conexión que son de obligatorio cumplimiento para todos los proyectos de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales), independientemente de su fecha de instalación y entrada en operación, previstos de tal forma que se garantice la seguridad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional SIN, antes de su entrada en operación.</p>	<p><u>CND</u></p> <p>Las siglas SIN deben estar en paréntesis</p> <p><u>Osmand Charpentier</u></p> <p>El alcance de este documento, es el de establecer una serie de condiciones de conexión que son de obligatorio cumplimiento para todos los proyectos de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales), <i>conectados a la red pública de distribución de energía eléctrica después del medidor y el interruptor principal que cumpla con las normas establecidas</i>, independientemente de su fecha de instalación y entrada en operación, con el propósito de salvaguardar la seguridad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional SIN, antes de su entrada en operación.</p> <p><u>ETESA</u></p> <p>Mantener la redacción vigente o colocar entre paréntesis la abreviatura SIN.</p>	<p><u>Comentarios ASEP a CND</u></p> <p>Se acepta su recomendación.</p> <p><u>Comentarios ASEP a Osmand Charpentier</u></p> <p>Aceptamos su recomendación.</p> <p><u>Comentarios ASEP a ETESA</u></p> <p>Se acepta su recomendación.</p>

5/11



1.2.2 En este Código de Redes Fotovoltaico se describen los requerimientos específicos y generales necesarios que deben cumplir:

- a) Los Agentes del Mercado que cuenten con una Licencia de Generación o Registro de Autogeneración para operar Centrales, en cualquier nivel de tensión, siempre que su capacidad instalada individual o agregada sea mayor de 500 kW.
- b) Los Clientes Finales que se acojan al Procedimiento de Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias con Centrales que cuenten con una Capacidad Instalada mayor a 2,500 kW.

CND

La modificación de este numeral implica que el Código de Redes Fotovoltaico será aplicado también a los que se conecten en las redes de distribución, al incluir la conexión de los Agentes del Mercado a cualquier nivel de tensión con una capacidad instalada mayor de 500 kW y a los Clientes Finales con una capacidad instalada mayor a 2,500 kW que se acojan al Procedimiento de Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias. Esta modificación sugiere que las Empresas Distribuidoras tendrán la tarea de fiscalizar el cumplimiento de lo contenido en el Código de Redes Fotovoltaico cuando se conecten en sus redes de distribución este tipo de centrales.

De ser así, consideramos que se debe modificar el numeral 1.3 – Fiscalización del Cumplimiento con el

La propuesta quedará así finalmente:

1.2.1 El alcance de este documento, es el de establecer las condiciones de conexión que son de obligatorio cumplimiento para todos los proyectos de los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Fotovoltaica (en adelante Centrales), conectados a la red pública de distribución de energía eléctrica después del medidor y el interruptor principal que cumpla con las normas establecidas, independientemente de su fecha de instalación y entrada en operación, previstos de tal forma que se garantice la seguridad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), antes de su entrada en operación.

Comentarios ASEP a CND

La modificación sugiere que al igual como estaba anteriormente establecido que las plantas podrían conectarse en Alta y Media Tensión; y la Media Tensión es de 600 V a 115 kV, por lo que la única disposición adicional con el término "cualquier nivel de tensión", contempla Baja Tensión, lo cual es estrictamente responsabilidad del Distribuidor.

Este Código no aplica a los clientes con capacidades menores de 500 kW, salvo las condiciones expuestas en el Reglamento de Operación.

Código de Redes, con el objetivo de incluir a las Empresas de Distribución quienes tendrán que velar por el cumplimiento de este Código al igual que ETESA y el CND.

Por otro lado, se debe especificar qué normativas le será aplicada a los Agentes del Mercado que instalen una capacidad menor a 500 kW en niveles de tensión baja o media.

Osmand Charpentier

1.2.2 En este Código de Redes Fotovoltaico se describen los requerimientos específicos y generales necesarios que deben cumplir:

- a) Los Agentes del Mercado que cuenten con una Licencia de Generación o Registro de Autogeneración para operar Centrales, en cualquier nivel de tensión, siempre que su capacidad instalada individual o agregada sea mayor de 500 kW.
- b) Los Clientes Finales que se acojan al Procedimiento de Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias con Centrales que cuenten con una Capacidad Instalada mayor a 2,5 MW.

ENSA

Con relación a la propuesta de modificación del numeral 1.2.2 y del literal b) del numeral 1.2.4., se hace necesario contar con una aclaración al respecto, ya que se desconoce ¿cuál es la justificación técnica (no comercial) para que en un caso aplique el Código de Red Fotovoltaico para instalaciones mayores de 500 kW y en otro no?, es decir, ¿cuál es la justificación para que el límite para el caso de

Comentarios ASEP a Osmand Charpentier

Esta Autoridad considera que para mantener congruencia con el Procedimiento de Autoconsumo, se mantendrá la notación de 2,500 kW y no de 2,5 MW.

Comentarios ASEP a ENSA

El uso y la intención de la conexión de estas plantas en la red de distribución se deben considerar. Una planta instalada para autoconsumo, debe primeramente suplir o abastecer los requerimientos de consumos internos; ese es su fin y para eso fue creado este procedimiento; y en caso de tener excedentes, se reconocerán no más del 25% del bloque de consumo anual o semestral, ya

<p>1.2.3 Este Código de Redes Fotovoltaico, contiene las Normas Técnicas, Operativas y de Calidad, que deben cumplir los propietarios de Centrales de que trata el numeral 1.2.2 para conectarse al SIN, con el fin de mantener la seguridad y confiabilidad en la operación del mismo.</p> <p>1.2.4 El presente Código de Redes Fotovoltaico, no aplica a los casos siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none">a) Los Sistemas de Centrales Solares y Centrales Solares con Tecnología Solar Térmica.b) La generación conectada al Sistema Interconectado Nacional de los Clientes Finales bajo el Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, hasta una Capacidad Instalada de 2,500 kW.	<p>clientes finales sea 2,500 kW y para los agentes del mercado 500 kW? Somos de la opinión que si el Código de Redes contiene todas las normas técnicas, operativas y de calidad requeridas para la conexión a la red, su aplicación no debe estar condicionada al tipo de uso, sino a las características técnicas de cada central.</p> <p>No se recibieron comentarios</p> <p><u>ENSA</u></p> <p>Con relación a la propuesta de modificación del numeral 1.2.2 y del literal b) del numeral 1.2.4, se hace necesario contar con una aclaración al respecto, ya que se desconoce ¿cuáles la justificación técnica (no comercial) para que en un caso aplique el Código de Red Fotovoltaico para instalaciones mayores de 500 kW y en otro no?, es decir, ¿cuál es la justificación para que el límite para el caso de clientes finales sea 2500 kW y para los agentes del mercado 500 kW? Somos de la opinión que si el Código de Redes contiene</p>	<p>que su fin no es inyectar. Este ha sido un margen creado para que los diseñadores puedan llegar a cumplir con el total autoabastecimiento de su demanda. Una planta de generación conectada a la Red tiene como fin principal inyectarle la máxima capacidad posible a fin de participar activamente en la venta de energía en el mercado eléctrico, porque su capacidad instalada es vista por la red de forma íntegra. El uso es un parámetro tomado en consideración para que hasta capacidades mayores de 2,500 kW en autoconsumo se le exija el cumplimiento de este Código de Redes.</p> <p>Esta Autoridad determina que, al no contar con comentarios, se entiende que este punto es aceptado.</p> <p><u>Comentarios ASEP a ENSA</u></p> <p>La ASEP mantiene lo contestado en el punto 1.2.2; y considera que los límites hasta 2,500 kW se basan en los criterios de uso de estas instalaciones.</p>
---	---	--

<p>1.2.5 Las Centrales a las cuales les aplica el presente Código de Redes Fotovoltaico que se conecten a las Redes en cualquier nivel de tensión, deberán apoyar a la seguridad y estabilidad del SIN y no deberán desconectarse de la red durante una falla en el mismo, de acuerdo con lo estipulado en este documento.</p>	<p>todas las normas técnicas, operativas y de calidad requeridas para la conexión a la red, su aplicación no debe estar condicionada al tipo de uso, sino a las características técnicas de cada central.</p> <p><u>Osmand Charpentier</u></p> <p>1.2.5 Las Centrales a las cuales les aplica el presente Código de Redes Fotovoltaico que se conecten a las Redes en cualquier nivel de tensión, deberán apoyar a la seguridad y estabilidad del SIN y no deberán desconectarse de la red durante una falla en el mismo, de acuerdo con lo estipulado en este documento.</p> <p>Esto está rarísimo. Debe haber protección y control para cuando las distribuidoras lo requieran, y controlado por centro de despacho. ¿Tanta ley para olvidarse de para qué se escribieron leyes?</p> <p>Por lo menos protección contra corto circuitos e inestabilidad de la red.</p>	<p><u>Comentarios ASEP a Osmand Charpentier</u></p> <p>El cambio propuesto es que en la Red se contemple todos los niveles de tensión, y es sobreentendido que deben coadyuvar a mantener la estabilidad del sistema ante una falla.</p>
<p>1.2.7 La capacidad de potencia (kW) máxima de las Centrales que pueda conectarse a las redes eléctricas de Transmisión o Distribución, dependerá de las condiciones respectivas de estas redes, y ésta deberá estar determinada mediante un estudio que deberá efectuar la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en coordinación con las empresas distribuidoras.</p>	<p><u>Osmand Charpentier</u></p> <p>1.2.7 La capacidad de potencia (kW) máxima de las Centrales que pueda conectarse a las redes eléctricas de Transmisión o Distribución, dependerá de las condiciones respectivas de estas redes, y ésta deberá estar determinada mediante un estudio que deberá efectuar la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en coordinación con las empresas distribuidoras.</p>	<p><u>Comentarios ASEP a Osmand Charpentier</u></p> <p>Toda vez que este documento es técnico - legal su redacción no debe dar lugar a interpretaciones.</p>

Esto parece escrito por abogados no por ingenieros, es redundante con lo ya dicho y delega funciones de ASEP y el estado, como las normas de idoneidad, en compañías privadas. Advierto que no es, ni quiero, sea mi campo.

Desde mi punto de vista técnico, las dudas que parecen expresar en un campo que ignoran, en tal caso tendrían que tratar agregarlas al 1.2.3, que en nuestra opinión idónea es más que claro. Al momento de solicitar la conexión, la distribuidora tiene que coordinar, ya en la ley, la seguridad de la red. No hay que repetirlo por todos lados, para cualquier persona ingeniero o técnico idóneo, es obvio. Señores, no se preocupen, la misma red se lo recordará. Esto es ciencia no literatura.

EDEMET-EDECHI

“...1.2.7 La capacidad de potencia (kW) máxima de las Centrales que pueda conectarse directamente a las redes eléctricas de Transmisión, dependerá de las condiciones respectivas de estas redes, y ésta será determinada mediante un estudio que deberá efectuar la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA)

La capacidad de potencia (kW) máxima de las Centrales que pueda conectarse a las redes eléctricas de distribución, dependerá de las condiciones respectivas de estas redes y estará limitada tanto por la máxima capacidad de recepción del nodo que vincula la red de distribución con Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), capacidad que será definida por ETESA, y por la capacidad de la red de distribución, capacidad que será definida por la empresa de Distribución correspondiente...

Comentarios ASEP a EDEMET-EDECHI

Esta Autoridad considera que se debe mantener la redacción vigente, para aportar claridad en el proceso de aprobación para las partes interesadas.



	<u>ETESA</u>	<u>Comentarios ASEP a ETESA</u>
	<p>No está claro si la modificación propuesta guarda relación con i) el estudio que anualmente se debe realizar según lo estipulado en la disposición 1.2.9 de este Código, para determinar el nivel de penetración de la generación de energía renovable no convencional (ERNC) que no presente riesgo para la seguridad y estabilidad del SIN o ii) con los estudios técnicos que individualmente antes de la entrada en operación de este tipo de centrales se deben realizar para determinar que la conexión de los mismos no inciden negativamente en la capacidad y calidad de la red de transmisión o de distribución a la que se pretende conectar.</p> <p>En el primero de los casos, la Ley 37 de 10 de junio de 2013, en el Artículo 12, le otorga esa responsabilidad a ETESA.</p> <p>En el segundo de los casos, la modificación propuesta transfiere a ETESA la responsabilidad que el Código vigente le otorga a las empresas distribuidoras de realizar los estudios eléctricos correspondientes a las Centrales Fotovoltaicas que tienen la intención de conectarse en la red de distribución.</p> <p>Al respecto, ETESA considera que todos los estudios eléctricos de conexión que individualmente se deben realizar para cada una de las centrales que quieran conectarse al SIN, independientemente del nivel de voltaje en la que las mismas se han de conectar, deben ser realizados por los propios promotores del proyecto o en su defecto, que los responsables de realizar estos estudios sean los que de acuerdo a las normas vigentes, son los responsables de la calidad de servicio de sus respectivas concesiones.</p> <p>Las normas vigentes en materia de electricidad establecen las responsabilidades de ETESA y de las empresas distribuidoras en cuanto a los niveles de voltaje en que estas empresas operan.</p> <p>ETESA, como titular de una concesión para la transmisión de energía eléctrica y en su función de transmisor, de acuerdo a</p>	<p>Esta Autoridad considera que se debe mantener la redacción vigente, para aportar claridad en el proceso de aprobación para las partes interesadas.</p>

lo establecido en la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, debe velar por la continuidad, seguridad y calidad del servicio de transmisión, es decir, debe velar por el transporte de energía eléctrica en alta tensión y la transformación de tensión vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador hasta el punto de recepción por la distribuidora o gran cliente. En cuanto que, las empresas distribuidoras, de acuerdo a la Ley 6, como titulares de concesiones para la prestación del servicio de distribución, deben realizar sus actividades conforme a las disposiciones del respectivo contrato de concesión, prestando el servicio de distribución de forma regular y continua, con los niveles de calidad que se determinen en las Normas de Calidad, y manteniendo las redes de distribución en condiciones adecuadas de conservación e idoneidad técnica.

En base a lo anterior, ETESA considera que los estudios que se deben realizar individualmente para el acceso de las centrales de generación a las redes de distribución o de transmisión deben ser realizadas en primera instancia, por el promotor del proyecto y en su defecto, por la empresa en cuyas redes se van a conectar estas centrales.

Adicional a la responsabilidad que tiene ETESA y las empresas de distribución de prestar el servicio con niveles de confiabilidad y calidad adecuadas en las redes que estos operan, ETESA considera que la modificación propuesta podría causar inconvenientes como los que a continuación enumeramos:

- 1- Los programas computacionales que utiliza actualmente ETESA para estudios de redes, son estrictamente para modelar redes de transmisión y no elementos de las redes distribución. Por lo tanto, ETESA no estaría preparado de forma inmediata para realizar dicha labor. Tendría que adquirir un nuevo modelo o adecuar el modelo que actualmente tiene para estos menesteres.

- 2- El proceso para la aprobación de la conexión de las centrales a la red de distribución podría ser más demorado puesto que, la información de las instalaciones de dicha red tendría que ser intercambiada con las distribuidoras lo cual podría hacer menos eficiente el proceso de aprobación de la conexión de las centrales de generación.
- 3- El hecho de que los estudios deban realizarse en coordinación con las empresas distribuidoras podría ocasionar demoras en la conclusión de los mismos. Aunque la modificación propuesta no lo indica, entendemos que los resultados, las recomendaciones y las conclusiones de los referidos estudios, deben ser conocidos por las empresas distribuidoras antes de ser presentados a los promotores de las centrales fotovoltaicas, pudiendo haber discrepancias entre el transmisor y la distribuidora, demorando aún más el proceso.

Por otro lado, quien mejor que la empresa interesada en conectarse a la red o la empresa en donde la central tiene la intención de conectarse para ser los responsables de la realización de los estudios técnicos. En el caso de los promotores de las centrales, siendo estos la parte interesadas buscarán realizarlos en el menor tiempo posible y en el caso de las empresas distribuidoras, estas ya poseen los modelos y el personal para la realización de los estudios además que, podrán asegurar de cumplir con su responsabilidad de prestar el servicio público de distribución de electricidad con el nivel de calidad adecuado.

Además de lo señalado, ETESA considera adecuado hacer mención a lo destacado en los considerandos del Decreto 22 de 19 de junio de 1998, "Por el cual se Reglamenta la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, que dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", referente a que es política del Estado en materia

del servicio público de electricidad promover que todos los prestadores de este servicio operen conforme a los principios de tratamiento igual entre usuarios, en circunstancias similares y de libre acceso, asegurando la continuidad, calidad, eficiencia en todo el territorio de la República, en condiciones de competencia.

Al respecto del principio de igual tratamiento, el Decreto Ejecutivo 22, establece en su Artículo 39, sobre el acceso al Sistema de Transmisión, que todo agente del mercado que requiera el acceso a la capacidad de transmisión existentes del SIN, deberá presentar una solicitud a la Empresa de Transmisión incluyendo, entre otros requisitos, estudios del efecto de su conexión sobre el sistema de transmisión de acuerdo a lo especificado en el Reglamento de Operación. Mientras que, el Reglamento de Distribución y Comercialización, en el Título III, Capítulo III.2, Sección III.2.1, "Solicitud de Acceso", en el Artículo 4, establece que el interesado en acceder a las redes de distribución, debe presentar a la empresa distribuidora una solicitud de acceso acompañada con los estudios técnicos que correspondan, que demuestre que la conexión no incidirá negativamente en las Normas de Calidad del Servicio Público vigentes.

Como se podrá apreciar, en ambos casos es el agente generador quién tiene que realizar los estudios eléctricos que correspondan.

Recomendación: Aclarar si el estudio del que trata la modificación de este numeral se refiere a: i) el estudio que anualmente ETESA debe realizar según lo estipulado en la disposición 1.2.9 de este Código, para determinar el nivel de penetración de la generación de energía renovable no convencional (ERNC) que no presente riesgo para la seguridad y estabilidad del SIN o ii) los estudios técnicos que individualmente antes de la entrada en operación de este tipo de centrales se deben realizar para determinar que la conexión de los mismos no inciden negativamente en la capacidad y

calidad de las red de transmisión o de distribución a la que se pretende conectar.

Si se refiere al segundo caso, ETESA recomienda modificar el numeral de manera tal que, sean los agentes generadores fotovoltaicos interesados en conectarse a las redes eléctricas, independiente del nivel de voltaje, quienes realicen los estudios eléctricos que correspondan para la viabilidad de conexión o mantener la redacción vigente.

ENSA

Consideramos que éste numeral debe mantenerse como actualmente se encuentra en el Código de Redes. La propuesta de la ASEP contempla a ETESA como actor principal para hacer los estudios en coordinación con la empresa distribuidora, a fin de determinar la capacidad máxima de potencia de las Centrales que puedan conectarse al SIN (incluyendo redes de distribución). Frente a tal supuesto, consideramos que los casos donde el punto de conexión de la central en la red de distribución, el análisis deberá ser realizado directamente por el distribuidor para determinar esta capacidad máxima de potencia; no obstante, es importante indicar que en cualquiera que sea el caso, debe existir un estudio de viabilidad por parte del agente generador.

ENEL

Solicitamos mantener la redacción vigente del 1.2.7 por las siguientes razones:

- I. Cada empresa Distribuidora debe responder al cumplimiento de los contratos de concesión y a la reglamentación específica vigente para estos casos. ETESA por su parte responde a la legislación

Comentarios ASEP a ENSA

Esta Autoridad considera que se debe mantener la redacción vigente, para aportar claridad en el proceso de aprobación para las partes interesadas.

Comentarios ASEP a ENEL

Se acepta la recomendación de mantener la redacción vigente.

relacionada con la red de transmisión.

- II. En el presente, la Distribuidora cuenta con un claro proceso para avalar las conexiones.
- III. ETESA no cuenta con modelos de las redes de distribución que permitan efectuar los estudios que pretende este cambio.
- IV. El cambio no aporta claridad del proceso de aprobación de los proyectos interesados en conectarse a la red de distribución. Se prevé que ETESA efectuará el estudio (en caso de que consiga los detalles de la red de Distribución) y luego, la Distribuidora efectuará otros estudios considerado sus criterios. Al final las diferencias de criterio desmejoran el tiempo de respuesta e incluso hasta la factibilidad de las conexiones por falta de acuerdo entre ETESA y la Distribuidora involucrada.

Luego de los comentarios, queda así:

1.2.7 La capacidad de potencia (kW) máxima de las Centrales que pueda conectarse a las redes eléctricas de Transmisión o Distribución, dependerá de las condiciones respectivas de estas redes, y ésta deberá estar determinada mediante un estudio que deberá efectuar la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) en el caso de conexión a las líneas de Alta Tensión (T y D) y conexión en Media Tensión en una Subestación del Sistema de Transmisión, y por la empresa distribuidora en el caso de conexión a la Media Tensión en redes de distribución.

<p>1.2.9 Los requerimientos para la conexión de las Centrales al SIN, deberán actualizarse conforme las necesidades del SIN lo requieran, y de acuerdo con los resultados de los estudios del comportamiento del SIN, que deberá realizar ETESA anualmente en coordinación con las empresas distribuidoras.</p>	<p><u>ETESA</u></p> <p>ETESA considera que, en las modificaciones propuestas en estos numerales, debe definirse el alcance de la coordinación que debe realizar ETESA con las distribuidoras de forma tal que, quede claro que los estudios que anualmente debe realizar ETESA son para determinar el nivel de penetración de las ERNC en el SIN como un todo y no de manera particular en una determinada red eléctrica.</p> <p><u>Recomendación:</u> Definir el alcance de la coordinación que debe realizar ETESA con las distribuidoras de forma tal que, quede claro que los estudios que anualmente debe realizar ETESA son para determinar el nivel de penetración de las ERNC en el SIN como un todo y no de manera particular en una determinada red eléctrica.</p> <p><u>Osmand Charpentier</u></p> <p>1.2.9 Los requerimientos para la conexión de las Centrales al SIN, deberán actualizarse conforme las necesidades del SIN lo requieran, y de acuerdo con los resultados de los estudios del comportamiento del SIN, que deberá realizar ETESA anualmente en coordinación con las empresas distribuidoras.</p> <p>Para que se autorice la conexión a la red eléctrica de granjas de paneles solares que por la cantidad pico de energía, que no debe sobrepasar las líneas de distribución e interconexión de las compañías distribuidoras correspondientes, dichas instalaciones, deben contar con la protección y controles dispuestas en el código eléctrico de USA, aún vigente en Panamá. Interpretado y aplicado por personal idóneo. Tengo entendido que hay una traducción pendiente de ser incluida en gaceta oficial, espero que pendiente de la revisión de las universidades del estado. Me refiero a su correcta traducción técnica.</p>	<p><u>Comentarios ASEP a ETESA</u></p> <p>Esta Autoridad considera que dicha adición es necesaria para enriquecer el proceso; la empresa distribuidora esta en calidad de asesor, para complementar el estudio realizado por ETESA.</p> <p>ETESA seguirá realizando los estudios como hasta el momento, pero enriqueciéndolos con la ayuda de las empresas distribuidoras.</p> <p><u>Comentarios ASEP a Osmand Charpentier</u></p> <p>Esta Autoridad contempla que el tema de las protecciones y sus controles, está supeditada a las normativas que le correspondan (Ejem. NESC, NEC, RIE).</p> <p>El uso de las nuevas tecnologías, está ligado al diseño del cliente y/o proyecto amparado por la aprobación de la empresa distribuidora en base a los protocolos de uso actual.</p> <p>El balance neto de los medidores está contemplado y explicado en el procedimiento de autoconsumo y la norma de medición.</p>
--	--	---

24



Yo no pondría el límite de 500 kw, la costumbre de procurar la desconexión por el monitoreo de la corriente, perfectamente ha cumplido, y también en este caso cumplirá, para esos casos de relativa poca potencia.

Para los mayores a 500kw, ya ASEP, perfectamente puede regular exigiendo vigilar frecuencia, voltaje, factor de potencia etc. Que se desconecte en tales casos y nunca, porque la red ha dejado de funcionar, a menos que la contingencia, precisamente impida dar la calidad de servicio ya regulada.

Los equipos electrónicos utilizados en estas instalaciones permiten esa vigilancia y control, hasta tal punto, que las distribuidoras, no tienen que cambiar la sincronización de la protección ya existente.

Para residencias, acaba (10 meses) de surgir una tecnología que permite suministrar en línea poca potencia, y que perfectamente personal idóneo puede garantizar que las viviendas no corran peligro, y que se desconecten si no es así o se cambian las condiciones en cualquier momento que lo hagan en estas propiedades, amparadas por las leyes de propiedad privada. Estos equipos jamás funcionan si no hay una fuente, en este caso la red, que las sostenga. Es decir, suministran energía, pero en menos de 1 nano segundo lo dejan de hacer, al desaparecer la fuente principal. Es imposible porque la polarización de los transistores y diodos involucrados, es dada por la fuente externa. Además, se queman con menos de 20 amperios. Esto significa que los interruptores para viviendas, los desconectarían de la red siguiendo un diseño apropiado.

Quitaron todo lo que se refería a medición. En residencias, hay que programar los medidores para que resten en el caso de que la misma produzca con paneles solares, única forma actualmente. Repito lo dicho en mis comentarios anteriores, si se cumple con el reglamento que permitió la conexión de cualquier instalación para actividad humana que no sea principalmente generar energía, se incluyó el interruptor

Handwritten mark or signature.

principal que ha custodiado con bastante éxito los intereses de las distribuidoras.

Si los medidores están programados para no descontar energía producida, además de que nadie está en esta situación, es ilegal, porque el reglamento dice que los medidores deben medir bien. Estar programados para que midan solo valores absolutos de consumo, porque nunca ocurren valores negativos, para cualquier perito es una medición mal hecha, y por tanto, viola lo dicho por la ley. Además, de que se asumió tal postura perjudicial a los usuarios, sin las consultas que exige la ley, aunque sin consecuencias, precisamente porque nadie está en condiciones de corroborarlo. También falta lo de los incentivos en sí.

ENEL

Con respecto a la modificación propuesta para el 1.2.9, basado precisamente en lo señalado en el punto 1 que antecede, sugerimos una separación para cada caso:

1.2.9 Los requerimientos para la conexión de las Centrales al SIN, deberán actualizarse conforme las necesidades del SIN lo requieran, y de acuerdo con los resultados de los estudios que para tal fin realicen las empresas distribuidoras y ETESA. Por ello, ETESA y las empresas distribuidoras deberán realizar anualmente su propuesta de requerimientos de conexión a la red de transmisión y distribución respectivamente, los cuales deben considerar los comentarios de las partes interesadas (Centrales existentes en operación, en construcción y en proyecto).

Comentarios ASEP a ENEL

La ASEP considera que dicha adición es necesaria para enriquecer el proceso; la empresa distribuidora esta en calidad de asesor, para complementar el estudio realizado por ETESA, el cual seguirá realizando los estudios como hasta el momento, pero enriqueciéndolos con la ayuda de las empresas distribuidoras, tomando en consideración los comentarios de todas las partes interesadas.

1.2.10 De ser requerido, de acuerdo con los estudios correspondientes del SIN que realice ETESA en coordinación con las empresas distribuidoras, las Centrales existentes en operación o en construcción o en proyecto, deberán cumplir con cualquier nuevo requisito que se estipule para las mismas en este documento.

ENSA

Somos de la opinión que el numeral 1.2.10 debe conservar su redacción original, ya que la distribuidora puede realizar un estudio independiente de ETESA en el que se descubran requisitos adicionales a cumplir por la central que desea conectarse a la red de distribución y la distribuidora debe tener la potestad de exigir el cumplimiento de estos requisitos en cualquier momento para mantener la estabilidad y seguridad de la red.

ENEL

1.2.10 Las Centrales existentes en operación, en construcción y en proyecto, deberán cumplir con cualquier nuevo requisito que apruebe la ASEP conforme las necesidades del SIN. Previa aprobación de los nuevos requisitos, cualquier conflicto entre las partes interesadas, debe ser resuelta por la ASEP.

Comentarios ASEP a ENSA

Se acepta su recomendación de mantener la redacción original.

Comentarios ASEP a ENEL

Esta Autoridad considera oportuno mantener la redacción vigente, basados en los cambios y comentarios realizados en puntos anteriores de esta consulta pública.

Luego de los comentarios, queda así:

1.2.10 De ser requerido, de acuerdo con los estudios correspondientes del SIN que realice ETESA o la distribuidora, las Centrales existentes en operación o en construcción o en proyecto, deberán cumplir con cualquier nuevo requisito que se estipule en este documento para las mismas.

24

<p>1.2.11 Igualmente, las Centrales que se conecten al SIN, deben cumplir con lo estipulado en el Reglamento de Transmisión y en el Reglamento de Operación, y por la Regulación vigente que le aplique, a excepción de los que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, los cuales se regirán por lo dispuesto en dicho Procedimiento.</p> <p>1.2.12 En los casos en que un mismo requerimiento sea tratado por este Código de Redes Fotovoltaico y el Reglamento de Transmisión y/o el Reglamento de Operación, para las Centrales aplicará prioritariamente lo indicado en este documento.</p>	<p><u>No se recibieron comentarios.</u></p> <p><u>ETESA</u></p> <p>No observamos que se haya propuesto alguna modificación a este numeral. <u>Recomendación:</u> Definir cuál es la propuesta de modificación.</p> <p><u>Osmand Charpentier</u></p> <p>1.2.12 En los casos en que un mismo requerimiento sea tratado por este Código de Redes Fotovoltaico y el Reglamento de Transmisión y/o el Reglamento de Operación, para las Centrales aplicará prioritariamente lo indicado en este documento. Todo esto sobra. Centralizar la idoneidad técnica de profesionales, si no es ilegal o corrupto, es fanático, porque pretenden convertir en leyes, toda una preparación profesional en física y matemáticas que los abogados, políticos y empresarios no les incumbe ni pueden entender sin la formación académica correspondiente. Como toda instalación, solo tiene que ser diseñada y ejecutada por personal que cuente con las idoneidades que la ley exija. Esta ley no es eso. La intención oculta de controlar cuestiones de mercado y mercadeo de energía tampoco debe inmiscuirse en esta. Menos intentar mono polios y oligopolios. Esto no es arroz. Todo productor de energía tiene mercado y beneficia actores anteriores, a menos que precisamente, no tenga verdadera idoneidad.</p>	<p>Esta Autoridad determina que, al no contar con comentarios, se entiende que este punto es aceptado.</p> <p><u>Comentarios ASEP a ETESA</u></p> <p>Se acepta su recomendación. Este numeral no posee ninguna modificación.</p> <p><u>Comentarios ASEP a Osmand Charpentier</u></p> <p>Se acepta su recomendación. Este numeral no posee ninguna modificación.</p>
--	--	---



<p>1.4 Definiciones.</p> <p>Capacidad Instalada. Corresponde a la potencia instalada en corriente directa antes del inversor y la potencia entregada en corriente alterna después del inversor (MWp/MWac). Para la consideración de los efectos o implicaciones en el Sistema Interconectado Nacional, así como para los diversos límites establecidos en este Código, la Capacidad Instalada estará referida a la potencia entregada en corriente alterna después del inversor (MWac).</p> <p>B.9.3 Medición SMEC.</p> <p>Los medidores para el Sistema de Medición Comercial (SMEC) de las Centrales, deberán cumplir con lo indicado en el Reglamento de Operación y las Reglas Comerciales vigentes, con excepción de las Centrales que se acojan al Procedimiento para Autoconsumo con Fuentes Nuevas, Renovables y Limpias, a los cuales les aplicará en materia de medición lo dispuesto en dicho procedimiento.</p>	<p><u>ENSA</u></p> <p>Se hace de conocimiento de ASEP que el cambio propuesto para el numeral 1.2.12 es idéntico a la redacción original, por lo que deberá comunicar cual sería la propuesta de modificación real que no fue incluida dentro del documento.</p> <p><u>No se recibieron comentarios.</u></p> <p><u>No se recibieron comentarios.</u></p>	<p><u>Comentarios ENSA</u></p> <p>Se acepta su recomendación. Este numeral no posee ninguna modificación.</p> <p>Esta Autoridad determina que, al no contar con comentarios, se entiende que este punto es aceptado.</p> <p>Esta Autoridad determina que, al no contar con comentarios, se entiende que este punto es aceptado.</p>
--	---	--

ny